

**APLICAÇÃO DOS RESULTADOS DO ESTUDO PARA
DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA
AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES
AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA**

Dezembro 2016

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	ENQUADRAMENTO	3
3	MERCADOS DE REFERÊNCIA	7
4	CARACTERIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS.....	13
5	CUSTOS DAS INFRAESTRUTURAS DE DESCARGA E ARMAZENAMENTO DE COMBUSTÍVEIS	19
6	DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE REFERÊNCIA.....	23
6.1	Custos dos combustíveis	24
6.2	Custos de referência de descarga e de armazenamento	26
	ANEXO – CUSTOS PADRÃO	35

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Cálculo do preço do gasóleo para a EDA – outubro de 2015	10
Quadro 4-1 - Características das instalações de armazenamento de combustíveis na RAA	16
Quadro 4-2 - Características das instalações de armazenamento de combustíveis na RAM.....	18
Quadro 5-1 – Custos indicativos dos terrenos – valores empresas.....	21
Quadro 5-2 – Custos indicativos dos terrenos – valores DNV	22
Quadro 6-1 – Custos de referência com descarga e armazenamento de fuelóleo a aceitar na RAA em 2015.....	31
Quadro 6-2 – Custos de referência com descarga e armazenamento de fuelóleo a aceitar na RAM em 2015.....	32
Quadro 6-3 – Custos de referência com descarga e armazenamento de gasóleo a aceitar na RAA em 2015.....	33
Quadro 6-4 – Custos de referência com descarga e armazenamento de gasóleo a aceitar na RAM em 2015.....	33
Quadro 6-5 – Custos de referência com descarga e armazenamento de gás natural a aceitar na RAM em 2015.....	34

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Mercado europeu de gasóleo	8
Figura 3-2 – Evolução do preço do gasóleo em 2015	9
Figura 3-3 – Comparação da evolução dos preços do GN (contrato EEM vs. Huelva).....	11
Figura 4-1 – Cadeia de valor do fuelóleo nas ilhas de São Miguel e da Terceira	13
Figura 4-2 – Cadeia de valor do fuelóleo nas ilhas do Pico e do Faial.....	14
Figura 4-3 – Cadeia de valor do gasóleo nas ilhas de São Miguel e da Terceira	14
Figura 4-4 – Cadeia de valor do gasóleo nas ilhas nas restantes ilhas da RAA.....	15
Figura 4-5 – Cadeia de valor do fuelóleo na ilha da Madeira	17
Figura 4-6 – Cadeia de valor do fuelóleo na ilha do Porto Santo	17
Figura 4-7 – Cadeia de valor do gasóleo na RAM.....	17
Figura 4-8 – Cadeia de valor do gás natural na Madeira.....	18
Figura 6-1 – Regressão para determinação do CAPEX associado à capacidade real de instalações de armazenamento de fuelóleo	27
Figura 6-2 – Regressão para determinação do OPEX associado à capacidade real de instalações de armazenamento de fuelóleo	28
Figura 6-3 – Regressão para determinação do CAPEX associado à capacidade real de instalações de armazenamento de gasóleo	28
Figura 6-4 – Regressão para determinação do OPEX associado à capacidade real de instalações de armazenamento de gasóleo	29
Figura 6-5 – Regressão para determinação do CAPEX associado à capacidade real de instalações de armazenamento mistas	29
Figura 6-6 – Regressão para determinação do OPEX associado à capacidade real de instalações de armazenamento mistas	30

1 INTRODUÇÃO

Os custos com os combustíveis são uma componente importante dos custos que integram os preços de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira (RAM) e na Região Autónoma dos Açores (RAA).

Nas Regiões Autónomas (RA), existem condicionantes relacionadas com a dimensão dos mercados e com a insularidade que justificam que estes custos sejam superiores aos verificados no Continente. Porém, tal não inviabiliza que a gestão das atividades reguladas dos setores elétricos destas regiões insulares seja eficiente. Neste caso particular, o processo de aquisição dos combustíveis consumidos nas duas Regiões deverá ser orientado por um racional de aquisição eficiente quer ao nível das atividades de transporte, descarga e de armazenamento, quer ao nível da atividade de aquisição dos combustíveis propriamente dito, bem como, ainda, ao nível das margens de comercialização aplicadas.

No decorrer do último período regulatório (2012-2014) determinadas ocorrências obrigaram à revisão do mecanismo, nomeadamente no que se refere ao processo de aquisição de fuelóleo nas RA, nomeadamente:

- A duração do contrato de fornecimento do fuelóleo consumido pela EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) terminou a 31 de dezembro de 2013, período após o qual o contrato poderia ser renovado;
- No período regulatório 2012 a 2014, a EDA – Eletricidade dos Açores, SA (EDA) procedeu à instalação de grupos de produção a fuelóleo nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge, havendo necessidade de determinar os custos de transporte, descarga e armazenamento das infraestruturas dessas ilhas;
- Introdução, em 2014, de gás natural na Madeira para a produção de eletricidade.

Refira-se, também, que a ERSE ao impor metas de eficiência apenas aos custos com a aquisição de fuelóleo, poderia estar a dar um sinal errado no que se refere à escolha das melhores formas de utilização de combustíveis por parte das RA. Neste contexto, surgiu a necessidade de proceder não só à atualização do estudo anterior, no que se refere ao processo de aquisição de fuelóleo, como também alargar o seu âmbito aos restantes combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas, nomeadamente ao gasóleo e ao gás natural.

Assim, decidiu-se recorrer, novamente, a uma entidade externa à ERSE, independente e de reconhecido mérito, cujos estudos permitam definir a margem de ganhos de eficiência destas empresas na atividade de aquisição dos combustíveis para a produção de eletricidade. A definição destes parâmetros deveria considerar o contexto particular, geográfico e social, em que as empresas da Madeira, EEM, e dos Açores, EDA desenvolvem as suas atividades. O trabalho foi adjudicado à DNV GL Energy que elaborou o estudo

designado por “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*” de novembro de 2016.

Com este documento pretende-se sintetizar as principais conclusões do estudo bem como apresentar os custos de referência que serão aplicados ao longo do período regulatório 2015-2017, às atividades de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

O capítulo 2 apresenta o enquadramento das razões que estiveram subjacentes à realização do estudo, bem como os objetivos que se perscrutou com o mesmo.

No capítulo 3 apresentam-se os mercados de referência considerados para as atividades de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas, nomeadamente na aquisição de fuelóleo, gasóleo e de gás natural.

No capítulo 4 faz-se uma caracterização das infraestruturas de descarga e de armazenamento de combustíveis existentes em cada ilha, e em particular da cadeia de valor em que assenta a aquisição de cada tipo de combustível.

No capítulo 5 apresentam-se os custos dos equipamentos, terrenos e de operação e manutenção, que foram utilizados como referência para o cálculo dos custos eficientes de cada tipo de instalação. São também apresentados os tempos médios de vida útil de cada tipo de equipamento.

No capítulo 6 são apresentados os cálculos efetuados para a determinação dos custos eficientes de descarga e armazenamento de combustíveis, bem como os pressupostos subjacentes a esses cálculos.

No Anexo I são apresentados os custos padrão de CAPEX e de OPEX para as instalações de armazenamento de fuelóleo, gasóleo, mistas e de gás natural e os custos de construção e de equipamentos dos oleodutos e *buoy system*. São também apresentados os tempos médios de vida útil das instalações de combustíveis.

2 ENQUADRAMENTO

O alargamento das competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores foi concretizada através do Decreto-Lei nº 69/2002, de 25 de Março. Este alargamento das competências às Regiões Autónomas assentou no princípio de partilha dos benefícios entre os sistemas elétricos nacionais, dando um contributo para a correção das desigualdades das RA resultantes da sua situação geográfica, caracterizada pela insularidade e carácter ultraperiférico.

Paralelamente, na perspetiva de satisfação dos consumidores de energia, pretende-se que as entidades reguladas aumentem os níveis de eficiência dos seus custos controláveis de exploração, mantendo a prestação de um serviço de fornecimento de energia dentro dos padrões de qualidade de serviço definidos regulamentarmente.

Para uma maior transparência ao nível dos custos de cada uma das empresas reguladas, foi definida a necessidade das mesmas procederem a uma separação das suas atividades:

- Aquisição de energia elétrica e gestão do sistema (AGS);
- Distribuição de energia elétrica (DEE);
- Comercialização de energia elétrica (CEE).

Esta separação, que nas empresas reguladas, da RAM e RAA, apenas aconteceu do ponto de vista contabilístico, é essencial para uma maior transparência na identificação da cadeia de valor que está na base do cálculo das tarifas de eletricidade.

Entre 2003, primeiro ano da fixação pela ERSE das tarifas praticadas naquelas RA, pela empresa concessionária do transporte e distribuição da RAA, EDA e pela empresa concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, EEM, e 2008, praticou-se uma metodologia de regulação por custos aceites para todas as atividades reguladas das empresas, por períodos regulatórios de 3 anos. Em 2009, a ERSE entendeu alterar a forma de regulação das atividades de Distribuição de energia elétrica e de Comercialização de energia elétrica, que passou a ser efetuada por *Price Cap*, com o objetivo de incentivar as empresas a obterem maiores ganhos de eficiência nas suas atividades. Em 2011, foi alargada a regulação por incentivos, do tipo *revenue cap*, aos custos de exploração controláveis da atividade de AGS. Fora deste mecanismo ficaram os custos de operação e de manutenção de equipamentos produtivos, os custos com a aquisição de fuelóleo, sobre os quais incidiam os mecanismo de custos de referência definidos no estudo “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the Heavy Fuel Oil Purchase Activity*”, efetuado pela Kema, em 2011 e os custos com os restantes combustíveis, lubrificantes e outros fluídos, que foram aceites em base anual sem aplicação de metas de eficiência.

A RAA é composta por nove ilhas, dispersas geograficamente, cada uma das quais com um sistema electroprodutor independente, com a produção assente maioritariamente em combustíveis fósseis, fuelóleo e gásóleo (em 2015 a energia produzida em centrais térmicas representou 67% do total da energia injetada na rede), não potenciando os ganhos decorrentes das economias de escala, como acontece nas empresas que operam em territórios com continuidade geográfica.

A RAM é composta por duas ilhas, com sistemas electroprodutores independentes, que para além de alguma produção de origem hídrica, produziu até 2015 principalmente energia elétrica com base em combustíveis fósseis. Em 2015, a produção com origem em centrais a fuelóleo representou cerca de 57% da produção total, sendo 35% de produção própria e 22% de energia adquirida a produtores independentes. Em 2014 foi introduzido o gás natural para a produção de eletricidade, na ilha da Madeira, Em 2015, esse combustível esteve na base da produção de cerca de 19% da energia injetada na rede, com redução na mesma proporção da produção própria a fuelóleo da EEM.

O tratamento diferenciado dos custos com os combustíveis face aos restantes *itens* de custos regulados deve-se, em primeiro lugar, ao peso importante que estes custos representam nos custos totais das empresas. No caso da Madeira, estes custos representaram, na atividade de AGS, cerca de 36% dos custos totais aceites para efeitos de regulação em 2015 e, no caso dos Açores representaram cerca de 41% do total nesse ano. Por sua vez, os custos com aquisição de fuelóleo, embora tenham tido uma tendência de diminuição, continua a ter um peso bastante importante nos custos com os combustíveis, cerca de 69% na RAA e 51% na RAM, em 2015.

Para além destas condicionantes, a atividade de aquisição de combustíveis reveste-se de um conjunto de particularidades comparativamente com as restantes atividades desenvolvidas nos sectores elétricos das RA, que levou a que já em 2006 lhe tenha sido aplicada uma regulação específica para os custos com aquisição de fuelóleo, mas limitada ao caso da EDA. Tal sucedeu em consequência da peculiaridade que se revestia a atividade de aquisição de fuelóleo na RAA, onde se verificava a existência de apenas um fornecedor autorizado para o fornecimento do fuelóleo necessário à EDA, e onde as instalações de armazenamento são propriedade desse mesmo fornecedor, a Bencom. Além do mais, o contrato de aquisição em vigor àquela data não era muito claro relativamente a algumas das componentes do custo de aquisição do fuelóleo.

