

**Análise da pré viabilidade técnico económica da produção  
de biometano na Tratolixo**

**Francisco Vaz Pinto Furtado de Mendonça**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

**Engenharia Química**

Orientadora: Professora Doutora Susete Maria Martins Dias, DBE, IST-UL

Co-Orientador: Engenheiro Ricardo Castro, TRATOLIXO E.I.M., SA

**Júri**

Presidente: Professor Doutor Carlos Manuel Faria de Barros Henriques DEQ ,IST-  
UL

Orientador: Professora Doutora Susete Maria Martins Dias DBE, IST-UL

Vogais: Professor Doutor Moisés Luzia Gonçalves Pinto, DEQ ,IST-UL

Doutor Santino Eugénio Di Berardino, LNEG

**Julho 2016**

## Agradecimentos

A execução desta dissertação de mestrado não poderia ter sido concretizada sem o apoio de algumas pessoas.

Queria começar por agradecer à minha orientadora, a Professora Doutora Susete Dias, pela orientação, proposta do trabalho e pelo acompanhamento ao longo deste projecto. Graças à sua ajuda, tive a oportunidade de poder aplicar conhecimentos e competências adquiridas ao longo do curso.

Gostaria de agradecer também à TratoLixo e em especial ao meu co-orientador, Engenheiro Ricardo Castro, pelo acompanhamento, disponibilidade, ensinamentos e cedência de dados essenciais para a realização deste projecto.

Por último, gostaria de agradecer ao Professor Doutor Henrique Matos e ao Professor Doutor Moisés Pinto pela sabedoria e disponibilidade facultadas, essenciais para a realização deste projecto.

## Resumo

O biogás é uma fonte de energia renovável com grande potencial de desenvolvimento em Portugal, sendo utilizado maioritariamente para a produção de electricidade, devido à política de incentivos actual. O biogás também pode ser purificado a biometano (BM), permitindo uma utilização mais eficaz do seu conteúdo energético, no sector dos transportes ou sendo injectado na rede de gás. É constituído maioritariamente por metano e dióxido de carbono, e se for devidamente purificado (metano  $\geq 97\%$ ) pode ser utilizado como combustível veicular renovável.

Em 2015, a Tratolixo produziu 10,4 M Nm<sup>3</sup> de biogás, utilizando a fracção orgânica dos Resíduos Sólidos Urbanos, introduzindo 22,1 GWh<sub>e</sub> na rede eléctrica ( $\eta_e \sim 35.3\%$ ). Assim, foi estudada uma valorização mais eficiente do biogás, considerando a purificação de 600 Nm<sup>3</sup>/h a BM. Foi seleccionado o processo de *Water Scrubbing* por ser a tecnologia mais viável no mercado. A unidade de purificação foi dimensionada e optimizada usando o *Aspen Plus*® licenciado ao IST/UL, em sintonia com a avaliação económica.

Para uma capacidade máxima de 2263 t/ano (3,07 M Nm<sup>3</sup>/ano), os custos de investimento foram estimados como 2 M euros e os custos operacionais como 334,1 euros/t BM produzido.

A purificação do biogás na Tratolixo é economicamente viável. Contudo, devido à política actual de incentivos produção de electricidade, a purificação só seria desencadeada para preços de mercado superiores a 67,13 euros/MWh<sub>th</sub>, ou se a actual política fosse estendida para a produção de BM. Para utilização na frota da Tratolixo, seriam necessárias unidades de compressão, armazenamento e enchimento de BM.

Palavras-chave: Biometano; Biometano Veicular; Purificação Biogás; *Water Scrubbing*.

## Abstract

Biogas is a renewable energy source with a great potential for development in Portugal, which is being used mainly to produce electricity, due to the incentive framework. Biogas can be also upgraded to biomethane (BM), allowing for a more effective utilization of the biogas energy content, in the transportation sector or by injecting into the gas grid. Biogas is mainly a mixture of methane and carbon dioxide and if upgraded to BM (methane  $\geq 97\%$ ) can be used as a renewable vehicular fuel.

In 2015, Tratolixo anaerobic digestion plant produced 10.4 M Nm<sup>3</sup>/h of biogas, from the organic fraction of municipal solid waste, generating 22.1 GWh<sub>e</sub> to be injected into the electrical grid ( $\eta_e \sim 35.3\%$ ). Thus, a more efficient valorization of biogas was attempted by considering that 600 Nm<sup>3</sup>/h could be upgraded to BM. Water scrubbing was selected as the most reliable technology on the market. Purification unit was simulated and optimized using Aspen Plus® licensed to IST/UL, encompassed with an economic assessment.

For a maximum capacity of 2263 t/year (3.07 M Nm<sup>3</sup>/year) estimated capital costs were, ca., 2 M euros and operation costs were 334.1 euros/t BM produced.

Biogas upgrading in Tratolixo is economically feasible. However due to the current incentive framework for electricity generation BM would be triggered if its market price could be greater than 67.13 euro/MWh<sub>th</sub>, or if the actual incentive framework is extended to BM production. An additional gas compression, storage and filling unit would be required if BM is to be used by Tratolixo' fleet.

Keywords: Biogas Upgrading; Biomethane; Vehicular Biomethane; Water Scrubbing.

## Índice

1	Biometano.....	1
1.1	Limpeza e purificação do biogás .....	5
1.1.1	Limpeza Biogás .....	5
1.1.2	Purificação do biogás .....	7
1.1.2.1	Water Scrubbing .....	7
1.1.2.2	Pressure Swing Adsorption .....	8
1.1.2.3	Amine Scrubbing .....	10
1.1.2.4	Outros processos.....	10
2	Panorama Actual .....	11
2.1	Europa .....	11
2.2	Portugal .....	12
3	Enquadramento Legal para produção e utilização de Biometano .....	13
3.1	Europa .....	14
3.1.1	Mandato M/475.....	14
3.1.1.1	Especificação de biometano para injeção na rede de Gás Natural .....	15
3.1.1.2	Especificação de biometano e Gás Natural para uso como combustível veicular ...	15
3.2	Portugal .....	16
4	O caso de estudo - Tratolixo .....	17
4.1	Possíveis cenários para o biometano produzido na Tratolixo.....	18
4.2	Escolha do processo a utilizar .....	18
5	Simulação da unidade Purificação do Biogás por “Water Scrubbing” .....	19
5.1	Definição Pressupostos .....	20
5.2	Descrição do processo .....	21
5.3	Escolha nº andares teóricos óptimos nas colunas.....	22
5.3.1	Escolha nº andares coluna de absorção .....	25
5.3.2	Escolha nº andares teóricos na coluna de <i>stripping</i> .....	26
5.4	Dimensionamento dos equipamentos .....	27
5.4.1	Bombas.....	27
5.4.2	Compressores .....	27
5.4.3	Colunas.....	28
5.4.4	Permutadores .....	29

5.4.5	Tanque residência .....	29
5.5	Condições operatórias fixas .....	29
5.5.1	Sensibilidade do processo a alterações das condições operatórias.....	30
5.6	Estimativa Investimento Total.....	32
5.6.1	Capital Fixo.....	32
5.6.2	Capital Circulante .....	34
5.6.3	Juros durante a Fase de Investimento .....	34
5.7	Estimativa Custos de Produção .....	36
5.7.1	Custos de Fabrico.....	36
5.7.2	Despesas Gerais .....	37
5.8	Cálculo Break-even .....	39
5.9	Análise de Rentabilidade.....	40
5.9.1	Plano de exploração.....	40
5.9.2	Crítérios de rentabilidade.....	40
5.10	Análise de Sensibilidade .....	42
5.11	Valorização actual vs purificação para produzir BM .....	45
6	Conclusão.....	47
7	Trabalho Futuro .....	48
8	Bibliografia.....	49
9	Anexos.....	54
Anexo A	Parâmetros determinantes na especificação do Gás Natural e biometano para uso nos transportes e injeção na rede GN:.....	54
Anexo B	Legislação Biometano .....	57
Anexo C	Decreto-Lei nº 231/2012 de 26 de Outubro:.....	60
Anexo D	Regulamento nº 139-A/2013, de 16 de abril .....	61
Anexo E	Descrição do processo CDA da Tratulixo .....	62
Anexo F	Pré avaliação com ferramenta Biomethane-Calculator.....	65
Anexo G	Escolha e validação do modelo termodinâmico .....	66
Anexo H	Pressupostos para simulação .....	68
Anexo I	Resultados para a variação do número de andares nas colunas .....	69
Anexo J	Dimensionamento Bombas .....	71
Anexo K	Dimensionamento Compressores .....	71
Anexo L	Dimensionamento Colunas .....	72

L.1	Colunas de absorção e <i>stripping</i> .....	72
L.2	Coluna Flash.....	73
Anexo M	Dimensionamento dos Permutadores .....	74
Anexo N	Dimensionamento do tanque de reserva .....	75
Anexo O	Condições fixas das correntes .....	76
Anexo P	Folhas de especificação dos Permutadores de Calor.....	80
P.1	COOL-AR1 .....	80
P.2	COOL-AR2 .....	82
P.3	COOL01.....	84
P.4	COOL02.....	86
P.5	COOL03.....	88
Anexo Q	Parâmetros operatórios colunas.....	91
Anexo R	Métodos Análise Económica .....	93
R.1	Estimativa Cálculo Investimento Total .....	93
R.1.1	Capital Fixo.....	93
R.1.2	Capital Circulante .....	94
R.1.3	Juros durante fase investimento.....	95
R.2	Estimativa dos Custos de Produção.....	96
R.2.1	Custos directos .....	96
R.2.2	Custos indirectos .....	97
R.2.3	Custos Fixos.....	98
R.2.4	Despesas Gerais .....	98
R.3	Cálculo Ponto Crítico.....	99
R.4	Pressupostos Plano exploração.....	99

## Índice de Figuras

Figura 1 1 - Eficiência típica de uma central de cogeração de calor e electricidade a partir do biogás, adaptado de [31].....	2
Figura 1 2 Esquema típico do processo de Water Scrubbing, adaptado de [5].....	8
Figura 1 3 Esquema típico do processo de PSA, adaptado de [5].....	9
Figura 1 4 Esquema típico do processo de Amine Scrubbing, adaptado de [5].....	10
Figura 2 1- Evolução da capacidade instalada e energia eléctrica produzida a partir do biogás anualmente em Portugal, adaptado de [16].....	12
Figura 4 1 Evolução da produção de energia eléctrica na CDA da TratoLixo, adaptado de [30].....	17
Figura 5 1 – Layout do processo de Water Scrubbing, adaptado de [64] .....	24
Figura 5 2 - Variação do lucro bruto relativo com o número de andares na coluna de absorção, para vários andares na coluna de stripping.....	25
Figura 5 3 - Variação do custo bruto relativo com o número de andares na coluna de absorção, para vários andares na coluna de stripping.....	25
Figura 5 4 - Resultados para a variação do custo bruto relativo com o número de andares na coluna de stripping, para 10 andares na coluna de absorção .....	26
Figura 5 5 - Resultados para a variação do lucro bruto relativo com o número de andares na coluna de stripping, para 10 andares na coluna de absorção.....	26
Figura 5 6 - Variação dos Custos Fixos, Custos Variáveis, Custos Totais e Receitas Totais para os vários anos de produção.....	39
Figura 5 7 - Custos de produção para o 5º ano de exploração, em milhares de euros.....	42
Figura 5 8 - Custo de investimento, em milhares de euros.....	42
Figura 5 9 - Variação da diferença entre lucro bruto gerado e o lucro bruto do cenário de valorização actual para vários preços de venda de BM.....	46
Figura E 1 - Funcionamento da CDA da Abrunheira [44].....	63
Figura E 2- Reactor com tecnologia Valorga.....	64
Figura G-1 - Solubilidade de CH <sub>4</sub> em água pura a 25°C : Resultados simulação vs resultados experimentais retirados da literatura .....	66
Figura G-2 - Solubilidade de CO <sub>2</sub> em água pura a 20°C : Resultados simulação vs resultados experimentais retirados da literatura.....	67
Figura G 3 - Solubilidade de H <sub>2</sub> S em água pura a 37°C : Resultados simulação vs resultados experimentais retirados da literatura.....	67
Figura G 4 - Solubilidade de N <sub>2</sub> em água pura a 37°C : Resultados simulação vs resultados experimentais retirados da literatura.....	67
Figura G 5 - Solubilidade de O <sub>2</sub> em água pura a 27°C : Resultados simulação vs resultados experimentais retirados da literatura.....	68
Figura P-1 – Folha de especificação do COOL-AR1, obtida pelo Aspen Exchanger Design and Rating®.....	80



Figura P-2 - Folha de especificação do COOL-AR2, obtida pelo Aspen Exchanger Design and Rating®	82
Figura P-3 - Folha de especificação do COOL01, obtida pelo Aspen Exchanger Design and Rating®	84
Figura P-4 - Folha de especificação do COOL02, obtida pelo Aspen Exchanger Design and Rating®	86
Figura P-5 - Folha de especificação do COOL01, obtida pelo Aspen Exchanger Design and Rating®	88
Figura R-1 - Estimativa obtida para o preço dos equipamentos	93

## Índice de Tabelas

Tabela 1 1 Listagem dos países com maior número de VGN, retirado de [7] e [6].....	3
Tabela 1 2 - Redução relativa da emissão de carbono (em equivalente de CO <sub>2</sub> ) para veículos ligeiros e pesados com utilização de diferentes tipos de GNC, retirado de [5].....	3
Tabela 1 3 Número de VGN discriminados por classes a nível nacional, retirado de [9].....	4
Tabela 2 1 Número de unidades de biogás e BM para os países com maior número de unidades de BM, no fim do ano de 2014, retirado de [17].....	11
Tabela 5 1 - Composição do biogás a ser introduzida no programa de simulação Aspen Plus®, considerando o processamento de 600 Nm <sup>3</sup> /h.....	20
Tabela 5 2 - Resumo das três secções do processo utilizado, Figura 5 1.....	21
Tabela 5 3 - Metodologia da optimização seguida usando a ferramenta “Optimization” do Aspen Plus®.....	22
Tabela 5 4 - Resultados obtidos para o dimensionamento das colunas de absorção e de stripping.....	28
Tabela 5 5 - Variação do custo relativo das colunas para três materiais de construção diferentes.....	29
Tabela 5 6 - Resultados da variação da fracção molar de metano e da recuperação molar de metano com o caudal de biogás a tratar.....	30
Tabela 5 7 – Condições operatórias do processo para diferentes caudais de biogás e com uma especificação fixa de BM de 97%.....	30
Tabela 5 8 – Variação da fracção molar de metano, da recuperação global de metano e das condições de inundação para várias pressões de operação na coluna de absorção.....	31
Tabela 5 9 – Composição do biogás utilizado no processo, composições do biogás do Caso A e do Caso B, e variação da fracção molar de metano e da recuperação de metano com a composição do biogás.....	31
Tabela 5 10 – Variação da fracção molar de metano, da recuperação global de metano, das condições de inundação, do caudal de água fresca e do caudal de líquido a entrar na coluna para três composições diferentes de biogás a tratar.....	32
Tabela 5 11 – Preço estimado de investimento e de instalação para cada tipo de equipamento.....	33
Tabela 5 12 – Resultados da estimativa de custo de Capital Fixo Total e correspondentes parcelas, em milhares de euros.....	33
Tabela 5 13 - Resultados da estimativa do custo das diferentes parcelas do capital circulante, em milhares de euros.....	34
Tabela 5 14 - Valores estimados para as diferentes parcelas do investimento total, em milhares de euros.....	34
Tabela 5 15. Plano de Investimento do ano de 2017, em milhares de euros.....	35
Tabela 5 16 - Percentagem da capacidade utilizada em cada ano da vida útil da instalação.....	36
Tabela 5 17. Custo de fabrico e produção unitários do BM, para cada ano de vida útil da unidade.....	36

Tabela 5 18. Custos de Produção discriminados para os anos 2018 até 2027, em milhares de euros	38
Tabela 5 19 - Resultados para a capacidade produzida e ponto crítico em quantidade absoluto e relativo, para os vários anos de produção	39
Tabela 5 20 - Cálculo do preço de venda de BM crítico para vários anos de produção	40
Tabela 5 21. Resultados para o Plano de Exploração, em milhares de euros.	41
Tabela 5 22 - Resultados da sensibilidade do processo a variações nas parcelas de Utilidades, Equipamento Base, Investimento Fixo e ao Financiamento do Investimento	43
Tabela 5 23 - Resultados da sensibilidade do processo a vários preços de venda de BM	44
Tabela 5 24 - Influência do preço de venda do BM no lucro bruto da unidade de produção de biogás e purificação a BM para uma capacidade instalada de 600Nm <sup>3</sup> /h de biogás e análise comparativa com o cenário de valorização do biogás via produção de energia eléctrica	46
Tabela B 1 Comparação das especificações actuais do biometano em diversos países	57
Tabela B 2 Requisitos comuns e métodos de teste para a injeção de biometano nas redes de GN, propostos pela prEN 16723-1	57
Tabela B 3 Requisitos, valores limites e métodos de teste relacionados com o GN e biometano para utilização como combustível veicular, com valor MN normal, propostos pela norma prEN 16732-2	58
Tabela B 4 Requisitos, valores limites e métodos de teste relacionados com o GN e biometano para utilização como combustível veicular, com valor MN elevado, propostos pela norma prEN 16732-2	58
Tabela B 5 Requisitos dependentes do clima e os seus métodos de teste, propostos pela norma prEN 16732-2	59
Tabela F-1 - Resultados da comparação da viabilidade económica dos processos de purificação considerados, obtidos pela ferramenta Biomethane-Calculator	65
Tabela H-1 - Factores de conversão utilizados para o biogás e biometano	68
Tabela H-2 - Preços de GN para clientes industriais em Portugal, retirado de [56]	68
Tabela I-1 - Resultados para a variação do número de andares na coluna de absorção, para vários andares na coluna de stripping	69
Tabela J-1 - Condições operatórias das bombas do processo	71
Tabela K-1 - Condições operatórias dos compressores e do ventilador	71
Tabela L-1 Variação do preço relativo da coluna de absorção e stripping, para vários tipos e dimensões de enchimento, para a performance desejada	73
Tabela L-2 - Dimensões da coluna de Flash	73
Tabela O-1 - Condições operatórias das correntes que lidam com ar, Figura 5-1	76
Tabela O-2 - Condições operatórias das correntes com maior importância na purificação do BM, Figura 5-1	77
Tabela O-3 - Condições operatórias das correntes consideradas, Figura 5-1	78

Tabela O-4 - Condições operatórias das correntes que lidam com água de refrigeração, Figura 5-1	79
Tabela Q-1 - Fracções de separação na coluna de absorção (BIOMETHA e A-LIQ-OT) e na coluna de stripping (OFF-GAS e LIQ-STR)	91
Tabela Q-2 - Perfil composições (base molar) da fase vapor ao longo da coluna absorção	91
Tabela Q-3 - Perfil composições (base molar) da fase vapor ao longo da coluna stripping	91
Tabela Q-4 - Performance do enchimento ao longo da coluna absorção	91
Tabela Q-5 - Performance do enchimento ao longo da coluna stripping	92
Tabela R-1 - Consumo de electricidade discriminado por equipamento	97
Tabela R-2 - Consumo de água fresca a introduzir no processo	97
Tabela R-3 - Variação da percentagem do investimento fixo usada para estimar os custos de manutenção	97
Tabela R-4 - Estimativa das parcelas de edifícios, capital incorpóreo e capital corpóreo nos custos de amortizações	98

## Lista de Abreviaturas

BM	Biometano
CDA	Central de Digestão Anaeróbia
CEN	Centro Europeu de Normalização
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
EBA	<i>European Biogas Association</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETAR	Estação de Tratamento de Águas Residuais
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEE	Índice de Equivalência Energética
PCI	Poder Calorífico Inferior
PNAER	Plano Nacional de Acção Para as Energias Renováveis
PRI	Período de Recuperação do Investimento
RED	<i>Renewable Energy Directive</i>
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
TC	<i>Technical Committee</i>
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UE	União Europeia
VAL	Valor Actual Líquido
VGN	Veículos a Gás Natural

## 1 Biometano

O biometano (BM) é um gás constituído maioritariamente por metano, geralmente em concentrações superiores a 90%. A forma mais utilizada na produção de BM é através da purificação do biogás obtido por conversão da matéria orgânica biodegradável. O BM também pode ser produzido por via termoquímica, através da conversão do gás de síntese produzido por gasificação de biomassa, mas este processo ainda não se encontra ainda validado a nível comercial [1].

Este gás possui propriedades idênticas às do Gás Natural (GN), e pode substituí-lo por completo em todas as suas aplicações, i.e., como combustível para geração de calor e electricidade e como combustível veicular. Devido à sua origem, é classificado como sendo um combustível 100% renovável. Em Portugal, para que possa ser injectado na rede de GN, é necessária a criação de regulamentação apropriada.

A digestão anaeróbia (DA) e a gaseificação são processos que se complementam, devido ao facto de que, em conjunto, podem ser aplicados à grande parte dos resíduos orgânicos produzidos pela sociedade. O processo de conversão biológico é adequado à degradação de efluentes orgânicos com elevado teor de humidade e o processo termoquímico é adequado à conversão de materiais lenhificados com baixo teor de humidade.

O biogás é produzido pela decomposição da matéria orgânica em condições anaeróbias sob a acção de diferentes tipos de bactérias capazes de transformar moléculas complexas em substratos (e ácido acético, hidrogénio, dióxido de carbono, formato, metanol, metilamina e dimetilsulfureto) que as bactérias metanogénicas são capazes de transformar num gás rico em metano e dióxido de carbono. A quantidade e qualidade do biogás produzido depende de diversos factores como o tipo de resíduo utilizado, as condições de alimentação e operação do digestor, temperatura, pH, relação carbono/azoto, presença de O<sub>2</sub>, teor de sólidos totais e voláteis, teor em ácidos voláteis, alcalinidade, etc.

Assim surge o biogás, uma fonte de energia abundante e renovável. Em Portugal, geram-se quantidades significativas de resíduos adequados ao processo de digestão anaeróbia na agropecuária, nos resíduos sólidos urbanos incluindo as lamas provenientes das estações de tratamento de esgotos domésticos e os efluentes da indústria alimentar e seus derivados [2].

Em Portugal, a quota anual de electricidade gerada a partir de fontes renováveis é superior a 50% [3]. Os picos de produção eléctrica são imprevisíveis quando dependem de factores climáticos, como o vento, chuva e sol que condicionam as fontes de energia renovável como a eólica, hídrica e solar/fotovoltaica.

