

CONSULTA PÚBLICA
Nº 66

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



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

ÍNDICE

1	DESCRIÇÃO DA CONSULTA PÚBLICA	1
2	ESTRUTURA ATUAL DAS TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	3
3	METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA	5
3.1	Descrição da rede nacional de transporte	5
3.2	Metodologia de preço de referência	8
3.3	Preços de referência indicativos.....	12
3.4	Avaliações de imputação de custos	14
3.5	Avaliação da proposta de metodologia de preços de referência.....	15
3.6	Comparação da metodologia do preço de referência com a metodologia da distância ponderada pela capacidade	16
3.7	Questões.....	18
4	ESTRUTURA DE RECEITAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE	21
4.1	Informação indicativa	21
4.2	Questões.....	21
5	TARIFAS DE TRANSPORTE BASEADAS NA ENERGIA	23
5.1	Tarifas de transporte baseadas na energia	23
5.2	Questões.....	25
6	INFORMAÇÃO ADICIONAL SOBRE AS TARIFAS DE TRANSPORTE	27
6.1	Informação indicativa	27
6.2	Questões.....	30
7	DESCONTOS, MULTIPLICADORES E FATORES SAZONAIS	31
7.1	Multiplicadores	31
7.2	Fatores sazonais.....	31
7.3	Descontos previstos nos artigos 9.º e 16.º	32
7.4	Questões.....	34
8	LISTA DE QUESTÕES DA CONSULTA PÚBLICA	35
9	INFORMAÇÃO ADICIONAL SOBRE AS AVALIAÇÕES DE IMPUTAÇÃO DE CUSTOS	37
9.1	Índice de comparação da imputação de custos de capacidade	38
9.2	Índice de comparação da imputação de custos de energia	39

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Diagrama da rede nacional de transporte de gás natural	6
Figura 3-2 - Diagrama simplificado da rede nacional de transporte de gás natural	7
Figura 3-3 - Preços de referência indicativos	12
Figura 3-4 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, anos de 2014 a 2017	13
Figura 3-5 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o armazenamento subterrâneo, de 2014 a 2017	14
Figura 3-6 - Comparação dos preços de referência indicativos entre a CWD modificada e a metodologia CWD.....	17

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Pontos de entrada e saída da rede nacional de transporte de gás natural.....	3
Quadro 2-2- Definição das variáveis de faturação da Tarifa de URT	4
Quadro 2-3- Opções tarifárias para a tarifa de uso da rede de transporte para clientes em AP.....	4
Quadro 3-1 - Resumo da metodologia de preço de referência	9
Quadro 3-2 - Divisão de 'entrada-saída' para as tarifas baseadas na capacidade	11
Quadro 4-1- Informação indicativa sobre a estrutura de receitas do operador da rede de transporte	21
Quadro 6-1 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de entrada.....	27
Quadro 6-2 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída	29
Quadro 7-1 - Nível de multiplicadores	31
Quadro 7-2 - Descontos para os ajustes de tarifas no âmbito do artigo 9.º	33
Quadro 7-3 - Fórmula de cálculo para o desconto posterior do artigo 16.º	34
Quadro 9-1 - Índice de comparação da imputação de custos de capacidade	39
Quadro 9-2 - Índice de comparação da imputação de custos de capacidade.....	40

1 DESCRIÇÃO DA CONSULTA PÚBLICA

DE QUE TRATA ESTE DOCUMENTO?

O Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, estabelece um código de rede que define as regras relativas às estruturas harmonizadas das tarifas de transporte de gás, incluindo as regras sobre a aplicação de uma metodologia de preços 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.¹

Um dos objetivos cruciais a atingir pelo Regulamento é aumentar a transparência das estruturas tarifárias para o transporte de gás natural e dos procedimentos para a sua definição. Neste contexto, é obrigatória a publicação de informações relacionadas com a determinação dos proveitos permitidos dos operadores das redes de transporte e com o cálculo das diferentes tarifas de uso da rede de transporte. Estes requisitos deverão permitir aos utilizadores da rede compreender as tarifas estabelecidas para serviços de transporte e outros serviços regulados, não relacionados com o transporte, fornecidos pelo operador de rede de transporte, bem como a forma como as tarifas são definidas, a sua variação histórica e alterações futuras. Além disso, os utilizadores da rede devem poder identificar e conhecer os custos subjacentes às tarifas de transporte e prever as mesmas.

A estrutura desta consulta pública reflete a estrutura dos requisitos de consulta pública estabelecidos no n.º 1 do artigo 26.º do referido código de rede de tarifas. A consulta pública é ainda acompanhada de documentação complementar, designadamente:

- Documento anexo intitulado “Comparação de metodologias de preço de referência”.
- Resumo em inglês dos assuntos levados a consulta pública, apresentados num formato pré-estabelecido pela Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER, na sigla inglesa).
- Ficheiros em Excel com a aplicação das metodologias de preço de referência.

A QUEM SE DESTINA ESTA CONSULTA PÚBLICA?

Os destinatários desta consulta pública são todos os agentes do setor do gás natural, em especial:

- Consumidores e associações de consumidores.
- Comercializadores.

¹ Para além do código de rede de tarifas ('TAR NC', na sigla inglesa) existem mais três códigos, designadamente referentes a '*capacity allocation mechanisms*' ('CAM NC'), '*gas balancing of transmission networks*' ('BAL NC') e '*interoperability and data exchange rules*' ('INT NC'). O CAM NC foi revisto e entrou em vigor a 6 de abril de 2017, na mesma data que o TAR NC.

- Operadores das infraestruturas de alta pressão: rede de transporte, terminal de GNL e armazenamento subterrâneo.
- Operadores de redes de distribuição.
- Entidade reguladora do setor de gás natural em Espanha.²

QUAL O PRAZO DE DURAÇÃO DA CONSULTA?

Os Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-lei nº 97/2002, de 12 de Abril na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, estabelecem no n.º 2 do artigo 10.º o prazo de 30 dias durante o qual os interessados podem emitir os seus comentários e apresentar sugestões relativas às consultas públicas da ERSE. Por outro lado, o código de rede de tarifas requer um período mínimo de dois meses durante o qual a consulta pública deve decorrer. De forma a cumprir ambos os requisitos temporais, a presente consulta pública decorrerá entre o dia 17 de agosto de 2018 e o dia 17 de outubro de 2018.

COMO PARTICIPAR NA DISCUSSÃO?

Os comentários às questões colocadas em consulta pública no final dos capítulos 3 a 7, e resumidas no capítulo 8 deste documento, deverão ser enviados à ERSE até 17 de outubro de 2018, por correio, por fax ou, preferencialmente, por correio eletrónico, para os seguintes endereços:

- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama nº 1, 3º andar, 1400-113 Lisboa.
- Fax: 213 033 201
- Correio eletrónico: tarifastransporte@erse.pt

Os comentários recebidos serão considerados públicos, exceto se o seu autor solicitar, de forma explícita, confidencialidade. Nesse último caso deve ser também submetida uma versão não-confidencial.

O QUE ACONTECE AOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS PELA ERSE?

As contribuições enviadas à ERSE serão analisadas num documento que será disponibilizado a todos os participantes na consulta. Este documento conterá os comentários recebidos, que não sejam confidenciais, as observações da ERSE e a justificação das opções tomadas.

Nos termos do número 3 do artigo 26.º do código de rede de tarifas a ERSE deve publicar as respostas à consulta pública e a sua síntese, incluindo uma síntese em inglês, no prazo de um mês a contar do termo do processo de consulta.

² A necessidade de consultar a entidade reguladora em Espanha sobre as matérias previstas no capítulo 7 decorre do n.º 1 do artigo 28.º. A função de regulação do setor de gás natural em Espanha cabe à 'Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia' (CNMC).

2 ESTRUTURA ATUAL DAS TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Desde o ano gás 2010-2011 que a ERSE aplica uma metodologia do tipo ‘entrada-saída’ no cálculo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte.³ A metodologia utiliza uma abordagem matricial para determinar os custos incrementais de uso da rede de transporte a partir de informação sobre as distâncias entre os pontos de entrada e saída na rede de transporte, os investimentos realizados e as capacidades previstas de gás natural na rede.⁴

A ERSE tem mantido os custos incrementais determinados para o ano gás 2010-2011 para definir a estrutura de preços das tarifas de uso da rede transporte, tendo aplicado fatores multiplicativos (escalamentos) para ajustar os preços nos pontos de entrada e saída de forma a recuperar os proveitos permitidos do operador da rede de transporte de gás natural.

Quadro 2-1 - Pontos de entrada e saída da rede nacional de transporte de gás natural

Tipo de ponto	Infraestrutura	Variáveis de faturação da Tarifa de URT
Entrada	VIP (Campo Maior + Valença do Minho)	• Capacidade contratada
	Terminal GNL (Sines)	• Capacidade contratada
	Armazenamento subterrâneo (Cariço)	• Capacidade contratada
Saída	VIP (Campo Maior + Valença do Minho)	• Capacidade contratada • Energia
	Terminal GNL (Sines)	• Capacidade contratada • Energia
	Armazenamento subterrâneo (Cariço)	<i>não aplicável</i>
	Clientes em Alta Pressão	• Capacidade utilizada • Energia
	Redes de distribuição	• Capacidade utilizada • Energia
	Instalações abastecidas por UAG	• Energia

O Quadro 2-1 apresenta as variáveis de faturação aplicadas no âmbito da Tarifa de Uso da Rede de Transporte (Tarifa de URT), por ponto de entrada e saída da rede nacional de transporte (RNT). A componente de entrada da Tarifa de Uso da RNT é faturada apenas com um termo de capacidade contratada e a componente de saída da Tarifa de uso da RNT é faturada através de um termo de

³ Anteriormente era aplicada uma metodologia do tipo ‘selo postal’.

⁴ A descrição detalhada da metodologia encontra-se no documento da ERSE intitulado ‘[Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2010-2011](#)’, publicado em junho de 2010.

capacidade⁵ e um termo de energia, com exceção para as Instalações abastecidas por UAG, onde a faturação é apenas através de um termo de energia. As variáveis de faturação encontram-se definidas no quadro seguinte.

Quadro 2-2- Definição das variáveis de faturação da Tarifa de URT

Variáveis de faturação	Unidade	Definição
Capacidade contratada	kWh/dia	Valor de capacidade reservada pelo agente de mercado, nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com um pagamento de carácter vinculativo e independentemente do uso efetivo, para diversos horizontes temporais.
Capacidade utilizada	kWh/dia	Energia máxima diária nos últimos doze meses, medida no ponto de entrega da rede de transporte. Este valor máximo diário é pago durante os doze meses seguintes.
Energia	kWh	Energia consumida e medida no ponto de entrega da rede de transporte.

Encontram-se em vigor opções tarifárias adicionais para os clientes em Alta Pressão (AP), designadamente uma tarifa de transporte para curtas utilizações e várias tarifas flexíveis. As opções tarifárias disponíveis para os clientes em AP estão resumidas no quadro que se segue.