No entanto, a aquisição de fuelóleo é, igualmente, efetuada por empresas em situação de monopólio na RAM. Acresce que a perequação tarifária entre as RA e o Continente implica que a existência de eventuais custos economicamente não racionais tem implicações que extrapolam o âmbito das RA, e que se estendem ao sistema elétrico do Continente.

Estes factos justificaram a implementação generalizada à EDA e à EEM em 2009 de uma metodologia regulatória que permitisse reduzir o diferencial entre os custos de aquisição do fuelóleo nas RA e no Continente. No caso da EDA, esta aproximação não incidia sobre os custos que são totalmente específicos

desta RA, como sejam os custos decorrentes do gasóleo adicionado ao fuelóleo¹, assim como são os custos de transporte entre ilhas.

A aplicação de custos de referência apenas ao fuelóleo poderia dar um sinal enviesado daquilo que se pretende em termos regulatórios, podendo estar a incentivar o consumo de um determinado tipo de combustível, o gasóleo, em detrimento de outro, o fuelóleo. Desta forma um dos objetivos do estudo agora realizado foi generalizar a aplicação de custos eficientes a todos os tipos de combustíveis consumidos nas RA, promovendo de uma forma clara a eficiência em toda a atividade de aquisição de combustíveis.

O alargamento ao gasóleo e ao gás natural do âmbito do atual estudo pretendeu compatibilizar as especificidades de cada empresa, designadamente os seus constrangimentos relativamente à aquisição de combustíveis, com a necessária diminuição e desejável eliminação de ineficiências que tenham sido detetadas. Este processo integra-se no conjunto de alterações à regulação aplicada nas empresas dos setores elétricos das RA, iniciado no período regulatório 2009-2011 e que abrangem as três atividades reguladas: AGS, DEE e CEE.

Para esse processo procedeu-se à avaliação das atuais condições contratuais para a aquisição dos vários tipos de combustíveis nas duas RA, que extravasa a análise efetuada no anterior estudo. Por um lado, no que se refere à aquisição de fuelóleo na RAM, o contrato de fornecimento à EEM terminou em dezembro de 2013, tendo sido renovado. Por outro lado, os contratos de aquisição dos restantes combustíveis, gasóleo para as duas RA e gás natural para a RAM, foram analisados, uma vez que não estavam enquadrados no âmbito dos trabalhos efetuados no estudo anterior.

Registe-se, também, que no período regulatório 2012-2014 a EDA procedeu à instalação de grupos a fuelóleo nas centrais termoelétricas do Aeroporto, na ilha de Santa Maria e do Caminho Novo, na ilha de São Jorge. Importava pois avaliar as condições de fornecimento e de armazenamento dessas ilhas, bem como o tipo de fuelóleo a ser consumido nessas centrais.

Tendo em conta a existência de características comuns à aquisição de combustíveis similares por parte das empresas dos setores elétricos das RA, decidiu-se aplicar a mesma metodologia regulatória à EEM e à EDA, no caso do fuelóleo e do gasóleo. Relativamente ao gás natural, a metodologia a implementar será aplicada à EEM, única empresa insular que adquire este combustível. Esta metodologia encontra-se prevista nos artigos 103º e 111º do Regulamento Tarifário.

Para a realização do estudo, por parte da DNV GL Energy, foram definidos um conjunto de objetivos aos quais esse estudo deveria dar resposta, designadamente:

¹ Na RAA é adicionado gasóleo ao fuelóleo para permitir o seu consumo na indústria. Tal sucede devido às dificuldades logísticas de armazenamento de combustíveis na região que implica que o armazenamento do fuelóleo para consumo no sector elétrico seja comum ao do fuelóleo para consumo na indústria.

- Definição dos mercados de referência para a aquisição do fuelóleo, gasóleo e gás natural;
- Descrição da cadeia de valor em que assenta a aquisição de cada tipo de combustível;
- Análise e descrição de cada “item” que compõe a atividade de aquisição de cada tipo de combustível, (i) fuelóleo, (ii) gasóleo e (iii) gás natural ao longo da sua cadeia de valor:
 - Mercado de referência;
 - Transporte até ao primeiro porto de descarga;
 - Receção e descarga;
 - Armazenamento;
 - Transporte inter-ilhas;
 - Transporte rodoviário entre as instalações de armazenagem e as centrais.

O armazenamento dos combustíveis nas Regiões Autónomas apresenta algumas particularidades que variam entre as duas Regiões, e dentro destas entre as diferentes ilhas. Os custos com as infraestruturas necessárias para a descarga e o armazenamento têm um peso muito importante nesta atividade. Tal como no anterior estudo, as especificidades desta atividade são de tal ordem que impossibilitam a realização, por parte do consultor, de qualquer estudo comparativo com outras situações similares e, conseqüentemente, não foi realizado um *benchmarking* com vista à definição de custos eficientes. Nestas circunstâncias, a DNV optou por realizar uma análise aprofundada das características técnicas desta atividade, com recurso a perícia na área de engenharia, que resultou na definição de custos padrão. Esta necessidade foi reforçada por não haver informação suficiente relativamente aos custos das infraestruturas, tendo em conta, que, por um lado, muitos dos equipamentos são propriedade de empresas não reguladas e como tal o custo das mesmas não é conhecido. Por outro lado, no caso dos equipamentos que são propriedade da EDA e da EEM, os ativos estão afetos aos custos das centrais, não sendo conhecidos em detalhe os seus valores reais.

Assim, tal como na metodologia aplicada para o fuelóleo em 2009, a consideração de custos padrão implicou não se terem aplicado metas de eficiência nesta atividade, visto assumir-se, à partida estes custos como sendo os custos a considerar nessa atividade.

3 MERCADOS DE REFERÊNCIA

Com o atual estudo elaborado pela DNV GL Energy, pretendeu-se que fossem reanalisados os potenciais mercados de referência para a aquisição do fuelóleo que foram definidos em 2009, no seguimento do estudo “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the Heavy Fuel Oil Purchase and Activity*”, apresentado pela Kema, em janeiro de 2011, e que fosse efetuada uma primeira análise que identificasse os mercados de referência para a aquisição de gasóleo e de gás natural.

FUELÓLEO

Na RAA o fornecedor de fuelóleo é a Bencom, com um contrato de fornecimento com a EDA por um período de 10 anos. A Bencom tem também um acordo com o Governo Regional dos Açores (GRA), segundo o qual é o fornecedor único de fuelóleo para a RAA.

Na RAM, o contrato de fornecimento de fuelóleo existente foi efetuado com a GALP para o período 2012 a 2015. É espetável que em 2016 seja efetuado um concurso com vista à celebração de um novo contrato de fornecimento.

Nos últimos anos, o valor do preço do barril do petróleo alterou-se significativamente relativamente à altura em que foi efetuado o estudo anterior, com os preços a apresentarem oscilações muito significativas, passando de valores em redor dos 75\$/bbl em 2010, para valores na ordem dos 110\$/bbl em 2014, e a atingirem atualmente valores em torno dos 50\$/bbl. Tal alteração de paradigma aconselha a que sejam reavaliados os mercados de referência para a aquisição do fuelóleo. Contudo, refira-se, que a análise efetuada pela DNV, que consta do documento “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*”, de novembro de 2016, aponta que no caso da RAM e da RAA o mercado de referência de Roterdão, para um produto do tipo “Fuel 1% LSFO CIF NWE Cargo”. No entanto, a DNV alerta para a dificuldade de no futuro próximo obter custos de referência para fuelóleo com teor de enxofre de 1%, que tendencialmente desaparece, sendo substituído por fuelóleo com teor de enxofre de 0,1%.

GASÓLEO

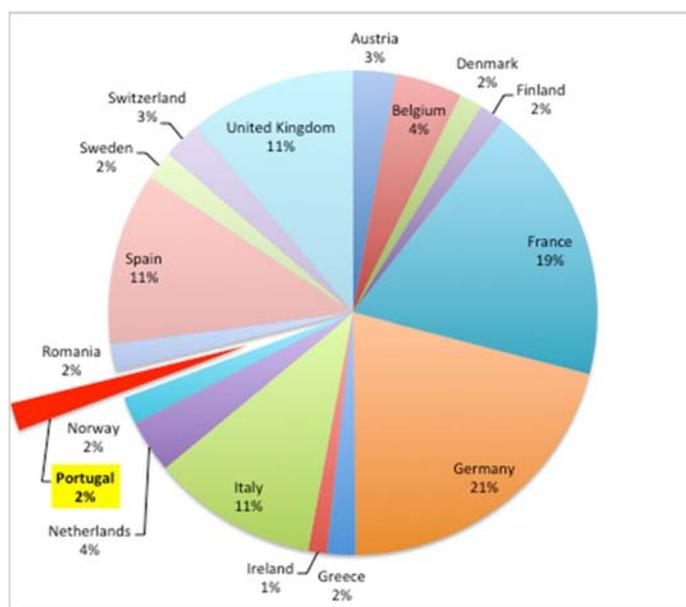
Na RAA, após um concurso internacional, foram selecionados dois fornecedores de gasóleo para a produção de eletricidade, com base no desconto por eles oferecido, a Repsol para as ilhas S. Jorge, Graciosa, Pico e a GALP para as ilhas S. Maria, S. Miguel, Terceira, Faial, Flores, Corvo.

Na RAM o âmbito do contrato existente com a GALP abrange o fornecimento de gasóleo e de fuelóleo, e conforme referido anteriormente estende-se até 2015.

A definição dos mercados de referência, para além da localização, depende, entre outros fatores, da dimensão dos centros de consumo dos combustíveis. A análise efetuada aos mercados de gasóleo

evidenciou a reduzida dimensão dos mercados insulares, relativamente ao contexto nacional e sobretudo ao contexto europeu. Mesmo se analisarmos o consumo de gasóleo no conjunto do país, este é bastante reduzido comparativamente ao consumo do mercado europeu, situando-se nos 2%. A Figura 3-1 evidencia essa realidade.

Figura 3-1 – Mercado europeu de gasóleo



Fonte: DNV, EIA

Por sua vez, os mercados insulares de gasóleo representavam, em 2012, comparativamente ao mercado português, consumos na ordem dos 1,7%, na RAM e de 2,5% na RAA, sendo por isso totalmente residuais no contexto europeu.

Neste quadro, o mercado de referência para a aquisição do gasóleo nas RA apontado pela DNV é, naturalmente, o mercado retalhista. Acrescem a este motivo, as especificações dos produtos do gasóleo consumido em Portugal e nas RA, que dificultam a sua aquisição nos mercados grossistas. O gasóleo consumido em Portugal contém uma percentagem de biodiesel, enquanto o produto de referência nos mercados grossistas corresponde unicamente ao preço da componente de origem fóssil. Registe-se que a especificação para o gasóleo consumido nas RA é o gasóleo para o consumo automóvel, norma EN590, incluindo a referida componente de biodiesel, designada por FAME - *fatty acid methyl ester*.

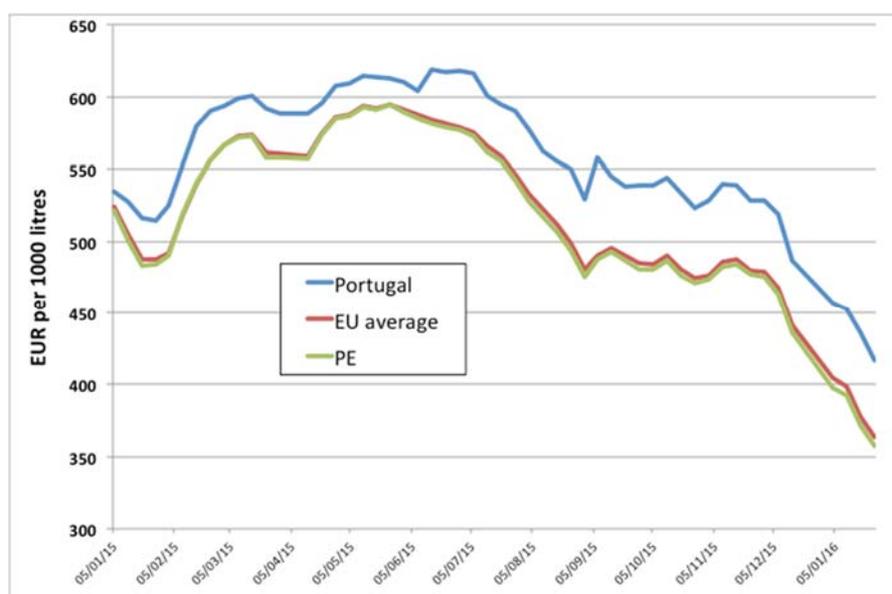
Atualmente, tanto na RAA, como na RAM, o preço de referência para a aquisição de gasóleo para a produção de energia elétrica já tem por base os mercados retalhistas a nível europeu. Este preço é

designado por “Preço Europa” (PE), sendo publicado semanalmente no *European Commission's Oil Bulletin*².