A produção de energia eléctrica a partir do biogás ou do GN é estável contudo resulta num desperdício de conteúdo energético se a energia térmica não for valorizada. A produção de electricidade a partir do biogás apresenta eficiências a rondar os 40%, sendo que a restante energia é gerada sob a forma de calor, difícil de vender fora de grandes zonas industriais. A Figura 1-1 exemplifica a eficiência típica da produção de calor e electricidade a partir do biogás [4]

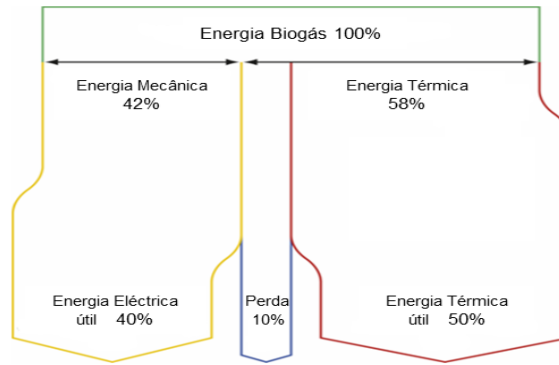


Figura 1-1 - Eficiência típica de uma central de cogeração de calor e electricidade a partir do biogás, adaptado de [31]

O BM como combustível veicular, pode ser utilizado em motores de combustão interna, com performances equivalentes aos motores de gasolina e diesel frequentemente utilizados e com uma emissão de gases de escape menos poluentes. Este tipo de veículos, os Veículos a Gás Natural (VGN) apresentam motores mais silenciosos e duradouros que os que andam com combustíveis convencionais [5].

O BM pode ainda ser introduzido na rede já existente, e em constante desenvolvimento, de abastecimento de Gás Natural Comprimido (GNC), a qual está em constante desenvolvimento.

O GN e o BM também podem ser utilizados na sua forma liquefeita, Gás Natural Liquefeito (GNL), para alimentar motores de combustão em autocarros, camiões, barcos e navios. A tecnologia de motores com queima combinada de diesel e metano, encontra-se mais desenvolvida mas a nível Europeu existe um desenvolvimento cada vez maior da tecnologia de motores movidos exclusivamente a GNL. A utilização de GNL aumenta a operabilidade de veículos comerciais, com a possibilidade de maior armazenamento de combustível a bordo do veículo, e o motor utiliza uma tecnologia muito semelhante à do GNC.

Na Europa, o GN e o BM são geralmente distribuídos pela rede de GN local de cada país. Contudo, para um maior desenvolvimento dos VGN na Europa, é necessário consolidar a rede existente de estações de abastecimento de GNC e GNL. Para o GNC, o GN e o BM necessitam de ser comprimido até 200 bar, geralmente no posto de abastecimento, que está ligado à rede de GN. Para o GNL, o Gás Natural tem de ser manuseado como um líquido criogénico, e pode ser fornecido por terminais de GNL ou produzido em instalações de liquefação [5].

A utilização de um combustível complementada com um renovável no transporte veicular possui um elevado potencial para redução das emissões de gases de efeito de estufa (GEE) nomeadamente o dióxido de carbono de origem fóssil. O aumento gradual de BM como aditivo do GN em qualquer rácio de mistura, contribui para a diminuição dos GEE, dinamizando simultaneamente também a produção de BM. A DA de resíduos em ambiente controlado também minimiza a emissão directa de metano para a atmosfera o que em termos de GEE é significativo sendo que uma mole de metano equivale à emissão de 23 moles de CO<sub>2</sub>.

A utilização de BM implica emissões neutras do ponto de vista de gases de efeito de estufa podendo ser até negativas se fossem utilizadas tecnologias de captura e armazenamento de carbono (*Carbon Capture and Storage*) [6].

O mercado dos veículos movidos a GN está em crescente expansão e encontra-se desenvolvido um pouco por todo o mundo. A Tabela 1-1 apresenta o número de VGN para os países mais relevantes, para a Europa e para o total mundial [7] [6].

Tabela 1-1 Listagem dos países com maior número de VGN, retirado de [7] e [6]

País	Irão	China	Paquistão	Argentina	Índia	Brasil	Europa	Total Mundial
Número de VGN (milhões)	4,07	3,99	3,70	2,49	1,80	1,78	1,90	22,40

A nível mundial, existe um número muito elevado de VGN. A nível europeu, este número ainda não é muito elevado, mas está em constante crescimento. Com esta quantidade de veículos a nível mundial, considera-se que a tecnologia dos VGN se apresenta como madura e comprovada a nível comercial [8]. A maioria dos países com elevado número de VGN, são países produtores de GN, pois permite uma maior independência do petróleo, que geralmente precisa de ser importado.

Uma frota de VGN apresenta várias vantagens e alguns inconvenientes, independentemente da possível produção de BM para utilização nestes veículos. Os veículos podem ser comprados de origem ou convertidos para utilizar GNC como combustível.

Os veículos com motor a gasolina (sistema *bi-fuel*) podem ser convertidos para andar exclusivamente a GNC (tanque pressurizado a 200 bar), conservando o tanque de gasolina como reserva para que se possa usar no caso de não existirem postos de GNC disponíveis. O sistema *bi-fuel* é aplicado geralmente a veículos leves [9].

Os veículos com motor a gasóleo podem ser convertidos para usar GNC como combustível principal (sistema *dual-fuel*). Nestes veículos o gasóleo é utilizado para iniciar a queima no motor e quando o veículo se encontra em operação é utilizada uma mistura de cerca de 90% GNC e 10 % gasóleo. No caso de falta de GNC, o motor pode funcionar exclusivamente a gasóleo. O sistema *dual-fuel* é aplicado geralmente a veículo pesados.

Vantagens dos VGN:

- Custo por km: poupança significativa relativamente aos combustíveis convencionais, geralmente na ordem dos 40-60% [5]
- Maior segurança e longevidade do motor
- Tirar partido dos sistemas *bi-fuel* (gasolina) ou *dual-fuel* (gasóleo), não ficando dependente de posto GNC
- Diminuição da poluição sonora, até 50% em comparação com veículos a diesel [5]
- Diminuição da emissão de GEE, como demonstrado na Tabela 1-2 [5]



Tabela 1-2 - Redução relativa da emissão de carbono (em equivalente de CO<sub>2</sub>) para veículos ligeiros e pesados com utilização de diferentes tipos de GNC, retirado de [5]

Veículos Ligeiros [Pesados]	Intensidade de Carbono (g CO <sub>2</sub> e/MJ)	IEE	Total (g CO <sub>2</sub> e/MJ)	Reduções Relativas à gasolina [diesel]
Gasolina [Diesel]	95,86 [94,71]	1,0 [1,0]	95,9 [94,7]	-
GNC	68,00 [68,00]	1,0 [0,9]	68,0 [75,6]	29% [20%]
Biometano	11,26 [11,26]	1,0 [0,9]	11,3 [12,5]	88% [87%]
GNC (com 20% biometano)	56,60 [56,60]	1,0 [0,9]	56,6 [62,9]	41% [34%]

Os valores entre parêntesis rectos [ ], referem-se à comparação com a utilização de veículos pesados a diesel.  
Os valores sem parêntesis referem-se à comparação com a utilização de gasolina.

#### Desvantagens dos VGN:

- Necessidade posto GNC, rede menos desenvolvida do que a dos combustíveis convencionais
- Veículos mais caros (cerca de 10% para veículos ligeiros e cerca de 20-30% para veículos pesados)
- Menor autonomia se for alimentado unicamente a GNC

Espaço ocupado pelos tanques de armazenamento no caso de veículos convertidos

Em Portugal, existem apenas 6 postos de abastecimento de GNC públicos e 4 postos privados [9]. A falta de uma rede bem estabelecida de postos de abastecimento de GN veicular é o principal entrave para a compra de um VGN para uso privado, pelo que em Portugal estes veículos pertencem essencialmente a frotas urbanas. Sendo o mercado dominado por frotas de autocarros usados no transporte colectivo e com pouca expressão nos camiões e veículos ligeiros. Os dados obtidos pela APVGN estão disponíveis na Tabela 1-3 [9]. Os autocarros em Portugal, pertencem a frotas da Sociedade de Transportes Colectivos do Porto, Carris de Lisboa, Transportes Urbanos de Braga, Moveaveiro, Auto Viação Feirense.

Tabela 1-3 Número de VGN discriminados por classes a nível nacional, retirado de [9]

Ano	Autocarros	Camiões	Ligeiros	Total
2013	355	42	~60	~457
2014	365	44	~64	~473
2015				586

A maior frota em Portugal pertence à Sociedade de Transportes Colectivos do Porto com mais de 250 autocarros a operar no Porto. Destaca-se a existência de posto privado de GNC da ValorSul, em São João da Talha, para abastecer frota de viaturas de recolhas de resíduos composta por 28 veículos, quando foi adquirida em 2008 [10].

Assim sendo, o BM pode ser utilizado na rede de GN, se for injectado localmente, ou em postos de abastecimento dedicados. O BM oferece ainda uma possibilidade de substituição gradual da dependência do GN e dos outros combustíveis fósseis devido às suas semelhanças com o GN, dado

que pode ser injectado na rede de GN constituindo-se como uma fração renovável ou ser utilizado como combustível veicular em qualquer rácio de mistura. Ao contrário de outros combustíveis verdes, como o biodiesel e os bioálcoois, o BM pode substituir integralmente o GN como é usado hoje em dia, seja para produzir calor, electricidade e como combustível veicular.

Na realidade Portugal possui um elevado potencial de produção de biogás (cerca de 4,3 TWh/ano) e portanto de BM, sendo que à data ainda não existe nenhuma unidade a produzir BM [2]. Nos pontos seguintes abordam-se resumidamente os processos de produção de BM disponíveis no mercado apontando algumas vantagens e desvantagens.

## 1.1 Limpeza e purificação do biogás

[11]

O biogás contém metano, dióxido de carbono e vapor de água e outros contaminantes em pequenas quantidades como por exemplo o amoníaco, sulfureto de hidrogénio, compostos orgânicos voláteis (e.g. siloxanos) e partículas sólidas, que podem ter um efeito negativo na utilização do biogás. Estas impurezas podem condicionar a utilização porque afectam os equipamentos de queima e a qualidade das emissões. Para minimizar estes efeitos e para aumentar o seu conteúdo energético, o biogás é sujeito a dois tipos de processamento em geral sequenciais:

- A limpeza que consiste em remover grande parte dos contaminantes indesejados. O tipo e a extensão da limpeza do biogás depende largamente do tipo de uso final para o biogás e da sua fonte de origem.
- A purificação do biogás tem como objectivo a remoção de dióxido de carbono para aumentar o poder calorífico do biocombustível, i.e. a sua conversão em BM.

### 1.1.1 Limpeza Biogás

As impurezas no biogás podem ocorrer devido a várias razões. Excluindo o metano, o dióxido de carbono é o maior componente no biogás. Forma-se durante a decomposição dos diferentes tipos de substratos usados na produção de biogás. O dióxido de carbono reduz o conteúdo energético por volume do biogás. Na geração de calor e energia a partir de biogás este conteúdo energético não é relevante, mas para uso veicular e para ser transportado na rede de GN, o dióxido de carbono é considerado como impureza e tem de ser removido devido à importância do conteúdo energético por volume do biogás.

Durante o processo de digestão, alguns compostos são degradados em compostos mais pequenos por diferentes tipos de microrganismos presentes no digestor. No passo final da produção de biogás, o metano é formado por microrganismos que digerem o ácido acético ou por microrganismos que combinam hidrogénio com dióxido de carbono. Dependendo da quantidade evaporada destes compostos, estes podem ser encontrados em pequenas quantidades no biogás, como o amoníaco e o hidrogénio. O amoníaco é uma impureza formada no digestor durante o passo da hidrólise de materiais proteicos. Altos níveis de amoníaco no digestor podem inibir a formação de metano. Geralmente, a grande parte do amoníaco fica retida na fase líquida, pelo que não é necessário tratar o biogás devido a esta impureza. Para purificação a biometano, as quantidades de amoníaco tornam-se relevantes

sendo este geralmente removido espontaneamente nos processos de purificação, pelo que não costuma ser necessário um passo de limpeza exclusivamente para a sua remoção.

### Sulfureto de hidrogénio

Das impurezas que contêm enxofre, o sulfureto de hidrogénio é a mais comum no biogás e resulta da acção de bactérias sulfato redutoras presentes no digestor que competem directamente com as bactérias metanogénicas, pelo mesmo tipo de substratos [12]. Também se forma na digestão de alguns tipos de proteínas que contêm enxofre, como a cisteína e a metionina. A presença de sulfureto de hidrogénio no gás pode originar corrosão devido à formação de ácido sulfúrico na presença de água. Na combustão do gás com esta impureza, ocorre a formação e consequente emissão de ácido sulfúrico. O sulfureto de hidrogénio é tóxico e pode originar problemas de saúde [13].

O teor de sulfureto de hidrogénio pode ser reduzido no digestor por introdução de pequena quantidade de ar, transformando-o em sulfato (solúvel) ou depois do digestor por métodos biológicos ou físico-químicos.

Os métodos biológicos promovem a oxidação do sulfureto de hidrogénio à sua forma elementar, S<sup>0</sup> e a algum dióxido de enxofre na presença de O<sub>2</sub> e mediada por bactérias do tipo *Thiobacillus sp.* Dado que a introdução de oxigénio se faz em geral através da introdução de pequenas quantidades de ar, a presença de azoto no biogás pode vir a ser problemática em função da utilização preconizada e devido à dificuldade na separação entre metano e azoto.

Existem vários tipos de tecnologias de absorção física capazes de remover o sulfureto de hidrogénio do biogás. Tipicamente, utiliza-se água ou solventes orgânicos. Existem também várias técnicas de absorção química para remover este composto, sendo geralmente utilizadas soluções aquosas com NaOH, FeCl<sub>2</sub> ou Fe(OH)<sub>3</sub>, com as quais o sulfureto de hidrogénio reage [11].

### Água

A água está sempre presente durante o processo de digestão anaeróbia, pelo que alguma vai evaporar e o biogás sai do digestor saturado em água. O teor em água corresponde ao ponto de saturação à pressão e temperatura dentro do digestor. A jusante do digestor a água pode causar problemas como corrosão das tubagens devido à formação de ácido carbónico sendo que também diminuir o conteúdo energético do biogás, afectando a sua utilização energética. Na combustão do biogás também se dá a formação de água e dependendo das condições de pressão e temperatura a jusante da combustão, esta água pode condensar e causar problemas em permutadores de calor e componentes do sistema de escape.

A água pode ser removida por mudança de parâmetros que afectam a solubilidade da água no gás, como a pressão e temperatura. O vapor de água condensa por aumento da pressão ou diminuição da temperatura, geralmente com compressores e remoção do condensado. Algumas tecnologias de remoção de vapor de água baseiam-se na compressão e no arrefecimento do gás, mas o vapor de água também pode ser removido por adsorção e por absorção.

A adsorção pode ser alcançada em colunas de enchimento com elevada área específica, como a sílica, óxido de alumínio, óxido de magnésio, carvão activado ou zeólitos. A regeneração ocorre normalmente por aumento da temperatura e/ou diminuição da pressão. É comum a utilização de duas colunas de adsorção em paralelo, enquanto uma adsorve, a outra regenera [11].

O arrefecimento também pode ser alcançado enterrando o pipeline de biogás no solo e por equipar este pipeline com sistema de drenos de água ou de bloqueio de água condensada. Outras impurezas do gás podem ser arrastadas na água removida, como os siloxanos e partículas, pelo que devem ser consideradas nos sistemas de tratamento da água [11].

A absorção pode ser feita em colunas próprias para o efeito, usando soluções de glicol (como etilenoglicol, dietilenoglicol, trietilenoglicol) que ligam a água por absorção, e são regeneradas por aquecimento [14].

### Outras impurezas

Compostos orgânicos como os siloxanos, alcanos e hidrocarbonetos halogenados volatilizam no digestor e podem causar danos nos equipamentos de combustão, como a corrosão, acidificação e formação de depósitos. A origem e problemas associados aos siloxanos, estão brevemente explicados no Anexo A. Este tipo de compostos, pode ser removido por absorção com solventes orgânicos, ácidos fortes ou bases fortes, por absorção com carvão activado e em processos criogénicos [15].

Como é formado em condições anaeróbias, a presença de oxigénio e azoto não é comum no biogás, a não ser que seja permitida a entrada de ar no sistema. O ar pode ser adicionado conscientemente no processo com o objectivo de reduzir o sulfureto de hidrogénio. Assim, o oxigénio é consumido pelos microrganismos mas o azoto não. A presença de azoto no biogás também pode ser sinal de entrada de ar não planeada no digestor. A presença de oxigénio pode originar misturas inflamáveis com o metano, pelo que o seu teor na camada gasosa do reator tem de ser controlado com cuidado. Quando necessário, o oxigénio e o azoto são geralmente removidos por adsorção com carvão activado ou por membranas. O oxigénio e o azoto são eliminados em alguns processos de dessulfurização e de purificação, de maneira parcial ou total, dependendo dos processos e das quantidades [11].

## 1.1.2 Purificação do biogás

A composição do biogás e a composição final pretendida para o BM vão influenciar a estratégia e tipo de tecnologia usadas na purificação.

O tipo de tecnologia mais utilizado para a purificação do biogás, i.e., remoção de CO<sub>2</sub> é o processo de *Water Scrubbing*. Seguem-se as tecnologias de *Pressure Swing Adsorption* (PSA) e *Amine Scrubbing* (lavagem química com aminas). Existem outros tipos de tecnologias menos utilizados, como a purificação por membranas, absorção física com solventes orgânicos e por separação criogénica, pelo que não irão ser descritos nesta secção [16].

### 1.1.2.1 *Water Scrubbing*

A lavagem de gases com água, *water scrubbing*, é um método de purificação por absorção que usa água como agente de absorção de CO<sub>2</sub>. Este processo implica a absorção de algumas moléculas gasosas no líquido, o agente de absorção. A absorção com água é geralmente reversível, pois consiste numa ligação física causada pela força de *Van der Waals*. A taxa de absorção em água é favorecida para baixas temperaturas e altas pressões [11].

Neste processo são absorvidos o dióxido de carbono e ainda outros componentes ácidos e básicos do gás, como o sulfureto de hidrogénio e amoníaco. Este método não requer uma dessulfurização precisa prévia, pois o sulfureto de hidrogénio também é absorvido na água de absorção [11].

A Figura 1-2 representa um processo típico de *Water Scrubbing*. Tipicamente, e dependendo da estratégia utilizada, o biogás é comprimido antes de entrar na coluna de absorção entre 4-12 bar. O gás entra na coluna de absorção por baixo e a água flui do topo para a base da coluna. Tipicamente, a concentração molar de metano no gás tratado por este processo é superior a 96% [11].

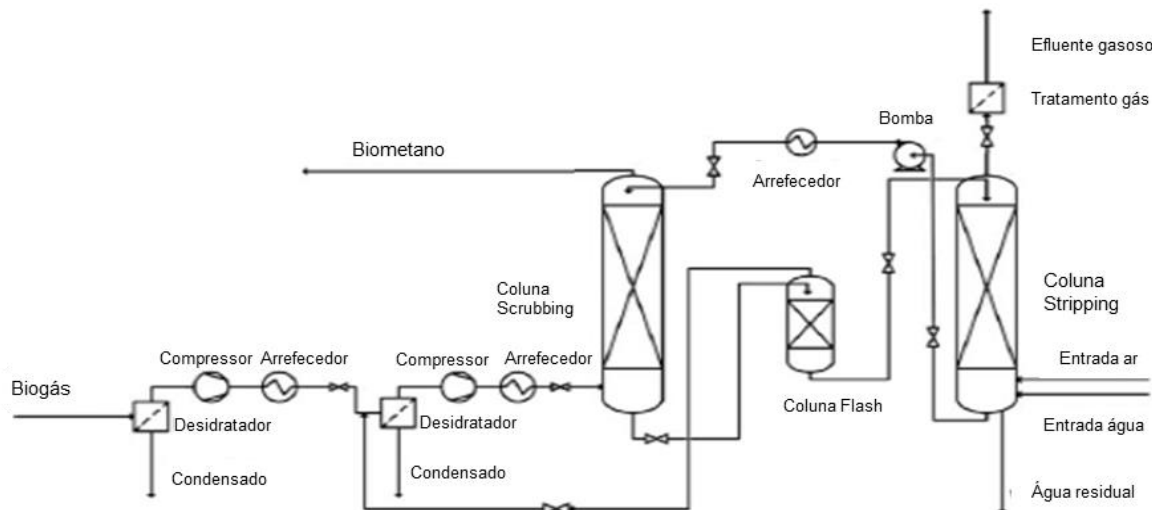


Figura 1-2 Esquema típico do processo de *Water Scrubbing*, adaptado de [5]

A solução aquosa com dióxido de carbono e sulfureto de hidrogénio, e algum metano, é descomprimida numa coluna flash até 2-6 bar. O gás libertado nesta descompressão volta a ser comprimido e vai ser realimentado à coluna de absorção, para aumentar a quantidade global de metano recuperado. A água que sai na base da coluna flash entra numa coluna de *stripping* (dessorção com ar) para remover o dióxido de carbono e sulfureto de hidrogénio dissolvidos. A água fica regenerada e pode voltar a ser utilizada no processo de absorção. O efluente gasoso da coluna de dessorção, que ainda pode conter algum metano, segue para tratamento antes de ser libertado na atmosfera.

As percentagens de recuperação global de metano rondam os 98-99,5 %. Pode ser vantajoso considerar uma perda de metano ligeiramente maior para permitir o tratamento do efluente gasoso da coluna de *stripping* por processo autotérmico. Por norma, é necessário oxidar o metano no efluente gasoso do *stripping*, e em larga escala é mais comum usar o processo RTO (*Regenerative Thermal Oxidation*), devido às baixas concentrações de metano e às quantidades relevantes de enxofre no efluente gasoso. Este tratamento também pode ocorrer por via de oxidação catalítica, desde que o biogás tenha sido sujeito a uma dessulfurização precisa, porque o sulfureto de hidrogénio envenena os tipos de catalisadores usados neste processo [11].

#### 1.1.2.2 Pressure Swing Adsorption

A tecnologia de *Pressure Swing Adsorption*, PSA, foi introduzida comercialmente na década de 1960. É um tipo de tecnologia de purificação por adsorção, em que os compostos gasosos são retidos

(adsorvidos) na superfície dos sólidos adsorventes. Como adsorventes, podem ser utilizados o carvão activado, zeólitos ou crivos moleculares de carbono. A eficiência de adsorção de CO<sub>2</sub> é favorecida a baixas temperaturas e altas pressões. Para não prejudicarem a performance do adsorvente a água e o sulfureto de hidrogénio são geralmente removidos nos passos anteriores à injeção do gás na coluna de absorção [11].

A pressão de funcionamento das colunas de adsorção está dentro da gama dos 1-10 bar, mas na maioria dos sistemas situam-se entre os 4-7 bar, com uma perda de carga típica de 1 bar.. A gama operacional de temperaturas situa-se entre os 5 e os 35 °C. O dióxido de carbono é adsorvido na superfície do crivo molecular e o produto gasoso sai da coluna quase continuamente. A posterior dessorção do dióxido de carbono é efectuada por alívio de pressão [11].

A Figura 1-3, demonstra o esquema de um processo típico de PSA com sistema de quatro colunas. Uma característica do processo PSA, é a de quando o adsorvente fica saturado, a alimentação à coluna em operação cessa e simultaneamente a pressão total dessa coluna diminui, usando uma sequência de disposição de válvulas. A redução da pressão resulta numa dessorção parcial das espécies presentes na coluna, regenerando o adsorvente. Assim, as colunas de adsorção podem ser utilizadas ciclicamente, enquanto uma opera outra regenera [11].

A soma destes passos denomina-se por ciclo. Ao fim de vários ciclos, o processo chega a um estado estacionário cíclico, ou seja, a performance dos ciclos é constante ao longo tempo.