Quadro 2-3- Opções tarifárias para a tarifa de uso da rede de transporte para clientes em AP

Opção tarifária	Variáveis de faturação	Características
Longas utilizações	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidade utilizada • Energia 	A capacidade utilizada corresponde à energia máxima diária nos últimos 12 meses.
Curtas utilizações	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidade utilizada • Energia 	A capacidade utilizada corresponde à energia máxima diária nos últimos 12 meses.
Tarifa flexível diária	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidade utilizada • Energia 	Pagamento do termo de capacidade ao dia. A capacidade diária corresponde ao consumo diário.
Tarifa flexível mensal	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidade utilizada • Energia 	Pagamento do termo de capacidade ao mês. A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura.
Tarifa flexível anual	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidade base anual • Capacidade mensal adicional • Energia 	<p>Pagamento do termo de capacidade anual e mensal – a sobreposição de capacidades é permitida exclusivamente nos meses de verão (abril a setembro).</p> <p>A capacidade base anual 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. A capacidade mensal adicional (apenas nos meses de verão) corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual.</p>

No terminal de GNL e nas interligações internacionais, enquanto pontos de saída, aplicam-se preços nulos.

⁵ No caso do VIP e do terminal GNL o conceito de capacidade aplicável é a 'capacidade contratada'. No caso dos clientes em Alta Pressão e das redes de distribuição o conceito de capacidade aplicável é a 'capacidade utilizada'.

3 METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Esta secção visa dar cumprimento ao artigo 26.º, n.º 1, alínea a), do Código de Rede de Tarifas.

O Regulamento prevê a realização de consultas públicas regulares relativas à metodologia de preço de referência, que se define como a metodologia aplicada à parte das receitas provenientes dos serviços de transporte a recuperar por meio de tarifas de transporte baseadas na capacidade.

De acordo com o artigo 3.º do código de rede de tarifas o 'preço de referência' é um "*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*". A 'metodologia de preço de referência' tem como propósito a determinação dos preços de referência para os vários pontos de entrada e saída.

3.1 DESCRIÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

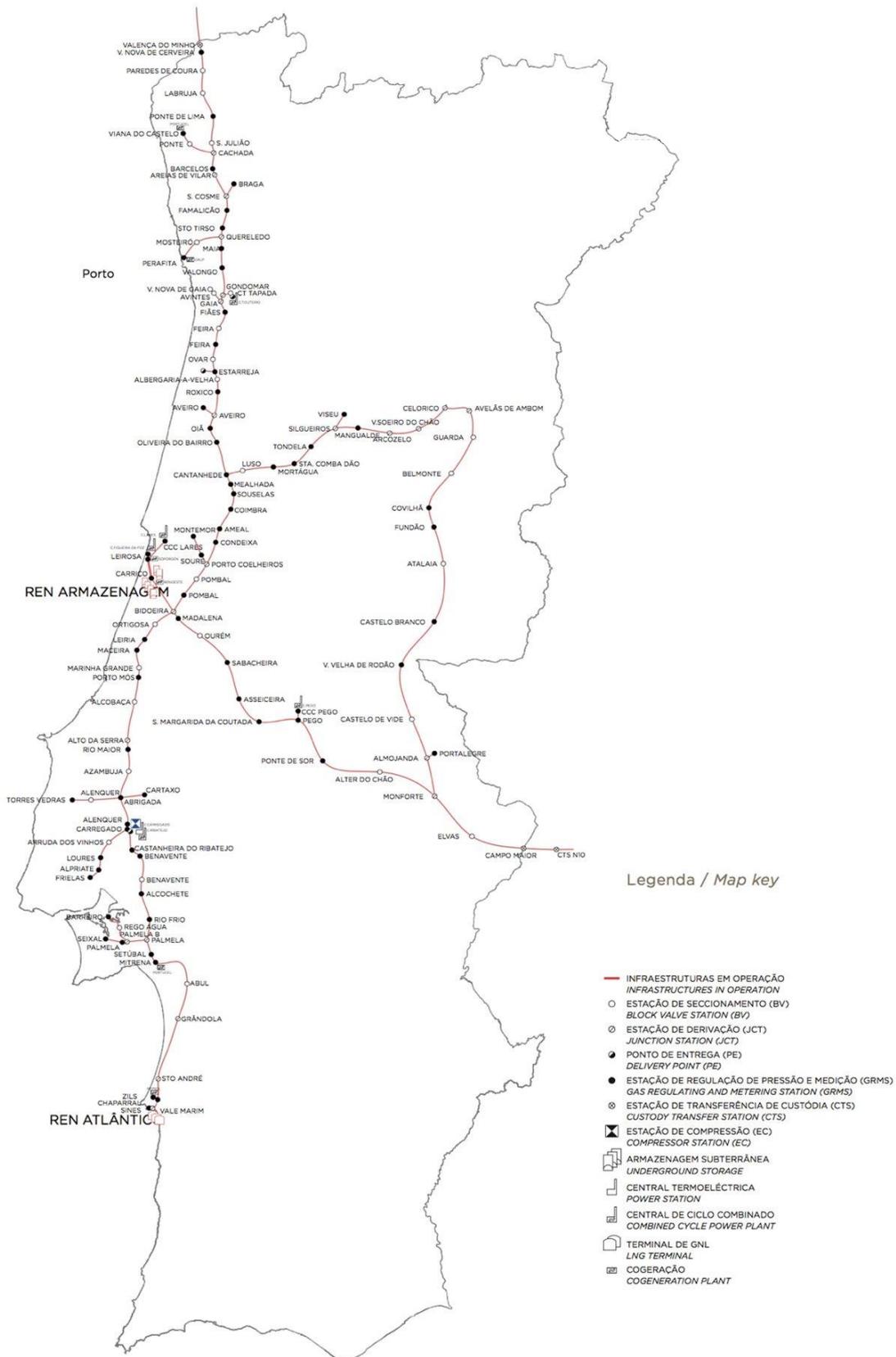
De seguida descreve-se sucintamente a rede nacional de transporte, nomeadamente para se compreender o diagrama simplificado da rede de transporte que é adotado para a aplicação da metodologia de preço de referência.

A rede nacional de transporte de gás natural, apresentada na Figura 3-1, é constituída por dois eixos: 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.

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.⁶

⁶ 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.

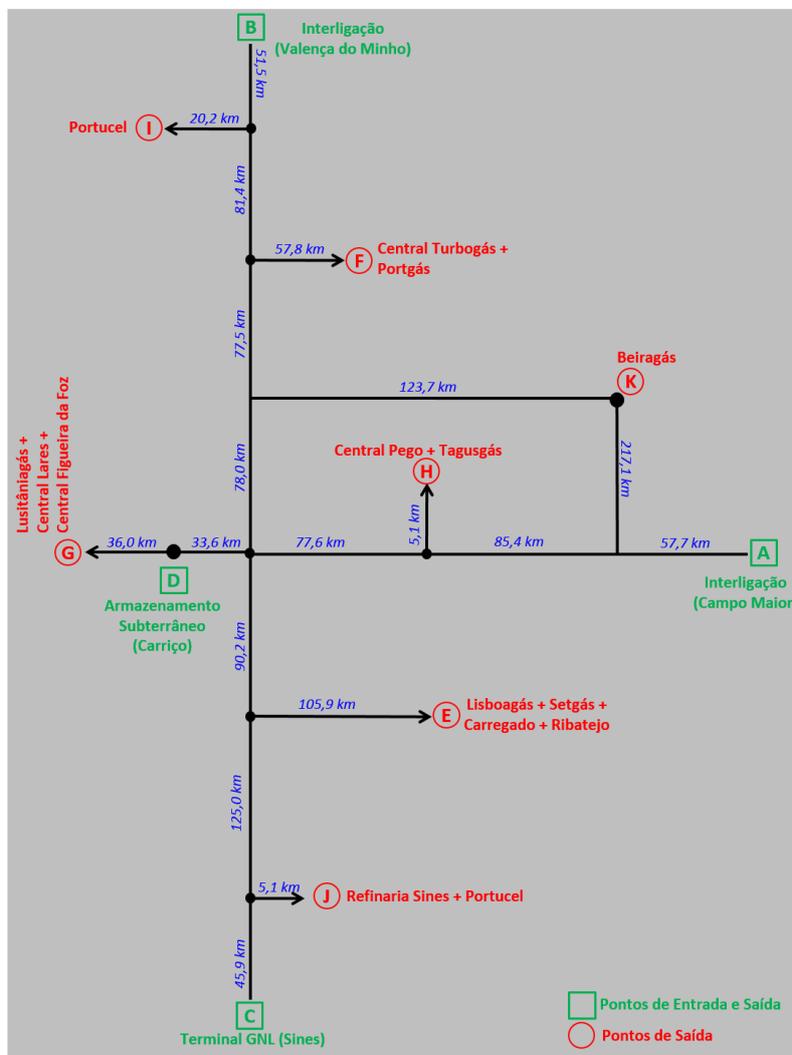
Figura 3-1 - Diagrama da rede nacional de transporte de gás natural



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

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.⁷

Figura 3-2 - Diagrama simplificado da rede nacional de transporte de gás natural



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 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

⁷ 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 no site da ERSE.

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.

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 3-2. 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.

3.2 METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA

A metodologia de preço de referência proposta nesta consulta pública será designada por **metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade (CWD modificada)**⁸ e utiliza as capacidades previstas de gás natural, as distâncias entre os pontos relevantes e os custos unitários da rede de transporte como fatores de alocação para definir as tarifas de uso da rede de transporte. A designação da metodologia reflete a proximidade face à metodologia da distância ponderada pela capacidade (CWD), definida no artigo 8.º do código de rede de tarifas, cuja aplicação é opcional, mas integra na metodologia os custos unitários dos troços de rede.

O quadro que se segue resume as principais características da metodologia CWD modificada. A metodologia agora proposta adota da metodologia atualmente em vigor a perspetiva de custos unitários para os vários troços que ligam os pontos de entrada aos pontos de saída da rede de transporte. No entanto, esta nova proposta de metodologia introduz algumas simplificações que a aproximam da metodologia definida no código de rede de tarifas, designada por metodologia da distância ponderada pela capacidade.

⁸ A sigla 'CWD' representa a abreviação da metodologia da distância ponderada pela capacidade, definida no artigo 8.º do código de rede de tarifas, na terminologia inglesa (CWD – 'capacity weighted distance').

Quadro 3-1 - Resumo da metodologia de preço de referência

Tipologia	Metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade (CWD modificada)
Fatores de alocação	Distância, capacidade, custo da rede de transporte.
Parâmetros	<ul style="list-style-type: none"> • Distância: matriz de distâncias entre pontos de entrada e saída. • Capacidade: capacidades contratadas/utilizadas nos pontos de entrada e saída. • Custo da rede de transporte: CAPEX da RNT. • Divisão de 'entrada-saída'. <p>São ainda utilizados outros parâmetros para a reconciliação com os proveitos permitidos do operador da rede de transporte, designadamente a previsão detalhada da procura, as opções tarifárias aplicáveis nas saídas para consumo doméstico/nacional e os descontos previstos no artigo 9.º.</p>
Etapas	<ol style="list-style-type: none"> 1. <u>Determinação da matriz de custos</u> – Distribuição dos custos tendo em conta os fatores de alocação. 2. <u>Cálculo dos preços de referência (pré-ajustamento)</u> – Cálculo dos preços de referência pré-ajustamento de entrada e de saída da RNT determinados a partir da matriz de custos e da divisão de 'entrada-saída' imposta e equalização de preços nas saídas domésticas e no VIP. 3. <u>Cálculo dos preços de referência (pós-ajustamento)</u> – Cálculo dos preços de referência finais com aplicação dos descontos do artigo 9.º e garantindo a reconciliação com os proveitos permitidos.
Nota adicional	A metodologia de preço de referência adotada resulta em preços nulos para os pontos cuja utilização não implica custos para o sistema (por exemplo, quando a utilização é predominantemente em contra fluxo).