O PE corresponde à média anual ponderada dos preços de combustível, excluindo impostos, em 14 países da União Europeia, em cada mês.

A Figura 3-2 apresenta a evolução do PE ao longo de 2015, em comparação com o preço do gasóleo para viaturas em Portugal e da média do preço do gasóleo na União Europeia.

Figura 3-2 – Evolução do preço do gasóleo em 2015



Fonte: DNV

Verifica-se que em 2015, o PE foi, em média, mais baixo do que o preço em Portugal em cerca de 40 euros.

Para além do PE, o preço final do gasóleo nas RA incorpora várias outras componentes. Como exemplo, apresenta-se no Quadro 3-1 o detalhe do cálculo do preço do gasóleo na RAA, por ilha, em outubro de 2015.

² <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin>

Quadro 3-1 – Cálculo do preço do gasóleo para a EDA – outubro de 2015

EUR / litre	GALP			REPSOL			GALP		
	SMA	SMG	TER	GRA	SJO	PIC	FAI	FLO	COR
PE	0.487	0.487	0.487	0.487	0.487	0.487	0.487	0.487	0.487
FAME	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750
Blended product price	0.505								
Market adjustment	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010
RM	0.021	0.012	0.012	0.021	0.021	0.021	0.021	0.021	0.021
CT	0.044	0.028	0.046	0.043	0.043	0.043	0.044	0.047	0.056
PA Calculated	0.580	0.555	0.573	0.579	0.579	0.579	0.580	0.583	0.592
less RM	0.021	0.012	0.012	0.021	0.021	0.021	0.021	0.021	0.021
less Discount	0.057	0.061	0.056	0.046	0.052	0.049	0.060	0.044	0.034
Price to EDA	0.502	0.482	0.505	0.512	0.506	0.510	0.499	0.518	0.537

Portugal price Oil Bulletin	0.546	0.546	0.546	0.546	0.546	0.546	0.546	0.546	0.546
Variance to Portugal price	-0.043	-0.064	-0.041	-0.034	-0.040	-0.036	-0.047	-0.028	-0.009

Fonte: DNV

O quadro anterior permite verificar que o PE é o valor de referência para preço do gasóleo na RAA. A esse valor é acrescido a componente de biodiesel que é adicionada ao gasóleo, de acordo com a legislação Nacional (6,75%³). Ao valor da matéria-prima, são adicionadas as parcelas referentes ao fator de ajustamento para o mercado Português (0,010 €/l), a margem de revenda (RM) e os custos de transporte (CT). Estas componentes constituem o preço Açores (PA). A este PA são deduzidos a RM e o desconto (para o qual a DNV apontou um intervalo de 6% a 11%) obtendo-se o preço pago pela EDA.

Em conclusão, o estudo “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*” da DNV valida a atual opção seguida nas RAs de tomarem os mercados retalhistas europeus como referência para a definição do preço do gasóleo para produção de energia elétrica.

GÁS NATURAL

O gás natural para produção de eletricidade foi introduzido na RAM em 2014, substituindo alguma da produção a fuelóleo da Central Termoelétrica da Vitória, na ilha da Madeira. Tal como referido, no atual estudo procedeu-se à análise da cadeia de valor do gás natural, desde a definição dos mercados de referência até ao fornecimento e armazenagem.

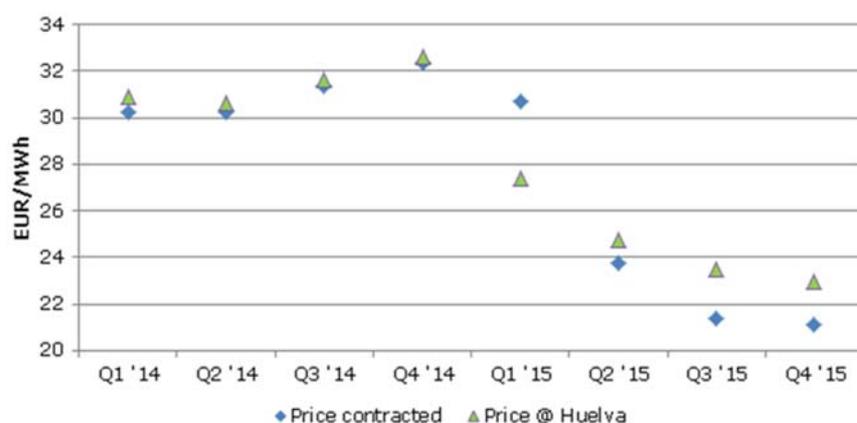
Uma parte significativa do gás natural consumido na Península Ibérica entra através dos Terminais de GNL existentes nesta região: 1 em Portugal (Sines) e 6 em Espanha (Barcelona, Cartagena, Huelva, Bilbao, Sagunto e Mugaros). O fornecimento de gás natural à EEM tem origem no terminal de Sines. Dada a proximidade geográfica o terminal de Huelva, em Espanha, seria uma alternativa plausível.

³ A percentagem de biodiesel adicionada ao gasóleo não é uma componente controlável pelas empresas. No caso da legislação Nacional ser alterada ao longo do período regulatório este valor poderá ser revisto em conformidade.

Atualmente, o gás natural consumido na RAM é adquirido à Galplink⁴ via contrato bilateral com a EEM e o contrato de fornecimento estabelece como indexante do preço do gás natural o preço do *brent*.

A análise efetuada pela DNV às compras de gás natural da EEM revelaram, no que se refere apenas ao custo da *commodity*, que o preço do contrato existente é mais favorável quando comparado com o preço praticado no terminal de Huelva, que é o mais próximo das RA a seguir ao de Sines. A Figura 3-3 permite comparar os preços do contrato existente entre a EEM e a Galplink e os preços praticados no terminal de Huelva.

Figura 3-3 – Comparação da evolução dos preços do GN (contrato EEM vs. Huelva)



Fonte: DNV com dados da Cringas

Verifica-se que no primeiro trimestre de 2015, o diferencial médio de preços atingiu 3,318 EUR/MWh, favorável ao preço em Huelva, mas nos demais trimestres os preços contratuais foram sempre menores atingindo um desvio de 2,142 EUR/MWh.

Além do mais, seria necessário acrescentar os custos de transporte entre Huelva e a UAG dos Socorridos, na ilha da Madeira. Desta forma, o fornecimento através de Huelva não parece ser uma alternativa de menor custo.

⁴ Consórcio entre a Galp Gás Natural S.A. e a Gaslink – Gás Natural S.A..

4 CARACTERIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

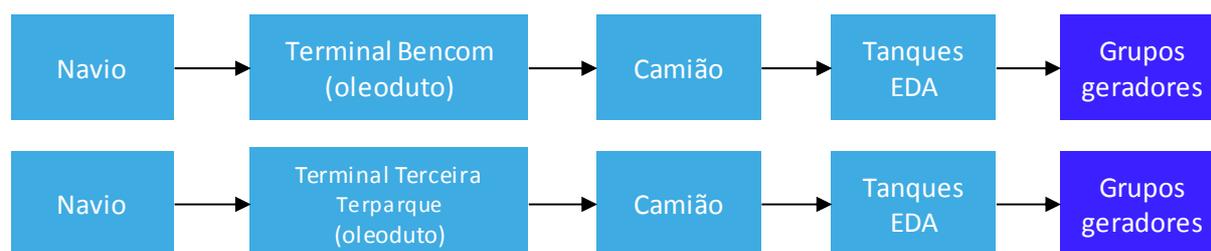
O transporte de combustíveis é feito por via marítima tanto na RAA, como na RAM. No entanto, os processos de transporte e descarga de combustíveis diferem entre as duas RA face aos mercados de origem dos combustíveis, às condições físicas dos portos e das infraestruturas de descarga e armazenamento dos combustíveis. Este último aspeto é desenvolvido no presente capítulo.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na RAA os combustíveis são descarregados e armazenados em tanques de combustíveis que não são propriedade da EDA, pertencendo na totalidade ou parcialmente às empresas fornecedoras (Bencom, GALP, etc.). Nesta Região, tanto o fuelóleo como o gasóleo são armazenados nessas instalações, sendo posteriormente transferidos por via terrestre (através de camiões cisterna), para as instalações da EDA sitas nas centrais de cada ilha. Estas instalações, de pequena dimensão, apenas armazenam pequenas quantidades de combustível para fazer face ao consumo diário dos equipamentos produtivos, e são propriedade da EDA. Nesta perspetiva, uma vez que os custos destes equipamentos, quer ao nível do CAPEX⁵, quer ao nível do OPEX⁶, já estão considerados no âmbito dos custos da atividade de AGS, os custos de referência a aplicar nessa Região Autónoma não internalizam os custos de TOTEX⁷ das instalações que são propriedade da EDA.

No fornecimento de fuelóleo para as ilhas de São Miguel e da Terceira, o processo de transporte e descarga é mais simples, conforme se ilustra-se na Figura 4-1.

Figura 4-1 – Cadeia de valor do fuelóleo nas ilhas de São Miguel e da Terceira



Fonte: DNV, ERSE

No caso das restantes ilhas onde atualmente se consome fuelóleo na RAA, ilhas do Pico e do Faial, o processo de fornecimento é mais complexo, uma vez que o fuelóleo é primeiramente descarregado na ilha

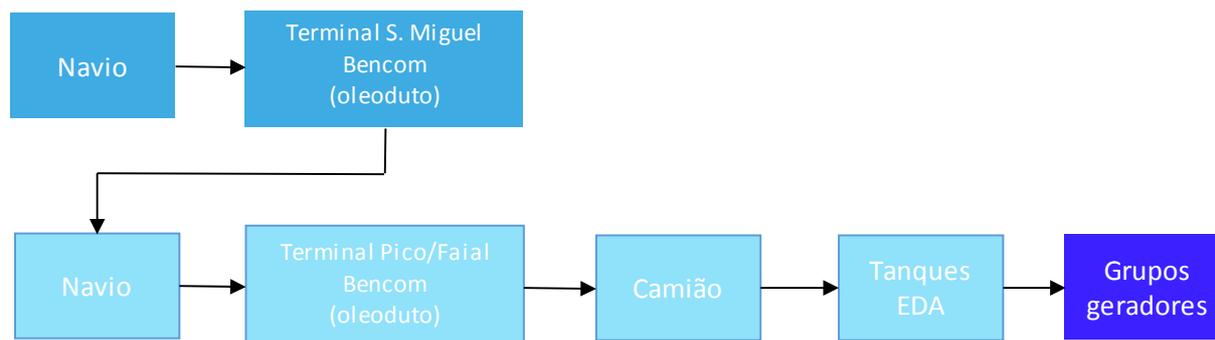
⁵ *Capital expenditure*, isto é, o custo com capital que compreende a remuneração dos investimentos e a sua amortização.

⁶ *Operational expenditure*, isto é, os custos de exploração.

⁷ *Total expenditure* = CAPEX + OPEX

de São Miguel, e posteriormente transferido para as instalações de armazenamento em cada uma daquelas ilhas. Este processo torna os custos mais elevados, devido à existência de descargas e armazenamento em pelo menos duas instalações. A Figura 4-8 apresenta a cadeia de valor do fuelóleo nas ilhas do Pico e do Faial.