As concentrações molares de metano tipicamente alcançadas são superiores a 96%. Em sistemas antigos, conseguia-se uma recuperação total de metano de 94%, em processos mais actuais este valor está entre os 97,5-98,5%.

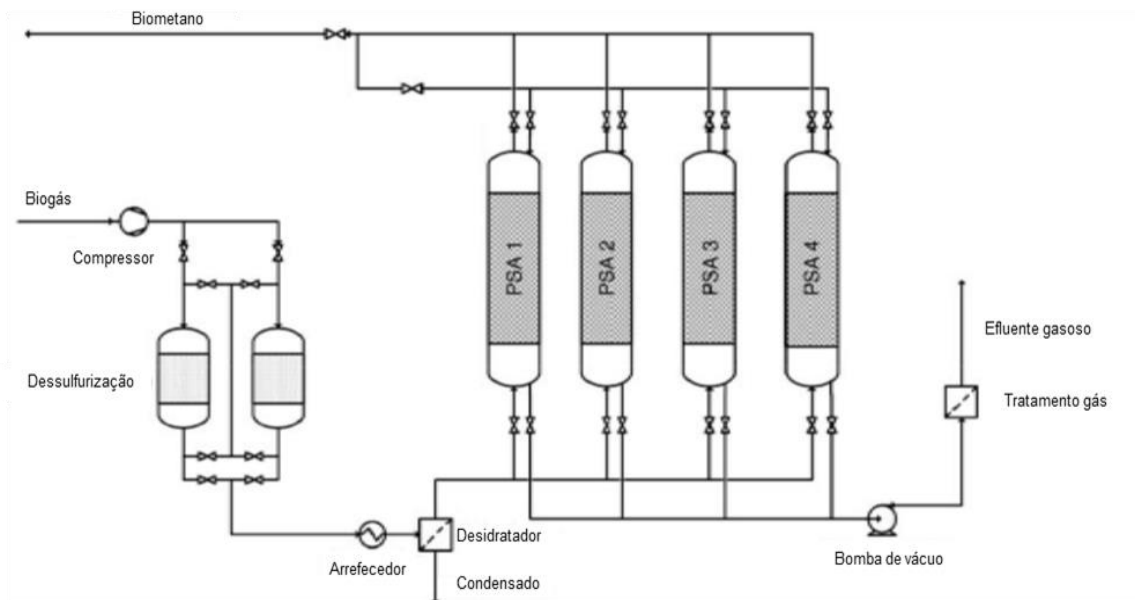


Figura 1-3 Esquema típico do processo de PSA, adaptado de [5]

Dependendo do fornecedor de tecnologia, existem outras estratégias que permitem uma recuperação total de metano inferior. Esta estratégia consegue alcançar concentrações superiores de metano no produto gasoso e pode conseguir um tratamento do efluente gasoso mais eficiente. Neste tipo de estratégias, o efluente gasoso contém quantidades de metano significativas, pelo que deve ser



oxidado antes de ser libertado na atmosfera. Para oxidação, são utilizadas tecnologias de oxidação catalítica ou de oxidação sem chama em operações de larga escala, devido às quantidades pouco significativas de enxofre no gás a ser tratado [11].

### 1.1.2.3 Amine Scrubbing

A absorção química por intermédio de solventes orgânicos, geralmente designada por *Amine Scrubbing*, baseia-se na formação de ligações químicas entre o dióxido de carbono e um agente orgânico. Como agente orgânico, podem ser utilizadas várias soluções com alcanolaminas mais relevantes para a purificação do biogás são a monoetanolamina (MEA), a dietanolamina (DEA) e a metil-dietilenolamina (MDEA) [11].

Este tipo de processo deve ser evitado quando existem quantidades significativas de azoto e oxigénio no biogás. Caso contrário, a qualidade do BM pode ficar comprometida devido à não absorção do azoto na coluna e à possibilidade de o oxigénio criar reacções indesejadas e degradação da solução de amina [11].

A Figura 1-4, representa um processo típico de absorção química via *Amine Scrubbing*. Para regenerar o solvente mais eficientemente, o sulfureto de hidrogénio é geralmente removido em passos anteriores ao da absorção por *Amine Scrubbing* [11].

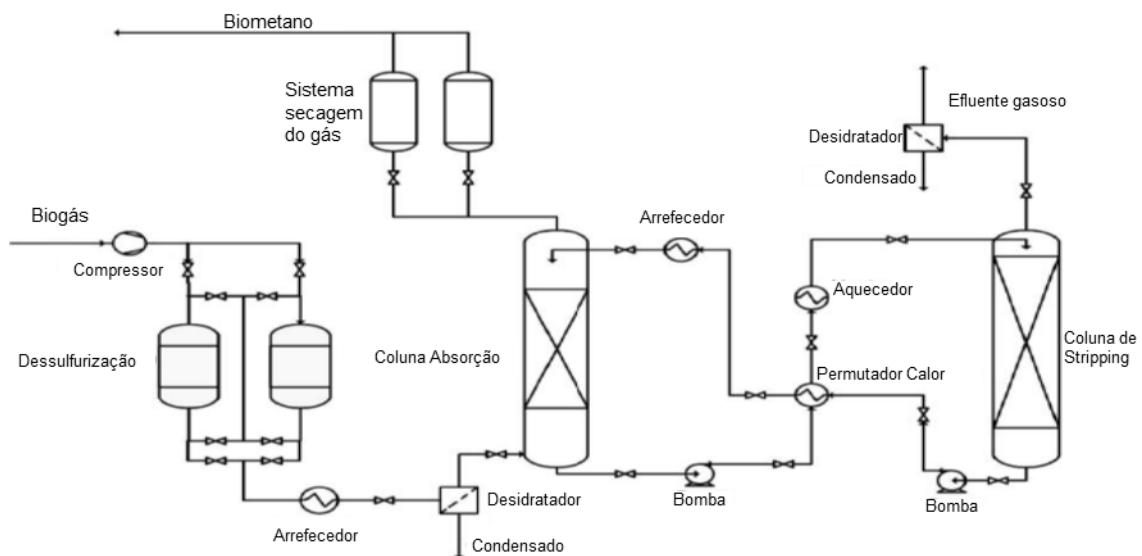


Figura 1-4 Esquema típico do processo de Amine Scrubbing, adaptado de [5]

A coluna de absorção funciona geralmente a pressões próximas da atmosférica, entre 50-150 mbar. A solução absorvente saturada é regenerada por aquecimento numa coluna de dessorção, a temperaturas entre 106-160 °C. As concentrações típicas de metano no BM alcançadas neste processo rondam os 99%. A recuperação global de metano típica situa-se nos 99,9%. O efluente gasoso está saturado em humidade devido à absorção e tem que ser seco, normalmente por processos de adsorção [11].

### 1.1.2.4 Outros processos

A produção de BM também pode ser feita através do processo de absorção física com recurso a solventes orgânicos, denominado por processo *Selexol*®. O esquema processual é semelhante ao do

*Water Scrubbing*. Este processo também é utilizado para remover gases ácidos do GN e do *syngas* [11].

O BM também pode ser produzido através de processos de purificação com membranas. Este processo utiliza como princípio as diferenças de permeabilidade, dos compostos gasosos a separar, nas membranas por onde se força a passagem do gás [11].

O biogás também pode ser purificado por via criogénica. Este processo requer temperaturas menores que  $-50^{\circ}\text{C}$ , para liquefazer e remover o  $\text{CO}_2$  do gás. A estas temperaturas o  $\text{CH}_4$  permanece no estado gasoso [11].

## 2 Panorama Actual

### 2.1 Europa

A *European Biogas Association* (EBA) foi fundada em 2009 e é a principal associação europeia na área do biogás e BM, abrangendo as indústrias da gaseificação e digestão anaeróbia. Esta associação possui 24 membros europeus, apesar de Portugal ainda não o ser, e tem como objectivo promover a implementação da produção e utilização sustentável de biogás e BM [17].

A EBA reporta que a nível europeu, são produzidos anualmente 14 biliões  $\text{m}^3$  em equivalente de GN de biogás. Esta associação estima que devido aos Planos Nacionais de Acção para as energias Renováveis (PNAER's), a produção de biogás irá duplicar em valor em 2020. Entre 2010 e 2014, o número de unidades produtoras de biogás passou de 10433 para 17240, com a capacidade total instalada a crescer dos 4136  $\text{MW}_{\text{el}}$  para 8339  $\text{MW}_{\text{el}}$  [17]. No final de 2014, a capacidade de tratamento de biogás para BM estimada era de 310000  $\text{m}^3/\text{h}$  de biogás bruto (cerca de 2,7 mil milhões de  $\text{m}^3$  por ano).

A Tabela 2-1 apresenta o número de unidades de biogás e o número de unidades de BM existentes nos países europeus com maior número de unidades de BM no fim do ano de 2014 [17]. Nesta tabela, os dados referentes à Europa consideram a “Europa dos 28”, sem Malta, e com a adição da Sérvia e Suíça.

*Tabela 2-1 Número de unidades de biogás e BM para os países com maior número de unidades de BM, no fim do ano de 2014, retirado de [17]*

	Alemanha	Suécia	Reino Unido	Suíça	Holanda	Áustria	Finlândia	França	Europa
Nº unidades biogás	10786	279	813	633	252	436	83	736	17251
Nº unidades BM	178	59	37	24	21	14	9	8	367

Pela tabela, é possível verificar a hegemonia da Alemanha no mercado do biogás e BM. No mercado do BM veicular, destaca-se o progresso e exemplo da Suécia. A nível europeu, e no fim de 2014, existiam 367 unidades de BM [17].

Em 2012, os tipos de tecnologias que dominavam o mercado eram as de *Water Scrubbing* (41%), *Amine Scrubbing* (22%) e PSA (21%) [18]. Pode-se considerar que estes tipos de tecnologias estão provadas comercialmente e pelo número elevado de unidades instaladas podem ser consideradas como maduras.



## 2.2 Portugal

Recentemente o LNEG publicou um estudo em que afirma que existe um interesse cada vez maior na produção de biogás para produção de energia eléctrica, nomeadamente na produção de energia eléctrica combinada com produção de calor (CHP) [2].

Como se observa na Figura 2-1, a produção de electricidade em Portugal a partir do biogás aumentou em cerca de 10 vezes desde 2006, o que denota o interesse na tecnologia. A capacidade instalada e a energia eléctrica produzida anualmente aumentaram bastante nos últimos anos. A produção de energia eléctrica a partir de biogás, em 2015, representa pouco mais de 1% da electricidade gerada em Portugal a partir de energias renováveis [19]

Os motores de combustão interna dominam as tecnologias utilizadas para a produção de electricidade a partir de biogás, tendo maior expressão nas turbinas a gás e nas micro-turbinas [20]. O desenvolvimento destas tecnologias contribuiu para o aumento da produção de energia eléctrica a partir do biogás em Portugal, na última década.

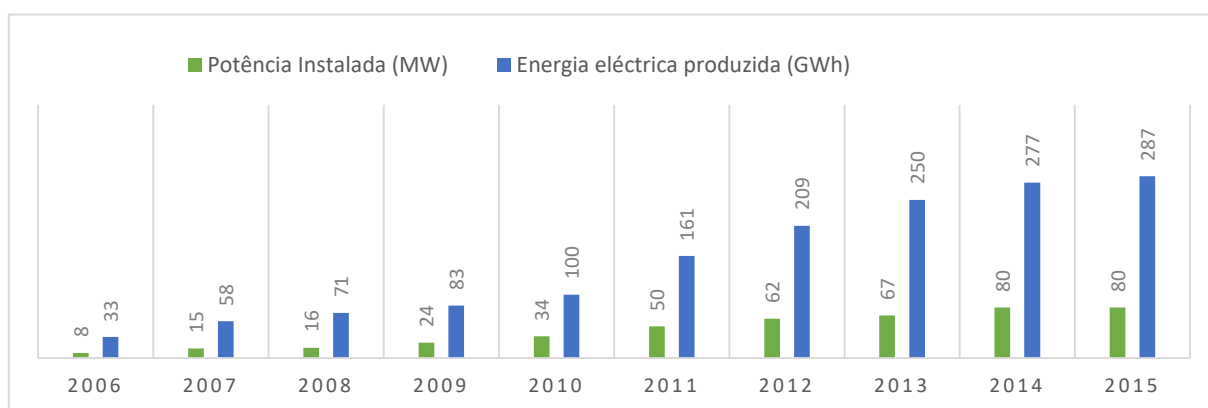


Figura 2-1- Evolução da capacidade instalada e energia eléctrica produzida a partir do biogás anualmente em Portugal, adaptado de [16]

Em Portugal, o biogás produzido provém maioritariamente de matéria orgânica depositada em aterros [2]. O verdadeiro potencial na produção de biogás, recorrendo a técnicas de conversão biológicas e termoquímicas, provém dos recursos provenientes dos sectores agropecuário, agroindustrial, ETAR's municipais e resíduos sólidos urbanos, os sectores da pasta de pasta e papel, cortiça e de resíduos florestais. Também se podem considerar como possíveis alternativas a produção de biomassa a partir de culturas dedicadas.

Pelos dados de potência instalada, presentes na Figura 2-1, pode-se considerar que a tecnologia de produção de biogás em Portugal se encontra relativamente desenvolvida.

A limpeza e purificação do biogás a BM, para injeção na rede de GN ou para uso como combustível veicular em Portugal ainda é vista com desconfiança devido à falta de regulamentação existente neste sector e aos custos acrescidos no tratamento do biogás. Foi estimado por [2] que o potencial de produção de BM a partir do biogás em Portugal é de cerca de 4,3 TWh/ano, de acordo com a quantidade de resíduos em Portugal. O consumo total de GN em Portugal é de cerca de 57 TWh/ano [21], e o mercado do BM irá crescer quando este for visto como uma alternativa ao GN, a nível ambiental e económico, pois tem o potencial de tornar o mercado energético nacional menos

dependente de combustíveis fósseis que são importados de outros países. Portugal está estritamente dependente do GN da Argélia (pipeline) e da Nigéria (liquefeito, Sines), pelo que não é desprezível o potencial do BM que o país apresenta para a autossuficiência nacional.

Em Portugal o GN circula em três redes distintas, a rede de Transporte, de Distribuição Primária e de Distribuição Secundária. As pressões de operação da rede são, respectivamente, superiores a 20 bar, entre 16 e 20 bar e inferiores a 4 bar. Mais informação pode ser encontrada online em [22]. Alguns processos de purificação originam BM a pressões maiores que 4 bar, retirando a necessidade de compressão para injeção nas redes de Distribuição Secundária, redes locais.

Destaca-se a existência de uma empresa portuguesa, a *Sysadvance*, que desenvolveu e instalou uma unidade de purificação de biogás proveniente de aterro, nos arredores de Paris desde o início do ano de 2015. A unidade, *Methagen*, recebe um gás com cerca de 58% de metano e purifica para metano a 94%, eliminando contaminantes como dióxido de carbono, azoto e oxigénio. O *core business* da *Sysadvance* é o fabrico e comercialização de sistemas de produção de azoto e oxigénio por PSA. [23]

### 3 Enquadramento Legal para produção e utilização de Biometano

Quando comparado com o GN, o BM está ligado a custos mais elevados numa expectativa de curto e médio prazo. Para assegurar uma matéria-prima sustentável e um balanço de massa transparente e apropriado para o BM que é transportado na rede de GN, é necessário existir um padrão uniforme e transfronteiriço para a composição e qualidade necessárias para o BM.

O mercado do BM ainda se encontra pouco desenvolvido, com diferentes países a adoptarem diferentes estratégias, programas de investimento, esquemas de suporte e conceitos de utilização. Torna-se necessário existir uma boa estrutura governamental para que o mercado se desenvolva, com bons incentivos para a utilização e produção de BM, como apresentado na secção 0.

A União Europeia lançou em 2009 a *Renewable Energy Directive (2009/28/EC)(RED)*, fixando em 20% a meta mínima de energia global a ser obtida por fontes renováveis em 2020 e um mínimo de 10% de energia renovável nos combustíveis para transportes em 2020. [24]

O cumprimento destas metas pelos Estados Membros deve ser implementado através dos PNAER's desenvolvidos internamente para cada estado membro da UE. O PNAER foi transposto pela Directiva 2009/28/CE, e pretende fixar os objectivos nacionais de cada estado membro relativos à quota de energia proveniente de fontes renováveis consumidas nos sectores dos transportes, da electricidade e aquecimento e arrefecimento em 2020. A meta portuguesa para a quota de produção de energia a partir de fontes renováveis é de 31% [25].

A directiva estabelece condições para ligações à rede de GN no artigo 16º: “*Se for caso disso, os Estados-Membros devem avaliar a necessidade de expandir a atual infraestrutura da rede de gás para facilitar a integração do gás proveniente de fontes de energia renováveis*”. No mesmo artigo, refere-se ainda que “*se for caso disso, os Estados-Membros devem exigir que os operadores de redes de transporte e os operadores de redes de distribuição no seu território publiquem normas técnicas (...)*”

nomeadamente no que se refere às normas de ligação à rede que incluam requisitos de qualidade, odor e pressão do gás”.

Na meta estabelecida para o sector dos transportes, estão incluídas as contribuições dos biocombustíveis líquidos e gasosos, hidrogénio e electricidade produzida a partir de fontes renováveis. Esta meta não diferencia o tipo de energia renovável utilizada para atingir a quota definida, mas em todos os Estados Membros os biocombustíveis são os mais importantes para o cumprimento desta meta. A RED especifica que se utilizados no sector dos transportes, os biocombustíveis produzidos a partir de resíduos, detritos, material celulósico não alimentar e lenhocelulósico contam a dobrar quando contabilizados para o cumprimento da meta obrigatório de 2020.

A RED assume ainda que, como valor conservador, existe uma redução padrão de 73% na emissão de gases de efeito de estufa se for utilizado BM produzido a partir de resíduos orgânicos municipais, quando comparado com combustíveis fósseis típicos. Isto torna o BM como um dos biocombustíveis veiculares mais sustentáveis a nível de redução das emissões de GEE, independentemente da tecnologia utilizada na sua produção.

O BM apresenta assim uma grande importância no cumprimento das metas estabelecidas pela RED e pelos PNAER's em vários países da UE e em Portugal também deverá representar uma grande importância, se for implementado em larga escala como substituto de GN na rede e, em particular, como combustível veicular.

### 3.1 Europa

A nível europeu não existe uma legislação comum para a utilização de BM, seja para injeção na rede GN ou na utilização como combustível veicular. Alguns países definiram especificações para a qualidade do BM como Suécia, Alemanha, França, entre outros. A maioria dos países inclui o BM nas especificações para a qualidade do gás e características técnicas para a injeção na rede de GN definidas para todos os gases de fontes não convencionais. Dentro das várias especificações existentes, existem diferenças em relação à composição e concentração de vários parâmetros como é possível observar na Tabela B-1, no Anexo B, onde são apresentadas as especificações actuais para o BM para cada país [2].

Com especificações tão diferentes entre si, torna-se importante encontrar uma solução concordante para todos os países envolvidos. Após várias tentativas falhadas de normalização do BM, um grupo de trabalho do Comité Europeu de Normalização (CEN) e Comissão Europeia alertaram a União Europeia (UE) sobre a falta de normalização do BM, resultando na emissão do mandato M/475.

#### 3.1.1 Mandato M/475

Este mandato para o CEN visa a normalização do BM para uso em transporte e para injeção na rede de GN [26]. A intenção deste mandato era a de que fosse criada uma normalização específica para cada tipo de utilização, ficando o comité técnico CEN/TC 234 “*Gas infrastructure*” responsável pela injeção de BM na rede de GN e o comité técnico CEN/TC 019 “*Gaseous and liquid fuels, lubricants and related products of petroleum, synthetic and biological origin*” responsável pela normalização do BM como combustível veicular.

Vários operadores de redes de GN opuseram-se a esta intenção, atrasando o começo dos trabalhos de normalização em cerca de um ano. Chegou-se ao compromisso de criar um comité técnico independente, o CEN/TC 408 "*Biomethane for use in transport and injection in natural gas pipelines*". Os comités TC 234 e TC 019 nomearam especialistas para colaborar com o comité TC 408.

Contudo, o âmbito da norma foi alargado de acordo com decisão do corpo técnico C109 em 2012, que redefine o âmbito da norma CEN/TC 408 para "*Standardization of specifications for natural gas and biomethane as vehicle fuel and of biomethane for injection in the natural gas grid, including any necessary related methods of analysis and testing.*" [27].

#### 3.1.1.1 *Especificação de biometano para injeção na rede de Gás Natural*

Este mandato indica que os requisitos para a injeção de GN na rede de GN são desenvolvidos pelo CEN/TC 234 em resposta ao mandato M/400 para a qualidade do GN. O comité TC 408 deve considerar o trabalho do comité TC 234 e deve referir os parâmetros definidos e especificados na norma EN 16726, entretanto aprovada em Outubro de 2015, que especifica a qualidade do gás na infraestrutura do GN [28]. A norma EN 16723-1, com o título "*Specifications for biomethane for injection in the natural gas network*", deve excluir a definição de quaisquer parâmetros ou substâncias abordados na norma EN 16726. Contudo, pode estabelecer limites para parâmetros e substâncias mais rígidos, específicos para o BM, se se considerar tecnicamente necessário [27].

A prEN 16723-1 ainda não foi aprovada, mas foi possível obter a proposta submetida em Dezembro de 2015. A qual afirma que o BM deverá cumprir as especificações da norma EN 16726 para parâmetros comuns ao GN e para parâmetros específicos do BM deverá cumprir as especificações da Tabela B-2, no Anexo B. A tabela estabelece os requisitos comuns e os métodos de teste para a entrada de BM nas redes de GN [27].

A determinação dos critérios de saúde para o BM é complexa e depende do tipo de matéria-prima e processo utilizados. Assim, é recomendado pela prEN 16723-1 que os contaminantes especificados e os seus limites de aplicação, devem ser determinados a nível nacional, utilizando a metodologia apropriada e exemplificada pelo CEN/TR em "*Proposed limit values for contaminants in biomethane based on health assessment criteria*".

Para a injeção de BM na rede de GN, destacam-se os parâmetros de total de silício e impurezas como óleo de compressor, poeiras e material biogénico que estão brevemente explicados no Anexo A.

#### 3.1.1.2 *Especificação de biometano e Gás Natural para uso como combustível veicular*

Regra geral, o GN não é sujeito a processos de tratamento ou refinação, excepto filtração, dessulfurização e secagem no poço, quando necessário. É um combustível pronto para ser utilizado quase como sai do poço. Cada campo de GN fornece gás com uma especificação própria, variável de ponto a ponto na rede e com o tempo.

As especificações actuais para o GN asseguram que o gás presente em toda a rede é compatível e intermutável entre si, em termos de PCI, Índice de Wobbe e densidade mássica. Nestas especificações é aceitável, por exemplo, um ponto de orvalho da água de -5°C a 70 bar e uma

concentração de enxofre de 30 mg/Nm<sup>3</sup>. Contudo, os motores para utilização veicular necessitam de parâmetros mais rigorosos, como os da gasolina, diesel e LPG. Assim surgiu a necessidade da criação da uma nova norma para a utilização de GN e BM como combustível veicular, com o título de “*Automotive Fuel Specifications*”. Esta norma especifica os critérios e métodos de teste para o GN, BM e para as misturas de ambos para uso como combustível veicular qualquer que seja o seu estado de armazenamento (comprimido ou liquefeito) [29].