A escolha por esta nova metodologia de preço de referência permite reunir as virtudes do modelo matricial atualmente em vigor e da metodologia da distância ponderada pela capacidade prevista no código de rede de tarifas. Do lado do modelo atualmente em vigor, a inclusão do conceito de custo de capacidade unitário permite refletir nas tarifas de transporte os custos de capacidade pela utilização da rede de transporte. Em particular é possível refletir o facto de que para alguns troços de rede com fluxos permanentes sempre no mesmo sentido, a contratação de capacidade em contra fluxo não representa um custo acrescido para a rede. Do lado da metodologia da distância ponderada pela capacidade, a considerar como termo de comparação nos termos previstos no código de rede de tarifas, é adotado um cálculo de médias ponderadas pelas capacidades e pelas distâncias para alocar os proveitos permitidos aos pontos de entrada e de saída da rede de transporte.

Face à metodologia atualmente em vigor, considera-se que a nova metodologia CWD modificada é pautada por uma maior simplicidade e promove a transparência para os 'stakeholders' do setor. Esta maior simplicidade justifica-se pela estrutura da rede de transporte de gás natural em Portugal, de menor complexidade quando comparada com as redes de transporte em outros países. A decisão de adotar um modelo mais simples também se explica pela necessidade de preservar a uniformidade tarifária nas saídas

para clientes e para as redes de distribuição, princípio que se encontra consagrado na lei de bases⁹ e no Regulamento Tarifário do setor do gás natural, e que limita as vantagens em adotar metodologias mais complexas.

O código de rede de tarifas indica no número 4 do artigo 6.º a possibilidade de serem introduzidos ajustamentos aos preços após a aplicação da metodologia de preços de referência. Os ajustes permitidos à metodologia do preço de referência são os descontos¹⁰ indicados no artigo 9.º, os ajustamentos baseados em critérios de competitividade dos preços, a equalização dos preços em pontos pertencentes a um grupo homogéneo de pontos e o escalamento dos preços por fatores multiplicativos ou aditivos. A metodologia de preço de referência proposta pela ERSE aplica todos estes ajustamentos, exceto o ajustamento baseado em critérios de competitividade. Em particular são aplicados descontos ao abrigo do artigo 9.º do código de rede de tarifas nas entradas e saídas da RNT para o armazenamento subterrâneo, conforme apresentado no capítulo 7 deste documento.

Na metodologia de preços de referência a primeira etapa corresponde à construção da matriz de custos ponderados pela distância, pelas capacidades contratadas e utilizadas nos pontos relevantes e pelo custo unitário de investimento aplicável. Posteriormente são aplicados os ajustamentos referidos na segunda e terceira etapa (ver Quadro 3-1). A segunda etapa incorpora o ajustamento da equalização dos preços de referência a pontos pertencentes a um grupo homogéneo de pontos.¹¹ A equalização de preços aplicada resulta num preço único para o ponto de interligação virtual (VIP), ao agrupar os dois pontos de interligação com Espanha, e num preço único nos pontos de saída para clientes (clientes em AP e operadores das redes de distribuição). A equalização dos preços nas saídas para clientes deriva do princípio da uniformidade tarifária já referido. Na terceira etapa são integrados os descontos do artigo 9.º e os escalamentos multiplicativos nas entradas e nas saídas para recuperar os proveitos permitidos tendo em conta as quantidades previstas para a capacidade.

A divisão de 'entrada-saída' é um parâmetro importante, uma vez que determina a proporção de proveitos a recuperar nos pontos de entrada e de saída. Em virtude da avaliação dos investimentos na rede nacional de transporte considera-se que a divisão de 'entrada-saída' deve ser de 40%-60%, isto é a proporção das receitas dos serviços de transporte a recuperar a partir de tarifas de transporte baseadas na capacidade em todos os pontos de entrada deve ser 40%, com a proporção remanescente de 60% a ser recuperada em todos os pontos de saída. O Quadro 3-2 compara o valor proposto no âmbito desta consulta pública com a divisão presente nas tarifas para o ano gás 2018-2019.

⁹ O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, estabelece no artigo 55.º que o cálculo e a fixação das tarifas reguladas obedecem ao princípio da "uniformidade tarifária, de modo que o sistema tarifário se aplique universalmente a todos os clientes".

¹⁰ Os descontos do artigo 9.º aplicam-se em pontos de entrada a partir de instalações de armazenamento, em pontos de saída para instalações de armazenamento e em pontos de entrada a partir quer de instalações de GNL quer de infraestruturas destinadas a pôr termo ao isolamento de Estados-Membros.

¹¹ Artigo 6.º, n.º 4, alínea b).

Quadro 3-2 - Divisão de 'entrada-saída' para as tarifas baseadas na capacidade

	Entrada-saída
Tarifas ano gás 2018-2019	27% - 73%
Proposta de divisão de 'entrada-saída'	40% - 60%

Sublinha-se que até agora a divisão de entrada-saída não era um parâmetro exógeno imposto ao modelo tarifário, mas resultava endogenamente da metodologia utilizada e dos processos de reconciliação de receitas aplicados ao longo do tempo.¹² Para a nova metodologia propõe-se explicitar uma divisão de entrada-saída que deve ser preservada.

A divisão de 'entrada-saída' igual a 40%-60% foi determinada com base nos investimentos na rede nacional de transporte desde o ano 1997, a valores correntes, divididos em linhas, ramais e GRMS. Neste âmbito considerou-se que as linhas da rede de transporte seriam utilizadas de forma equitativa pelos pontos de entrada e de saída, o que resulta em proporções de 50%-50% para alocar estes custos aos pontos de entrada e de saída, respetivamente. Em relação aos ramais e GRMS, considera-se que estes investimentos devem ser exclusivamente imputados aos pontos de saída, o que resulta em proporções de 0%-100% para os pontos de entrada-saída. As séries de investimento, desde o ano 1997, para estes dois conjuntos de investimentos resulta numa divisão de 'entrada-saída' de 40%-60%.

Uma descrição mais detalhada da metodologia de preço de referência poderá ser encontrada no documento anexo de "Comparação de metodologias de preço de referência". Nesse documento são apresentadas três metodologias, a saber: (i) Metodologia CWD modificada, proposta nesta consulta pública, como a metodologia de preços de referência a adotar e que utiliza as capacidades previstas de gás, as distâncias entre pontos de entrada e de saída e os custos de capacidade unitários da rede de transporte como indutores para definir as tarifas de uso da rede de transporte, (ii) Metodologia da distância ponderada pela capacidade conforme estabelecido no artigo 8.º do código de rede de tarifas a adotar como termo de comparação e (iii) Metodologia matricial adotada na definição da estrutura de preços entrada-saída da RNT em vigor até à presente data¹³. Nesse documento em anexo comparam-se e discutem-se os resultados obtidos com estas três metodologias.

¹² Por exemplo, o documento da ERSE '[Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2010-2011](#)', publicado em junho de 2010, revelava que o modelo de otimização apontava para uma repartição das receitas entre entrada e saída de 44% nas entradas e 56% nas saídas. Estes valores resultavam de forma endógena do modelo.

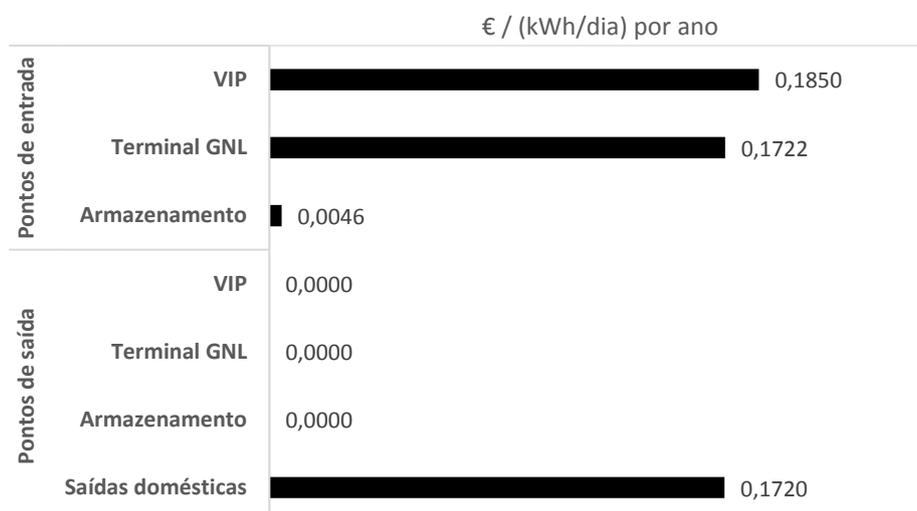
¹³ A descrição detalhada da metodologia matricial encontra-se no documento da ERSE intitulado '[Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2010-2011](#)', publicado em junho de 2010.

3.3 PREÇOS DE REFERÊNCIA INDICATIVOS

Esta secção apresenta os preços de referência indicativos da nova metodologia de preços de referência. Estes preços têm por base os valores definidos nas tarifas para o ano gás 2018-2019 como melhor estimativa para as tarifas do ano gás 2019-2020, designadamente em termos de proveitos permitidos e quantidades previstas para os vários produtos de capacidade.

Estes valores já assumem a aplicação dos descontos aos preços das instalações de armazenamento¹⁴ (artigo 9.º, n.º 1), a equalização de preços em pontos pertencentes a um grupo homogéneo de pontos (artigo 6.º, n.º 4, alínea b)) e escalamentos multiplicativos por uma constante (artigo 6.º, n.º 4, alínea c)) de modo a serem recuperados os proveitos permitidos.

Figura 3-3 - Preços de referência indicativos



No capítulo 6 apresentam-se adicionalmente as tarifas de uso da rede de transporte, designadamente as diferentes opções tarifárias aplicadas aos clientes ligados diretamente à rede de transporte em Alta Pressão.

Relembra-se que um preço nulo na saída do VIP para Espanha reflete o facto de as interligações serem utilizadas predominantemente em contra fluxo¹⁵, razão pela qual a sua utilização não representa um custo

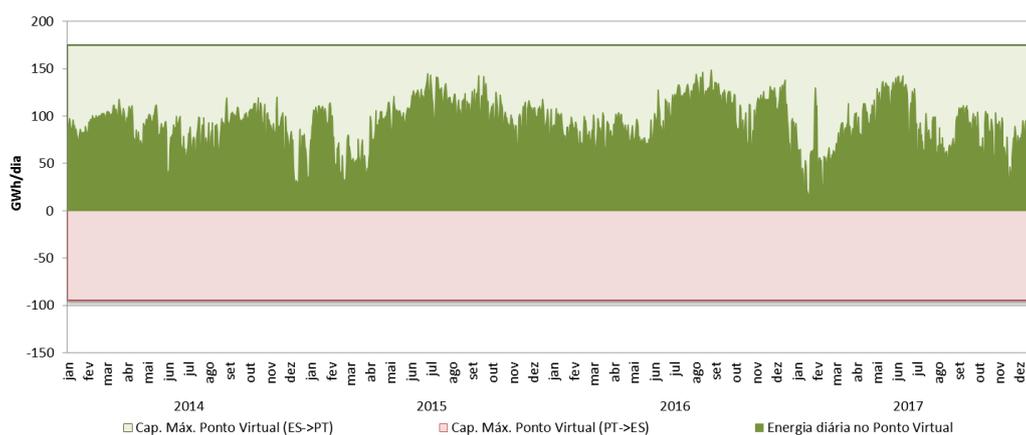
¹⁴ Os descontos de 95% aplicados aos preços do ponto de entrada a partir das instalações de armazenamento subterrâneo e do ponto de saída para as instalações de armazenamento subterrâneo são apresentados na secção 7.3.