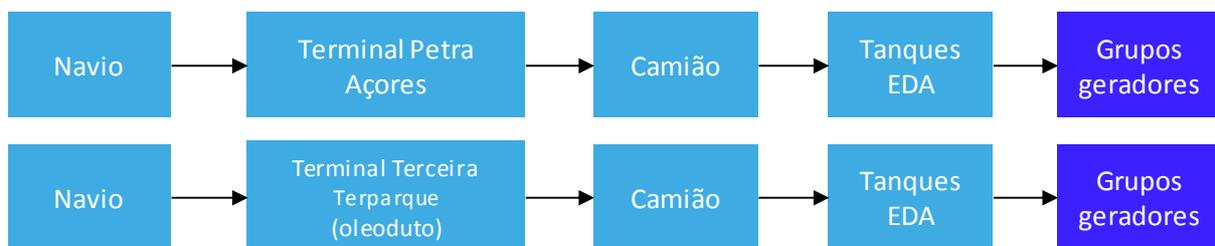
Figura 4-2 – Cadeia de valor do fuelóleo nas ilhas do Pico e do Faial



Fonte: DNV, ERSE

O processo de fornecimento do gasóleo é similar ao do fuelóleo. Nas ilhas de São Miguel e da Terceira o gasóleo é descarregado nos terminais existentes e posteriormente transportado para as centrais por via rodoviária. A Figura 4-3 representa a cadeia de valor no fornecimento a essas ilhas.

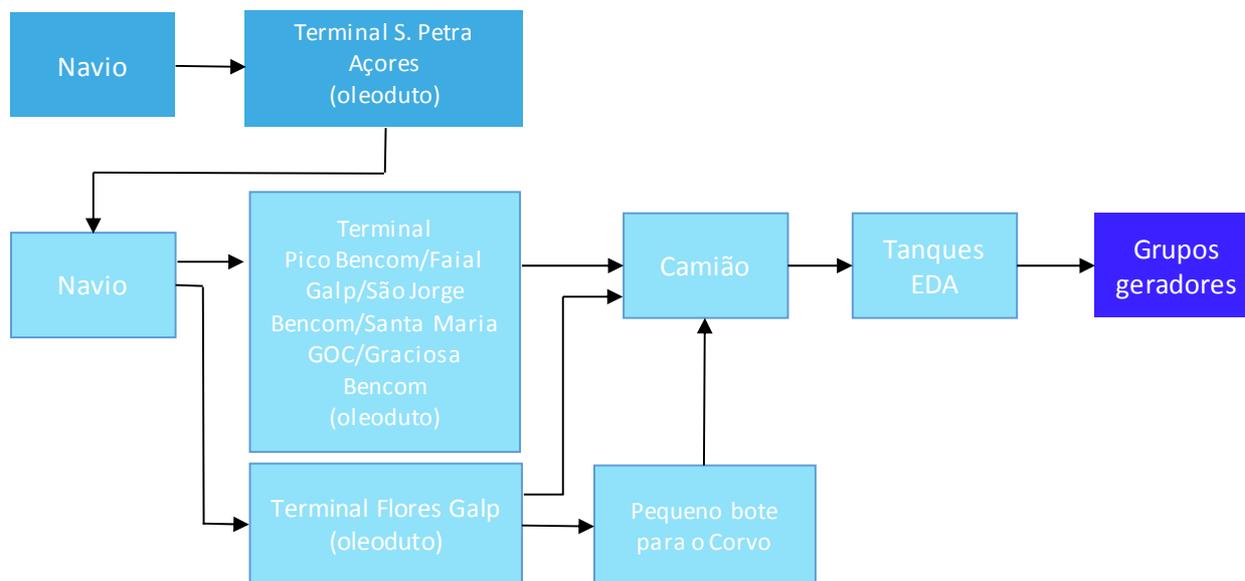
Figura 4-3 – Cadeia de valor do gasóleo nas ilhas de São Miguel e da Terceira



Fonte: DNV, ERSE

Nas ilhas de Santa Maria, Graciosa, São Jorge, Pico, Faial, Flores e Corvo, o gasóleo é primeiramente descarregado em São Miguel e posteriormente transportado por via marítima para essas ilhas. No caso do Corvo há ainda uma etapa intermédia no transporte, pois o gasóleo é descarregado nas Flores e só posteriormente transportado para o Corvo em pequenos contentores. A Figura 4-4 apresenta a cadeia de valor para as restantes ilhas da RAA (excluído São Miguel e Terceira).

Figura 4-4 – Cadeia de valor do gasóleo nas ilhas nas restantes ilhas da RAA



Fonte: DNV, ERSE

Registe-se que no caso das ilhas de Santa Maria, Graciosa, São Jorge, Pico, Faial, Flores e Corvo não foram quantificados os custos com o armazenamento intermédio na ilha de São Miguel dada a dificuldade em repercutir o custo das instalações de armazenamento de São Miguel, por cada ilha onde o gasóleo será consumido para produção de energia elétrica. Em 2015, o consumo de gasóleo no setor elétrico da RAA representou menos de 20% do total do consumo de gasóleo da RAA. Face a esta circunstância e, principalmente, ao facto das instalações de armazenamento de gasóleo de São Miguel encontrarem-se totalmente amortizadas, estima-se que o valor seja residual.

O Quadro 4-1 apresenta as características dos equipamentos de descarga e de armazenamento de combustíveis na RAA. Nesse quadro são enumeradas as instalações de armazenamento de combustível para abastecimento das centrais da EDA e que não são pertença desta empresa. Apresenta-se, também, o tipo de combustível armazenado em cada instalação, a capacidade de armazenamento, a idade dos ativos, o sistema de descarga para os tanques e a distância entre estes e o porto, a área nominal ocupada pelos terminais e o CAPEX dos terminais e dos oleodutos.

*ESTUDO PARA A DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS
REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA*

Quadro 4-1 - Características das instalações de armazenamento de combustíveis na RAA

Instalação	Tipo de combustível	Capacidade de armazenamento (m ³)	Capacidade de armazenamento (t)	Idade atual dos ativos (anos)	Sistema de descarga	Distância para o porto (km)	Área nominal (m ²)	CAPEX do terminal (EUR)	CAPEX do oleoduto (EUR)
S. Miguel (Bencom terminal)	380LSFO	40 000		1	Onshore pipeline	3	8 920	16 121 664	1 830 318
S. Miguel (PetraAcores)	Diesel	18 500	15 638	50	Onshore pipeline	3	22 910	7 880 766	1 830 318
Terceira (Bencom terminal)	380LSFO	15 200		8	Onshore pipeline per fuel type	1,6	13 228	9 829 698	1 039 467
Terceira (Terparque)	Diesel	8 000	6 762	8	Onshore pipeline per fuel type	1,6	32 413	5 360 945	1 039 467
Pico (Bencom terminal)	100LSFO	1 350		8	Onshore pipeline per fuel type	0,4	6 200	3 860 386	672 015
Pico (Bencom terminal)	Diesel	1 750	1 479	8	Onshore pipeline per fuel type	0,4	6 200	3 896 230	672 015
Faial (Bencom terminal)	100 LSFO	1 550		12	Onshore pipeline per fuel type	1,7	4 350	3 376 829	1 063 918
Faial (Galp)	Diesel	2 000	1 691	35	Onshore pipeline per fuel type	0,5	5 000	3 460 491	696 466
Sao Jorge (Bencom)	Diesel	550	465	30	Onshore pipeline per fuel type	0,2	790	2 731 245	623 112
Santa Maria (GOC (Galp operator))	Diesel	4 000	3 381	50	Onshore pipeline per fuel type	0,86	10 000	4 466 349	784 489
Graciosa (Bencom)	Diesel	650	549	15 Obs: storage Tk of 400 m ³ – 5 years	Onshore pipeline per fuel type	0,5	2 750	2 781 538	696 466
Flores (Galp)	Diesel	650	549	50	Onshore pipeline per fuel type	0,2	1 000	2 781 538	623 112
Corvo	Diesel					n.a.			

Fonte: DNV, ERSE

O CAPEX de cada terminal foi calculado tendo em conta os custos padrão para cada tipo de instalação (fuelóleo, gasóleo e mistas) apresentados no capítulo 5, escalados para a dimensão das mesmas através das regressões apresentadas no capítulo 6. São também considerados os custos dos terrenos em função dos preços de referência apresentados no capítulo 5.

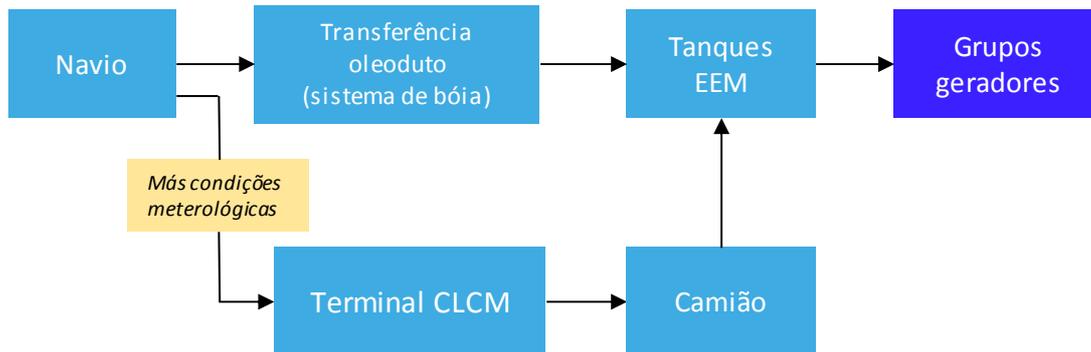
Relativamente ao CAPEX dos oleodutos, este foi determinado tendo por base os custos de referência apresentados no anexo I e as distâncias entre o porto e os tanques apresentadas no Quadro 4-1.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No que se refere ao fuelóleo na RAM, em condições normais de operação (quer climatéricas, quer de disponibilidade dos equipamentos de descarga), o combustível é descarregado diretamente nos tanques da Central Termoelétrica da Vitória (CTV) e na Central Termoelétrica do Porto Santo (CTPS), sendo esses equipamentos, bem como os equipamentos de descarga (*buoy system*, no caso da CTV e oleoduto, no caso da CTPS), propriedade da EEM. Contudo, na ilha da Madeira, quando as condições climatéricas não permitem a descarga do fuelóleo diretamente na CTV, ou no caso de indisponibilidade do *buoy system*, a descarga e armazenamento intercalar do combustível é feita para as instalações de um operador privado, a Companhia Logística de Combustíveis da Madeira (CLCM). Esta situação verificou-se ao longo do ano de 2015, por indisponibilidade do *buoy system* da CTV.

As Figura 4-5 e Figura 4-6 representam a cadeia de valor do fuelóleo nas ilhas da Madeira e do Porto Santo, respetivamente.

Figura 4-5 – Cadeia de valor do fuelóleo na ilha da Madeira



Fonte: DNV, ERSE

Figura 4-6 – Cadeia de valor do fuelóleo na ilha do Porto Santo



Fonte: DNV, ERSE

No caso do gasóleo, a descarga e armazenamento é efetuada para as instalações da CLCM (na ilha da Madeira) ou da NATO (na ilha do Porto Santo), sendo o gasóleo posteriormente transferido para os depósitos das centrais, por via terrestre, em camiões cisterna. A Figura 4-7 apresenta a cadeia de valor do gasóleo nas ilhas da Madeira e do Porto Santo.

Figura 4-7 – Cadeia de valor do gasóleo na RAM



Fonte: DNV, ERSE

Tal como acontece na RAA, os custos dos equipamentos das centrais da EEM, quer ao nível do CAPEX, quer ao nível do OPEX, já estão considerados no âmbito dos custos da atividade de AGS, pelo que os custos de referência a aplicar nessa Região Autónoma não internalizam os custos de TOTEX⁸ das instalações que são propriedade da EEM.

⁸ TOTEX, Total expenditure, isto é, o conjunto dos custos, com capital e de exploração, associados a uma determinada atividade.

No caso do gás natural, o transporte é feito do Continente para a ilha da Madeira por via marítima, em contentores, e a descarga é feita por via rodoviária na Unidade Autónoma de Gás dos Socorridos, junto à CTV. A Figura 4-8 ilustra a cadeia de valor do processo de transporte e descarga de gás natural para a ilha da Madeira.