Acrescenta ainda que o combustível deve ser livre de qualquer constituinte/impureza que não sejam mencionados nesta norma e que seja inaceitável para uso como combustível veicular. A prEN 16723-2 não foi aprovada após a última votação em Fevereiro de 2015, sendo o motivo do desacordo o teor em siloxanos. Foi encomendado um estudo pelo CEN para avaliar o impacto dos siloxanos nos motores, estudo este que deve ser publicado antes do fim de 2016, conforme as informações cedidas pelo *Bureau de Normalisation du Gaz*. As especificações propostas pela prEN 16723-2 estão disponíveis na Tabela B-3 e na Tabela B-4, no Anexo B.

Para a utilização do BM como combustível veicular, tomam-se como relevantes os parâmetros que estão brevemente explicados no Anexo A.

### 3.2 Portugal

Em Portugal, ainda não foi aprovada legislação específica para os requisitos necessários à injeção de BM na rede de GN nem para o seu uso no sector dos transportes. Contudo, a legislação portuguesa contempla a possibilidade de injeção de BM na rede de GN.

O artigo 2º do Decreto-Lei nº231/2012 de 26 de Outubro, disponível no Anexo C, refere que as “*As disposições do presente decreto-lei relativas ao acesso às redes de transporte e de distribuição e demais infraestruturas do SNGN, bem como à comercialização, são aplicáveis ao biogás e ao gás proveniente da biomassa, ou a outros tipos de gás, na medida em que esses gases possam ser, do ponto de vista técnico, de qualidade e da segurança, injetados e transportados nas redes de gás natural.*”

O Decreto-Lei refere ainda que “*A definição dos requisitos técnicos, de qualidade e de segurança do biogás, do gás proveniente da biomassa e de outros tipos de gás bem como os procedimentos aplicáveis ao licenciamento das instalações de tratamento destes gases em estado bruto e à sua injeção nas infraestruturas do SNGN são aprovados por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da energia e do ambiente, ouvida a ERSE e o operador da RNTGN.*” Por último, menciona que “*O regime de aquisição do biogás, do gás proveniente da biomassa e dos outros tipos de gás é definido por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE, a Agência Portuguesa do Ambiente e o operador da RNTGN, no âmbito das suas atribuições.*”

As portarias mencionadas neste Decreto-Lei ainda não foram criadas, pelo que não existe legislação específica para os requisitos técnicos de qualidade, segurança, produção e regimes de aquisição de biogás e BM nem para a sua injeção no Sistema Nacional Gás Natural (SNGN). Este é um dos principais entraves para o desenvolvimento do sector.

Para injeção de GN nas infraestruturas do SNGN é necessário que este cumpra os requisitos referidos no artigo 18º do Regulamento nº 139-A/2013, de 16 de abril, disponível no Anexo D.

O mesmo regulamento refere que deve ser assegurado que as características do gás garantam a inter-operacionalidade de todas as infraestruturas ligadas entre si e ainda que deverão ser monitorizadas algumas características como a concentração de oxigénio, sulfureto de carbonilo, impurezas, metano e o ponto de orvalho de hidrocarbonetos para pressões até à máxima pressão de serviço.

A exigência de uma norma europeia que especifique a qualidade do GN deriva do Mandato M/400 emitido ao CEN pela Comissão Europeia. A norma europeia EN 16726, publicada em Dezembro 2015, com o título "*Gas infrastructure - Quality of gas - Group H*", resulta do Mandato M/400. Segundo informações disponibilizadas pelo ITG, a adopção da norma como norma nacional é de carácter voluntário.

Como combustível veicular não existem normas portuguesas específicas para o GN ou para o BM. No entanto, os combustíveis comercializados nos postos de abastecimento têm que cumprir as especificações técnicas regulamentadas pelo Decreto-Lei nº 142/2010 de 31 de Dezembro. Especificamente para o GN e para o BM, interessa a parte do documento que refere a introdução de um mecanismo de monitorização das emissões de GEE nos equipamentos utilizados no abastecimento.

A falta de legislação específica para o BM apresenta-se como uma grande entrave na perspectiva de um possível produtor de BM, atrasando assim o desenvolvimento do BM a nível nacional. A ausência de legislação contribui para o atraso na evolução do mercado deste gás, e para a possível contribuição para as metas da RED para 2020 no que respeita às energias renováveis.

## 4 O caso de estudo - Tratolixo

A TRATOLIXO, possui uma Central de Digestão Anaeróbia (CDA), no Ecoparque da Abrunheira, situado no concelho de Mafra. A capacidade máxima de resíduos a serem digeridos na CDA é de 75000 t/ano [30]. A CDA possui três digestores com tecnologia *Valorga*. O reator funciona em regime mesófilo (40°C), por via seca e com tempo de retenção hidráulico médio de 37 dias.

O processo utilizado no tratamento dos RSU na Central de Digestão Anaeróbia da Tratolixo, composto por várias fases, é descrito no Anexo E.

A CDA arrancou em 2012, sendo que o 3º digestor apenas arrancou em Fevereiro de 2014, e apresenta uma evolução faseada de resultados desde a sua implementação, Figura 4-1 [32].

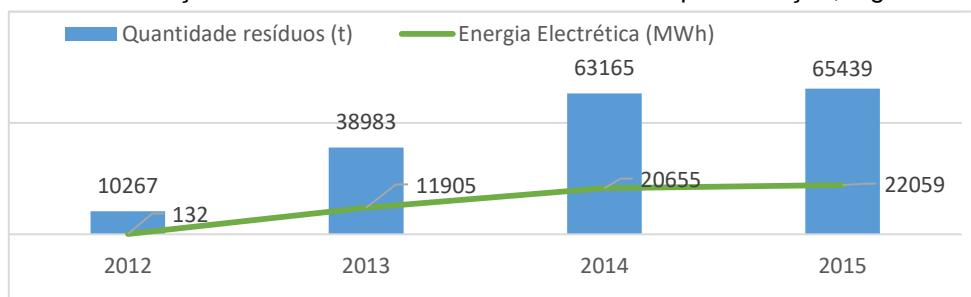


Figura 4-1 Evolução da produção de energia eléctrica na CDA da Tratolixo. adaptado de [32]



As vantagens e desvantagens de adquirir uma frota de VGN estão dispostas na secção 1. A Tratolixo possui uma frota constituída por 10 camiões afectos ao transporte dos resíduos (cerca de 120000 km/ano cada um), 2 camiões para circulação dentro da fábrica e ainda 2 ligeiros (cerca de 20000 km/ano cada um). O consumo médio de cada camião afecto ao transporte de resíduos é de cerca de 45 L de diesel por cada 100 km.

Actualmente o biogás é sujeito a lavagem em torre de dessulfurização biológica. Dependendo das condições, esta torre consegue remover entre 70 a 95% do sulfureto de hidrogénio do biogás.

De seguida o biogás é queimado nos motogeradores para produzir electricidade, com eficiência de transformação energética do biogás para electricidade a rondar os 35,3%. Em 2015, a Tratolixo produziu cerca de 62490 MWh<sub>th</sub> de biogás, equivalente a 10,4 M Nm<sup>3</sup>.

#### 4.1 Possíveis cenários para o biometano produzido na Tratolixo

Outra alternativa à valorização do biogás produzido na CDA pode ser a purificação, no todo ou em parte, do biogás a biometano.

As instalações da Tratolixo na Abrunheira não possuem acesso à rede de GN. Segundo o artigo 16º da RED, parcialmente citado na secção 3, o governo Português deve avaliar a expansão da actual infraestrutura da rede de GN para que o gás proveniente de fontes renováveis possa ser integrado. Nota-se também que não existe nenhum posto de GNC nas imediações da instalação.

Existem vários possíveis cenários da utilização do BM a ser eventualmente produzido na Tratolixo:

- Injectar BM na Rede Secundária de Distribuição, com pressões até 4 bar (distância mínima e máxima à instalação 1,01 e 2,35 km; rede com diâmetro nominal (DN) de 200 mm [32])
- Parceria com Câmara Municipal de Mafra e com comercializador de combustível para implementar posto de abastecimento:
  - com injeção directa do BM no posto
  - com GNC com indicação de percentagem renovável
- Comprimir o BM na fábrica para alimentar frota de camiões interna, com possível abastecimento a privados (existem compressores para as várias necessidades de abastecimento)

Este estudo pretende realizar uma análise técnico-económica da purificação do biogás a biometano na Tratolixo.

#### 4.2 Escolha do processo a utilizar

A selecção prévia de tecnologia de purificação, foi realizada com base na ferramenta *Biomethane-Calculator*, desenvolvida ao abrigo do programa *Intelligent Energy Europe* (2013) em parceria com a Universidade Técnica de Viena. Esta ferramenta foi desenhada para ser utilizada em estudos de pré-viabilidade técnica e económica de novas instalações de produção de BM, estando disponível para *download* em [33]. Nesta análise foi utilizada a versão V2.1.1, publicada em 16/10/2013. A ferramenta utiliza preços de 2013 e não possibilita a sua actualização.

Os resultados da comparação estão disponíveis no Anexo F. Como seria de esperar, os dois tipos de tecnologias mais utilizados, *Water Scrubbing* e *PSA*, são os que apresentam melhores resultados para o custo da purificação do biogás a BM nas condições simuladas.

Escolheu-se o processo de *Water Scrubbing* como processo para purificar o biogás a BM. A escolha teve em consideração que o processo de *PSA* requer um pré-tratamento do biogás a purificar, devido à quantidade de sulfureto de hidrogénio no biogás obtido pela TratoLixo. Usualmente, o processo requer concentrações de sulfureto de hidrogénio menores que 2 ppmv (cerca de 3,04 mg/Nm<sup>3</sup>), e o biogás da TratoLixo depois do passo de limpeza na torre de dessulfurização apresenta uma concentração média de 500 mg/Nm<sup>3</sup> [34]. Trata-se também de um processo relativamente complexo ao nível de engenharia e controlo, devido ao elevado número de possíveis configurações e passos operacionais.

O processo de *Water Scrubbing*, é um processo relativamente simples. Consegue lidar com concentrações relativamente altas de sulfureto de hidrogénio, sem precisar de pré-tratamento adicional, como é o caso do biogás obtido pela TratoLixo. Além disso, é o processo mais utilizado a nível industrial para produção de BM, com um único fabricante a ter instaladas perto de 100 unidades com esta tecnologia [35].

## 5 Simulação da unidade Purificação do Biogás por “Water Scrubbing”

O processo de *Water Scrubbing* foi dimensionado e simulado detalhadamente no simulador de processos *Aspen Plus*®, licenciado ao IST/UL. Para dimensionar os permutadores de calor, foi utilizado o programa *Aspen Exchanger Design and Rating*®. A simulação detalhada do processo pretende assegurar a viabilidade técnica do processo considerado.

Para analisar a viabilidade económica do processo é realizada uma análise económica. O rigor de uma avaliação económica aumenta com o avanço do projecto técnico. A análise económica realizada pretende estimar os custos de Investimento Total e os Custos de Produção. Para obter estimativas de preços de equipamentos, foi utilizado o programa *Aspen Process Economic Analyzer*®, *Aspen Plus*® e preços consultados a fornecedores.

A partir das estimativas de custos, é possível determinar o Ponto Crítico do processo, fazer uma Análise de Rentabilidade ao processo e uma Análise de Sensibilidade aos parâmetros considerados críticos.

Para assegurar a fiabilidade da simulação do processo, é necessário validar os modelos termodinâmicos utilizados nos cálculos do simulador. Um dos factores mais importantes de qualquer simulador de processos é a sua habilidade para calcular com confiança as propriedades físicas e termodinâmicas dos materiais em estudo, como o peso molecular, entalpia, viscosidade, densidade, entre outros. A exactidão no cálculo destas propriedades depende do modelo termodinâmico utilizado, que irá fornecer os dados básicos para as operações unitárias. Assim, uma seleção correcta e cuidada do modelo termodinâmico a utilizar nos cálculos para as condições operacionais em estudo é fundamental para obter resultados com um elevado grau de precisão.



O método de selecção e validação do modelo termodinâmico utilizado é descrito no Anexo G. Por se considerar mais apropriado ao caso em estudo, foi utilizado como modelo termodinâmico o UNIQRK.

## 5.1 Definição Pressupostos

Para simulação e optimização do processo de purificação do biogás, considerou-se a composição média do biogás da Tratolixo (Tabela 5-1) e um caudal de 600 Nm<sup>3</sup>/h. Considera-se ainda que o BM deve atingir um grau de pureza de 97% de metano. Para o preço das utilidades, utilizou-se os preços gentilmente cedidos pela Tratolixo. Foram utilizados os factores de conversão disponíveis no Anexo H.

### Especificação Biogás

A composição média do biogás limpo, disponibilizada pela Tratolixo pode apresentar algumas variações, e na secção 5.5.1 testou-se a sensibilidade a um teor de 5% na composição do metano. O biogás tem um PCI de 17,907 MJ/kg, calculado pelo simulador Aspen Plus®.

Para efeitos de projecto considera-se um total de 600 Nm<sup>3</sup>/h de biogás a serem tratados pelo processo. Segundo a Tratolixo, a produção de biogás pode ser aumentada em cerca de 600 Nm<sup>3</sup>/h sem prejuízo para a sua qualidade.

*Tabela 5-1 - Composição do biogás a ser introduzida no programa de simulação Aspen Plus®, considerando o processamento de 600 Nm<sup>3</sup>/h*

Componente	Composição molar (%)	Caudal molar (kmoles/h)
CH <sub>4</sub>	60,28	16,142
O <sub>2</sub>	0,20	0,054
N <sub>2</sub>	0,60	0,161
H <sub>2</sub> S	0,03 (500mg/Nm <sup>3</sup> )	0,009
CO <sub>2</sub>	38,89	10,413
Total	100,00	26,779

### Preço venda biometano

O preço de venda do BM será um dos factores a considerar na optimização do processo. Vai-se tentar obter o melhor *trade-off* entre quantidade de metano vendida e os custos de operação, como explicado na secção 5.3.

Dado a falta de produção e comercialização de BM em Portugal a estimativa do preço de venda para este produto foi obtida com base no seu poder calorífico relativamente ao GN.

Portugal está estritamente dependente das importações de GN proveniente da Argélia (pipeline) e da Nigéria (liquefeito, em Sines). Pelo que foram utilizados preços de compra de GN, passíveis de ser consultados no Anexo H. Foi considerado o preço médio dos últimos três anos para clientes industriais, igual a 0,0633 euros/kWh<sub>th</sub>. Para BM com 97% metano, o PCI calculado pelo simulador Aspen Plus® é de 47,091 MJ/kg de BM.

Em termos caloríficos, estima-se que o preço de venda do BM irá ser igual a 90% do preço de compra do GN. Esta estimativa resulta num preço de venda de 0,057 euros/kWh<sub>th</sub>. Em valor mássico, este preço representa 745,21 euros/ t de BM.

Na análise económica do processo, o preço de venda do BM é discutido e é feita uma análise da sensibilidade da rentabilidade do processo à variação deste preço.

### Preço utilidades

Utilizam-se preços de utilidades fornecidos pela TratoLixo: custo da electricidade é igual a 0,11 euros/kWh<sub>th</sub> e o custo da água de processo é de 2,0845 euros/m<sup>3</sup>.

Nos aeroarrefecedores considerou-se apenas o custo eléctrico gasto pelas ventoinhas para forçar a entrada de ar capturado na atmosfera.

Para a água de arrefecimento, vai-se considerar a electricidade gasta no arrefecimento da água por uma unidade de refrigeração com compressão mecânica com uma eficiência padrão de 55% [36].

## 5.2 Descrição do processo

O esquema do processo de *Water Scrubbing* seleccionado está disponível na Figura 5-1. Na concepção da unidade de purificação considera-se que a água utilizada na absorção é reutilizada e regenerada numa coluna de *stripping* com ar atmosférico, sendo o processo mais utilizado pela indústria [37]. Este esquema permite a utilização de menores caudais de água fresca devido à sua regeneração na coluna de *stripping*.

De uma maneira simplificada, o biogás é comprimido e arrefecido até 10 bar e 20 °C, em duas etapas sequenciais, até chegar à coluna de absorção, onde passa em contra corrente com a água de processo. Obtendo-se uma corrente gasosa, rica em metano (BM), e uma corrente líquida saturada em dióxido de carbono. A corrente líquida é sujeita a separação gás-líquido em destilação *flash* com recuperação do metano remanescente e a fase aquosa segue para coluna de *stripping* para remoção do dióxido de carbono com ar atmosférico. Neste processo existe uma entrada de água fresca para compensar a água perdida nas duas correntes gasosas e a purga de água de processo, para evitar que se acumulem impurezas no ciclo de água. O processo encontra-se descrito na Tabela 5-2.

A água alimentada aos permutadores de calor é arrefecida de 15°C a 5°C e pressurizada até 1,6 bar antes de voltar a ser utilizada. A corrente “REF-WA1” é composta pelo somatório das correntes “W1-2”, “W2-2” e “W3-2”.

Tabela 5-2 - Resumo das três secções do processo utilizado, Figura 5-1.

1ª Secção	<p>A corrente de processo de entrada é a denominada por "BIOGAS". Esta corrente é comprimida até 5 bar no compressor "COMP01". A corrente tem que ser novamente arrefecida até 20 °C. Para tal, é usado um aeroarrefecedor, "COOL-AR1", para arrefecer até 40°C. Para arrefecer até aos 20°C, utiliza-se um permutador de caixa e tubos, "COOL01", com água refrigerada. As correntes W1-1 e W1-2 dizem respeito à água de refrigeração. De seguida, a corrente de biogás fresco é misturada com o gás recapturado na coluna de flash.</p>
2ª Secção	<p>A corrente de biogás a 5 bar e 20°C junta-se ao gás reciclado proveniente da coluna flash, "GAS-REC", no misturador "MIXER01". A corrente resultante é pressurizada até 10 bar e arrefecida até 20°C para que a coluna de absorção opere nestas condições. Para este arrefecimento, utiliza-se um aeroarrefecedor e um permutador de caixa e tubos, "COOL-AR2" e "COOL02", respectivamente. As correntes W2-1 e W2-2 dizem respeito à água de refrigeração utilizada no "COOL-02".</p> <p>A coluna de absorção "ABSORBER" opera a 20°C e 10 bar, pelo que as correntes de entrada, "A-LIQ-IN" e "A-GAS-IN", se encontram nas mesmas condições. A corrente gasosa entra por baixo e passa em contra corrente com a corrente descendente de água de processo. O produto requerido é a corrente "BIOMETHA", que possui uma composição molar de 97% em metano. Caso seja obtido BM fora da especificação pretendida, existe a hipótese de recircular o gás que sai no topo da coluna.</p> <p>A corrente "MAKE-UP" é a corrente de água fresca que vai ser pressurizada até 10 bar para ser misturada com a água de processo, "LIQ-REC", também a 10 bar. A corrente líquida proveniente da coluna de absorção, "A-LIQ-OT", é água rica em dióxido de carbono e contém algum metano, pelo que é sujeita a uma destilação flash, na coluna "FLASH". O produto gasoso desta destilação vai ser recirculado à coluna depois de ser misturado com o biogás fresco. A corrente líquida "LIQ-FLAS" irá ser regenerada na seguinte secção do processo.</p>
3ª Secção	<p>Para regenerar a água de absorção, a corrente "LIQ-FLAS" passa numa coluna de <i>stripping</i> a 20°C e a 1 bar, com ar atmosférico em contra corrente. Os compostos que foram absorvidos na coluna de absorção vão ser agora absorvidos pela corrente de ar, que irá para tratamento antes de ser libertado na atmosfera. A corrente "LIQ-STR" é composta maioritariamente por água contendo ainda algumas impurezas não quantificadas nesta simulação pelo que se considera uma purga "SPLIT", para que estes compostos não acumulem no ciclo de água de processo. A fracção não purgada é pressurizada a 10 bar por meio de uma bomba "PUMP01" e recirculada à coluna de absorção. O ventilador "BLOWER01" força a entrada de ar na coluna de <i>stripping</i>, que irá ser arrefecido até 20°C pelo permutador de caixa e tubos "COOL03", com utilização das correntes de água de refrigeração "W3-1" e "W3-2".</p>

### 5.3 Escolha nº andares teóricos óptimos nas colunas

A escolha do número de andares teóricos da coluna de absorção e da coluna de *stripping* foi feita com o objectivo de diminuir os custos de investimento e de aumentar o lucro bruto do processo.

Utilizou-se a ferramenta "Optimization" do simulador Aspen Plus® para maximizar a função objectivo definida, dada pelas receitas obtidas com a venda de BM subtraídas dos custos operatórios. Os custos operatórios considerados nesta optimização são os custos de electricidade gastos nos compressores, bombas, ventilador, ventoinhas dos aeroarrefecedores, custos eléctricos gastos na água arrefecimento e os custos da água fresca a entrar no processo.

Como variáveis a otimizar definiu-se o caudal de água fresca a entrar no processo, o caudal de ar a entrar para a coluna de *stripping* e a pressão de funcionamento da coluna Flash. Como restrição definiu-se unicamente a especificação do BM, com uma composição molar de 97% em metano.

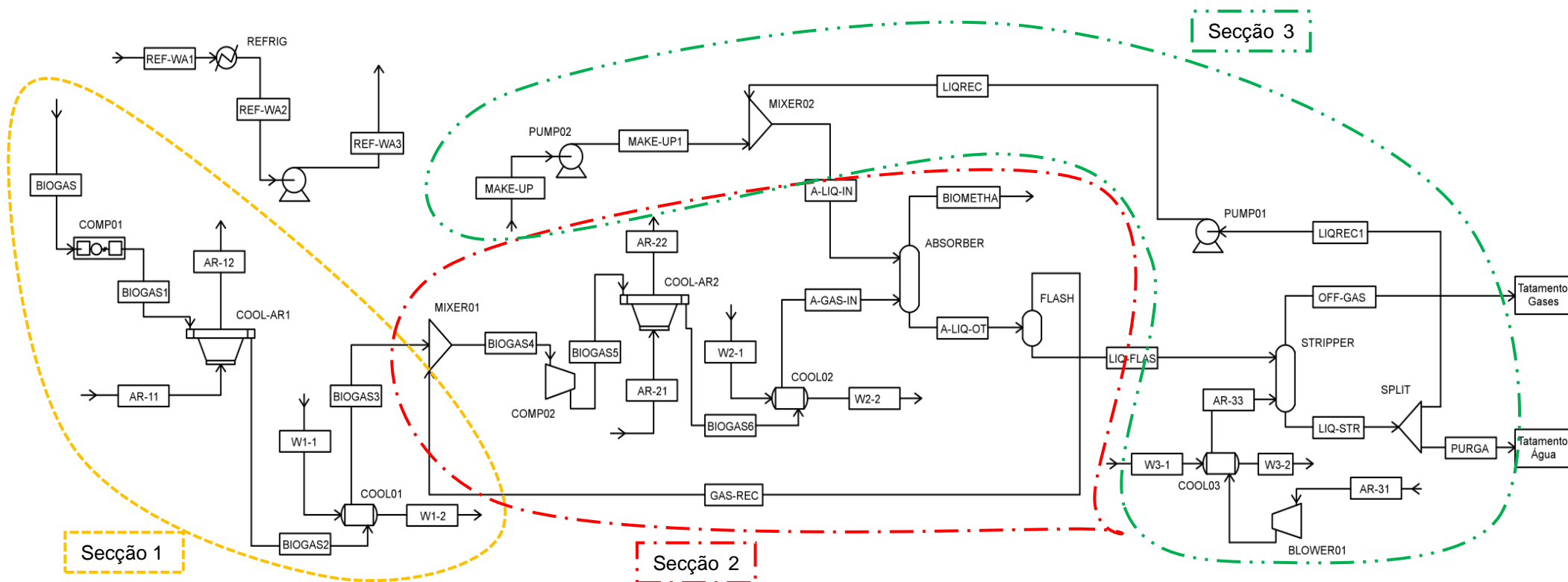
A Tabela 5-3 resume a optimização feita com a ferramenta "Optimization".