¹⁵ Historicamente não se registam situações de fluxo físico de gás natural no sentido de Portugal-Espanha.

para a rede de transporte de gás natural. Com efeito, qualquer contratação de capacidade no sentido Portugal-Espanha ao ser satisfeita por redução do fluxo físico no sentido Espanha-Portugal, não origina custos de capacidade na RNT. De igual modo a contratação de capacidade da rede de transporte para o armazenamento subterrâneo em contrapressão é condicionada pela capacidade dos compressores do armazenamento subterrâneo (restrição ativa) e não pela capacidade de saída da RNT.¹⁶ A metodologia de preço de referência adotada, ao incorporar a função custo unitário na sua análise, permite integrar nos resultados de preços entrada-saída obtidos esta dimensão económica de particular relevância para a promoção de uma utilização eficiente da RNT. As duas figuras que se seguem ilustram a situação de contra fluxo no VIP e de contrapressão no armazenamento subterrâneo.

A Figura 3-4 apresenta o fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação (VIP) nos anos de 2014 a 2017 e ilustra que o fluxo de gás natural no VIP é permanentemente no sentido Espanha-Portugal, corroborando a argumentação anterior relativamente à utilização em contra fluxo do VIP enquanto ponto de saída da rede nacional de transporte de gás natural.

Figura 3-4 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, anos de 2014 a 2017



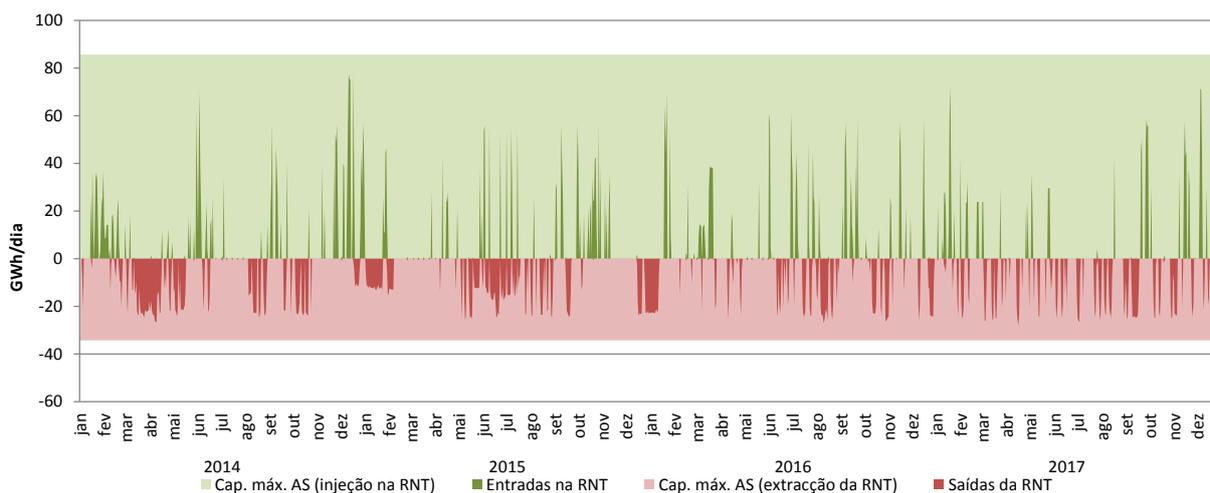
Nota: Valores positivos representam fluxos no sentido Espanha-Portugal. Gráfico proveniente do capítulo 5 do documento [“Caracterização da Procura de Gás Natural no ano gás 2018-2019”](#), publicado pela ERSE em junho 2018.

De igual modo, a Figura 3-5 apresenta o fluxo diário de gás natural na interligação com o armazenamento subterrâneo. A capacidade máxima do armazenamento subterrâneo indicada na figura para a extração da RNT (ponto de saída da RNT) corresponde à capacidade máxima dos compressores do armazenamento subterrâneo, os quais não constituem ativos da rede de transporte de gás natural. Do ponto de vista da RNT a capacidade máxima para o armazenamento subterrâneo enquanto ponto de saída é igual à

¹⁶ Aliás, sendo esta última de valor muito superior à capacidade dos compressores, justifica-se assim a adoção de um custo incremental de capacidade nulo na saída da RNT (os compressores do armazenamento subterrâneo não constituem um ativo da rede nacional de transporte).

capacidade máxima do armazenamento subterrâneo enquanto ponto de entrada.¹⁷ Logo, esta evidência ilustra a utilização do armazenamento subterrâneo em contrapressão enquanto ponto de saída da rede de transporte.

Figura 3-5 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o armazenamento subterrâneo, de 2014 a 2017



Nota: Valores positivos representam fluxos que entram na RNT a partir do armazenamento subterrâneo (AS). Gráfico do capítulo 5 do documento “[Caracterização da Procura de Gás Natural no ano gás 2018-2019](#)”, publicado pela ERSE em junho 2018.

3.4 AVALIAÇÕES DE IMPUTAÇÃO DE CUSTOS

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 subsídição 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).

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 subsídição cruzada varia entre os valores 0% e 200%, em que 0% indica a ausência de subsídição cruzada e 200% indica a situação de subsídição cruzada máxima. O número 6 do artigo 5.º estabelece que no caso dos indicadores calculados ultrapassarem o valor de 10% a entidade reguladora nacional deve justificar esses resultados na sua decisão final a que alude o artigo 27.º, n.º 4.

¹⁷ A Figura 3-5 indica que este limite é superior a 80 GWh/dia.

Face às previsões de inexistência de capacidade contratada no ponto de saída para o VIP, não existe previsão para a ocorrência de fluxos transfronteiriços na rede nacional de transporte de gás natural. As avaliações de imputação de custos produziram os seguintes resultados¹⁸:

- O índice de comparação da imputação de custos de capacidade resulta num valor de 0%, o que não ultrapassa o valor indicativo de 10%.
- O índice de comparação da imputação de custos de energia resulta num valor de 0%, o que não ultrapassa o valor indicativo de 10%.

O capítulo 9 apresenta os cálculos detalhados relativamente às avaliações de imputação de custos, incluindo os resultados para um segundo cenário com um fluxo transfronteiriço de gás natural.

3.5 AVALIAÇÃO DA PROPOSTA DE METODOLOGIA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA

Nesta secção é avaliado se a nova metodologia de preços 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.

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 promovam o comércio transfronteiriço.

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”.

No entendimento da ERSE a metodologia de preço de referência proposta nesta consulta pública cumpre os requisitos anteriormente referidos. Por um lado, a metodologia de preço de referência é suficientemente

¹⁸ Na ausência de uma utilização intersistema os índices de comparação da imputação de custos (ICIC) resultam numa indefinição matemática (impossibilidade em dividir por zero). Para estas situações considera-se que os ICIC devem assumir um valor nulo, uma vez que não pode existir subsídio cruzada.

simples e bem documentada para ser transparente, permitindo a reprodução de cálculo por parte dos utilizadores da rede nacional de transporte de gás natural. Por outro lado, a metodologia inclui os principais fatores de alocação na utilização da rede de transporte, bem como as distâncias entre os pontos relevantes na rede, as capacidades de gás natural nos pontos de entrada e saída, assim como os custos unitários da rede.

Por último, os preços resultantes fomentam uma utilização eficiente das redes de transporte, incluindo a promoção do comércio transfronteiriço. Esta última vertente seria fortemente comprometida com a adoção da metodologia CWD definida no artigo 8.º do código de rede de tarifas, em resultado da aplicação de um preço positivo no ponto de saída do VIP.

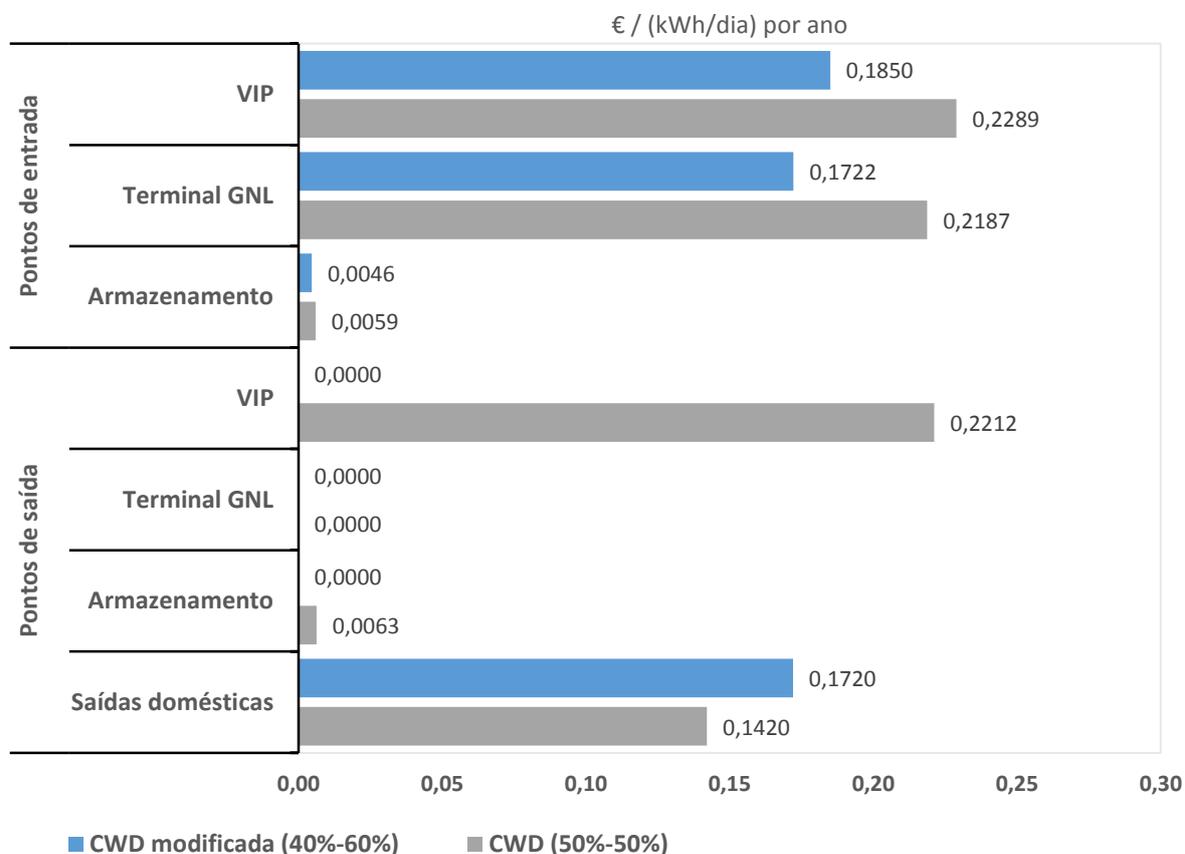
3.6 COMPARAÇÃO DA METODOLOGIA DO PREÇO DE REFERÊNCIA COM A METODOLOGIA DA DISTÂNCIA PONDERADA PELA CAPACIDADE

Sempre que a metodologia do preço de referência seja diferente da metodologia da distância ponderada pela capacidade, definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, é obrigatório a sua comparação com esta última.