Figura 4-8 – Cadeia de valor do gás natural na Madeira



Fonte: DNV, ERSE

O Quadro 4-2 apresenta as características dos equipamentos de descarga e de armazenamento primário de combustíveis na RAA. Aqui são enumeradas as instalações de armazenamento de combustível para abastecimento das centrais da EEM. Apresenta-se, também, o tipo de combustível armazenado em cada instalação, a capacidade de armazenamento, a idade dos ativos, o sistema de descarga para os tanques e a distância entre estes e o porto, a área nominal ocupada pelos terminais e o CAPEX dos terminais, dos oleodutos e dos *buoy system*.

Quadro 4-2 - Características das instalações de armazenamento de combustíveis na RAM

Instalação	Tipo de combustível	Capacidade de armazenamento (m3)	Capacidade e de armazenamento (t)	CAPEX dos tanques (EUR)	CAPEX do Buoy system (EUR)	CAPEX do Oleoduto (EUR)	Idade atual dos tanques (anos)	Idade atual do buoy system (anos)	Idade atual do oleoduto (anos)	Sistema de descarga	Distância para o porto (km)	Área nominal (m2)
Madeira (power plant CTV)	380LSFO	15 000		6 733 805	5 372 536		27	10,5		Buoy system	1	6 312
		5 000	tank which is CLCM property				9					
	Diesel	800	676	1 375 179			27		Road transport	35		
Madeira (CLCM)	380LSFO	15 000		8 107 273	5 372 536		11	11,0		Buoy system		12 000
	Diesel	20 000	16 906	8 643 752			11	11,0		Buoy system		
Porto Santo (power plant CTPS)	380LSFO	2 000		3 016 160		868 310	24		24	Onshore pipeline	0,9	246
	Diesel	100		85			25			Road transport	0,9	
Porto Santo (NATO facilities)	Diesel	1 325	1 120				56			Road transport	1,9	

Fonte: DNV, ERSE

A caracterização das instalações de armazenamento na RAA e na RAM foi efetuada pela DNV tendo em conta os dados fornecidos pelas empresas, EDA e EEM, pelas entidades proprietárias das instalações de armazenamento que são utilizadas (com exceção da NATO, no caso das instalações da ilha do Porto Santo) e complementada pela observação *in loco* feita por elementos da DNV.

5 CUSTOS DAS INFRAESTRUTURAS DE DESCARGA E ARMAZENAMENTO DE COMBUSTÍVEIS

Como já foi referido, o armazenamento dos combustíveis nas RA apresenta algumas particularidades que variam entre as duas Regiões, e dentro destas entre as diferentes ilhas. Os custos com as infraestruturas necessárias para a descarga e o armazenamento têm um peso muito importante nesta atividade. Tal como no anterior estudo, as especificidades desta atividade são de tal ordem que impossibilitam a realização, por parte do consultor, de qualquer estudo comparativo com outras situações similares e, conseqüentemente, não foi realizado um *benchmarking* com vista à definição de custos eficientes. Assim, a DNV optou por realizar uma análise aprofundada das características técnicas desta atividade, com recurso a perícia na área de engenharia, que resultou na definição de custos padrão. Esta necessidade foi reforçada por não haver informação suficiente relativamente aos custos das infraestruturas, tendo em conta, que, por um lado, muitos dos equipamentos são propriedade de empresas não reguladas e como tal o custo das mesmas não é conhecido. Por outro lado, no caso dos equipamentos que são propriedade da EDA e da EEM, os ativos estão afetos aos custos das centrais, não sendo conhecidos em detalhe os seus valores reais. Nestas circunstâncias, tal como na metodologia aplicada para o fuelóleo em 2009, a consideração de custos padrão implicou não se terem aplicado metas de eficiência nesta atividade, visto assumir-se, à partida estes custos como sendo os custos a considerar nessa atividade.

No caso das infraestruturas de armazenamento de fuelóleo e de gasóleo, a DNV apurou custos padrão de CAPEX e de OPEX para três tipos de instalações:

- Instalações de armazenamento de fuelóleo;
- Instalações de armazenamento de gasóleo;
- Instalações de armazenamento mistas (armazenam diferentes tipos de combustíveis).

Os custos com o CAPEX consistem nos custos dos terminais de armazenamento determinados em função de custos padrão escalados para as dimensões de cada instalação, dos terrenos em que os mesmos se encontram, bem como os custos das infraestruturas de descarga (oleodutos ou *buoy system*). No estudo efetuado pela DNV, são apresentados os custos com CAPEX de cada instalação, calculados de duas formas, sob forma de renda anual e sob forma decrescente com a depreciação do ativo líquido. Para cada uma destas metodologias, foram simulados três cenários com diferentes valores para o RoR⁹ (5,65%, 5,99% e 6,49%). Os valores determinados sob forma decrescente são os utilizados na perspetiva regulatória, sendo atualizados a cada ano em função do tempo de vida útil remanescente dos equipamentos (em cada ano o valor decresce por se considerar mais um ano de amortização).

⁹ RoR – Rate of return, isto é, a taxa de remuneração aplicada aos ativos regulados

O custo com capital é obtido por aplicação da seguinte forma¹⁰:

Ativo Líquido * Taxa de Remuneração (WACC) + Amortização do Exercício

O ativo líquido remunerado é igualmente conhecido por RAB do inglês *Regulatory Asset Base*.

O OPEX considerado corresponde aos custos padrão que a DNV apresentou para cada tipo (fuelóleo, gasóleo e mista) e dimensão da instalação, e compreendem os custos com operação e manutenção das instalações e aos custos com o pessoal que as opera.

INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO DE FUELÓLEO

Os custos padrão da construção, equipamentos, bem como os custos de operação e de manutenção das instalações de fuelóleo, são os apresentados nos Quadro I - 1 e Quadro I - 2. Estes custos variam consoante a dimensão das instalações, sendo apresentados para três dimensões distintas, 5 000, 20 000 e 50 000 toneladas.

INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO DE GASÓLEO

Os custos padrão da construção e equipamentos e os custos de operação e manutenção das instalações de gasóleo são os apresentados nos Quadro I - 3 e Quadro I - 4. Estes custos variam consoante a dimensão das instalações, sendo apresentados para três dimensões distintas, 500, 1 000 e 2 000 toneladas.

INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO MISTAS

Os custos padrão da construção e equipamentos e os custos de operação e manutenção das instalações mistas são os apresentados nos Quadro I - 5 e Quadro I - 6. Estes custos variam consoante a dimensão das instalações, sendo, neste caso, apresentados para seis dimensões distintas, 500, 1 000 e 2 000, 5 000, 20 000 e 50 000 toneladas.

EQUIPAMENTOS DE DESCARGA DE COMBUSTÍVEIS

Foram também quantificados os custos padrão para os equipamentos de descarga de fuelóleo e de gasóleo utilizados em cada uma das ilhas. Estes são na sua maioria constituídos por oleodutos, com exceção da ilha da Madeira, onde a descarga do fuelóleo e do gasóleo é efetuada através de *buoy system*:

¹⁰ O custo com capital recuperado por aplicação das tarifas corresponde à remuneração do ativo líquido de amortizações e participações (que decresce ao longo da sua vida útil) adicionado das amortizações.

*ESTUDO PARA A DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS
REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA*

- *Buoy system*;
- Oleoduto

Os Quadro I - 7 e Quadro I - 8 apresentam os custos padrão para os equipamentos de descarga utilizados na RAA e na RAM.

INSTALAÇÕES DE DESCARGA E DE ARMAZENAMENTO DE GÁS NATURAL

No caso do gás natural, o transporte entre o terminal de Sines e a UAG dos Socorridos é efetuado em contentores criogénicos. Assim, o RAB considerado, para além da UAG e do gasoduto, incluem os referidos contentores. Foram também considerados os custos de operação e manutenção da Unidade Autónoma de Gás.

TERRENOS

Os custos dos terrenos onde se encontram instaladas as infraestruturas de armazenamento de combustíveis foram considerados para cálculo do RAB. Para valorização dos terrenos tanto as empresas (EDA e EEM) como a DNV, apresentaram valores indicativos para cada ilha.

Quadro 5-1 – Custos indicativos dos terrenos – valores empresas

Arquipélago	Ilha	Custo do terreno (€/m²)
Azores	Sao Miguel	45
	Terceira	40
	Faial and Pico	35
Madeira	Madeira and Porto Santo	200-250

Fonte: DNV

Quadro 5-2 – Custos indicativos dos terrenos – valores DNV

Arquipélago	Ilha	Custo do terreno (€/m ²)
Azores	Sao Miguel	40
	Terceira	50
	Faial, Pico, S. Maria	65
	Flores, Corvo, Graciosa	30
	S. Jorge	90
Madeira	Madeira	160
	Porto Santo	25

Fonte: DNV

Para o cálculo do RAB das instalações de armazenamento, a ERSE utilizou os custos indicativos apurados pela DNV.

TEMPO MÉDIO DE VIDA ÚTIL DOS EQUIPAMENTOS

O estudo apresenta o tempo de vida útil padrão para instalações do tipo das analisadas no âmbito do estudo, instalações de armazenamento de fuelóleo, gasóleo e de gás natural, estes custos constam dos Quadro I - 11 e Quadro I - 12 em anexo.

Os tempos médios de vida útil apresentados pela DNV foram confrontados com os valores utilizados pela EDA e pela EEM. A informação apurada junto dessas empresas permitiu constatar que as centrais e os equipamentos de tancagem que delas fazem parte são amortizadas por um período de 25 anos.

Nesta perspetiva optou-se por considerar, para os equipamentos de armazenagem de fuelóleo e de gasóleo, um tempo médio de vida útil de 25 anos. Para as instalações a gás natural utilizou-se um período médio de vida útil de 28 anos, baseado na informação do Quadro I - 12.

Para os equipamentos de descarga, oleodutos, gasodutos e *buoy system*, foi considerado um tempo médio de vida útil de 30 anos, equivalente ao apresentado pela DNV para o *pipeline* existente entre a UAG e a CTV, (vide Quadro I - 11).

6 DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE REFERÊNCIA

A determinação dos custos de referência baseou-se nos dados e nas conclusões apresentados pela DNV no relatório final de novembro de 2016.

A cadeia de valor de cada tipo de combustível foi apresentada no capítulo 4, onde são visíveis as particularidades com que se revestem as atividades de aquisição de combustíveis nas duas RA e em cada uma em particular.

Face às especificidades técnicas, geográficas e económicas destas atividades nas RA, o estudo da DNV apresentou os valores para cada tipo de custo da generalidade da cadeia de valor desta atividade. Contudo, em alguns casos, os valores apresentados referem-se a intervalos de valores. Assim, por exemplo, não é apontado um valor único para as margens de comercialização do fuelóleo e do desconto do gasóleo, mas sim, bandas de valor. Deste modo, a ERSE reavaliou estes resultados e, com base em um conjunto de análises complementares e de pressupostos assumidos, definiu valores para os custos de referência para cada tipo de combustível. Importa sublinhar que, sempre que aplicável, a ERSE definiu parâmetros iguais para os custos destas empresas, de modo a garantir uma aplicação simétrica das regras regulatórias.

Nesta perspetiva, a definição dos custos de referência ao longo da cadeia de valor da aquisição dos combustíveis baseou-se em análises efetuadas pela ERSE dos seguintes critérios de custo:

- Custos dos combustíveis:
 - Análise dos contratos de aquisição de combustíveis (para o fuelóleo, gasóleo e gás natural) celebrados pela EDA e pela EEM. Nesse particular foram analisados as margens comerciais, assim como a existência de eventuais descontos;
 - Definição dos mercados de referência para cada tipo de combustível por parte da DNV;
 - Apuramento dos custos de transporte efetuado pela DNV;
- Custos das infraestruturas:
 - Definição de custos padrão por tipologias de instalações de armazenamento e por tipo de combustível armazenado, adaptadas para as especificidades das infraestruturas pela DNV¹¹, designadamente em termos de dimensão, das instalações em causa;
 - Definição de custos padrão dos terrenos em cada Região/ilha por parte da DNV;

¹¹ Exercício validado pela ERSE.

- Definição de *mix* de consumo de cada tipo de combustível por cada ilha (com base em informação recolhida dos Serviços Regionais de Estatística de cada Região) por parte da DNV.