Tabela 5-3 - Metodologia da optimização seguida usando a ferramenta "Optimization" do Aspen Plus®

Optimizar	Maximizar Lucro Bruto = Venda BM - Custos Operatórios
Variar	Caudal "MAKE-UP", Caudal "AR-31", Pressão "FLASH"
Fixo	Composição molar "BIOMETHA" de 97%

Quanto maior for o caudal de água fresca, maiores são os custos operatórios associados à bombagem e à compra desta utilidade, mas mais dióxido de carbono é absorvido na coluna de absorção. Quanto maior o caudal de ar a entrar na coluna de *stripping*, maior a coluna (diâmetro), mas maior a quantidade de CO<sub>2</sub> que é removido da água de processo, possibilitando uma melhor absorção de CO<sub>2</sub> na coluna de absorção. Quanto menor a pressão no Flash, mais gás é recirculado à coluna de absorção, maiores os custos de compressão e consumos de água, mas menos metano segue na água de processo para a coluna de *stripping*.

Esta optimização foi realizada para várias combinações de andares teóricos nas colunas de absorção e *stripping*. O objectivo deste estudo é obter o número de andares teóricos mínimo para obter um lucro bruto mais elevado, à custa da produção de maior quantidade de metano e da diminuição dos custos operatórios.



AR – Ar de processo; BIOGAS – Biogás; BIOMETHA – Biometano; OFF-GAS – Efluente gasoso; REF-WA – Água de refrigeração; W – água de refrigeração;  
 ABSORBER – Coluna de absorção; BLOWER – Ventilador; COMP – Compressor; COOL-AR – Aeroarrefecedor; COOL – Permutador Calor; MIXER – Misturador; PUMP – Bomba; REFRIG –  
 unidade de refrigeração; STRIPPER – Coluna de Stripping; SPLIT - Purga

Figura 5-1 – Layout do processo de Water Scrubbing, adaptado de [64]

### 5.3.1 Escolha nº andares coluna de absorção

Para a escolha do número de andares teóricos da coluna de absorção analisou-se a variação do lucro bruto para diferentes combinações de andares teóricos nas duas colunas entre 4 e 16. Com o aumento do número de andares na coluna de absorção, o lucro bruto irá aumentar como consequência da diminuição dos custos operatórios.

Uma coluna de absorção com maior número teórico de andares possui uma maior eficiência na absorção dos componentes indesejados do biogás, gastando assim menos água na sua purificação. Ao reduzir o consumo de água fresca reduz-se consequentemente os custos de bombagem e de *stripping* da água no ciclo e os custos de compressão do gás recirculado. Contudo, um maior número de andares teóricos resulta numa coluna de absorção com maior altura, o que aumenta o seu preço de compra.

Os resultados obtidos (Anexo I) sugerem que para um número fixo de andares na coluna de absorção, a variação do número de andares na coluna de *stripping* possui uma influência limitada no lucro bruto e nos custos operatórios do processo, Figura 5-2 e Figura 5-3. Contudo, para um número fixo de andares na coluna de *stripping*, a variação do número de andares na coluna de absorção apresenta uma grande influência no lucro bruto e custos operatórios do processo. O número de andares teóricos da coluna de absorção apresenta-se como determinante na optimização técnica e económica do processo.

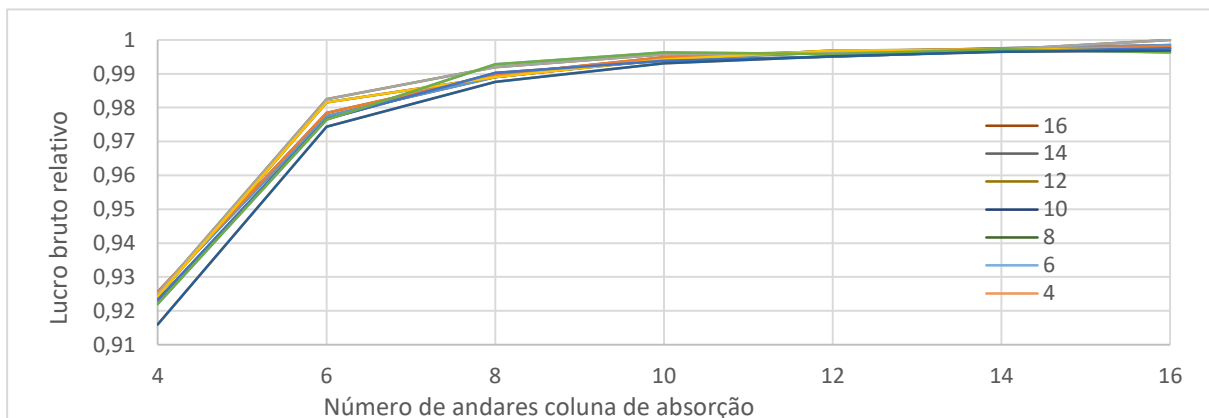


Figura 5-2 - Variação do lucro bruto relativo com o número de andares na coluna de absorção, para vários andares na coluna de *stripping*

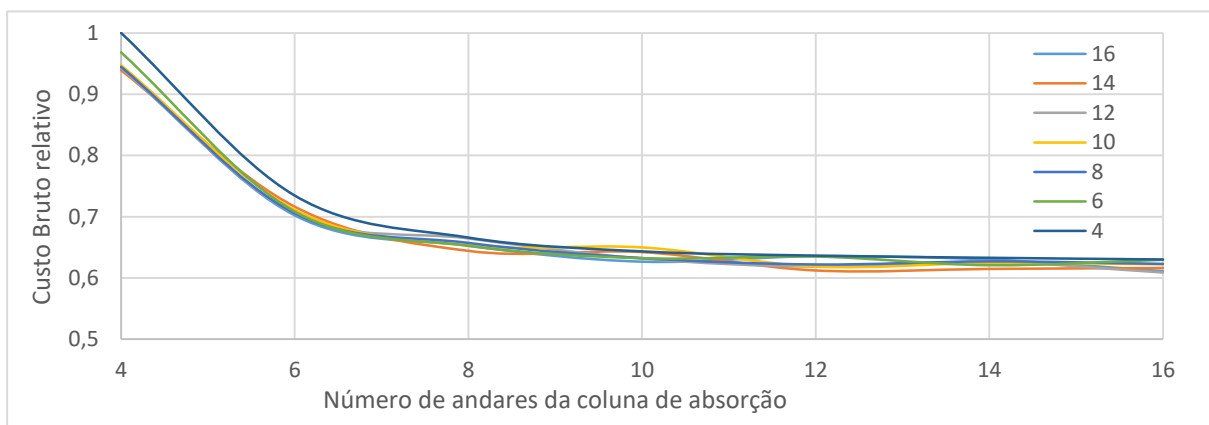


Figura 5-3 - Variação do custo bruto relativo com o número de andares na coluna de absorção, para vários andares na coluna de *stripping*

Do ponto de vista económico, interessa escolher uma coluna com o menor número de andares teóricos que permita obter um lucro bruto elevado. O aumento do lucro bruto com o número de andares teóricos na coluna de absorção começa a estabilizar a partir de 10 andares teóricos. O mesmo acontece com a diminuição dos custos operatórios. Para 10 andares na coluna de absorção, o lucro bruto relativo é maior que 99,5% do lucro bruto máximo obtido para mais andares.

Determina-se então, do ponto de vista económico do processo, que o número óptimo de andares teóricos para a coluna de absorção é 10. Uma coluna com 10 andares teóricos irá permitir um lucro bruto otimizado muito semelhante a colunas com mais andares teóricos mas a um preço de investimento mais reduzido.

### 5.3.2 Escolha nº andares teóricos na coluna de *stripping*

A secção anterior determinou como ideal para a economia do processo uma coluna de absorção com 10 andares teóricos. O estudo para determinar o número de andares teóricos para a coluna de *stripping* é semelhante à abordagem utilizada para a escolha do número de andares teóricos da coluna de absorção.

Mais uma vez, foi realizada a otimização mencionada anteriormente mas com um número fixo de andares teóricos na coluna de absorção. O número de andares teóricos da coluna de *stripping* foi variado entre 2 e 14, Figura 5-4 e Figura 5-5.

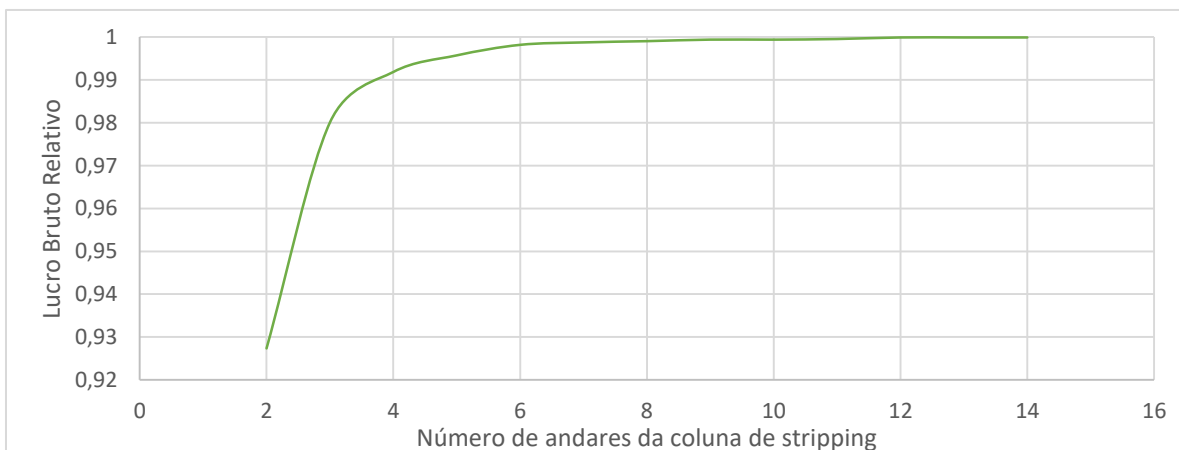


Figura 5-4 - Resultados para a variação do lucro bruto relativo com o número de andares na coluna de *stripping*, para 10 andares na coluna de absorção

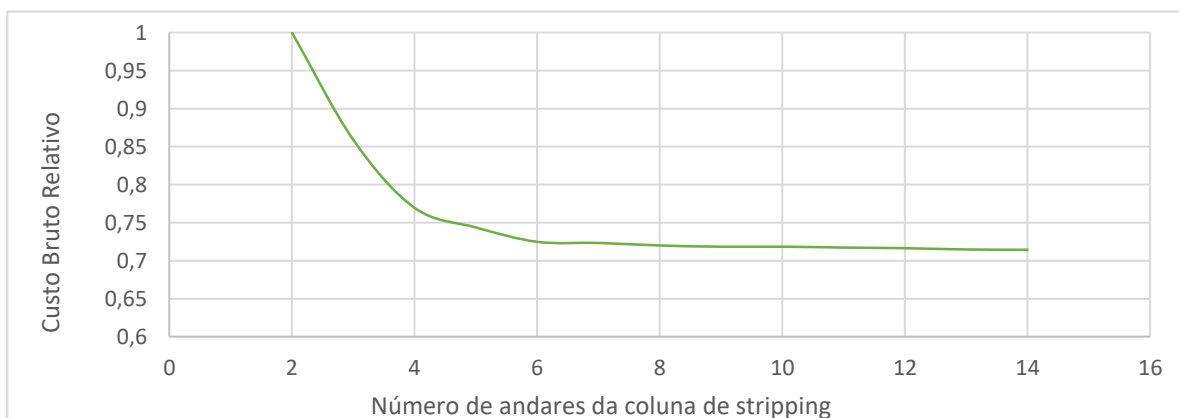


Figura 5-5 - Resultados para a variação do custo bruto relativo com o número de andares na coluna de *stripping*, para 10 andares na coluna de absorção

A variação do lucro bruto otimizado com o número de andares teóricos da coluna de *stripping* é mais acentuada para um baixo número de andares. Entre 2 e 6 andares, o CO<sub>2</sub> não é removido eficientemente na coluna de *stripping*, pelo que este permanece dissolvido na água em recirculação e irá diminuir a eficiência do processo na coluna de absorção.

Determinou-se então que a coluna de *stripping* irá operar com 6 andares teóricos.

A combinação de 10 andares teóricos na coluna de absorção e de 6 andares teóricos na coluna de *stripping* foi tomada como sendo óptima do ponto de vista económico do processo, considerando a purificação de 600 Nm<sup>3</sup>/h do biogás com a composição média da Tratolixo e para um especificação de BM de 97% de metano.

## 5.4 Dimensionamento dos equipamentos

Os equipamentos principais foram dimensionados com o objectivo de se obter uma melhor estimativa de preços de investimento e de operação, bem como para validar tecnicamente o processo delineado.

Não se faz um dimensionamento aos equipamentos de mistura “Mixer01” e “Mixer02” e de separação de correntes “Splitter01”. Estes equipamentos são geralmente considerados como parte das tubagens da instalação, na forma de válvulas e de secções de tubagem com maior turbulência, no caso dos misturadores de gases.

### 5.4.1 Bombas

Devido ao extenso catálogo existente de bombas industriais, o dimensionamento das bombas apenas irá servir como base para a estimativa do custo de aquisição e operatório. Assim, e como as pressões envolvidas no processo não são consideradas elevadas utilizaram-se os critérios de dimensionamento padrão do Aspen Plus para dimensionar as bombas.

Foi escolhido o tipo de bombas, com base na sua capacidade e pressão de descarga. A PUMP01, PUMP02 e PUMP03 foram escolhidas como bombas centrífugas, devido à sua simples manutenção, operação relativamente silenciosa e ao seu baixo custo, tornando-se por estas razões o tipo de bomba mais utilizado na indústria dos processos químicos.

No Anexo J estão informações mais detalhadas sobre a escolha do tipo de bombas e as suas condições operatórias.

### 5.4.2 Compressores

Tal como as bombas, o dimensionamento dos compressores e do ventilador não afecta a performance do processo. Por isso, estes irão ser dimensionados de uma maneira simples com o objectivo de estimar os custos operatórios e de compra do equipamento. Geralmente os compressores são peças de equipamentos dispendiosas a nível de custo de aquisição e operatório. O preço de compra para os compressores foi estimado por fornecedores.

No Anexo K estão informações mais detalhadas sobre a escolha do tipo de compressores e ventilador, e as suas condições operatórias.



### 5.4.3 Colunas

As colunas de Absorção e *Stripping* são em geral colunas com enchimento aleatório, devido à baixa perda de carga e elevada área de contacto gás líquido, que maximiza a transferência de massa [38]. O dimensionamento destas colunas afecta a performance do processo, pelo que irão ser dimensionadas de modo mais detalhado.

Na secção 5.3 foi fixado o número de andares teóricos que resultam em custos operacionais mais reduzidos, 10 andares para a coluna de absorção e 6 andares para a coluna de *stripping*.

As colunas foram dimensionadas com a ferramenta “*Packing Rating*” do *software Aspen Plus®*. Esta ferramenta permite calcular de modo detalhado a performance das colunas. Os materiais de enchimento para a análise incluíram os enchimentos de cerâmica e os de Aço Inoxidável, devido à presença de substâncias potencialmente corrosivas em ambas as colunas.

O projecto de dimensionamento das colunas foi feito com base nos resultados dos andares teóricos. Para se calcular o diâmetro, foi fixada uma velocidade do gás de 70% da velocidade de inundação na coluna de absorção e na coluna de *stripping* [38] [39]. Para se obter uma performance igual à dos andares teóricos, variou-se a altura do enchimento. Este processo foi repetido para vários tipos e tamanhos de enchimento.

Esta etapa permitiu escolher o tipo de enchimento que irá permitir a construção de uma coluna com dimensões mais razoáveis, diminuindo o custo de compra sem afectar a performance da coluna. Os resultados deste estudo podem ser consultados no Anexo L.

Os resultados do estudo indicam que, do ponto de vista económico, será benéfico que a coluna de absorção possua um enchimento do tipo selas *Intalox®* de cerâmica com 1 polegada de diâmetro. Pelas mesmas razões, para a coluna de *stripping* foi escolhido um enchimento do tipo selas de *Berl* de cerâmica com 1 polegada de diâmetro.

Para dimensionar as colunas de absorção e *stripping* foi utilizado o método mencionado no Anexo L.1. Para dimensionar a coluna de Flash, foi utilizado o método descrito no Anexo L.2.

Os resultados do dimensionamento efectuado para as colunas de absorção, *stripping* e Flash estão disponíveis na Tabela 5-4.

*Tabela 5-4 - Resultados obtidos para o dimensionamento das colunas de absorção e de stripping*

Coluna	Absorção	<i>Stripping</i>	Flash
Altura secção enchimento (m)	7,60	5,10	-
Diâmetro secção enchimento (m)	0,89	0,92	-
Altura da coluna (m)	10,70	8,20	4,40
Diâmetro da coluna (m)	0,92	0,99	1,52

Devido ao carácter potencialmente corrosivo dos fluidos a tratar, é necessário que as colunas sejam construídas em material resistente à corrosão para que o tempo de vida útil do equipamento seja mais prolongado.

Tendo em conta as dimensões das colunas, é possível estimar o preço para vários materiais de construção, tendo sido utilizado o programa *Aspen Plus Economic Analyzer®*. Foram considerados

como possíveis candidatas a material de construção o Aço Inoxidável 316, Aço de Carbono revestido com Teflon (PTFE) e Aço de Carbono revestido com Vidro [39].

Tabela 5-5 - Variação do custo relativo das colunas para três materiais de construção diferentes

Tipo de material de construção	Absorção	Stripping	Flash
Aço Inoxidável 316	1,361	1,350	1,300
Aço de Carbono revestido com Teflon	1,000	1,000	1,000
Aço de Carbono revestido com Vidro	1,019	1,003	1,198

A Tabela 5-5 apresenta a variação do custo relativo estimado para as colunas de absorção, *stripping* e *Flash*. Devido ao menor custo associado, para todas as colunas foi escolhido como material de construção o Aço de Carbono revestido com Teflon.

#### 5.4.4 Permutadores

Os permutadores de calor foram dimensionados na ferramenta *Aspen Exchanger Design and Rating® (EDR)*. Esta ferramenta comercial está integrada com o simulador de processos *Aspen Plus®*, para que o processo possa considerar a performance rigorosa de um permutador dimensionado detalhadamente. Os dados do simulador *Aspen Plus®* são importados directamente para o programa *Aspen EDR®*, possibilitando um design mais eficiente para o permutador e um melhor cálculo das propriedades das correntes.

Para dimensionar os permutadores de calor foram utilizados os métodos descritos no Anexo M.

#### 5.4.5 Tanque residência

Tipicamente, e para grandes caudais, o armazenamento de gases é uma tarefa dispendiosa, devido às altas pressões envolvidas. Geralmente o armazenamento é feito dentro de esferas, denominadas por esferas de *Horton*, que são dispendiosas devido às pressões e dimensões elevadas.

Considerando que a rede de GN se encontra relativamente perto e dada a dinâmica da rede, considerou-se que o BM produzido vai ser vendido e injectado continuamente na rede de GN, a reserva de BM apenas irá contemplar a quantidade produzida durante 8h, duração típica de um turno para que o fornecimento não seja interrompido por eventual falha ou avaria, com duração inferior a um turno.

O tanque de residência foi dimensionado para obter uma estimativa de preço, e foi utilizado o método descrito no Anexo N.

### 5.5 Condições operatórias fixas

Depois de o processo ter sido dimensionado nas secções anteriores, é possível definir as condições operatórias fixas e finais para o projecto. Estas condições reflectem uma simulação detalhada de vários equipamentos e estão disponíveis no Anexo O.

Os resultados completos do dimensionamento dos aeroarrefecedores COOL-AR1 e COOL-AR2 podem ser verificados nas folhas de especificação presentes no Anexo O.1 e no Anexo O.2. Os resultados completos do dimensionamento dos permutadores COOL01, COOL02 e COOL03 podem ser verificados nas folhas de especificação presentes no Anexo P.3, no Anexo P.4 e no Anexo P.5, respectivamente.

Os parâmetros operatórios da coluna de absorção e da coluna de *stripping* podem ser consultados no Anexo Q.

## 5.5.1 Sensibilidade do processo a alterações das condições operatórias

### Caudal Biogás

Para ver a reacção da coluna dimensionada ao caudal de biogás a tratar, variou-se o caudal de biogás para observar a pureza obtida sem mudar as outras condições de processo.

A Tabela 5-6 apresenta os resultados da variação da fracção molar de metano e da recuperação molar de metano com o caudal de biogás a tratar. Realça-se que, para se obter a especificação molar pretendida de 97% de metano, é necessário mudar as condições processuais consoante o caudal de biogás a tratar.

*Tabela 5-6 - Resultados da variação da fracção molar de metano e da recuperação molar de metano com o caudal de biogás a tratar*

Caudal Biogás (Nm <sup>3</sup> /h)	400	600	800	1000	1200
Fracção molar de metano (%)	97,66	97,06	84,53	77,91	74,11
Recuperação total metano (%)	97,78	99,35	99,53	99,61	99,67

Para ver a capacidade máxima da coluna dimensionada fez-se variar o caudal de biogás. Para se obter a especificação desejada, variou-se o caudal de entrada de água fresca para absorção e o caudal de ar a ser usado no *stripping* (Tabela 5-7).

*Tabela 5-7 – Condições operatórias do processo para diferentes caudais de biogás e com uma especificação fixa de BM de 97%*

Caudal biogás (Nm <sup>3</sup> /h)	Fracção molar de metano (%)	Recuperação global de metano (%)	Condições de inundação (%)	Caudal de água fresca (m <sup>3</sup> /h)	Caudal de líquido a entrar na coluna (m <sup>3</sup> /h)
400	96,96	99,39	45,81	0,571	56,658
500	96,97	99,38	57,35	0,717	71,001
600	97,00	99,36	69,15	0,867	85,767
700	96,99	99,35	80,92	1,016	100,499
800	96,89	99,34	92,59	1,163	115,068
900	96,94	99,32	104,67	1,318	130,320

A capacidade da coluna de absorção está limitada pelo seu diâmetro. É concebível operar a condições de até 90% das condições de inundação. Sem variar a pressão na coluna, considera-se razoável processar capacidades um pouco inferiores a 800 Nm<sup>3</sup>/h de biogás a tratar.