Neste sentido, importa sublinhar algumas diferenças da metodologia de preço de referência proposta nesta consulta pública face à metodologia da distância ponderada pela capacidade. Em primeiro lugar, a metodologia CWD modificada permite identificar troços em contra fluxo, na medida em que estas situações não contribuem para a necessidade de investimentos de expansão da rede, permitindo adiar novos investimentos ao contribuir para uma utilização mais eficiente dos ativos instalados (por exemplo, por mitigação de problemas de congestionamento nas interligações). Na metodologia da distância ponderada pela capacidade a ocorrência de fluxos reduzidos de gás, mesmo quando ocorrem em contra fluxo, traduz-se na aplicação de tarifas de transporte significativas, o que não fomenta uma utilização eficiente do sistema de transporte de gás natural. Em segundo lugar, a metodologia proposta permite incluir o custo da rede como fator determinante para a estrutura tarifária, enquanto a metodologia apresentada no Código de Rede de Tarifas apenas considera as distâncias e as capacidades contratadas como fatores relevantes. Esta característica permite refletir na alocação de custos diferenças estruturais que não sejam captadas pelas distâncias entre os pontos na rede ou pelas capacidades de gás natural.¹⁹ A figura seguinte apresenta os preços de referência para as duas metodologias.

¹⁹ Para além da situação de contra fluxo anteriormente mencionada, outro exemplo de possível aplicação seriam redes de transporte de gás natural com gasodutos construídos por via subaquática, os quais acarretam custos superiores (não sendo a situação em Portugal, esta distinção seria relevante para países como a República da Irlanda).

Figura 3-6 - Comparação dos preços de referência indicativos entre a CWD modificada e a metodologia CWD



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 de 50%-50% entre pontos de entrada e saída, respetivamente. Na metodologia proposta utilizou-se uma divisão de 40%-60% entre entradas e saídas, de forma a, por um lado, ser mantida uma separação próxima da situação atual e por outro lado, ser refletida uma partilha mais adequada dos custos de investimento entre as entradas e saídas. Os investimentos em linhas da RNT associados com os troços centrais de rede são partilhados em partes iguais entre os utilizadores nas entradas e nas saídas. Em contrapartida os investimentos em ramais e GRMS são imputados exclusivamente às utilizações nas saídas. Desta análise resulta uma divisão de custos de 40%-60% entre as entradas e as saídas, respetivamente.

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 nas saídas domésticas.

Em relação aos restantes preços nos pontos de saída, designadamente no VIP e no armazenamento subterrâneo, é notório que a metodologia CWD inclui preços significativos em ambos os pontos, enquanto na metodologia CWD modificada se apresentam preços nulos nestas duas saídas. Este último resultado deriva diretamente das hipóteses utilizadas na metodologia CWD modificada, nomeadamente a consideração de custos unitários de capacidade nulos nos fluxos de gás nas saídas da RNT para o VIP.²⁰ Considera-se que esta opção é do ponto de vista da promoção da eficiência económica na utilização da RNT mais adequada, na medida em que a contratação de capacidade para estas saídas é efetuada permanentemente em contra fluxo, sendo satisfeita através de nomeações que contribuem para a redução do fluxo dominante no sentido Espanha-Portugal e, conseqüentemente, dispensando a necessidade de novos investimentos, situação que justifica a adoção de custos unitários de capacidade para estas saídas de valor nulo.

Situação semelhante é adotada na saída da RNT para o armazenamento subterrâneo. Sendo o carregamento do armazenamento subterrâneo efetuado em contra pressão (pressão da RNT é inferior à pressão do armazenamento subterrâneo) a limitação de capacidade é imposta pelas instalações de compressão do armazenamento subterrâneo e não pela capacidade da saída da RNT. Por estas razões na metodologia CWD modificada é considerado um custo unitário de capacidade nulo na saída da RNT para o armazenamento subterrâneo. Situação contrária observa-se na entrada da RNT a partir do armazenamento subterrâneo. Neste caso sendo o descarregamento do armazenamento subterrâneo efetuado a favor do perfil de pressões considera-se que a restrição de capacidade é imposta pela RNT. Assim é adotado um valor de custo unitário de capacidade para a entrada da RNT a partir do armazenamento subterrâneo, idêntico ao das restantes saídas e entradas.

3.7 QUESTÕES

Questão 1 – Tendo em conta a metodologia de preço de referência apresentada na secção 3.2, considera que esta metodologia é adequada para refletir apropriadamente os custos da rede de transporte de gás natural?

Questão 2 – Atendendo aos resultados das avaliações de imputação de custos na secção 3.4, considera que a alocação de custos entre os fluxos intersistema (transfronteiriços) e os fluxos intrasistema (destinados às saídas domésticas) é apropriada?

Questão 3 – Baseado na análise apresentada na secção 3.5, considera que a metodologia de preço de referência cumpre os requisitos do artigo 7.º do código de rede de tarifas e o artigo 13.º do Regulamento 715/2009 da Comissão?

²⁰ Ver resumo da metodologia no Quadro 3-1.

Questão 4 – Face à comparação dos resultados das metodologias de preço de referência na secção 3.6, como avalia a adequação de cada metodologia para a determinação dos preços de referência para a rede nacional de transporte de gás natural em Portugal?

4 ESTRUTURA DE RECEITAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

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 estabelecidas 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.

4.1 INFORMAÇÃO INDICATIVA

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	92.840	mil €
Art. 30 (1)(b)(iv)	Receitas dos serviços de transporte	92.840	mil €
Art. 30 (1)(b)(v)(1)	Divisão capacidade-energia	Capacidade	98,6%
		Energia	1,4%
Art. 30 (1)(b)(v)(2)	Divisão entrada-saída (nas tarifas de transporte baseadas na capacidade)	Entrada	40,6%
		Saída	59,4%
Art. 30 (1)(b)(v)(3)	Divisão transfronteiriço-nacional (calculada nos termos do artigo 5.º)	Utilização intersistema	0,0%
		Utilização intrasistema	100,0%

Estes preços têm por base os valores assumidos nas tarifas para o ano gás 2018-2019, designadamente em termos de proveitos permitidos²¹ e quantidades previstas para os vários produtos de capacidade, que à data se consideram como a melhor previsão para o futuro, e resultam da aplicação da nova metodologia de preços de referência.²²

4.2 QUESTÕES

Questão 5 – Tendo em conta a informação indicativa sobre os proveitos permitidos do operador da rede de transporte na secção 4.1, como avalia a repartição destes proveitos pelas dimensões no Quadro 4-1?

²¹ Os proveitos a recuperar diferem dos proveitos permitidos devido à aplicação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s. O montante de proveitos permitidos do operador de rede de transporte é de 53 155 milhares de euros.

²² A divisão 'entrada-saída' diverge da divisão de 40%-60% apresentada na secção 3.2 devido ao processo de reconciliação para os proveitos permitidos, implementado por forma a atingir a divisão de 40%-60% ao nível do total dos proveitos permitidos (agregando as tarifas baseadas na capacidade e as tarifas baseadas na energia). Logo, a divisão de 'entrada-saída' de 40%-60% é imposta na metodologia de preço de referência, ao nível dos preços pré-ajustamento, e ao total dos proveitos permitidos do operador da rede de transporte. O valor apresentado no Quadro 4-1 é referente aos preços de referência pós-ajustamento (apenas tarifas baseadas na capacidade).

5 TARIFAS DE TRANSPORTE BASEADAS NA ENERGIA

Esta secção visa dar cumprimento ao artigo 26.º, n.º 1, alínea c), do Código de Rede de Tarifas referente às tarifas de transporte baseadas na energia.

O n.º 3 do artigo 4.º refere que as receitas dos serviços de transporte devem ser recuperadas através de tarifas de transporte baseadas na capacidade, mas que a título excepcional poderão ser recuperadas através de tarifas de transporte baseadas na energia. O mesmo número prevê a existência de duas modalidades diferentes, designadamente um (i) preço baseado nos fluxos e um (ii) preço de recuperação de proveitos complementares.

5.1 TARIFAS DE TRANSPORTE BASEADAS NA ENERGIA

A ERSE propõe manter na estrutura das tarifas de uso da rede de transporte a presença de preços de energia, os quais se enquadram na modalidade de um preço baseado nos fluxos (de energia), na unidade €/kWh. Esse preço será aplicável apenas aos pontos de saída da rede nacional de transporte, complementar aos preços baseados na capacidade nos vários pontos de saída, mantendo-se a ausência de preços de energia nas entradas da rede nacional de transporte.

Nos termos do artigo 4.º, n.º 3, alínea a), o preço baseado nos fluxos (de energia) deve cumprir os seguintes critérios:

- a) Servir para cobrir custos motivados, principalmente, pela quantidade do fluxo de gás;
- b) Ser o mesmo em todos os pontos de entrada e o mesmo em todos os pontos de saída;
- c) Expresso em termos monetários ou em espécie.

A ERSE propõe determinar o preço baseado nos fluxos (de energia) a partir dos custos de OPEX em relação ao gás que sai da rede nacional de transporte, determinando um custo marginal para o preço baseado nos fluxos (de energia). Este custo marginal medido em €/kWh é determinado pela divisão dos custos de OPEX, correspondentes a 1,4% do CAPEX, pela energia entregue nas saídas. Este custo marginal, medido em €/kWh, está sujeito à aplicação do escalamento multiplicativo para efeitos de recuperação dos proveitos permitidos do ORT, previsto no artigo 6.º, n.º 4, alínea c), em linha com o aplicável aos preços de capacidade. O preço baseado nos fluxos (de energia) assim obtido será aplicável a todos os pontos de saída, incluindo as interligações com Espanha, com o terminal de GNL, com o armazenamento subterrâneo, com as saídas para clientes ligados em AP e com as saídas para as redes de distribuição.

O requisito do código de rede para aplicar o mesmo preço de energia em todos os pontos de saída resultou na decisão da ERSE de abandonar a existência de preços de energia nulos nas interligações, no terminal de GNL.

Importa ainda referir duas situações da estrutura tarifária em Portugal nos pontos de saída para entrega a clientes que devem ser analisadas separadamente, designadamente a existência de escalões de consumo no preço de energia, aplicável em algumas opções tarifárias e a opção tarifária de “curtas utilizações”.

No que respeita às opções tarifárias com escalões de consumo, estas apresentam preços de energia distintos em função do consumo anual do utilizador, diferenciando os utilizadores com um consumo anual inferior a 10 000 000 m³ dos utilizadores com um consumo igual ou superior a este valor. A introdução desta diferenciação representa um remédio regulatório necessário para mitigar problemas de descontinuidade na curva tarifária das tarifas de uso da rede de transporte e de distribuição em função do consumo e utilização da capacidade por cada cliente. Este remédio identificado pelos diversos *stakeholders* como necessário para promover um consumo eficiente do gás natural foi aprovado pela ERSE em junho de 2016²³ tendo sido nessa data introduzidos diversos escalões de consumo, nos diferentes níveis de pressão. Tratando-se de um remédio regulatório necessário, a ERSE propõe manter esta diferenciação por escalões de consumo nos casos atualmente em vigor.