6.1 CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

Para a determinação dos custos dos combustíveis (matéria prima acrescida dos custos de transporte, da margem de comercialização, dos custos portuários e dos descontos), foram considerados como base os valores apresentados pela DNV, que resultaram das análises dos contratos de fornecimento existentes e também, dos cálculos de valores de referência efetuados pela própria DNV, como por exemplo, para os custos de transporte entre os mercados de origem e cada Região Autónoma.

FUELÓLEO

Para além da definição do mercado de referência, a DNV apresentou valores para as várias componentes do custo do fuelóleo até ao porto de primeira descarga, nomeadamente:

- Custo de transporte + *handling*;
- Margem de comercialização.

No caso do fuelóleo, a margem de comercialização foi considerada a variável de maior impacte na análise de sensibilidade da variação do custo com o fuelóleo, por ser apontada pela DNV um intervalo de variação da mesma.

No que diz respeito aos custos de “transporte + *handling*”, o valor considerado para a RAA corresponde a cerca de 23,4 €/t, enquanto na RAM o valor é de 28,05 €/t, correspondendo a 11,26 €/t para o transporte e a 16,79 €/t para os serviços de *handling*.

No que se refere à margem de comercialização, segundo a DNV o valor espectável deverá situar-se entre **3%** e **7%** do custo unitário do fuelóleo. No caso dos Açores esse valor não é evidenciado contratualmente, enquanto na Madeira o contrato estabelece um valor de 18€/t. Neste contexto, a ERSE considerou a média entre os valores máximo e mínimo, apontados pela DNV, tendo em conta que a atividade é regulada e as condicionantes existentes são, principalmente, de carácter logístico. Assim o valor da margem de comercialização aceite pela ERSE foi fixada em **5%** para as RA.

GASÓLEO

A DNV apresentou os valores para as várias componentes do custo do gasóleo até ao porto de primeira descarga, nomeadamente:

- Tipo de gasóleo e biodiesel a adicionar ao gasóleo para cumprimento da EN590;

- Custo de transporte;
- Margem de comercialização;
- Custos portuários;
- Desconto

Foram considerados como referência para o cálculo do custo com gasóleo valores retirados do “*Weekly Oil Bulletin*” da Comissão Europeia, do produto “*Automotive Gas Oil*” e dos valores retirados da Reuters, para o biodiesel do tipo “*Biodiesel TR Reuters Daily FAME 2*”. No primeiro caso, estes valores dizem respeito a mercados retalhistas, que são igualmente utilizados como referência para o cálculo do “Preço Europa” do gasóleo das Regiões Autónomas. Para o cálculo do custo final da matéria-prima considerou-se a mistura de 93,25% de gasóleo e 6,75% de biodiesel.

Os custos do transporte considerados foram de 9,00 €/t nos RAA e de 6,09 €/t na RAM.

A margem de comercialização do gasóleo é idêntica nas duas RA correspondendo a 3,0 €/t.

Os custos portuários são de 1,0 €/t na RAA e de 3,0 €/t na RAM.

No que se refere ao desconto efetuado pelos fornecedores, este deverá ter em conta a dimensão das quantidades contratadas, a durabilidade do contrato e o pouco risco para o contraente. O desconto é a variável com maior impacto na análise de sensibilidade da variação do custo com o gasóleo, por incluir um intervalo de variação apontado pela DNV. Assim, com base em valores que atualmente são aplicados nas ilhas, a DNV apresentou como desconto efetuado pelos fornecedores às empresas insulares o intervalo situado entre **6%** e **11%** do custo unitário do gasóleo. Para a determinação dos custos de referência com a aquisição de gasóleo, a ERSE considerou a média destes valores. Assim, o valor do desconto aceite pela ERSE fixou-se em **8,5%**.

GÁS NATURAL

A DNV apresentou os valores para as várias componentes do custo do gás natural até ao porto de primeira descarga, nomeadamente:

- Indexante para a compra de gás natural na RAM (custo médio do Brent da plataforma Platts);
- Custo de transporte + despesas logísticas;
- Margens de comercialização e financeira.

Os valores dos custos de transporte, despesas logísticas e das margens de comercialização e financeira, são definidos contratualmente, tendo sido assumidos pela ERSE para o ano base de 2015. Não foram considerados para determinação dos custos de referência, nos anos posteriores a 2015, a atualização das

componentes de custo de transporte, despesas logísticas e margens de comercialização e financeira, conforme prevista no contrato existente¹² entre a EEM e a Galplink.

6.2 CUSTOS DE REFERÊNCIA DE DESCARGA E DE ARMAZENAMENTO

Os custos de descarga e de armazenamento de cada tipo de combustível em cada ilha constituem uma parte importante do custo total do combustível nas RA. Esses custos incluem, nomeadamente, os custos de CAPEX dos equipamentos utilizados para o efeito, oleodutos, gasodutos e *buoy system*, e os custos associados à operação e manutenção desses equipamentos (custo com OPEX). Ao nível dos custos de armazenamento, são considerados os custos com todos os equipamentos de armazenagem, nomeadamente os tanques de combustível e equipamentos acessórios, bem como os custos com os terrenos onde os equipamentos se encontram instalados.

A abordagem à forma de determinação dos custos de referência incidiu em duas perspetivas:

- a) Custos de referência com CAPEX associado à remuneração dos ativos de descarga e de armazenamento;
- b) OPEX resultante das operações logísticas e de manutenção das instalações.

Considerando que os custos padrão foram definidos para determinado tipo de infraestrutura, tendo em conta o tipo de combustíveis armazenados bem como a sua dimensão, foi necessário extrapolar os custos de CAPEX e de OPEX de cada instalação existente nas diversas ilhas, com base nos valores definidos pela DNV para dimensões tipo, para a realidade existente nas ilhas. Este exercício foi efetuado pela DNV e validado pela ERSE, assentes nas regressões lineares apresentadas neste capítulo.

Foi também efetuada, pela ERSE, a alocação ao setor elétrico dos custos apurados para cada instalação, tendo em consideração o peso do consumo de combustível em causa no consumo total de cada ilha. Para o efeito, a ERSE considerou as informações relativas ao consumo de combustíveis em cada Região Autónoma publicado pelas alfândegas da RAA e da RAM.

CUSTOS DAS INFRAESTRUTURAS

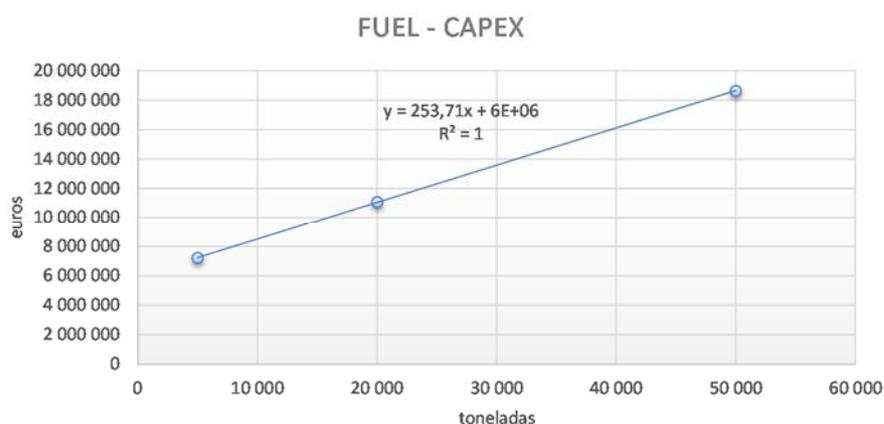
Conforme referido anteriormente, foram definidos custos para três tipos de infraestruturas de armazenamento:

¹² O contrato existente entre a EEM e a Galplink prevê que os custos com custos de transporte, despesas logísticas e das margens de comercialização e financeira sejam atualizados anualmente com o Índice de preços ao consumidor da RAM excluído a habitação.

- Instalações de armazenamento de fuelóleo;
- Instalações de armazenamento de gasóleo;
- Instalações de armazenamento mistas;

Em termos metodológicos, para determinar o RAB, ativo líquido sujeito à remuneração, de cada instalação, utilizaram-se os custos de investimento por cada tipo de instalação (determinados em função da capacidade de armazenamento) conforme apresentados pela DNV e constantes do capítulo anterior. Com base nestes dados, e de modo a extrapolar os custos tipo para a capacidade real dos tanques nas instalações de armazenamento de fuelóleo em cada ilha, foram utilizadas as regressões constantes da Figura 6-1.

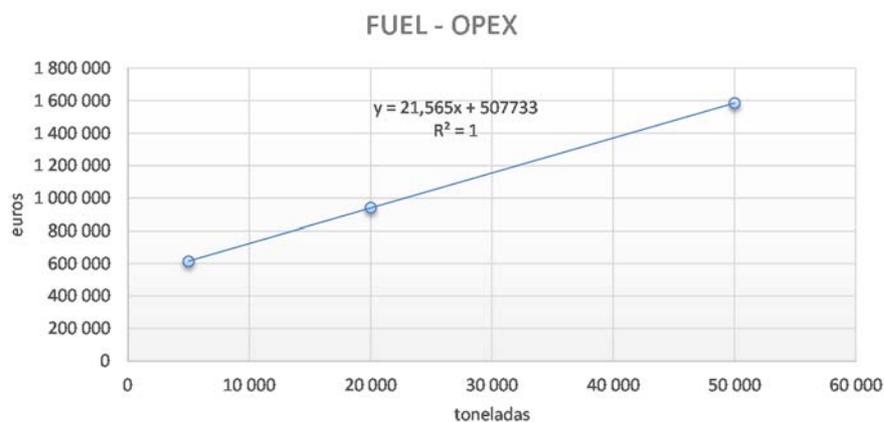
Figura 6-1 – Regressão para determinação do CAPEX associado à capacidade real de instalações de armazenamento de fuelóleo



Fonte: ERSE

Foi efetuado um exercício idêntico para determinação do valor do OPEX para as instalações de armazenamento de fuelóleo, sendo utilizadas as regressões constantes da Figura 6-2.

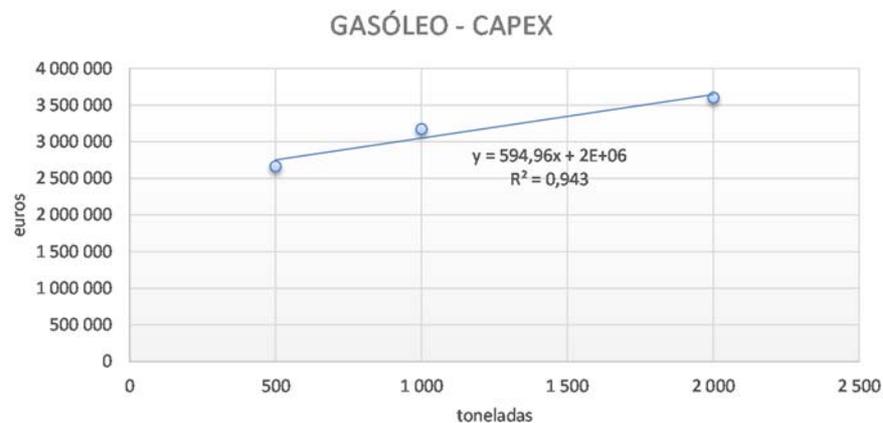
Figura 6-2 – Regressão para determinação do OPEX associado à capacidade real de instalações de armazenamento de fuelóleo



Fonte: ERSE

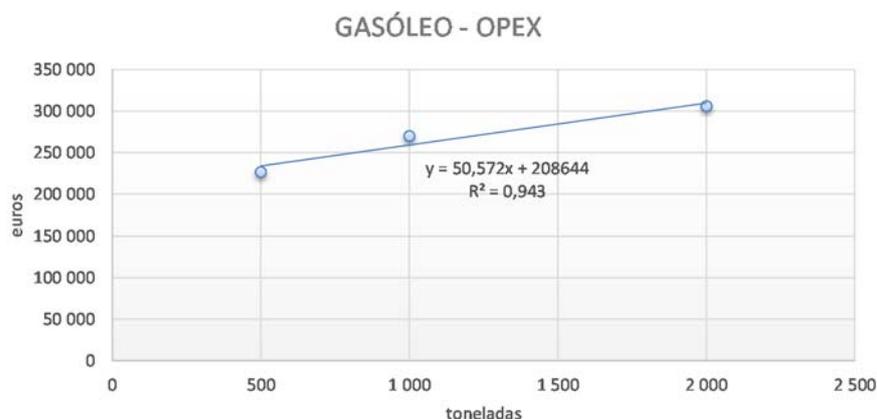
Para as instalações de armazenamento de gasóleo foram extrapolados os custos tipo para a capacidade real dos tanques nas instalações de armazenamento de gasóleo em cada ilha. Os resultados para o CAPEX e para o OPEX são apresentados nas Figura 6-3 e Figura 6-4.