Com a variação da pressão na coluna, variam vários factores como a solubilidade dos componentes do biogás na água (como CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S). Para um diâmetro fixo, uma maior pressão na coluna é capaz de processar maiores quantidades de gás.

Os resultados da Tabela 5-8 confirmam que as condições de inundação da coluna diminuem quando se aumenta a pressão operatória, permitindo o processamento de um maior caudal de gás. Para uma maior pressão operatória, aumenta também a pureza do BM, pois o equilíbrio de solubilidade dos componentes do biogás é favorecido para pressões maiores. A variação da Tabela 5-8 considera o caudal fixo de biogás a tratar de 600 Nm<sup>3</sup>/h.

*Tabela 5-8 – Variação da fracção molar de metano, da recuperação global de metano e das condições de inundação para várias pressões de operação na coluna de absorção*

Pressão na coluna de absorção (bar)	Fracção molar de metano (%)	Recuperação global de metano (%)	Condições de inundação (%)
2	65,24	99,04	80,34
4	72,79	98,08	73,76
6	81,11	98,56	71,37
8	89,95	99,03	70,28
10	97,00	99,36	69,15
12	97,90	99,38	68,18
14	97,96	99,38	66,92
16	98,00	99,38	65,89
18	98,02	99,38	65,03

### Composição Biogás

Para observar melhor a sensibilidade do processo à composição, varia-se a composição de metano em 5% de fracção molar. A cada ponto percentual de metano retirado ou acrescentado, acrescenta-se ou retira-se um ponto percentual de dióxido de carbono. Manteve-se o mesmo caudal de gás a tratar. São descritos o Caso A e o Caso B, com composições definidas na Tabela 5-9.

Sem alterar as condições do processo, para além da composição do biogás, obteve-se os resultados da Tabela 5-9. Uma menor composição em metano origina uma menor pureza no biogás obtido, e vice-versa. Contudo, perde-se mais metano quando se obtém uma pureza mais elevada.

*Tabela 5-9 – Composição do biogás utilizado no processo, composições do biogás do Caso A e do Caso B, e variação da fracção molar de metano e da recuperação de metano com a composição do biogás*

	CH4 (%)	O2 (%)	N2 (%)	H2S (%)	CO2 (%)	Fracção molar de metano (%)	Recuperação global de metano (%)
Biogás médio	60,28	0,20	0,60	0,03	38,89	97,00	99,36
Caso A	65,28	0,20	0,60	0,03	33,89	97,43	99,10
Caso B	55,28	0,20	0,60	0,03	43,89	94,81	99,56

Variando o caudal de água fresca a introduzir no sistema para até conseguir obter a pureza desejada no topo da coluna, de 97% em metano, obtêm-se os resultados da Tabela 5-10. Para uma pureza fixa de BM, tratar biogás com menor quantidade de metano requer uma maior introdução de água fresca no sistema, e vice-versa.

Tabela 5-10 – Variação da fracção molar de metano, da recuperação global de metano, das condições de inundação, do caudal de água fresca e do caudal de líquido a entrar na coluna para três composições diferentes de biogás a tratar

	Fração molar de metano (%)	Recuperação global de metano (%)	Condições inundação (%)	Caudal de água fresca (m <sup>3</sup> /h)	Caudal de líquido a entrar na coluna (m <sup>3</sup> /h)
Biogás médio	97,00	99,36	69,15	0,867	85,767
Caso A	97,01	99,16	67,27	0,846	83,944
Caso B	97,01	99,52	72,88	0,905	89,839

Dada a instabilidade do biogás obtido na Tratólixo, nesta secção verifica-se que o processo consegue tratar biogás com algumas variações na composição e na quantidade, desde que haja um sistema de controlo bem implementado. O controlo das diferentes condições do biogás pode ser implementado maioritariamente com variações no caudal de entrada de água fresca e na pressão de operação na coluna de absorção.

## 5.6 Estimativa Investimento Total

O investimento total é constituído por três parcelas: capital fixo, capital circulante e juros intercalares.

A parcela do capital fixo trata de todas as despesas necessárias para a instalação da unidade fabril. O capital circulante é o montante necessário para assegurar o funcionamento da instalação e normalidade das operações, como as matérias-primas, matérias auxiliares, *stock* de produtos e despesas diárias. Os juros intercalares correspondem ao financiamento do projecto e devem ser considerados na fase de investimento.

### 5.6.1 Capital Fixo

A soma dos custos directos e dos custos indirectos resulta no capital fixo. Os custos directos, também denominados por capital corpóreo, incluem o custo dos equipamentos, a sua instalação, custo de condutas, utilidades e serviços, instrumentação e controlo, instalações eléctricas, isolamentos térmicos e o custo de terrenos e edifícios. Os custos indirectos, ou capital incorpóreo, inclui custos de empreitada, de fiscalização e referentes à provisão de imprevistos.

#### Capital Fixo Corpóreo

A parcela mais importante do capital fixo corpóreo é a parcela do custo de equipamento base. A estimativa das restantes parcelas de custo pode usar como referência, em termos percentuais, o custo desta parcela. Existem diversos métodos para o cálculo do custo de equipamento base, podendo ser consultados fornecedores e projectos com o mesmo tipo de equipamento a operar em condições idênticas de modo a que a estimativa seja o mais realista possível. Os custos de Equipamento Base e de Montagem foram estimados pelos métodos descritos no Anexo R.1.1.

As estimativas para o preço dos tipos de equipamentos e sua montagem podem ser consultadas na Tabela 5-11, para cada tipo de equipamento.

Tabela 5-11 – Preço estimado de investimento e de instalação para cada tipo de equipamento

Equipamentos	Preço Equipamento (k euros)	Preço Instalação (k euros)
Tanques	59,36	32,65
Colunas	214,61	171,69
Permutadores	54,34	29,89
Compressores	128,50	64,25
Bombas	36,50	18,25
<b>Total</b>	<b>493,30</b>	<b>316,72</b>

Obtêm-se uma estimativa para o custo total a investir nos equipamentos de 493304 euros. Como seria de esperar, grande parte do custo de equipamentos é devida aos compressores e às colunas.

Os custos de Conduitas, Utilidades e Serviços, Instrumentação e Controlo, Instalações Eléctricas, Isolamentos Térmicos, Edifícios e Terreno foram estimados de acordo com o Anexo R.1.1.

### Capital Fixo Incorpóreo

O capital fixo incorpóreo, também denominado por custos indirectos, divide-se em três parcelas: Projecto e Fiscalização, Empreitada e Provisão de Imprevistos. Estas parcelas foram estimadas de acordo com o Anexo R.1.1.

A soma dos custos directos e indirectos resulta no total de capital fixo a investir. Os valores estimados para o cálculo do investimento fixo encontram-se apresentados na Tabela 5-12.

Tabela 5-12 – Resultados da estimativa de custo de Capital Fixo Total e correspondentes parcelas, em milhares de euros

<b>Corpóreo (Custos directos)</b>	Equipamento Base	493,30
	Montagem	316,72
	Conduitas	320,65
	Utilidades e Serviços	29,96
	Instrumentação e Controlo	61,66
	Instalações Eléctricas	49,33
	Isolamentos Térmicos	39,46
	Edifícios	49,33
	Terreno	13,74
	<b>Total</b>	<b>1374,16</b>
<b>Incorpóreo (Custos Indirectos)</b>	Projecto e Fiscalização	137,42
	Empreitada	147,99
	Provisão de imprevistos	184,40
	<b>Total</b>	<b>469,80</b>
<b>Capital Fixo Total</b>		<b>1843,97</b>

O valor estimado para o investimento de capital fixo foi de 1,844 milhões de euros.

### 5.6.2 Capital Circulante

A quantia necessária para garantir o funcionamento de uma instalação e assegurar o normal funcionamento das operações, denomina-se por capital circulante. Esta quantia foi estimada de acordo com o Anexo R.1.2.

O método utilizado contabiliza os custos relativos à reserva de matérias-primas, o quantitativo de produtos em laboração, o *stock* de produtos fabricados, as condições de crédito oferecidas, as condições de crédito obtidas e o fundo de maneio. Os resultados desta estimativa podem ser consultados na Tabela 5-13.

*Tabela 5-13 - Resultados da estimativa do custo das diferentes parcelas do capital circulante, em milhares de euros*

Reserva matérias-primas	0,000
Produtos em via fabrico	0,009
Reserva produtos fabricados	0,682
Condições de crédito oferecidas	146,653
Condições de crédito obtidas	0,000
Fundo de maneio	30,681
<b>Total</b>	<b>178,024</b>

O valor total a investir em capital circulante foi estimado como sendo igual a 178024 euros.

### 5.6.3 Juros durante a Fase de Investimento

Foi proposto um plano de investimento com a duração de 14 meses. Geralmente o plano de investimento é necessário para determinar a parcela de juros intercalares, que correspondem ao período de carência, onde apenas se pagam juros relativos ao capital alheio.

Admitindo financiamento com capitais próprios, não se consideraram custos associados ao pagamento de juros durante a fase de investimento.

O plano de investimento foi realizado para estimar as datas de injeção de capital necessário para este projecto. O plano de investimento foi executado de acordo com o método descrito no Anexo R.1.3. O plano de investimento pode ser consultado na *Tabela 5-15*.

O investimento total é dado pela soma das parcelas de capital fixo, capital circulante e juros durante a fase de investimento, dados na Tabela 5-14.

*Tabela 5-14 - Valores estimados para as diferentes parcelas do investimento total, em milhares de euros*

Capital Fixo Total	<b>1843,97</b>
Capital Circulante	178,024
Juros durante a fase de investimento	0
<b>Investimento Total (k euros)</b>	<b>2021,99</b>

Foi estimado um valor de investimento total de 2,022 milhões de euros.

Tabela 5-15. Plano de Investimento do ano de 2017, em milhares de euros

	Mês de investimento													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Projecto e Fiscalização	13,74	13,74	13,74	13,74	13,74	13,74	6,87	6,87	6,87	6,87	6,87	6,87	6,87	6,87
Empreitada			20,72	20,72	20,72	20,72	20,72	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34
Equipamento				70,47	70,47	70,47	70,47	70,47	70,47	70,47				
Montagem do equipamento					52,79	52,79	52,79	52,79	52,79	52,79				
Conduitas							64,13	64,13	64,13	64,13	64,13			
Utilidades e serviços								9,99	9,99	9,99				
Instrumentação e Controlo										15,42	15,42	15,42	15,42	
Instalações eléctricas									9,87	9,87	9,87	9,87	9,87	
Isolamentos							9,87	9,87	9,87	9,87				
Edifícios		12,33	12,33	12,33	12,33									
Terreno		6,87	6,87											
Imprevistos		15,37	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37
Juros intercalares														
Capital Circulante												60,66	60,66	60,66
Investimento Mensal	13,74	13,74	69,03	139,50	185,42	185,42	240,21	235,82	245,69	261,10	117,99	113,20	113,20	87,92
Investimento Mensal acumulado	13,74	27,48	96,51	236,02	421,43	606,85	847,06	1082,88	1328,57	1589,67	1707,67	1820,87	1934,07	2021,99



## 5.7 Estimativa Custos de Produção

Os Custos de Produção dividem-se nos Custos de Fabrico e nas Despesas Gerais. Estes custos são calculados ao longo do tempo de vida útil da unidade fabril, desde 2018 até 2027, considerando 10 anos de vida útil da instalação. Foram considerados 345 dias de produção por ano, para considerar disponibilidade um pouco inferior a 95%.

Para custos que variam com a capacidade de produção efectiva, variável ao longo da vida útil da instalação, assumiu-se a capacidade de produção efectiva apresentada na Tabela 5-16, para cada ano de vida útil. A capacidade de produção do primeiro ano é relativamente baixa, para ter em conta o *start-up* da instalação. Considerou-se que a capacidade total vai crescendo de ano para ano, devido à experiência acumulada, até chegar ao seu valor máximo, um processamento de 600Nm<sup>3</sup>/h de biogás que geram 370,8 Nm<sup>3</sup>/h de BM, equivalente a 2263,1 t/ano de BM.

Tabela 5-16 - Percentagem da capacidade utilizada em cada ano da vida útil da instalação

Ano vida útil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Percentagem da capacidade total (%)	80	85	90	95	98	100	100	100	100	100

Os custos de fabrico e de produção unitários foram calculados para os vários anos da instalação, Tabela 5-17.

Tabela 5-17. Custo de fabrico e produção unitários do BM, para cada ano de vida útil da unidade

Ano	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
BM produzido (t)	1810,5	1923,7	2036,8	2150,0	2217,9	2263,1	2263,1	2263,1	2263,1	2263,1
Custo de fabrico (eur/t)	325,7	320,2	307,1	285,8	279,6	293,8	293,8	311,8	311,8	311,8
Custo Produção (eur/t)	348,5	342,8	329,2	307,0	300,6	315,3	315,3	334,1	334,1	334,1
Custo Produção (eur/MWh <sub>th</sub> )	26,64	26,21	25,17	23,47	22,98	24,10	24,10	25,54	25,54	25,54
Custo Produção (eur/ k Nm <sup>3</sup> )	256,90	252,71	242,65	226,29	221,56	232,41	232,41	246,26	246,26	246,26

A Tabela 5-18 apresenta a estimativa para os custos de produção discriminados por parcelas, para os anos de produção de 2018 até 2027.

### 5.7.1 Custos de Fabrico

Os Custos de Fabrico dividem-se em três parcelas, os Custos Directos, Custos Indirectos e os Custos Fixos.

### Custos Directos

Na composição dos Custos Directos, contam-se os custos das Matérias-primas, Mão-de-obra de Fabrico, Mão-de-obra de Controlo, Manutenção, Utilidades, Patentes e Royalties, Enchimentos e Fornecimentos Diversos.

Estas parcelas foram estimadas de acordo com o Anexo R.2.1. Destaca-se que não se consideram custos de biogás dado que este já é produzido na instalação, apesar de o seu custo ser muito relevante para a valorização actual do biogás.

### Custos Indirectos

Os custos indirectos de fabrico são contabilizam os custos de laboratório de controlo, embalagem, despesas de expedição, serviços técnicos, serviço de armazenagem geral, serviços de manutenção geral, serviço de compras, serviços de segurança e serviços sociais.

Estes custos foram estimados de acordo com o Anexo R.2.2

### Custos Fixos

Os custos fixos de fabrico correspondem ao investimento inicial e às despesas associadas, independentes da taxa de produção da fábrica. Nestes custos estão incluídas as parcelas das Amortizações, Seguros, Impostos locais e Rendas.

Os custos fixos foram estimados de acordo com o Anexo R.2.3.

## 5.7.2 Despesas Gerais

As parcelas de Custos Administrativos, Custos Comerciais, Despesas de Investigação e Desenvolvimento e Encargos Financeiros incluem-se todas nas Despesas Gerais. Estas parcelas foram estimadas de acordo com o Anexo R.2.4.

Tabela 5-18. Custos de Produção discriminados para os anos 2018 até 2027, em milhares de euros

Ano de produção		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Custos de Fabrico	Custos Directos	Matérias-primas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Mão-de-obra de fabrico	29,5	30,8	31,3	30,7	31,0	33,2	33,2	35,3	35,3	35,3
		Mão-de-obra de controlo	59,0	61,6	62,6	61,4	62,0	66,5	66,5	70,6	70,6	70,6
		Manutenção	55,3	55,3	55,3	73,8	73,8	92,2	92,2	110,6	110,6	110,6
		Utilidades	113,8	120,9	128,0	135,1	139,4	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3
		Patentes e royalties	17,7	18,5	18,8	18,4	18,6	19,9	19,9	21,2	21,2	21,2
		Enchimento	0,0	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
		Fornecimentos Diversos	8,3	8,3	8,3	11,1	11,1	13,8	13,8	16,6	16,6	16,6
	<b>Total</b>	<b>283,6</b>	<b>307,9</b>	<b>316,7</b>	<b>343,1</b>	<b>348,4</b>	<b>380,5</b>	<b>380,5</b>	<b>409,0</b>	<b>409,0</b>	<b>409,0</b>	
	Custos Indirectos		71,9	73,9	74,6	83,0	83,4	96,0	96,0	108,2	108,2	108,2
	Custos Fixos	Amortizações	178,9	178,9	178,9	133,1	133,1	133,1	133,1	133,1	133,1	133,1
		Seguros	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
		Impostos locais	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9
		Rendas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>		<b>589,7</b>	<b>616,0</b>	<b>625,5</b>	<b>614,4</b>	<b>620,2</b>	<b>664,8</b>	<b>664,8</b>	<b>705,7</b>	<b>705,7</b>	<b>705,7</b>	
Despesas Gerais	Custos administrativos	11,8	12,3	12,5	12,3	12,4	13,3	13,3	14,1	14,1	14,1	
	Serviços de Marketing, Vendas e Distribuição	12,6	13,2	13,4	13,2	13,3	14,3	14,3	15,1	15,1	15,1	
	Despesas de I&D	16,9	18,0	19,1	20,1	20,7	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	
	Encargos Financeiros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Custos de Produção		631,0	659,5	670,5	660,0	666,6	713,6	713,6	756,1	756,1	756,1	
Quantidade BM produzida (t)		1810,5	1923,7	2036,8	2150,0	2217,9	2263,1	2263,1	2263,1	2263,1	2263,1	
Vendas BM (k euros)		1349,2	1433,5	1517,9	1602,2	1652,8	1686,5	1686,5	1686,5	1686,5	1686,5	

## 5.8 Cálculo Break-even

O cálculo do *break-even* é interessante do ponto de vista económico, pois determina o ponto a partir do qual uma instalação apresenta lucro, quando as receitas igualam os custos de produção. Para calcular o *Break-even*, utiliza-se o método descrito no Anexo R.3.

No caso de estudo em concreto, as receitas de venda de BM são sempre mais elevadas do que os custos totais de produção, Figura 5-6.

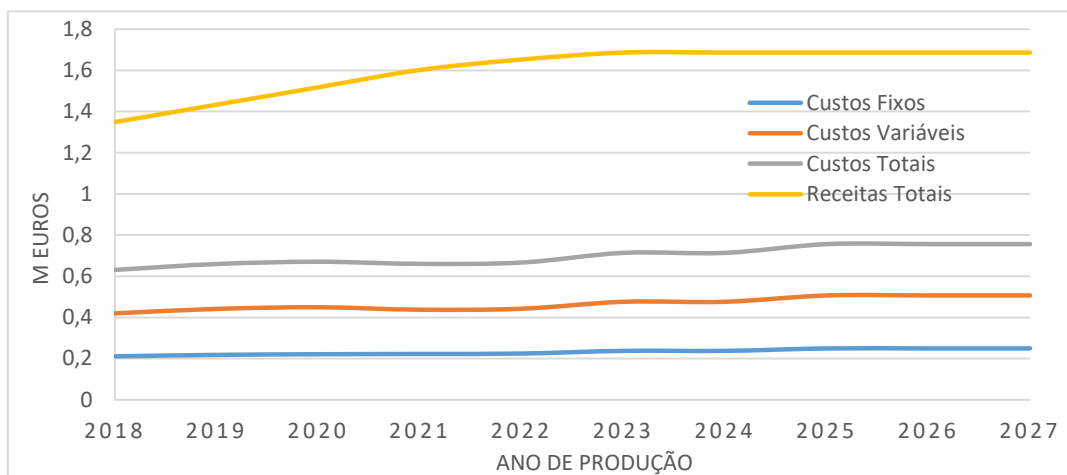


Figura 5-6 - Variação dos Custos Fixos, Custos Variáveis, Custos Totais e Receitas Totais para os vários anos de produção

O ponto crítico foi calculado em quantidade i.e., a quantidade de BM produzida a partir da qual as receitas de venda são superiores aos custos de produção, Tabela 5-19.

Tabela 5-19 - Resultados para a capacidade produzida e ponto crítico em quantidade absoluto e relativo, para os vários anos de produção

Ano	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Capacidade (t/ano)	1810,5	1923,7	2036,8	2150,0	2217,9	2263,1	2263,1	2263,1	2263,1	2263,1
Ponto crítico (t)	411,3	422,7	421,6	410,9	411,3	444,1	444,1	478,3	478,3	478,3
Ponto crítico Relativo (%)	22,7	22,0	20,7	19,1	18,5	19,6	19,6	21,1	21,1	21,1

Foi calculado o preço crítico de venda de BM. Este preço corresponde ao preço a partir do qual as receitas de vendas do BM são superiores aos custos totais de produção, Tabela 5-20.

Tabela 5-20 - Cálculo do preço de venda de BM crítico para vários anos de produção

Ano	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Preço crítico (euros/t BM)	348,52	342,82	329,19	306,99	300,57	315,29	315,29	334,07	334,07	334,07
Preço crítico (euros/MWh <sub>th</sub> BM)	26,64	26,21	25,17	23,47	22,98	24,10	24,10	25,54	25,54	25,54
Preço crítico (euros/k Nm <sup>3</sup> BM)	256,90	252,71	242,65	226,29	221,56	232,41	232,41	246,26	246,26	246,26
Preço crítico relativo ao preço estimado <sup>a</sup> (%)	46,77	46,00	44,17	41,20	40,33	42,31	42,31	44,83	44,83	44,83

a – O preço estimado para a venda do BM é de 56,97 euros/MWh<sub>th</sub>, equivalente a 745,21 euros/t

## 5.9 Análise de Rentabilidade

Para analisar a rentabilidade do projecto, é necessário efectuar um plano de exploração. Analisando este plano de exploração, é possível calcular alguns critérios de rentabilidade, como a determinação do Valor Actual Líquido (VAL), da Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e do Período de Recuperação do Investimento (PRI).

### 5.9.1 Plano de exploração

Executa-se o plano de exploração para os 10 anos de vida útil da instalação. O plano de exploração foi calculado de acordo com o método do Anexo R.4. Utilizam-se valores de taxa de imposto sobre lucros de 21% e de taxa de actualização de 4%. Os resultados obtidos para o plano de exploração estão disponíveis na Tabela 5-21.

### 5.9.2 Critérios de rentabilidade

Para analisar a rentabilidade do projecto, utilizaram-se critérios que contabilizam o factor temporal: o VAL, a TIR e o PRI.

O VAL, é igual ao *cash flow* acumulado do último ano de exploração. Consiste no somatório dos *cash flows* anuais actualizados deduzidos do montante de investimento. Pretende estimar o valor que um projecto gera até ao fim do seu tempo de vida útil. Serve para decidir entre projectos com valores de prazos de vida útil e investimento semelhantes, escolhendo-se o que apresenta maior VAL.

O critério de TIR, utiliza-se quando as condições específicas de financiamento não são conhecidas e para comparar projectos com tempos de vida úteis diferentes. Neste critério determina-se a taxa de actualização,  $r$ , para a qual o VAL fica nulo, ou seja quando os somatórios dos *cash flows* de exploração igualam o investimento. Será então a taxa de actualização mínima a partir da qual o projecto apresenta um VAL negativo.

O PRI, mede o tempo de recuperação de capital investido num projecto. Corresponde à quantidade de tempo em que o *cash flow* acumulado demora a ficar igual a zero, ou seja, quando a soma dos *cash flows* de exploração igualam a despesa de investimento. Este factor não contabiliza o que se passa depois do momento de recuperação de investimento. É um factor de risco interessante, pois quanto maior o PRI maior é o risco associado a um projecto.