No que respeita à opção tarifária de “curtas utilizações”, trata-se de uma opção tarifária disponível para clientes ligados diretamente à rede de transporte em alta pressão e que permite oferecer uma maior flexibilidade a consumidores com valores reduzidos de utilização de capacidade – rácio entre o consumo anual e o consumo máximo diário registado nos últimos doze meses. Face à opção tarifária de base, a opção de “curtas utilizações” apresenta um preço de capacidade mais reduzido e um preço de energia mais elevado.

Mais concretamente, no preço de capacidade os utilizadores desta opção suportam somente o custo incremental relacionado com os troços periféricos da rede de transporte (troços utilizados por um número reduzido de utilizadores), retirando-se a parcela correspondente aos custos incrementais dos troços comuns (troços utilizados pela generalidade dos utilizadores).²⁴ O preço de energia é determinado de forma a deixar um utilizador com uma utilização reduzida (modulação de 90 dias) indiferente entre a opção das “curtas utilizações” e a opção tarifária de base.

²³ Nas tarifas de uso das redes a vigorarem a partir de julho de 2016 foram aprovados novos escalões de consumo. Os documentos “[Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017 e parâmetros para o período de regulação 2016-2019](#)” e “[Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017](#)” justificam as decisões tomadas.

²⁴ No âmbito da rede nacional de transporte em Portugal classificam-se como troços periféricos os ramais e as GRMS. Tendo em conta a análise que conduziu à divisão de ‘entrada-saída’ de 40%-60%, pode-se concluir que nos pontos de saída os troços comuns (linhas) representam uma parcela de 40% e que os troços periféricos (ramais e GRMS) a parcela remanescente de 20%. Isto determina que os custos incrementais de capacidade a aplicar na opção tarifária de “curtas utilizações” devem representar um terço (= 20%/60%) do custo incremental de capacidade na opção tarifária de base.

Refira-se que a opção tarifária de “curtas utilizações” corresponde igualmente a um remédio regulatório que visa introduzir nos pontos de saída produtos de capacidade mais flexíveis, cumprindo uma função semelhante à dos produtos de curto prazo disponíveis nos pontos de entrada – produtos de capacidade trimestrais, mensais e diários com preços de capacidade mais agravados face ao produto de capacidade anual mediante a aplicação de multiplicadores superiores à unidade. Importa também referir que a opção tarifária de “curtas utilizações” tem características de um produto interruptível, na medida que a entrega de gás natural no âmbito desta opção tarifária está dependente da ausência de congestionamentos na rede nacional de transporte.

5.2 QUESTÕES

Questão 6 – Tendo em conta a justificação sobre as tarifas de transporte baseadas na energia na secção 5.1, concorda com a definição do termo de energia aplicável nos pontos de saída, nomeadamente nas interligações para Espanha, no terminal de GNL, no armazenamento subterrâneo, nas saídas para clientes ligados em AP e nas saídas para as redes de distribuição?

Questão 7 – Tendo em conta a justificação sobre a aplicação dos dois remédios regulatórios referidos na secção 5.1, concorda com a manutenção dos escalões de consumos e da opção tarifária de “curtas utilizações”?

6 INFORMAÇÃO ADICIONAL SOBRE AS TARIFAS DE TRANSPORTE

Esta secção visa dar cumprimento ao artigo 26.º, n.º 1, alínea d), do Código de Rede de Tarifas.²⁵

6.1 INFORMAÇÃO INDICATIVA

Os quadros seguintes comparam as tarifas de uso da rede de transporte em vigor para o ano gás 2018-2019, com os valores obtidos a partir da nova metodologia de preço de referência e das restantes alterações propostas em consulta pública.

Quadro 6-1 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de entrada

	Unidade	Tarifas 2018-19	Nova metodologia	Δ%
VIP (Campo Maior e Valença do Minho)				
Anual - Capacidade contratada	€/kWh/dia) por dia	0,00033369	0,00050684	52%
Trimestre - Capacidade contratada	€/kWh/dia) por dia	0,00043379	0,0006589	52%
Mensal - Capacidade contratada	€/kWh/dia) por dia	0,00050053	0,00076026	52%
Diário - Capacidade contratada	€/kWh/dia) por dia	0,00066738	0,00101369	52%
Intradiário - Capacidade contratada	€/kWh/dia) por dia	0,00073411	0,00111506	52%
Terminal GNL				
Anual - Capacidade contratada	€/kWh/dia) por dia	0,00033369	0,00047175	41%
Trimestre - Capacidade contratada	€/kWh/dia) por dia	0,00043379	0,00061328	41%
Mensal - Capacidade contratada	€/kWh/dia) por dia	0,00050053	0,00070763	41%
Diário - Capacidade contratada	€/kWh/dia) por dia	0,00066738	0,00094351	41%
Intradiário - Capacidade contratada	€/kWh/dia) por dia	0,00073411	0,00103786	41%
Armazenamento subterrâneo				
Diário - Capacidade contratada	€/kWh/dia) por dia	0,00000936	0,00001253	34%
Intradiário - Capacidade contratada	€/kWh/dia) por dia	0,0000103	0,00001378	34%

O Quadro 6-1 apresenta as tarifas de uso da rede de transporte para os pontos de entrada. No caso do VIP e do terminal de GNL os aumentos dos preços são fundamentalmente explicados pela divisão de 'entrada-saída' de 40%-60%, e que implica uma maior alocação das receitas a recuperar nos pontos de entrada.²⁶ No caso do armazenamento subterrâneo o aumento reflete, por um lado, a diferença estrutural da nova metodologia, que atribui uma maior utilização da rede de transporte ao armazenamento subterrâneo quando comparado com o modelo matricial atualmente em vigor e, por outro lado, pela adoção

²⁵ Esta alínea faz referência à informação indicativa do artigo 30.º, n.º 2. Neste âmbito importa esclarecer que a comparação com os restantes anos do período regulatório, mencionada na alínea (a), subalínea (ii) do mesmo número, não se traduz na apresentação de informação adicional uma vez que o ano gás 2018-2019 corresponde ao último ano do período regulatório em vigor (período de 2016-2017 até 2018-2019).

²⁶ Lembra-se que as tarifas do ano gás 2018-2019 apresentam uma divisão de entrada-saída de 27%-73%. Logo, a alteração para uma divisão de 40%-60% explica que em média os preços de capacidade nos pontos de entrada aumentem aproximadamente 48% [= (40% - 27%)/27%].

dos descontos previstos no artigo 9.º do código de rede de tarifas. No entanto, é de sublinhar que os preços de entrada e de saída do armazenamento subterrâneo mesmo sem aplicação de descontos são inferiores aos preços aplicáveis no VIP e no terminal de GNL, o que reflete a posição central que o armazenamento subterrâneo no Carriço ocupa, contribuindo para uma utilização mais eficiente da rede de transporte.²⁷

O Quadro 6-2 apresenta as tarifas de uso da rede de transporte para os pontos de saída, incluindo as diferentes opções tarifárias aplicáveis aos clientes em AP. No caso da primeira parte do quadro, que diz respeito ao VIP e ao terminal de GNL, verifica-se que são preservados os preços nulos no termo de capacidade, justificados pela utilização permanente em contra fluxo destas infraestruturas e consequentemente a adoção de custos unitários de capacidade nulos. Adicionalmente e no que respeita à saída da RNT para o armazenamento subterrâneo é também adotado um preço nulo pelo facto do custo unitário de capacidade ser nulo, na medida em que a restrição de capacidade ativa é imposta pelos compressores da instalação de superfície do armazenamento subterrâneo e não pela capacidade da rede de transporte. Outra observação a fazer é a introdução de um preço de energia não nulo nas saídas para estas infraestruturas. Esta introdução deriva de uma imposição do Código de Rede de Tarifas que exige que o termo de energia é igual em todos os pontos de saída.²⁸

A segunda parte do Quadro 6-2 apresenta as tarifas aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e aos clientes ligados em AP. Neste contexto verificam-se essencialmente duas evoluções a destacar. Por um lado, verifica-se uma redução de aproximadamente 18,5% nos preços de capacidade²⁹, fruto da alteração da divisão de 'entrada-saída', a qual onera os pontos de saída num menor grau.³⁰ Por outro lado, verifica-se um aumento do preço de energia, o qual é determinado pela nova metodologia para determinar o preço de energia.³¹ Apesar de se registarem aumentos percentuais significativos do termo de energia, salienta-se que o termo de energia representa um peso reduzido no total de valores recuperados pelo uso da rede de transporte.

²⁷ A diferença relativa do preço do armazenamento subterrâneo face aos outros pontos de entrada na metodologia proposta pela ERSE está relativamente próxima da diferença relativa na metodologia da distância ponderada pela capacidade.

²⁸ Artigo 4.º, n.º 3, alínea a), subalínea (ii), do Código de Rede de Tarifas.

²⁹ Exceto na opção tarifária de "curtas utilizações", referida em maior detalhe na seção 5.1.

³⁰ A alteração da divisão de 'entrada-saída' de 27%-73% para 40%-60% explica que em média os preços de capacidade nos pontos de saída diminuíam aproximadamente 18% [= (73% - 60%)/73%].

³¹ Ver seção 5.1.