Figura 6-3 – Regressão para determinação do CAPEX associado à capacidade real de instalações de armazenamento de gasóleo



Fonte: ERSE

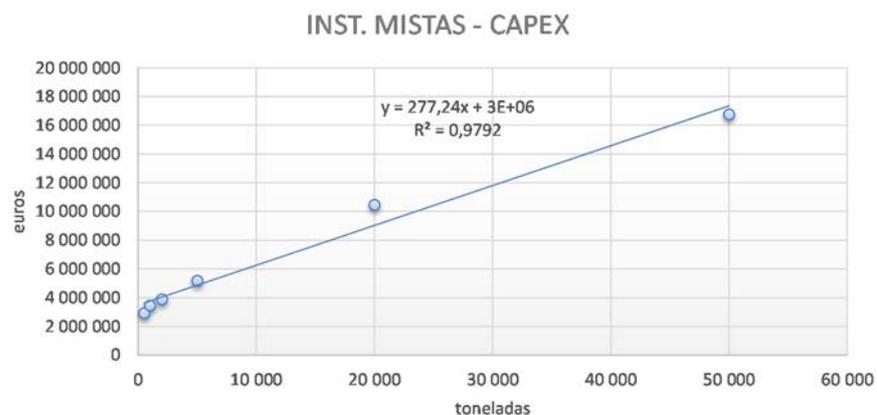
Figura 6-4 – Regressão para determinação do OPEX associado à capacidade real de instalações de armazenamento de gasóleo



Fonte: ERSE

Para as instalações de armazenamento mistas¹³ foram extrapolados os custos tipo para a capacidade real dos tanques nas instalações de armazenamento em cada ilha. Os resultados para o CAPEX e para o OPEX são apresentados nas Figura 6-5 e Figura 6-6.

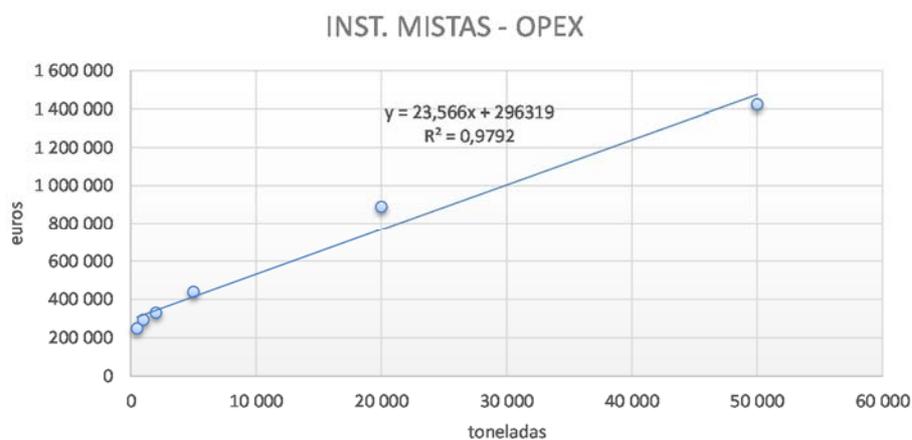
Figura 6-5 – Regressão para determinação do CAPEX associado à capacidade real de instalações de armazenamento mistas



Fonte: ERSE

¹³ Consideram-se instalações mistas as que se destinam a armazenar mais do que um tipo de combustível.

Figura 6-6 – Regressão para determinação do OPEX associado à capacidade real de instalações de armazenamento mistas



Fonte: ERSE

Para a determinação do período de vida útil estimada dos equipamentos foi utilizada a informação apresentada nos Quadro I - 11 e Quadro I - 12.

A taxa de remuneração considerada pela ERSE para apuramento dos custos de referência para o ano de 2015 é igual à utilizada para o cálculo do custo de capital da atividade de AGS das Regiões Autónomas e corresponde a 5,99%.

Relativamente ao OPEX, utilizaram-se, para todas as instalações, os custos resultantes das regressões apresentadas nas Figura 6-2, Figura 6-4 e Figura 6-6.

Refira-se que a DNV não apresentou valores de referência de CAPEX e de OPEX, para as instalações de armazenamento da NATO¹⁴, na ilha do Porto Santo. Neste caso, a ERSE procedeu ao cálculo dos valores de CAPEX e de OPEX das instalações em causa, com base nas regressões apresentadas para instalações mistas. Face à antiguidade das instalações (que datam dos anos 60) foi considerado que as mesmas se encontram totalmente amortizadas.

AFETAÇÃO DOS CUSTOS AO SETOR ELÉTRICO

Para a afetação dos custos das instalações de armazenamento ao setor elétrico e em particular a cada tipo de combustível utilizado, foi necessário ponderar os seguintes aspetos:

¹⁴ A NATO não respondeu à solicitação de elementos efetuada pela DNV.

*ESTUDO PARA A DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS
REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA*

- Há instalações que armazenam mais do que um tipo de combustível. Neste caso a afetação dos custos a cada combustível foi feita proporcionalmente à dimensão dos depósitos de cada tipo de combustível.
- Nem todo o combustível armazenado em algumas instalações destina-se a ser consumido no setor elétrico. Neste caso, os custos para cada instalação, a imputar ao setor elétrico, foram obtidos através da ponderação pelo nível de consumo de cada tipo de combustível no setor elétrico, em cada ilha¹⁵.

CUSTOS PADRÃO

Os valores a aceitar pela ERSE com os custos padrão de descarga e de armazenamento de fuelóleo, no ano de 2015, correspondem aos apresentados nos Quadro 6-1 e Quadro 6-2.

Estes valores representam os custos padrão da atividade de descarga e armazenamento de fuelóleo para o primeiro ano do período regulatório 2015-2017, correspondendo às componentes de CAPEX e de OPEX. A componente de CAPEX é calculada tendo em conta o valor do RAB das instalações existentes em cada ilha, terminal, equipamento de descarga (oleodutos) e terrenos onde se encontram construídas as instalações. O CAPEX é atualizado anualmente tendo em conta o período remanescente de amortização dos ativos e a taxa de remuneração aplicada anualmente para a atividade de AGS. A componente de OPEX mantém-se fixa ao longo do período.

Quadro 6-1 – Custos de referência com descarga e armazenamento de fuelóleo a aceitar na RAA em 2015

	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) EUR	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) EUR
São Miguel	2 227 736	
Terceira	1 598 727	
Pico	279 555	295 199
Faial	325 943	525 998
	4 431 962	821 197

Fonte: ERSE

¹⁵ Fontes: Alfândega de Ponta Delgada, em <http://srea.azores.gov.pt/upl/%7Be2340490-3216-4392-8ecc-4518fa3d1b67%7D.htm> e Alfândega do Funchal, em <http://estatistica.gov-madeira.pt/index.php/download-now/economica/energia-pt/energia-c-pt/energia-c-quadros-pt>

As ilhas de Santa Maria e de São Jorge já estão dotadas de equipamentos produtivos para consumir fuelóleo. Um dos objetivos do atual estudo era a definição de custos de referência para essas ilhas. Contudo, a inexistência de equipamentos de armazenagem nessas ilhas tornou desnecessário esse objetivo, não sendo previsível a sua construção a breve prazo.

Nas ilhas do Pico e do Faial, o fuelóleo é primeiramente descarregado na ilha de São Miguel e posteriormente transferido para as instalações dessas ilhas. Assim, os custos de referência incluem uma parcela de custo correspondente à descarga e armazenamento em São Miguel.

Refira-se que nos Açores, os custos do transporte inter-ilhas são suportados pelo Governo Regional dos Açores, não constituindo custos a afetar ao setor elétrico.

**Quadro 6-2 – Custos de referência com descarga e armazenamento de fuelóleo a aceitar na RAM
em 2015**

	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR
Madeira	235 583
Porto Santo	0
	235 583

Fonte: ERSE

Nas ilhas da Madeira e do Porto Santo as instalações de armazenamento de fuelóleo são propriedade da EEM e situadas nas CTV e CTPS, sendo remuneradas no âmbito da atividade de AGS. Assim, os custos apresentados na ilha da Madeira referem-se aos tanques da CLCM, que em 2015 foram utilizados para armazenamento de fuelóleo, face à impossibilidade de descarregar esse combustível diretamente nos tanques da CTV, por motivo de indisponibilidade do *buoy system*. Nos anos seguintes, caso as instalações de armazenamento da CLCM não sejam utilizados para a descarga de fuelóleo os custos considerados para a descarga e o armazenamento na ilha da Madeira serão nulos.

Os valores a aceitar pela ERSE com os custos de referência de descarga e de armazenamento de gasóleo, no ano de 2015, apresentam-se nos Quadro 6-3 e Quadro 6-4.

À semelhança do fuelóleo, os valores apresentados para os custos de referência da atividade de descarga e armazenamento de gasóleo para o primeiro ano do período regulatório 2015-2017, correspondem às componentes de CAPEX e de OPEX. O CAPEX é atualizado anualmente tendo em conta o período remanescente de amortização dos ativos e a taxa de remuneração aplicada anualmente para a atividade de AGS. A componente de OPEX mantém-se fixa ao longo do período.

**Quadro 6-3 – Custos de referência com descarga e armazenamento de gasóleo a aceitar na RAA
em 2015**

	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR
Santa Maria	295 800
São Miguel	5 822
Terceira	69 645
Graciosa	328 906
São Jorge	130 195
Pico	120 789
Faial	72 071
Flores	128 759
	1 151 987

Fonte: ERSE

Tal como já foi referido, em todas as ilhas apenas são considerados os custos com os equipamentos que não são propriedade da EDA, pois as restantes já são remuneradas no âmbito da AGS. Na ilha do Corvo, as únicas instalações de armazenamento fazem parte da Central, que é propriedade da EDA, sendo por isso remuneradas no âmbito da atividade de AGS.

**Quadro 6-4 – Custos de referência com descarga e armazenamento de gasóleo a aceitar na RAM
em 2015**

	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR
Madeira	28 403
Porto Santo	9 729
	38 132

Fonte: ERSE

Nas ilhas da Madeira e do Porto Santo os custos com as instalações de armazenamento de gasóleo apenas consideram as instalações da CLCM, na ilha da Madeira, e da NATO, na ilha do Porto Santo, uma vez que os equipamentos das centrais são remunerados no âmbito da atividade de AGS.

**Quadro 6-5 – Custos de referência com descarga e armazenamento de gás natural a aceitar na
RAM em 2015**

	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR
Madeira	1 101 998

Fonte: ERSE

As instalações de armazenamento de gás natural na ilha da Madeira beneficiaram de um subsídio de 40% atribuído pelo Instituto de Desenvolvimento Empresarial da Madeira, através do programa Qualificar III – Sistema de Incentivos à Qualificação Empresarial da Região Autónoma da Madeira. Assim aos custos do RAB dessas instalações foi deduzido o montante dos subsídios recebidos.

ANEXO – CUSTOS PADRÃO

INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO DE FUELÓLEO

Os custos padrão da construção e equipamentos e os custos de operação e manutenção das instalações de fuelóleo são os apresentados nos Quadro I - 1 e Quadro I - 2.