Tabela 5-21. Resultados para o Plano de Exploração, em milhares de euros.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ano de exploração	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>Despesas de Investimento</i>	-2022,0										
<i>Vendas</i>	0	1349,2	1433,5	1517,9	1602,2	1652,8	1686,5	1686,5	1686,5	1686,5	1686,5
<i>Despesas de Vendas</i>	0	12,6	13,2	13,4	13,2	13,3	14,3	14,3	15,1	15,1	15,1
<i>Receitas Líquidas de Vendas</i>	0	1336,6	1420,3	1504,4	1589,0	1639,4	1672,2	1672,2	1671,4	1671,4	1671,4
<i>Despesas Variáveis de Exploração</i>	0	355,4	381,8	391,3	426,0	431,8	476,4	476,4	517,3	517,3	517,3
<i>Margem Bruta</i>	0	981,1	1038,6	1113,1	1163,0	1207,7	1195,8	1195,8	1154,1	1154,1	1154,1
<i>Despesas Fixas de Exploração</i>	0	84,0	85,6	86,9	87,7	88,5	89,8	89,8	90,6	90,6	90,6
<i>Resultado Bruto ( EBITDA)</i>	0	897,1	952,9	1026,2	1075,2	1119,2	1106,0	1106,0	1063,5	1063,5	1063,5
<i>Amortizações</i>	0	178,9	178,9	178,9	133,1	133,1	133,1	133,1	133,1	133,1	133,1
<i>EBIT</i>	0	718,2	774,1	847,4	942,2	986,1	973,0	973,0	930,4	930,4	930,4
<i>Encargos financeiros de Exploração</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Resultado antes de Impostos</i>	0	718,2	774,1	847,4	942,2	986,1	973,0	973,0	930,4	930,4	930,4
<i>Imposto sobre lucros</i>	0	150,8	162,6	177,9	197,9	207,1	204,3	204,3	195,4	195,4	195,4
<i>Resultado Líquido</i>	0	567,4	611,5	669,4	744,3	779,0	768,6	768,6	735,1	735,1	735,1
<i>Cash Flow de Exploração</i>	0	746,3	790,4	848,3	877,4	912,1	901,7	901,7	868,1	868,1	868,1
<i>Cash Flow Total</i>	-2022,0	746,3	790,4	848,3	877,4	912,1	901,7	901,7	868,1	868,1	868,1
<i>Factor de Actualização</i>	100,0%	96,2%	92,5%	88,9%	85,5%	82,2%	79,0%	76,0%	73,1%	70,3%	67,6%
<i>Cash Flow Actualizado</i>	-2022,0	717,6	730,8	754,1	750,0	749,7	712,6	685,2	634,3	609,9	586,5
<i>Cash Flows Acumulados</i>	-2022,0	-1304,4	-573,7	180,5	930,5	1680,2	2392,8	3078,0	3712,4	4322,3	4908,8

No cenário avaliado, o VAL toma o valor de 4,91 milhões de euros, a TIR de 39,10% e o PRI o valor de 2,19 anos, ou cerca de 2 anos e 2 meses e 10 dias. Estes valores são positivos na óptica do investidor, apontando favoravelmente para a realização do projecto.

Estes resultados assumem todos os pressupostos mencionados anteriormente, como o preço de venda do BM, número de dias operacionais por ano, taxa de capacidade efectiva, investimento com capitais próprios, entre outros.

A secção 5.10 analisa a sensibilidade dos critérios de rentabilidade do projecto em relação aos factores considerados nessa secção.

## 5.10 Análise de Sensibilidade

Uma avaliação económica apresenta sempre algumas incertezas associadas, em especial a avaliação económica efectuada. Tipicamente, a sensibilidade da viabilidade de um processo é testada para as parcelas com maior peso nos custos de produção e custos de investimento.

A Figura 5-7 apresenta os custos de produção para o 5º ano de exploração, ano médio da vida útil instalação. As parcelas mais significativas dos custos de produção são as de Utilidades e de Amortizações.

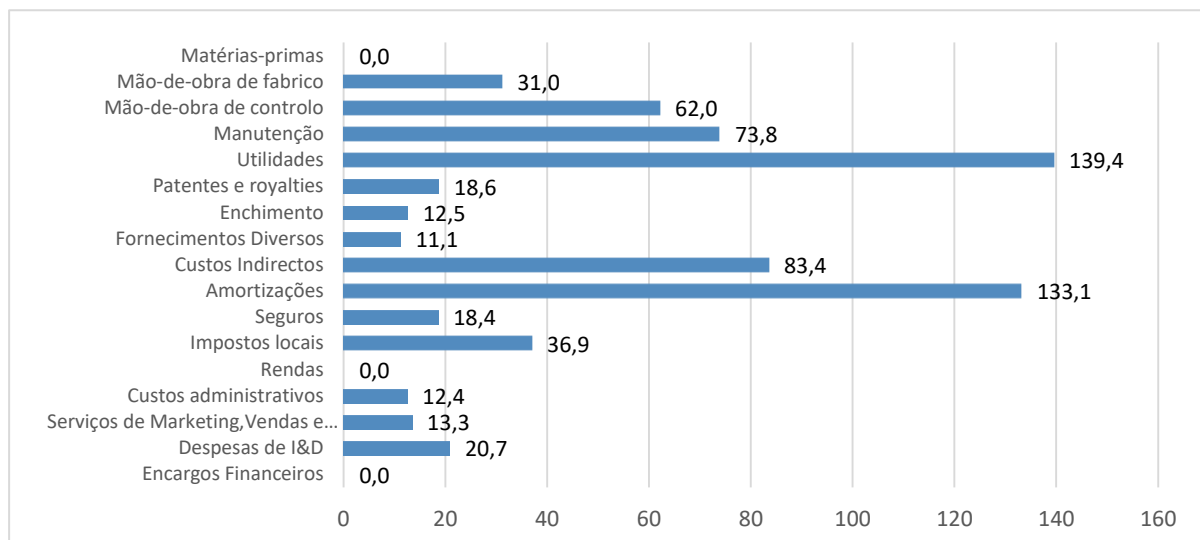


Figura 5-7 - Custos de produção para o 5º ano de exploração, em milhares de euros

A Figura 5-8 apresenta os custos de investimento inicial para o projecto. As parcelas mais relevantes são as do equipamento base, montagem e condutas.

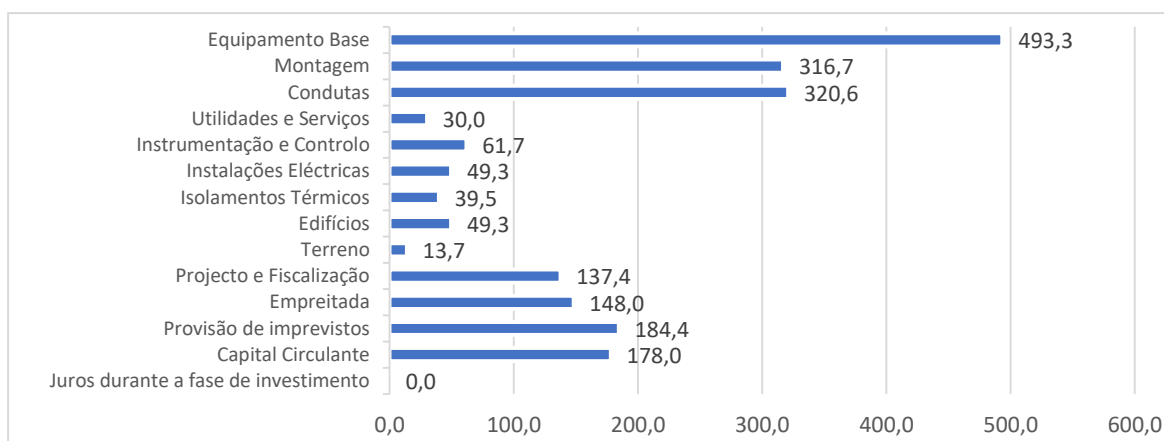


Figura 5-8 - Custo de investimento, em milhares de euros

Por se considerarem relevantes, vai-se testar a sensibilidade do processo aos custos de Utilidades utilizadas no processo e aos Custos de Equipamento Base. Não se testou a sensibilidade do processo à parcela das amortizações porque a sua estimativa depende do investimento a realizar. Do mesmo modo, não se testou a sensibilidade do processo às parcelas de Montagem e Conduitas porque a sua estimativa foi baseada no custo de Equipamento Base.

Existe a possibilidade de o investimento ser parcialmente financiado por fundos externos, nomeadamente o PO SEUR. O Programa Operacional Sustentabilidade e Eficiência no uso dos Recursos, pode atribuir financiamento até 85% como fundo perdido se não for rentável ou como empréstimo se o projecto for viável economicamente. O PO SEUR tem como prioridade desenvolver o crescimento sustentável respondendo aos desafios de uma economia de baixo carbono, assente numa utilização mais eficiente dos recursos, no qual o projecto de purificação do biogás na TratoLixo se encaixa [40]. Torna-se interessante observar a mudança dos parâmetros de rentabilidade com a variação das percentagens de investimento a ser coberto por fundos externos.

Neste estudo não foi dimensionada unidade de compressão e distribuição do BM como combustível veicular. Em 2008, a ValorSul investiu cerca de 1,4 milhões de euros para construção de posto de GNC, com o objectivo de alimentar frota de VGN constituída por 28 veículos afectos ao transporte de resíduos [10]. Como a construção de um posto semelhante para comprimir BM é interessante para o caso da TratoLixo, analisa-se a sensibilidade do projecto a um aumento do capital fixo de 1, 1,4 e 2 milhões de euros, considerando a amortização deste valor em 10 anos de exploração. Destaca-se que esta análise não considera os custos de operatários da unidade de produção de GNC pelo que estes resultados devem ser analisados com cuidado. Em Portugal, o GNC tem um preço de venda de 0,886 euros/Nm<sup>3</sup> [41], o equivalente a cerca de 74,5 euros/MWh<sub>th</sub> (assumindo um PCI de 11,9 kWh<sub>th</sub>/Nm<sup>3</sup> de GN [42]).

Os resultados da análise da sensibilidade do processo às várias parcelas estão disponíveis na Tabela 5-22.

*Tabela 5-22 - Resultados da sensibilidade do processo a variações nas parcelas de Utilidades, Equipamento Base, Investimento Fixo e ao Financiamento do Investimento*

Parcela Variada		Investimento (M euros)		VAL (M euros)		TIR (%)		PRI (anos)		Custo de Produção (eur/t)	
Base	-	2,022	-	4,909	-	39,10	-	2,19	-	334,07	-
Utilidades	-20%	2,020	-0,08%	5,157	5,06%	40,60	3,83%	2,25	2,54%	315,99	-5,41%
	20%	2,024	0,08%	4,660	-5,06%	37,59	-3,86%	2,12	-3,18%	352,15	5,41%
Equipamento Base	-20%	1,735	-14,17%	5,487	11,77%	47,74	22,09%	2,41	9,98%	298,35	-10,69%
	20%	2,309	14,17%	4,331	-11,77%	32,32	-17,36%	3,43	56,12%	369,80	10,69%
Financiamento do Investimento (sem variação da amortização)	15%	1,719	-15,00%	5,212	6,18%	46,38	18,62%	2,39	9,03%	334,07	0,00%
	30%	1,415	-30,00%	5,515	12,36%	56,46	44,38%	1,04	-52,51%	334,07	0,00%
	60%	0,809	-60,00%	6,122	24,71%	97,42	149,14%	1,46	-33,50%	334,07	0,00%
	85%	0,303	-85,00%	6,627	35,01%	252,01	544,47%	0,36	-83,51%	334,07	0,00%
Financiamento do Investimento (com variação da amortização)	15%	1,718	-15,05%	5,237	6,68%	46,59	19,16%	2,40	9,23%	321,39	-3,80%
	30%	1,414	-30,08%	5,564	13,36%	56,96	45,67%	1,06	-51,76%	308,70	-7,59%
	60%	0,807	-60,09%	6,219	26,69%	99,19	153,67%	1,47	-33,22%	283,33	-15,19%
	85%	0,302	-85,05%	6,763	37,77%	258,88	562,04%	0,37	-83,29%	262,19	-21,52%
Investimento Fixo (Posto GNC)	+ 1 M	3,028	49,75%	3,794	-22,71%	23,96	-38,74%	4,47	103,61%	397,62	19,02%
	+ 1,4 M	3,430	69,65%	3,348	-31,80%	20,06	-48,71%	4,21	92,04%	423,04	26,63%
	+ 2 M	4,034	99,50%	2,679	-45,42%	15,41	-60,59%	5,27	140,04%	461,17	38,04%



A viabilidade do processo não varia muito com a parcela das Utilidades. Variações de 20% no custo das Utilidades variam em cerca de 5% o VAL do projecto.

O projecto é moderadamente sensível a variações no custo do Equipamento Base, variações de 20% nesta parcela causam uma mudança do VAL em cerca de 12%.

A atribuição de financiamento do investimento é muito benéfica do ponto de vista do investidor. Retira vários riscos ao projecto e pode acelerar a implementação do mesmo. A TIR apresenta uma elevada sensibilidade ao financiamento do investimento, e em menor escala, o PRI também. O VAL não é tão sensível ao financiamento de investimento devido ao baixo valor necessário de investir para a realização deste projecto.

A determinação do preço do BM torna-se difícil devido à inexistência de um preço de venda de BM ou de GN, em Portugal. O preço de venda do BM foi estimado com base no preço de compra do GN, de acordo com a secção 5.1, com um valor de 56,97 euros/MWh<sub>th</sub>. Como se trata de uma estimativa, é relevante observar a sensibilidade do processo a diferentes preços de venda de BM, Tabela 5-23.

Tabela 5-23 - Resultados da sensibilidade do processo a vários preços de venda de BM

Preço venda BM (euros/MWh <sub>th</sub> )	Investimento (M euros)	VAL (M euros)	TIR (%)	PRI (anos)					
-80%	11,39	1,905	-5,80%	-3,108	-163,32%	-	-	-	-
-60%	22,79	1,934	-4,35%	-1,104	-122,49%	-	-	-	-
-40%	34,18	1,963	-2,90%	0,900	-81,66%	12,35	-68,41%	6,44	193,58%
-20%	45,58	1,993	-1,45%	2,904	-40,83%	26,92	-31,15%	3,18	44,85%
-10%	51,27	2,007	-0,73%	3,907	-20,42%	33,20	-15,09%	3,45	57,20%
Base	56,97	2,022	---	4,909	---	39,10	---	2,19	---
10%	62,67	2,037	0,73%	5,911	20,42%	44,72	14,37%	2,36	7,50%
20%	68,36	2,051	1,45%	6,913	40,83%	50,12	28,17%	2,45	11,50%
40%	79,76	2,081	2,90%	8,917	81,66%	60,42	54,51%	1,14	-47,92%
60%	91,15	2,110	4,35%	10,922	122,49%	70,21	79,55%	1,29	-41,00%
80%	102,55	2,139	5,80%	12,926	163,32%	79,60	103,55%	1,38	-37,30%
100%	113,94	2,169	7,25%	14,930	204,15%	88,65	126,70%	1,43	-35,00%

Destaca-se que o investimento varia com o preço devido ao método utilizado para estimar a parcela de capital circulante (Anexo R.1.2).

O projecto demonstra-se muito sensível ao preço de venda do BM. Variações de 10% no preço variam em quase 20% o VAL.

Tal como a produção de electricidade a partir do biogás é incentivada em Portugal, a produção de BM também o deveria ser. Dá-se o exemplo de países onde tal acontece, como a Itália, Reino Unido, França e Alemanha.

A Itália estimula a produção de BM para injeção na rede de GN com uma tarifa fixa do dobro do valor comercial do GN em 2012, considerando a inflação, durante 20 anos. Para grandes capacidades (>1000 Nm<sup>3</sup>/h) este incentivo é reduzido em 10% e para pequenas capacidades (<500 Nm<sup>3</sup>/h) este incentivo é ampliado em 10%. Se o BM for para utilização veicular e a instalação providenciar a distribuição por custo próprio, este incentivo aumenta em 50% durante 10 anos [43].

O Reino Unido estimula a produção de BM para injeção na rede de GN com um incentivo de 7,1 pence/kWh<sub>th</sub> (cerca de 90 euros/MWh<sub>th</sub>) a somar ao preço de venda do BM com valor de mercado do GN [44].

A França incita a produção de BM com uma tarifa fixa de injeção na rede de GN entre os 69 e os 125 euros/MWh<sub>th</sub>. A tarifa é dependente da capacidade e do tipo de matéria-prima utilizada na digestão anaeróbia. A gama mais baixa da tarifa é para biogás produzido com recurso a plantações energéticas e com grande capacidade de produção. A tarifa é maior para capacidades menores e para a digestão de resíduos orgânicos [44].

Existem também outras estratégias de venda para o BM. Por exemplo a Alemanha, o país com o mercado do biogás e BM mais desenvolvido, onde o preço pago para utilização de gás renovável é um preço considerado *premium*. Para consumo privado, existem vários preços para diferentes proporções de BM no gás vendido. A percentagem com mais oferta no mercado é a de 10% de BM no gás vendido. Para esta percentagem, o preço do gás é inflacionado entre 0% e 36%, dependendo do fornecedor [45]. A oferta de BM puro na Alemanha possui um aumento de preço entre 60% e 120%, dependendo do fornecedor. Nesta estratégia de venda, em vez de serem atribuídos incentivos para a venda do BM, o consumidor aporta custos maiores para poder consumir gás totalmente ou parcialmente renovável. Para além de o BM ser vendido com um preço *premium*, os operadores da rede de GN são obrigados a pagar 75% dos custos de acesso à rede. Na Alemanha, como o GN é importado, o produtor de BM recebe um tributo por evitar a importação de GN, no valor de 0,07 euros/kWh<sub>th</sub> de BM injectado na rede [46].

Para preços de venda do BM perto dos 100 euros/MWh<sub>th</sub>, o projecto apresenta critérios de rentabilidade muito optimistas do ponto de vista do investidor, Tabela 5-23. Um investimento a rondar os 2 milhões de euros apresenta um VAL de cerca de 13 milhões de euros com um PRI inferior a 1,4 anos.

Caso seja atribuído um incentivo para a produção de BM e também dependendo do possível financiamento do investimento, o processo de purificação do biogás na Tratolixo pode ser visto como muito favorável de investir.

### 5.11 Valorização actual vs purificação para produzir BM

O biogás produzido na Tratolixo é utilizado para gerar electricidade. Segundo a Tratolixo, em média, cada Nm<sup>3</sup> de biogás gera 0,248 euros, equivalente a 205,46 euros/t ou cerca de 0,041 euros/kWh<sub>th</sub>. É de referir que a venda de electricidade gerada a partir do biogás é beneficiada por ser de origem renovável, com um valor de 0,117 euros/kWh. O seu custo de produção actual é de 0,63 euros/Nm<sup>3</sup>. Contudo, pela sua natureza, o processamento dos Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) urbanos está sujeito a tarifa à porta da fábrica, no valor de 58 euros/t de RSU. Uma tonelada de RSU processado na Tratolixo gera cerca de 96,88 Nm<sup>3</sup> de biogás.

Para avaliar se a valorização do biogás por purificação a BM é mais vantajosa que a valorização por produção de electricidade, foi calculado o custo de produção e o valor gerado por cada Nm<sup>3</sup> de biogás processado, Tabela 5-24. Realça-se que o custo de produção de BM contempla o custo de produção de biogás na instalação já existente e o custo estimado de produção para a unidade de

purificação. Foram utilizados os factores de conversão disponíveis no Anexo H e os pressupostos estabelecidos na secção 5.1.

A eficiência calorífica do processo dimensionado foi calculada, obtendo-se um valor de 99,31%. Foi calculado que o biogás médio da TratoLixo apresenta cerca de 0,006004 MWh<sub>th</sub>/ Nm<sup>3</sup>. Os custos de produção de BM foram calculados como sendo iguais a 0,1523 euros/Nm<sup>3</sup> de biogás.

Os resultados da Tabela 5-24 e Figura 5-9 sugerem que a valorização do biogás na produção de electricidade é mais vantajosa do que a valorização com purificação a BM, para preços de venda do BM inferiores a 67,13 euros/MWh<sub>th</sub>. Para preços de venda superiores, torna-se mais vantajoso valorizar o biogás através da purificação a BM.

Tabela 5-24 - Influência do preço de venda do BM no lucro bruto da unidade de produção de biogás e purificação a BM para uma capacidade instalada de 600Nm<sup>3</sup>/h de biogás e análise comparativa com o cenário de valorização do biogás via produção de energia eléctrica

Preço venda BM (eur/MWh)*	Custo Produção (euros/ k Nm <sup>3</sup> biogás)	Receita (tarifa RSU) (euros/ k Nm <sup>3</sup> biogás)	Vendas (euros/ k Nm <sup>3</sup> biogás)	Lucro Bruto (euros/ k Nm <sup>3</sup> biogás)		
Cenário Base 56,97	782,28	598,8	339,69	156,12		
20			119,25	-64,32		
40			238,51	54,93		
60			357,76	174,19		
70			417,39	233,81		
80			477,01	293,44		
100			596,27	412,69		
120			715,52	531,95		
140			834,78	651,20		
160			954,03	770,45		
Valorização actual (Electricidade)			630	598,8	248,00	216,71

\*Cenário base – preço de BM 90% do valor do GN, (63,3 euros/MWh<sub>th</sub>), considerando a média entre 2012-2015.

\* o custo de produção foi calculado considerando como custo de produção do biogás 0,63 euros/Nm<sup>3</sup>, tarifa de gestão de RSU 58 euros/t RSU, produtividade de biogás de 96,88 Nm<sup>3</sup>/ t RSU e um custo de produção de BM de 0,1523 euros/Nm<sup>3</sup> de biogás

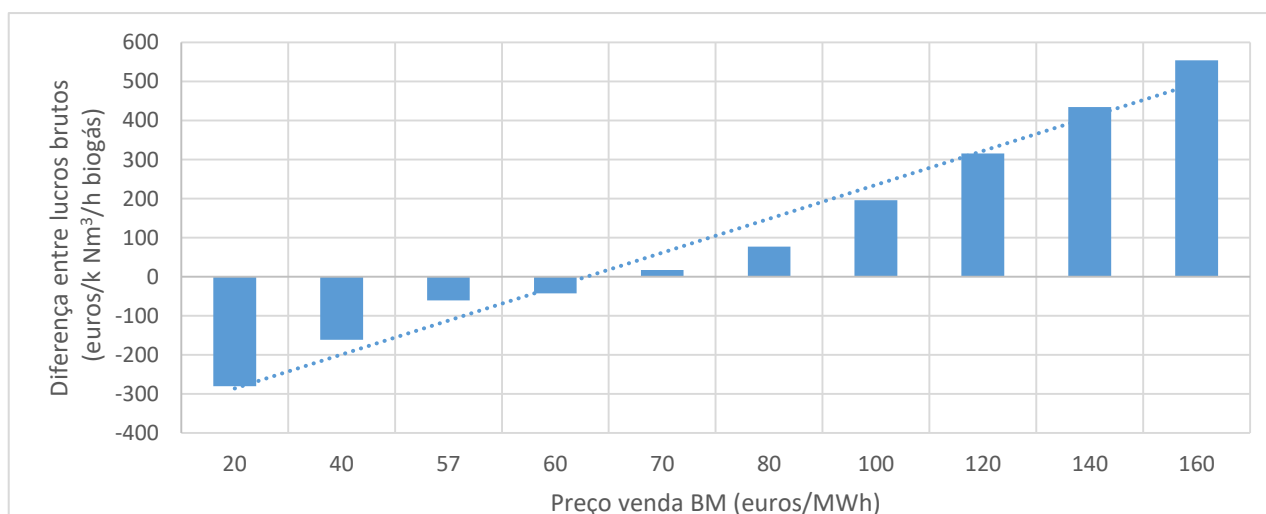


Figura 5-9 - Variação da diferença entre lucro bruto gerado e o lucro bruto do cenário de valorização actual para vários preços de venda de BM

É de notar que a Tratolixo é uma empresa de prestação de serviços públicos sem fins lucrativos. O lucro gerado actualmente é utilizado no pagamento de dívidas.