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

Informação adicional sobre as tarifas de transporte

Quadro 6-2 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída

	Unidade	Tarifas 2018-19	Nova metodologia	Δ%					
VIP (Campo Maior e Valença do Minho)									
Anual - Capacidade contratada	€/kWh/dia por dia	0	0	-					
Trimestre - Capacidade contratada	€/kWh/dia por dia	0	0	-					
Mensal - Capacidade contratada	€/kWh/dia por dia	0	0	-					
Diário - Capacidade contratada	€/kWh/dia por dia	0	0	-					
Intradiário - Capacidade contratada	€/kWh/dia por dia	0	0	-					
Terminal GNL									
Anual - Capacidade contratada	€/kWh/dia por dia	0	0	-					
Trimestre - Capacidade contratada	€/kWh/dia por dia	0	0	-					
Mensal - Capacidade contratada	€/kWh/dia por dia	0	0	-					
Diário - Capacidade contratada	€/kWh/dia por dia	0	0	-					
Intradiário - Capacidade contratada	€/kWh/dia por dia	0	0	-					
Armazenamento subterrâneo									
Diário - Capacidade contratada	€/kWh/dia por dia	0	0	-					
Intradiário - Capacidade contratada	€/kWh/dia por dia	0	0	-					
VIP (Campo Maior e Valença do Minho), Terminal GNL, Armazenamento subterrâneo									
Energia	€/kWh	0	0,00001964	-					
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Unidade</th> <th>Tarifas 2018-19</th> <th>Nova metodologia</th> <th>Δ%</th> </tr> </thead> </table>						Unidade	Tarifas 2018-19	Nova metodologia	Δ%
	Unidade	Tarifas 2018-19	Nova metodologia	Δ%					
Longas utilizações (Redes de Distribuição e Clientes em AP)									
Capacidade utilizada (< 10 000 000 m ³ /ano)	€/kWh/dia por mês	0,017581	0,0143345	-18,5%					
Capacidade utilizada (≥ 10 000 000 m ³ /ano)	€/kWh/dia por mês	0,017581	0,0143345	-18,5%					
Energia (< 10 000 000 m ³ /ano)	€/kWh	0,00035757	0,000491	37,3%					
Energia (≥ 10 000 000 m ³ /ano)	€/kWh	0,0000143	0,00001964	37,3%					
Curtas utilizações (Clientes em AP)									
Capacidade utilizada (< 10 000 000 m ³ /ano)	€/kWh/dia por mês	0,00545	0,00477817	-12,3%					
Capacidade utilizada (≥ 10 000 000 m ³ /ano)	€/kWh/dia por mês	0,00545	0,00477817	-12,3%					
Energia (< 10 000 000 m ³ /ano)	€/kWh	0,00199078	0,00176518	-11,3%					
Energia (≥ 10 000 000 m ³ /ano)	€/kWh	0,00163178	0,00129381	-20,7%					
Tarifa flexível anual (Clientes em AP)									
Capacidade base anual	€/kWh/dia por mês	0,017581	0,0143345	-18,5%					
Capacidade mensal adicional (abril a setembro)	€/kWh/dia por mês	0,026371	0,02150176	-18,5%					
Energia	€/kWh	0,0000143	0,00001964	37,3%					
Tarifa flexível mensal (Clientes em AP)									
Capacidade mensal (abril a setembro)	€/kWh/dia por mês	0,026371	0,02150176	-18,5%					
Capacidade mensal (outubro a março)	€/kWh/dia por mês	0,052742	0,04300351	-18,5%					
Energia	€/kWh	0,0000143	0,00001964	37,3%					
Tarifa flexível diária (Clientes em AP)									
Capacidade diária (abril a setembro)	€/kWh/dia por dia	0,003468	0,00282763	-18,5%					
Capacidade diária (outubro a março)	€/kWh/dia por dia	0,00578	0,00471271	-18,5%					
Energia	€/kWh	0,0000143	0,00001964	37,3%					

6.2 QUESTÕES

Questão 8 – Tendo em conta as variações tarifárias apresentadas na secção 6.1, como avalia estas alterações?

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 MULTIPLICADORES

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.

No 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.

O Quadro 7-1 apresenta a lista de multiplicadores aplicáveis ao 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 7-1 - 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.

7.2 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 numa base opcional aos produtos de capacidade firme normalizados nos pontos de

interligação. A ERSE informa que atualmente não aplica fatores sazonais aos produtos de capacidade firme normalizados nos pontos de interligação.³²

7.3 DESCONTOS PREVISTOS NOS ARTIGOS 9.º E 16.º

O Código de Rede de Tarifas prevê a aplicação de dois conjuntos de descontos às tarifas de uso da rede de transporte.

Em primeiro lugar, o artigo 9.º estabelece a aplicação de descontos aos preços de referência decorrentes da metodologia de preço de referência, designadamente nos pontos de entrada a partir de instalações de armazenamento, nos pontos de saída para instalações de armazenamento e em pontos de entrada a partir quer de instalações de GNL quer de infraestruturas destinadas a pôr termo ao isolamento de Estados-Membros.

Em segundo lugar, o artigo 16.º prevê a aplicação de descontos aos preços de reserva de capacidade interruptível normalizados, que podem ser aplicados através de um desconto prévio (ou 'ex-ante', antes da ocorrência da interrupção) com base na probabilidade de interrupção, ou através de um desconto posterior (ou 'ex-post', após a ocorrência da interrupção) que constitui uma compensação paga aos utilizadores da rede pela interrupção.

No que respeita aos descontos do artigo 9.º, o Código de Rede de Tarifas prevê no primeiro número desse artigo a aplicação de um desconto mínimo de pelo menos 50% nos pontos de entrada e saída da rede de transporte com ligação para instalações de armazenamento, que no caso português corresponde ao armazenamento subterrâneo no Carriço. Relativamente aos pontos de entrada a partir de instalações de GNL é apenas referida a possibilidade de aplicação de descontos, sem a indicação de valores mínimos ou máximos. No sentido de cumprir com o artigo 9.º a ERSE propõe a aplicação de um desconto de 95% nos pontos de entrada e de saída da rede nacional de transporte com as instalações de armazenamento e propõe não aplicar descontos aos pontos de entrada a partir de instalações de GNL. Os descontos propostos estão resumidos no Quadro 7-2. Esta opção é justificada pelo facto do armazenamento subterrâneo se tratar de uma infraestrutura estruturante para oferecer flexibilidade para o sistema e em particular aos agentes de mercado, facilitando a entrada no mercado de agentes de menor dimensão e com isso contribuir para a redução de barreiras à entrada no mercado de gás natural. Importa acrescentar que com a aplicação dos descontos indicados obtêm-se preços de entrada e de saída da RNT para o armazenamento subterrâneo em linha com os determinados pela metodologia matricial utilizada no cálculo

³² Refira-se que existe a definição de fatores sazonais, que variam com o mês, aplicáveis 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 previsto no artigo 28.º, n.º 1.

dos preços que se encontram em vigor até à presente data, sem a consideração de qualquer desconto. Nestas circunstâncias e com base nos resultados da metodologia matricial poderá afirmar-se que a adoção de preços mais reduzidos no ponto de interligação com o armazenamento subterrâneo poderá ser justificada por razões de alocação eficiente de custos.

Quadro 7-2 - Descontos para os ajustes de tarifas no âmbito do artigo 9.º

Pontos relevantes	Desconto
Ponto de entrada a partir de instalações de armazenamento	95%
Ponto de saída para instalações de armazenamento	95%

No que respeita ao desconto a aplicar aos preços de reserva de capacidade interruptível normalizados, nos termos do artigo 16.º, a ERSE solicitou ao operador da rede de transporte a sua avaliação da probabilidade de interrupção, tendo-se concluído com base nessa avaliação³³ que nos pontos da rede nacional de transporte de gás natural, não se verificou, até à presente data, qualquer interrupção devido a congestionamento físico. Por esse motivo, dada a ausência de dados históricos utilizáveis para o cálculo de valores de probabilidade com aderência a cenários práticos, considera-se que a probabilidade de interrupção assuma um valor infinitesimal, qualquer que seja o produto de capacidade interruptível normalizado a oferecer.

Considerando a informação enviada pelo operador da rede de transporte e os cenários de procura previstos, a ERSE considera deverá ser aplicado um desconto posterior (ou *'ex-post'*).³⁴ Assim, serão oferecidos produtos de capacidade interruptível, com preços de capacidade iguais aos preços dos produtos equivalentes da capacidade firme e, no caso de ocorrer uma interrupção, o desconto será aplicado nos termos do n.º 4 do artigo 16.º, isto é o desconto a aplicar será igual a três vezes o preço de reserva para os produtos de capacidade firme normalizados diários aplicado sobre o tempo de duração efetiva da interrupção.

No entendimento da ERSE o desconto posterior deve ser proporcional ao montante da energia não entregue, garantindo a proporcionalidade face à interrupção que afetou o utilizador. A expressão para realizar o cálculo do desconto posterior apresenta-se no quadro que se segue.

³³ Consultar [“Avaliação da probabilidade de interrupção nos termos previstos pelo Regulamento \(UE\) 2017/460 da Comissão, de 16 de março - Período tarifário de 2018/2019”](#).

³⁴ Nos termos do artigo 16.º, n.º 4, o “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.”

Quadro 7-3 - Fórmula de cálculo para o desconto posterior do artigo 16.º

$$\frac{\text{Desconto posterior}}{\text{€}} = 3 \cdot \frac{\text{Preço de reserva (produto firme diário)}}{\text{€/(kWh/h)}} \cdot \frac{\text{Energia não entregue}}{\text{kWh}} \cdot \frac{1}{24 \text{ horas}}$$

O montante de energia não entregue deve ser calculado a partir da capacidade interrompida e das horas de interrupção.³⁵ A interpretação da ERSE sobre o cálculo do desconto prévio está coerente com as definições do cálculo do desconto prévio, apresentadas nos números 2 e 3 do artigo 16.º, que utilizam conceitos de capacidade interrompida e de duração das interrupções para determinar o desconto prévio.

A aplicação deste desconto será realizada na liquidação mensal do uso da rede nacional de transporte de gás natural de cada agente de mercado. A aplicação do desconto, no que respeita aos horizontes diário e intradiário, incide e está confinada ao montante mensal agregado de capacidade interruptível contratada nestes horizontes, pelo respetivo agente de mercado.

7.4 QUESTÕES

Questão 9 – Tendo em conta a informação sobre os multiplicadores definidos no âmbito do artigo 13.º do código de rede de tarifas na secção 7.1, como avalia a adequação destes multiplicadores para efeitos de integração do mercado ibérico de gás natural?

Questão 10 – Em relação aos descontos apresentados na secção 7.3, referentes ao artigo 9.º do código de rede de tarifas, como avalia a adequação destes descontos?

Questão 11 – Em relação ao desconto posterior definido na secção 7.3, referente ao artigo 16.º do código de rede de tarifas, como avalia a adequação deste desconto?

³⁵ A energia não entregue pode ser calculada através da seguinte expressão:

Energia não entregue [kWh] = Capacidade interrompida [kWh/h] x Horas de interrupção [h]

8 LISTA DE QUESTÕES DA CONSULTA PÚBLICA

Para uma maior conveniência, este capítulo reúne as várias questões presentes na consulta pública.

3 Metodologia de preço de referência
<p>Questão 1 – Tendo em conta a metodologia de preço de referência apresentada na secção 3.2, considera que esta metodologia é adequada para refletir apropriadamente os custos da rede de transporte de gás natural?</p> <p>Questão 2 – Atendendo aos resultados das avaliações de imputação de custos na secção 3.4, considera que a alocação de custos entre os fluxos intersistema (transfronteiriços) e os fluxos intrasistema (destinados às saídas domésticas) é apropriada?</p> <p>Questão 3 – Baseado na análise apresentada na secção 3.5, considera que a metodologia de preço de referência cumpre os requisitos do artigo 7.º do código de rede de tarifas e o artigo 13.º do Regulamento 715/2009 da Comissão?</p> <p>Questão 4 – Face à comparação dos resultados das metodologias de preço de referência na secção 3.6, como avalia a adequação de cada metodologia para a determinação dos preços de referência para a rede nacional de transporte de gás natural em Portugal?</p>
4 Estrutura de receitas do Operador da Rede de Transporte
<p>Questão 5 – Tendo em conta a informação indicativa sobre os proveitos permitidos do operador da rede de transporte na secção 4.1, como avalia a repartição destes proveitos pelas dimensões indicadas no Quadro 4-1?</p>
5 Tarifas de transporte baseadas na energia
<p>Questão 6 – Tendo em conta a justificação sobre as tarifas de transporte baseadas na energia na secção 5.1, concorda com a definição do termo de energia aplicável nos pontos de saída, nomeadamente nas interligações para Espanha, no terminal de GNL, no armazenamento subterrâneo, nas saídas para clientes ligados em AP e nas saídas para as redes de distribuição?</p> <p>Questão 7 – Tendo em conta a justificação sobre a aplicação dos dois remédios regulatórios referidos na secção 5.1, concorda com a manutenção dos escalões de consumos e da opção tarifária de “curtas utilizações”?</p>

6 Informação adicional sobre as tarifas de transporte

Questão 8 – Tendo em conta as variações tarifárias apresentadas na secção 6.1, como avalia estas alterações?