Quadro I - 1 - Custos de construção e equipamentos de tanques de fuelóleo 380 (valores em euros)

Descrição	5000T	20000T	50000T
Construction	6 241 441	9 575 917	16 118 588
Site Clearance	47 699	47 699	47 699
Tanks	2 171 660	3 319 534	6 527 466
Air System	43 753	43 753	43 753
Tank Foundations	550 027	1 541 724	1 963 678
Bund	443 352	1 223 040	2 751 840
Import System	45 864	45 864	45 864
Loading System	263 606	263 606	263 606
Loading Area	200 945	200 945	200 945
Loading Gantries	124 546	124 546	124 546
Tank Heating System	764 400	764 400	1 528 800
Fire Protection	222 695	316 411	379 703
Tank Fire Protection	115 781	129 642	167 149
Roads and Yards	151 351	151 351	151 351
Drainage Including Interceptor	42 806	42 806	42 806
Fences and Gates	70 325	102 430	113 131
Site / Area Lighting	207 917	236 454	259 896
Buildings	312 385	312 385	312 385
Preliminaries	462 329	709 327	1 193 970
Design / Engineering Services	462 329	709 327	1 193 970
HSE / Permit Control etc	86 687	132 999	223 869
Supervision / Commissioning	86 687	132 999	223 869
Contingency	343 857	527 562	888 015
TOTAL	7 221 001	11 078 804	18 648 311

Fonte: DNV

*ESTUDO PARA A DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS
REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA*

Quadro I - 2 - Custos de operação e manutenção de tanques de fuelóleo 380 (valores em euros)

Descrição	5000T	20000T	50000T
O&M budget	8,50%	8,50%	8,50%
Overall cost	613 785	941 698	1 585 106
Labour/Staffing	182 000	182 000	182 000
Operating costs Maintenance	431 785	759 698	1 403 106

Fonte: DNV

INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO DE GASÓLEO

Os custos padrão da construção e equipamentos e os custos de operação e manutenção das instalações de gasóleo são os apresentados nos Quadro I - 3 e Quadro I - 4.

Quadro I - 3 - Custos de construção e equipamentos de tanques de gasóleo (valores em euros)

Descrição	500T	1000T	2000T
Construction	2 305 754	2 745 447	3 113 648
Site Clearance	39 749	39 749	47 699
Tanks	182 437	304 741	386 277
Tank Foundations	337 676	572 270	671 321
Bund	48 922	97 843	195 686
Import System	45 864	45 864	45 864
Loading System	204 574	214 358	214 358
Loading Area	200 945	200 945	200 945
Loading Gantries	124 546	124 546	124 546
Fire Protection	222 739	222 739	222 739
Tank Fire Protection	82 351	94 256	105 997
Roads and Yards	151 351	151 351	151 351
Drainage Including Interceptor	42 806	42 806	42 806
Fences and Gates	48 922	48 922	58 094
Site / Area Lighting	161 034	140 650	158 995
Buildings	241 041	241 041	256 329
Preliminaries	170 797	203 366	230 641
Design / Engineering Services	170 797	203 366	230 641
HSE / Permit Control etc	32 024	38 131	43 245
Supervision / Commissioning	32 024	38 131	43 245
Contingency	127 030	151 254	171 539
TOTAL	2 667 629	3 176 329	3 602 318

Fonte: DNV

*ESTUDO PARA A DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS
REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA*

Quadro I - 4 - Custos de operação e manutenção de tanques de gasóleo (valores em euros)

Descrição	500T	1000T	2000T
O&M budget	8,50%	8,50%	8,50%
Overall cost	226 748	269 988	306 197
Labour/Staffing	182 000	182 000	182 000
Operating costs Maintenance	44 748	87 988	124 197

Fonte: DNV

INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO MISTAS

Os custos padrão da construção e equipamentos e os custos de operação e manutenção das instalações mistas são os apresentados nos Quadro I - 5 e Quadro I - 6.

Quadro I - 5 - Custos de construção e equipamentos de instalações mistas (valores em euros)

Descrição	500T	1000T	2000T	5000T	20000T	50000T
Construction	2 529 554	2 984 219	3 364 968	4 475 052	9 048 777	14 487 783
Site Clearance	39 749	39 749	47 699	47 699	47 699	47 699
Tanks	185 698	311 264	399 323	838 802	2 294 219	4 968 600
Tank Foundations	337 676	572 270	671 321	925 851	2 803 321	3 593 043
Bund	48 922	97 843	195 686	428 064	1 161 888	2 598 960
Import System	45 864	45 864	45 864	45 864	45 864	45 864
Loading System	408 536	408 536	408 536	408 536	408 536	408 536
Loading Area	200 945	200 945	200 945	200 945	200 945	200 945
Loading Gantries	124 546	124 546	124 546	124 546	124 546	124 546
Fire Protection	222 739	222 739	222 739	222 695	316 411	379 703
Tank Fire Protection	82 351	94 256	105 997	115 781	129 642	167 149
Roads and Yards	151 351	151 351	151 351	151 351	151 351	151 351
Drainage Including Interceptor	42 806	42 806	42 806	42 806	42 806	42 806
Fences and Gates	48 922	48 922	58 094	70 325	102 430	113 131
Site / Area Lighting	161 034	161 034	184 475	207 917	236 454	259 896
Buildings	241 041	241 041	256 329	312 385	312 385	312 385
Preliminaries	187 374	221 053	249 257	331 485	670 280	1 073 169
Design / Engineering Services	187 374	221 053	249 257	331 485	670 280	1 073 169
HSE / Permit Control etc	35 133	41 447	46 736	62 154	125 677	201 219
Supervision / Commissioning	35 133	41 447	46 736	62 154	125 677	201 219
Contingency	139 360	164 408	185 385	246 542	498 521	798 170
TOTAL	2 926 554	3 452 574	3 893 082	5 177 387	10 468 932	16 761 560

Fonte: DNV

*ESTUDO PARA A DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS
REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA*

Quadro I - 6 - Custos de operação e manutenção de instalações mistas (valores em euros)

Descrição	500T	1000T	2000T	5000T	20000T	50000T
O&M budget	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%
Overall cost	248 757	293 469	330 912	440 078	889 859	1 424 733
Labour/Staffing	182 000	182 000	182 000	182 000	182 000	182 000
Operating costs Maintenance	66 757	111 469	148 912	258 078	707 859	1 242 733

Fonte: DNV

EQUIPAMENTOS DE DESCARGA DE COMBUSTÍVEIS

Foram também quantificados os custos padrão para os equipamentos de descarga de fuelóleo e de gasóleo utilizados em cada uma das ilhas. Estes são na sua maioria constituídos por oleodutos, com exceção da ilha da Madeira, onde a descarga do fuelóleo e do gasóleo é efetuada através de *buoy system*:

- *Buoy system*;
- Oleoduto.

Os custos são apresentados nos Quadro I - 7 e Quadro I - 8.

Quadro I - 7 - Custos de construção e equipamentos – *buoy system*

Descrição	Custo estimado (EUR)
Construction	4 643 729
Buoy system	4 299 749
Preliminaries	343 980
Design / Engineering Services	343 980
HSE / Permit Control etc	64 496
Supervision / Commissioning	64 496
Contingency	255 835
TOTAL	5 372 536

Fonte: DNV

Quadro I - 8 - Custos de construção e equipamentos – oleoduto (valores em euros)

Descrição	0.5km	1.5km	3km
Construction	601 987	877 325	1 582 027
Site Clearance	7 644	7 644	7 644
Excavation / Backfill Trench	28 940	88 196	177 081
Pipelines	97 843	293 530	857 147
Pigging System	422 968	422 968	422 968
Preliminaries	44 592	64 987	117 187
Design / Engineering Services	44 592	64 987	117 187
HSE / Permit Control etc	8 361	12 185	21 973
Supervision / Commissioning	8 361	12 185	21 973
Contingency	33 165	48 334	87 158
TOTAL	696 466	1 015 016	1 830 318

Fonte: DNV

INSTALAÇÕES DE DESCARGA E DE ARMAZENAMENTO DE GÁS NATURAL

No caso do gás natural, o transporte entre o terminal de Sines e a UAG dos Socorridos é efetuado em contentores criogénicos. Assim, os custos do ativo líquido remunerado considerados, para além da UAG e do gasoduto, incluem os referidos contentores (Quadro I - 9). Foram também considerados os custos de operação e manutenção da Unidade Autónoma de Gás (Quadro I - 10).

*ESTUDO PARA A DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS
REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA*

Quadro I - 9 - Custos de construção e equipamentos – UAG (valores em euros)

Descrição	Custo estimado (EUR)	Notas
Materials cost (UAG)	1 670 000	
Tank truck load/unload system	200 000	2 discharging docks including pumps, hoses, valves and related pipeline
Storage system	675 000	3 tanks 200 m3 each, including valves and respective pipeline
Steam/vaporisation system	320 000	8 vaporisers 3,000 Nm3/h each, valves and pipeline included
PRM and odourisation	300 000	Full PRM, odourisation system with injection pump and chromatograph
Instrumentation and control	175 000	Local control cubicle, transmitters, equipment, cables, pumping control board and electrical switchboard
Assembly cost (UAG)	406 600	
Fleet transportation	260 000	3 tanks 8 vaporisers e 5 containers with materials
Works preparation (unloading and positioning)	60 000	Heavy cranes, including transportation from the mainland
Factory pre-assembly	33 000	Welding and pre-assembly on skids
Assembly at UAG Socorridos	28 600	Works performed locally
Flights and personnel trips	25 000	
Civil and land works	1 050 000	
Retention basin cost, slabs, etc.	650 000	Excavations, concrete, pilotages, etc.
Clearing, grading and access infrastructure costs	400 000	Road accesses, fences, site preparation, etc.
Containers acquisition	7 700 000	
55' cryogenic container	7 700 000	Includes transport from factory till Lisbon
Engineering, permits and audits	275 000	
Engineering costs	150 000	
Costs of permits	50 000	
Audits	75 000	
Pipeline between UAG and thermal power plant	127 500	
Costs overhead network	40 000	
Costs underground network	87 500	
Total	11 229 100	

Fonte: DNV

Quadro I - 10 - Custos de operação e manutenção de UAG (valores em euros)

Descrição	Custo estimado (EUR)
Discharge costs	107 712
Unloading cost	101 208
Electrical energy cost	6 504
Monitoring and management of UAG	42 000
Dispatching	6 000
24h emergency service	36 000
Maintenance cost	302 450
Planned maintenance (visits)	13 000
Corrective maintenance (% of investment)	218 100
Periodic inspections	71 350
Total	452 162

Fonte: DNV

TEMPO MÉDIO DE VIDA ÚTIL DOS EQUIPAMENTOS

Os Quadro I - 11 e Quadro I - 12 apresentam os tempos médios de vida útil das instalações de fuelóleo, gasóleo e de gás natural.

Quadro I - 11 – Tempo médio de vida útil de instalações a fuelóleo e gasóleo

Item	Número de anos considerado nos cálculos dos custos padrão
Construction	
Site Clearance	N.a.
Tanks	40
Pigging System	40
Air System	10
Tank Foundations	50
Bund	50
Import System	40
Loading System	20
Loading Area	40
Loading Gantries	20
Tank Heating System	20
Fire Protection	35
Tank Fire Protection	35
Roads and Yards	40
Drainage Including Interceptor	25
Fences and Gates	25
Site / Area Lighting	25
Buildings	40
Preliminaries	N.a.
Design / Engineering Services	N.a.
HSE / Permit Control etc	N.a.
Supervision / Commissioning	N.a.
Contingency	N.a.

Fonte: DNV

No caso das instalações de gasóleo e de fuelóleo o tempo médio de vida útil utilizado pela ERSE foi de 25 anos¹⁶ para os tanques e de 30 anos para os oleodutos e *buoy system*.

¹⁶ Correspondente ao tempo médio de amortização das centrais das empresas reguladas nas Regiões Autónomas.

Quadro I - 12 – Tempo médio de vida útil de instalações gás natural

Item	Número de anos considerado nos cálculos dos custos padrão
Materials cost (UAG)	
Tank truck load/unload system	20
Storage system	30
Steam/vaporisation system	30
PRM and odourisation	15
Instrumentation and control	15
Assembly cost (UAG)	N.a.
Civil and land works	N.a.
Containers acquisition	30
Engineering, permits and audits	N.a.
Pipeline between UAG and thermal power plant	30

Fonte: DNV

Nas instalações de gás natural, após a ponderação dos investimentos efetuados nas instalações de gás natural, pelos diferentes itens, foi calculada pela ERSE um tempo médio de vida útil de 28 anos. Este foi o valor utilizado para a determinação do CAPEX das instalações de gás natural.