7 Descontos, multiplicadores e fatores sazonais

Questão 9 – Tendo em conta a informação sobre os multiplicadores definidos no âmbito do artigo 13.º do código de rede de tarifas na secção 7.1, como avalia a adequação destes multiplicadores para efeitos de integração do mercado ibérico de gás natural?

Questão 10 – Em relação aos descontos apresentados na secção 7.3, referentes ao artigo 9.º do código de rede de tarifas, como avalia a adequação destes descontos?

Questão 11 – Em relação ao desconto posterior definido na secção 7.3, referente ao artigo 16.º do código de rede de tarifas, como avalia a adequação deste desconto?

9 INFORMAÇÃO ADICIONAL SOBRE AS AVALIAÇÕES DE IMPUTAÇÃO DE CUSTOS

Este capítulo apresenta em maior detalhe os cálculos subjacentes às avaliações de imputação de custos, segundo o artigo 5.º do código de rede de tarifas.³⁶

O ponto de partida para as avaliações de imputação de custos é a determinação de rácios (*Rácio^x*) entre as receitas das tarifas de transporte (*Receitas^x*) e um determinado fator de custo³⁷ (*Fator de custo^x*):

$$Rácio^x = \frac{Receitas^x}{Fator\ de\ custo^x}, \text{ com } x = intra, inter$$

Este rácio é determinado separadamente para a utilização intrasistema ($x = intra$) e para a utilização intersistema ($x = inter$).³⁸ Tendo determinado os rácios *Rácio^{intra}* e *Rácio^{inter}*, o índice de comparação da imputação de custos (*ICIC*) é determinado pela seguinte expressão:

$$ICIC = \frac{2 \times |Rácio^{intra} - Rácio^{inter}|}{Rácio^{intra} + Rácio^{inter}} \times 100\%$$

Como já referido na secção 3.4, este indicador varia entre os valores de 0% e de 200%, em que 0% indica a ausência de subsídio cruzada e 200% indica a situação de subsídio cruzada máxima.³⁹ Importa referir que o índice de comparação é calculado separadamente para as tarifas baseadas na capacidade e para as tarifas baseadas na energia.

Um elemento importante para o cálculo do indicador de imputação de custos é o articulado do n.º 5 do artigo 5.º, que apresenta os pressupostos aplicáveis para a utilização intersistema dos pontos de entrada. De acordo com o estabelecido no n.º 5, na utilização intersistema (fluxo transfronteiriço) deve ser considerada nos pontos de entrada uma quantidade de capacidade ou de energia igual à quantidade de capacidade ou de energia nos pontos de saída, respetivamente. Esta hipótese reflete a ideia de que o fluxo transfronteiriço que sai do sistema também teve que entrar previamente no sistema, pagando por isso as respetivas tarifas nos pontos de entrada.⁴⁰ A utilização intrasistema é posteriormente calculada por diferença face à utilização agregada do sistema.

³⁶ Os resultados da avaliação de imputação de custos foram apresentados na secção 3.4.

³⁷ O artigo 5.º do código de rede define no número 1 as variáveis que podem ser utilizadas como fator de custo para efeitos das avaliações de imputação de custos.

³⁸ A utilização da rede a um nível intrasistema refere-se aos fluxos de gás natural que se destinam ao consumo nacional. A utilização da rede a um nível intersistema refere-se aos trânsitos de gás natural que atravessam o país.

³⁹ A situação de subsídio cruzada máxima (200%) ocorre quando a utilização intrasistema ou a utilização intersistema não contribuem de todo para as receitas da tarifa de transporte.

⁴⁰ Assume-se aqui o caso de um sistema sem produção doméstica de gás natural, como é o caso de Portugal.

De referir que as avaliações da imputação de custos aqui apresentadas utilizam os preços de referência pós-ajustamento, uma vez que refletem os preços pagos pelos utilizadores da rede de transporte.⁴¹

9.1 ÍNDICE DE COMPARAÇÃO DA IMPUTAÇÃO DE CUSTOS DE CAPACIDADE

Para determinar o índice de comparação da imputação de custos (ICIC) de capacidade foram considerados dois cenários de quantidades e os preços de referência indicativos que resultaram da metodologia de preço de referência.

O artigo 5.º, n.º 1, alínea a), prevê que a capacidade contratada prevista pode ser utilizada como um fator de custo no cálculo do índice de comparação da imputação de custos de capacidade. Tendo em conta o cenário de capacidades contratadas previstas que foi utilizado na metodologia do preço de referência, não se preveem fluxos transfronteiriços na rede nacional de gás natural, o que implica por definição a inexistência de subsídio cruzada entre a utilização intrasistema e intersistema.

De forma a tornar a análise mais robusta, determinou-se o ICIC de capacidade também para um cenário alternativo em que existe uma utilização transfronteiriça no ponto de saída para o VIP.⁴² Analisando o mais recente ano de capacidade completo, verificou-se a utilização do VIP como ponto de saída para Espanha durante um único dia. Assim, para determinar o cenário alternativo foi adicionado às quantidades do cenário base uma quantidade de capacidade contratada em produto diário no ponto de saída do VIP, com um valor igual ao verificado no ano de capacidade de 2016-2017. Adicionalmente, e tendo em conta o número 5 do artigo 5.º, adicionou-se igualmente este valor de capacidade contratada nos pontos de entrada, igualmente em formato de produto diário.⁴³

O Quadro 9-1 apresenta os valores do ICIC de capacidade para os dois cenários referidos. No cenário base, sem fluxos transfronteiriços, e por isso sem utilização intersistema, o valor do ICIC de capacidade será nulo. No caso do cenário alternativo, em que foi incluída a contratação de um produto diário no ponto de saída para o VIP, verifica-se um valor de 6,7% para o ICIC de capacidade. Logo, em ambos os cenários apresentados o valor máximo indicativo de 10% não é ultrapassado, levando à conclusão de que não existe uma situação de subsídio cruzada entre a utilização intersistema e intrasistema.

⁴¹ Os preços de referência pós-ajustamento incluem os seguintes ajustamentos aos preços resultantes da metodologia do preço de referência: aplicação dos descontos do artigo 9.º, equalização de preços (saídas para consumo final e VIP) e escalamento multiplicativo para reconciliação com os proveitos permitidos sujeito à divisão de 'entrada-saída'.

⁴² Dados referentes ao período de 1 de outubro de 2016 até 30 de setembro de 2017 (informação disponível na [página](#) do operador da rede de transporte).

⁴³ O valor de capacidade foi atribuído ao ponto de entrada a partir do terminal de GNL uma vez que constitui o ponto de entrada mais plausível para realizar fluxos transfronteiriços, aproveitando o terminal de Sines como porta de entrada de GNL para a Europa.

A inexistência de subsídio cruzada no cenário alternativo pode ser interpretada da seguinte maneira: apesar de o preço de capacidade aplicado no ponto de saída do VIP ser nulo, é importante ter em conta que a utilização desse ponto de saída tem atualmente um caráter pontual, em forma de produtos diários ou intradiários; tendo em conta o pressuposto de que esse montante de capacidade terá que ser contratado também nos pontos de entrada, com o mesmo prazo de maturidade, os multiplicadores maiores que 1 aplicáveis aos produtos diários e intradiários compensam a ausência de receita no ponto de saída para o VIP.

Quadro 9-1 - Índice de comparação da imputação de custos de capacidade

	Cenário base	Cenário alternativo
Receitas (em % do total)		
Intrasistema	100,000%	99,997%
Intersistema	0,000%	0,003%
Fator de custo (Capacidade contratada prevista em GWh/dia)		
Intrasistema	248,559	248,559
Intersistema	0,000	0,008
Rácio (Receitas/Fator de custo)		
Intrasistema	0,00402	0,00402
Intersistema	-	0,00376
Índice de comparação da imputação de custos de capacidade (em %)	0,0%	6,7%

Por último, é importante referir que o ICIC de capacidade é bastante volátil para situações em que a utilização intersistema tem um caráter residual, como no caso português. Uma alteração marginal das receitas pela utilização intersistema, mantendo os fatores de custo constantes, traduz-se numa alteração significativa no ICIC de capacidade, o que influencia de forma substancial a conclusão sobre a existência de subsídio cruzada.

Relembra-se também que na perspetiva da ERSE as capacidades contratadas em contra fluxo no ponto de saída do VIP não são indutoras de custos para o sistema.⁴⁴

9.2 ÍNDICE DE COMPARAÇÃO DA IMPUTAÇÃO DE CUSTOS DE ENERGIA

Para determinar o índice de comparação da imputação de custos (ICIC) de energia foram também considerados dois cenários de quantidades e os preços de energia após o processo de reconciliação com os proveitos permitidos. O cenário base utiliza as quantidades de fluxo de gás utilizadas para determinar os preços de referência indicativos apresentados no capítulo 6. O cenário alternativo acrescenta a esses

⁴⁴ Ver justificação na seção 3.3.

dados um fluxo transfronteiriço de gás com base na informação do mais recente ano de capacidade completo.⁴⁵

O Quadro 9-2 apresenta os valores do ICIC de energia para os dois cenários referidos. No cenário base, sem fluxos transfronteiriços, e por isso sem utilização intersistema, o valor do ICIC de energia será nulo. No caso do cenário alternativo, em que foi incluído um fluxo transfronteiriço, verifica-se um valor de 8,4% para o ICIC de energia. Logo, em ambos os cenários apresentados o valor máximo indicativo de 10% não é ultrapassado, levando à conclusão de que não existe uma situação de subsídio cruzada entre a utilização intersistema e intrasistema.

Quadro 9-2 - Índice de comparação da imputação de custos de capacidade

	Cenário base	Cenário alternativo
Receitas (em % do total)		
Intrasistema	100,000%	99,995%
Intersistema	0,000%	0,005%
Fator de custo (Energia em GWh)		
Intrasistema	59.220,69	59.217,68
Intersistema	0,00	3,01
Rácio (Receitas/Fator de custo)		
Intrasistema	0,00002	0,00002
Intersistema	-	0,00002
Índice de comparação da imputação de custos de energia (em %)	0,0%	8,4%

A inexistência de subsídio cruzada no cenário alternativo pode ser interpretada da seguinte maneira: com a aplicação de um preço de energia igual em todos os pontos de entrada e igual em todos os pontos de saída⁴⁶, garante-se a ausência de subsídio cruzada entre as utilizações intersistema e intrasistema; no entanto, o cenário alternativo apresenta para o ICIC de energia um valor diferente de zero devido à existência de remédios regulatórios nos pontos de saída para clientes em AP, designadamente a opção das “curtas utilizações” e os escalões de consumo.⁴⁷

⁴⁵ No período de 1 de outubro de 2016 até 30 de setembro de 2017 verificou-se a contratação de capacidade no ponto de saída do VIP num único dia (informação disponível na [página](#) do operador da rede de transporte). Esse valor de capacidade diária foi transformado em fluxo de energia assumindo uma utilização plena da capacidade contratada.

⁴⁶ De acordo com o artigo 4.º, n.º 3, alínea a), subalínea ii).

⁴⁷ Ver explicação na secção 5.1.

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