## 6 Conclusão

Este estudo visa analisar a viabilidade técnica e económica do processo de purificação do biogás por *Water Scrubbing* na unidade industrial da Tratolixo.

O esquema processual empregado é o mais utilizado a nível industrial, comprovando a viabilidade técnica do processo. Considerando 345 dias de produção por ano, a instalação irá ter uma capacidade de produção anual a rondar as 2260 toneladas de biometano, o equivalente a cerca de 3,06 milhões de Nm<sup>3</sup>, cerca de 29,56 GWh ou a cerca de 3,57 MW de BM. A unidade fabril irá ser instalada ao lado da Central de Digestão Anaeróbia no complexo fabril da TratoLixo, na Abrunheira, perto de Mafra, Portugal.

O plano de investimento da unidade fabril foi estimado para o período entre Novembro de 2016 e Dezembro de 2017, com a duração de 14 meses. Considerou-se que a instalação entrará em actividade a partir de Janeiro de 2018 até Dezembro de 2027, para um tempo útil de vida de 10 anos.

Estimou-se que o investimento total necessário para a instalação é de cerca de 2,022, milhões de euros. Os custos totais de produção variam entre 300,6 e 348,5 euros/t de BM ao longo dos anos de vida útil da instalação, o equivalente a 22,98 e 26,64 euros/MWh<sub>th</sub> ou a 221,6 e 256,9 euros/k Nm<sup>3</sup>.

O VAL calculado para este projecto é de 4,91 milhões de euros. A TIR toma como valor 39,10% e o PRI é de cerca de 2 anos, 2 meses e 10 dias. Foi assumido que o preço de venda do BM será de cerca de 56,97 euros/MWh<sub>th</sub>, igual a 90% do preço de compra médio de GN para clientes industriais nos últimos três anos. Assim, o processo em estudo demonstra-se viável com parâmetros favoráveis para a sua implementação.

Em alguns países europeus, existe a atribuição de incentivos para a produção de BM. A maioria dos incentivos reflecte-se no preço do BM produzido. Para digestão anaeróbia de resíduos orgânicos, países como a França, Reino Unido, Itália, e indirectamente a Alemanha, incentivam a produção de BM com tarifas fixas para a injeção do BM na rede de GN.

Devido aos possíveis incentivos e ao facto de o preço de venda do BM ter sido estimado, verificou-se que o projecto se apresenta muito sensível a variações no preço do BM. A unidade de purificação é rentável para preços de venda superiores a 30 euros/MWh<sub>th</sub>, apesar de não apresentar critérios de rentabilidade muito favoráveis para o investidor nestas condições. Quanto maior o preço de venda mais favoráveis são os critérios de rentabilidade do projecto, podendo vir a ser um projecto excelente do ponto de vista de um investidor, dependendo da existência e da extensão de incentivos para a produção de BM.

A possibilidade de financiamento do investimento por parte fundos externos também se demonstra relevante para a rentabilidade do processo, podendo acelerar a sua implementação e proteger o investidor de parte dos seus riscos inerentes.

Na Tratolixo e para preços de venda de BM inferiores a 67,13 euros/MWh<sub>th</sub>, o biogás encontra um maior valor se for sujeito à produção de electricidade, devido aos incentivos a que esta está sujeita. Se

esta política de incentivos for estendida para a produção de BM, este processo adiciona maior valor ao biogás produzido na Tratolixo, a partir de preços de venda superiores a 67,13 euros/MWh<sub>th</sub>.

Destaca-se o elevado crescimento que este mercado tem vindo a experienciar em vários países, devido às suas características de produção de um tipo de energia limpa, endógena e flexível. Particularmente, realça-se o elevado crescimento do BM no Reino Unido, onde se acrescentaram 23 unidades com conexão de BM à rede de GN, só em 2015 [47].

## 7 Trabalho Futuro

Antes que o BM possa ser produzido em Portugal, é necessário que seja desenvolvido um trabalho de regulamentação para a utilização do BM, tanto a nível da injeção na rede de GN como para utilização veicular.

Para além deste trabalho de regulamentação é necessário que, ao abrigo das políticas renováveis europeias, se expanda a política de incentivos para a produção de electricidade a partir do biogás para a produção de BM, ou que se desenvolva uma política de incentivos nova.

Especificamente para a Tratolixo, ou para qualquer fábrica de biogás, e para aproveitamento total do potencial de BM, é interessante a realização de um estudo para a conversão de frotas de veículos convencionais para veículos movidos a GN. Se a decisão de conversão em frotas de VGN for favorável, torna-se muito interessante do ponto de vista ambiental e económico que esta frota seja alimentada com o BM produzido na própria instalação. Será então interessante dimensionar unidade de compressão, armazenagem e abastecimento do BM para utilização como combustível veicular. Antes que se possa introduzir uma unidade de produção de BM ou uma unidade de distribuição de GNC, é necessário fazer um estudo para definir qual a quantidade óptima de biogás para valorizar como BM.

Faz-se notar que a directiva RED, a nível europeu, estabelece como meta um mínimo de 10% de energia renovável nos combustíveis para transportes em 2020. No caso de biocombustíveis produzidos a partir de resíduos, detritos, material celulósico não alimentar e lenhocelulósico, o seu valor energético conta a dobrar quando contabilizado para o cumprimento da meta.

## 8 Bibliografia

1. KUMAR, S.; SHUKLA, S. K. A Review on Recent Gasification Methods for Biomethane Gas Production. **International Journal of Energy Engineering**, v. VI, n. 1 A, p. 32-43, 2016.
2. CABRITA, I. et al. **Avaliação do Potencial e Impacto do Biometano**. LNEG. Lisboa. 2015.
3. BOLETIM DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS - Dezembro 2015. **APREN**. Disponível em: <[http://www.apren.pt/fotos/editor2/boletim\\_das\\_energias\\_dezembro\\_2015.pdf](http://www.apren.pt/fotos/editor2/boletim_das_energias_dezembro_2015.pdf)>. Acesso em: Junho 2016.
4. CLARKE ENERGY. CHP efficiency for biogas. **Clarke Energy**, 2013. Disponível em: <<https://www.clarke-energy.com/2013/chp-cogen-efficiency-biogas/>>. Acesso em: Abril 2016.
5. CNG EUROPE. Countries. **CNG Europe**, Maio 2016. Disponível em: <<http://cngeurope.com/>>. Acesso em: Abril 2016.
6. NGVA; GVR. Natural Gas Vehicles. **CNG Europe**, Outubro 2014. Disponível em: <<http://cngeurope.com/natural-gas-vehicles/>>. Acesso em: Abril 2016.
7. NGV JOURNAL. NGV Statistics. **NGV Journal**, Março 2015. Disponível em: <<http://www.ngvjournals.com/worldwide-ngv-statistics/>>. Acesso em: Abril 2016.
8. NGVA EUROPE. Media Corner. **NGVA Europe**, Julho 2014. Disponível em: <<https://www.ngva.eu/commissioner-sees-natural-gas-as-a-power-source-to-drive-european-transport-into-the-future>>. Acesso em: Maio 2016.
9. APVGN. Associação Portuguesa do Veículo a Gás Natural. **Associação Portuguesa do Veículo a Gás Natural**. Disponível em: <<http://apvgn.pt/>>. Acesso em: Março 2016.
- 10 VALORSUL. Sustentabilidade. **Valorização e Tratamento de Resíduos Sólidos das Regiões de Lisboa e do Oeste, S.A.**, 2008. Disponível em: <<http://www.valorsul.pt/pt/sustentabilidade/promocao-ambiental/gas-natural.aspx>>. Acesso em: Maio 2016.
- 11 WELLINGER, A.; MURPHY, J.; BAXTER, D. **Biogas handbook: Science, production and application**. Cambridge: Woodhead Publishing Series, 2013.
- 12 SHAH, F. A. et al. Microbial Ecology of Anaerobic Digesters: The Key Players of Anaerobiosis. **Scientific World Journal**, Fevereiro 2014. Disponível em: <<http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3950365/>>. Acesso em: Abril 2016.
- 13 OCCUPATIONAL SAFETY & HEALTH ADMINISTRATION. Safety and Health Topics: Hydrogen Sulphide. **United States Department of Labor**. Disponível em: <<https://www.osha.gov/SLTC/hydrogensulfide/hazards.html>>. Acesso em: Maio 2016.

- 14 SPE INTERNATIONAL. Dehydration with glycol. **PetroWiki**, Maio 2015. Disponível em: [. <http://petrowiki.org/Dehydration\\_with\\_glycol>](http://petrowiki.org/Dehydration_with_glycol). Acesso em: Maio 2016.
- 15 RYCKEBOSCH, E.; DROUILLON, M.; VERVAEREN, H. Techniques for transformation of biogas to biomethane. **Biomass and Bioenergy**, v. 35, n. 5, p. 1633–1645, 2011.
- 16 BAUER, F. et al. **Biogas upgrading - Review of commercial technologies**. SGC. MALMÖ. 2013.
- 17 EBA. Biomethane & Biogas Report 2015. **European Biogas Association**, 2015. Disponível em: [. <http://european-biogas.eu/>](http://european-biogas.eu/). Acesso em: Março 2016.
- 18 THRÄN, D. et al. **Biomethane – status and factors affecting market**. IEA Task 40 and Task 37 Joint Study. [S.l.]. 2014.
- 19 DGEG. **estatísticas rápidas - nº 129**. Direcção Geral de Energia e Geologia. Lisboa. 2015.
- 20 EPA. Biomass CHP Catalog. **EPA Combined Heat and Power Partnership**, Julho 2015. Disponível em: [. <https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/biomass\\_combined\\_heat\\_and\\_power\\_catalog\\_of\\_technologies\\_6.\\_power\\_generation\\_technologies.pdf>](https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/biomass_combined_heat_and_power_catalog_of_technologies_6._power_generation_technologies.pdf). Acesso em: Maio 2016.
- 21 REN. O Setor do Gás Natural. **Redes Energéticas Nacionais**, 2011. Disponível em: [. <https://www.ren.pt/o\\_que\\_fazemos/gas\\_natural/o\\_setor\\_do\\_gas\\_natural/>](https://www.ren.pt/o_que_fazemos/gas_natural/o_setor_do_gas_natural/). Acesso em: Maio 2016.
- 22 GALP. Sistema Nacional de Gás Natural. **Galp Distribuição Gás Natural**. Disponível em: [. <http://galpgasnaturaldistribuicao.pt/G%C3%A1s-Natural/Sistema-Nacional-de-G%C3%A1s-Natural>](http://galpgasnaturaldistribuicao.pt/G%C3%A1s-Natural/Sistema-Nacional-de-G%C3%A1s-Natural). Acesso em: Maio 2016.
- 23 GREEN SAVERS. SYSADVANCE: A EMPRESA PORTUGUESA QUE PRODUZ BIOMETANO EM PARIS, FRANÇA. **Green Savers: Energias Renováveis**, 2015. Disponível em: [. <http://greensavers.sapo.pt/2015/05/12/sysadvance-a-empresa-portuguesa-que-produz-biometano-em-paris-franca/>](http://greensavers.sapo.pt/2015/05/12/sysadvance-a-empresa-portuguesa-que-produz-biometano-em-paris-franca/). Acesso em: Abril 2016.
- 24 EC. Renewable energy directive. **European Commission**, 2009. Disponível em: [. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>](https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive). Acesso em: Março 2016.
- 25 REPÚBLICA PORTUGUESA. **PLANO NACIONAL DE ACÇÃO PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS AO ABRIGO DA DIRECTIVA 2009/28/CE**. Portugal. 2010.
- 26 EC. **M/475 EN: MANDATE TO CEN FOR STANDARDS FOR BIOMETHANE FOR USE IN TRANSPORT AND INJECTION IN NATURAL GAS PIPELINES**. European Commission. Brussels. 2010.
- 27 TC 408. **prEN 16723-1: Part 1 - Specifications for biomethane for injection in the natural gas network**. CEN. Brussels. 2015.



- 28 TC 234. **EN 16726: Gas infrastructure - Quality of gas - Group H**. CEN. Brussels. 2015.
- .
- 29 TC 408. **prEN 16723-2: Part 2 - Automotive fuel specifications**. CEN. Brussels. 2015.
- .
- 30 CASTRO, R. **Tratolixo**. Oportunidades de Valorização de Resíduos Verdes Herbáceos por . Digestão Anaeróbia. Lisboa: LNEG. 2016.
- 31 COELHO, J. D. 9ª JTIR -Viana do Castelo. **Associação Portuguesa de Engenharia Sanitária e Ambiental**, Setembro 2015. Disponível em: <[http://www.apesb.org/downloads/9\\_JTIC\\_2015\\_Apresentacoes/Joa%CC%83o%20Dias%20Coelho-TRATOLIXO\\_9%C2%AAJTIR-VianaCastelo\\_set2015.pdf](http://www.apesb.org/downloads/9_JTIC_2015_Apresentacoes/Joa%CC%83o%20Dias%20Coelho-TRATOLIXO_9%C2%AAJTIR-VianaCastelo_set2015.pdf)>. Acesso em: Abril 2016.
- 32 GALP Energia - Infraestruturas de Gás Natural. **arcGIS**, 2014. Disponível em: <<http://www.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=38533516cf3145af9e08be23ba10075c&extent=-14.026,35.9737,0.1574,43.0409>>. Acesso em: Junho 2016.
- 33 TU WIEN. Download Biomethane-Calculator. **VIENNA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY**, 2013. Disponível em: <[http://bio.methan.at/en/download\\_biomethane-calculator](http://bio.methan.at/en/download_biomethane-calculator)>. Acesso em: Abril 2016.
- 34 HYDROGEN Sulfide Removal Module. **XEBEC**. Disponível em: <<http://www.xebecinc.com/large-biogas-upgrading-plant.php>>. Acesso em: Junho 2016.
- 35 MALMBERG. Malmberg Compact®. **Malmberg**. Disponível em: <<http://www.malmberg.se/en-us/What-we-do/Biogas/Malmberg-COMPACT>>. Acesso em: Maio 2016.
- 36 BRISTOL. Bristol Compressors, Maio 2016. Disponível em: <<http://www.bristolcompressors.com/>>. Acesso em: Junho 2016.
- 37 MUÑOZ, R. et al. A review on the state-of-the-art of physical/chemical and biological technologies for biogas upgrading. **Environmental Science and Bio/Technology**, v. 14, p. 727-759, 2015.
- 38 WALAS, S. M. **Chemical Process Equipment - Selection and Design**. Newton: Butterworth-Heinemann, 1990.
- 39 PERRY, R. H.; GREEN, D. W. **Perry's Chemical Engineers' Handbook**. 8th. ed. New York: McGraw-Hill, 2008.
- 40 PROGRAMA Operacional Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos. **POSEUR**. Disponível em: <<https://poseur.portugal2020.pt/pt/>>. Acesso em: Junho 2016.
- 41 DGEG. Informação ao consumidor. **Preço dos combustíveis**, 2016. Disponível em: <<http://www.precoscombustiveis.dgeg.pt/>>. Acesso em: Junho 2016.
- 42 GALP. Monitorização do gás natural. **Distribuição Gás Natural**. Disponível em: <<http://galpgasnaturaldistribuicao.pt/Centro-de-Infoma%C3%A7%C3%A3o/Monitorizacao-do-gas-natural>>. Acesso em: Junho 2016.
- 43 REDAZIONE QUALENERGIA. Biomethane, a new system of incentives in Italy. **QualEnergia**, Junho 2014. Disponível em: <<http://www.qualenergia.it/articoli/20140110-biomethane-new-system-incentives-italy>>. Acesso em: Junho 2016.



- 44 EBA. **Proposal for a European Biomethane Roadmap**. European Biogas Association. Brussels. . 2013.
- 45 HERBES, ; BRAUN, ; RUBE,. Pricing of Biomethane Products Targeted at Private Households in . Germany—Product Attributes and Providers' Pricing Strategies. **Energies 2016**, v. IX, n. 252, 2016.
- 46 BAUMANN, M.; TRETTER, H. Biogas networks. **European Comission**. Disponível em: . <[https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/ca-res\\_working\\_group\\_publication\\_no\\_7\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/ca-res_working_group_publication_no_7_en.pdf)>. Acesso em: Julho 2016.
- 47 ORSLER, S. Biomethane Half Century as UK sees highest level of BtG growth in the World. **Green . Gas**, Fevereiro 2016. Disponível em: <<https://www.greengas.org.uk/news/biomethane-half-century-as-uk-sees-highest-level-of-btg-growth-in-the-world>>. Acesso em: Junho 2016.
- 48 TRATOLIXO. Funcionamento da CDA. **Tratolixo - gestão de resíduos urbanos**. Disponível em: . <<http://www.tratolixo.pt/Actividade/EcoPAbrunheira/Paginas/FuncionamentodaCDA.aspx>>. Acesso em: Abril 2016.
- 49 VALORGA. VALORGA'S ANAEROBIC DIGESTION PROCESS. **Valorga International**. Disponível em: . em: <<http://www.valorgainternational.fr/en/mpg3-128079--VALORGA-S-ANAEROBIC-DIGESTION-PROCESS.html>>. Acesso em: Abril 2016.
- 50 COZMA, P. et al. Analysis and modelling of the solubility of biogas components in water for physical . absorption processes. **Environmental Engineering and Management Journal**, v. I, n. 12, p. 147-162, 2013.
- 51 YARYM-AGAEV, N. L. et al. Phase equilibria in th water-methane and methanol-methane binary . systems under high pressures, 1985.
- 52 AWAN, J. A. et al. Vapor-Liquid Equilibrium Measurements and Modeling of the Propyl Mercaptan . + Methane + Water System. **Journal of Chemical & Engineering Data**, v. II, n. 55, p. Javeed A. Awant†, Kaj Thomsen‡, Christophe Coquelet†, Philip L. Fosbøl‡ and Dominique Richon\*†, 2010.
- 53 DALMOLIN, I. et al. Solubility of carbon dioxide in binary and ternary mixtures with ethanol and . water. **Fluid Phase Equilibria**, v. II, n. 245, p. 193-200, 2006.
- 54 ADDICKS, J. et al. Solubility of Carbon Dioxide and Methane in Aqueous Methyldiethanolamine . Solutions. **Journal of Chemical & Engineering Data**, v. IV, n. 47, p. 855–860, 2002.
- 55 GILLESPIE, P. C.; WILSON, G. M. **Vapor-Liquid Equilibrium Data on Water-Substitute Gas . Components: N2-H2O, H2-H2O, CO-H2O, H2-CO-H2O, and H2S-H2O**. Tulsa: [s.n.], v. III, 1980.
- 56 YU, Q. et al. VLE OF H2S-H2O System. **Chemical Engineering**, China, v. 4, 1980.
- 57 TAN, Z.-Q. et al. Solubility of oxygen in aqueous sodium carbonate solution at pressures up to 10 . MPa. **Fluid Phase Equilibria**, v. 180, n. 1-2, p. 375-382, 2001.
- 58 PORDATA. Preços do Gás Natural. **Base de Dados Portugal Contemporâneo**, 2015. Disponível em: <<http://www.pordata.pt/DB/Europa/Ambiente+de+Consulta/Tabela>>. Acesso em: Maio 2016.

- 59 SINNOTT, R. K. **Coulson & Richardson's - Chemical Engineering Design**. 4th. ed. Oxford: Elsevier, v. 6, 2005.
- 60 KISTER, H. Z. **Distillation Design**. New York: McGraw-Hill, 1992. 87-690 p.
- 61 CLIMATE-DATA.ORG. Clima: Mafra. Disponível em: <<http://pt.climate-data.org/location/7053/>>. Acesso em: Junho 2016.
- 62 TURTON, R. et al. **Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes**. 4th. ed. Boston: Prentice Hall, 2012.
- 63 TOWLER, G.; SINNOTT, R. **Chemical Engineering Design - Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design**. Burlington: ELSEVIER, 2008.
- 64 PETERS, M. S.; TIMMERHAUS, K. D. **Plant design and economics for chemical engineers**. 4th. ed. New York: McGraw-Hill, 1991.
- 65 ASPENTECH. **Aspen Icarus Reference Guide - Icarus Evaluation Engine (IEE)**. Burlington. 2013.
- 66 COZMA, P. et al. Modeling and simulation of high pressure water scrubbing technology applied for biogas upgrading. **Springer-Verlag**, Berlim, 2014.

## 9 Anexos

### Anexo A Parâmetros determinantes na especificação do Gás Natural e biometano para uso nos transportes e injeção na rede GN:

- **Siloxanos** [27] [29]- A utilização de siloxanos (silício orgânico) está a aumentar em produtos de cuidado pessoal e de limpeza doméstica e industrial. A maior parte dos siloxanos são muito voláteis e decompõem-se na atmosfera em silanóis, que eventualmente irão ser oxidados em sílica (dióxido de silício). Alguns siloxanos acabam em efluentes e águas residuais, sendo adsorvidos nas lamas. Durante o processo de digestão anaeróbica, os siloxanos são volatilizados e acabam no biogás. Nalguns casos, silicones são adicionados nos digestores para prevenir a formação de espumas, onde são biodegradados em siloxanos.

Durante a combustão do biogás, os siloxanos oxidam em óxido de silício microcristalino, com propriedades químicas e físicas semelhantes às do vidro. Estas partículas depositam-se nas válvulas, paredes e revestimentos dos cilindros causando abrasão e bloqueio dos pistões, cabeças de cilindros e válvulas.

As turbinas de combustão a gás são particularmente vulneráveis à quantidade de silício devido à erosão causada pelas altas velocidades do gás e à formação de depósitos que se irão partir com o tempo. Alguns fabricantes de turbinas exigem quantidades inferiores a 0,1 mg silício/m<sup>3</sup> de biometano.

Em motores estacionários a gás, altas quantidades de silício desafinam e reduzem a durabilidade dos sensores de oxigénio, também denominados por sensores lambda. A deposição de sílica nos sensores impede a difusão do oxigénio. Alguns produtores de sensores de oxigénio demonstraram que quantidades de silício superiores a 0,1 mg/m<sup>3</sup> podem causar graves danos nos sensores de alguns motores.

Em particular, os motores de veículos movidos a GN são afectados pela contaminação residual do silício no biometano. Estes motores são desenvolvidos para usar combustíveis completamente livres de silício, como a gasolina, misturas de gasolina e etanol e GN. A ausência de silício permite o uso de sensores de oxigénio lambda à frente do catalisador para controle dos gases de combustão.

Os métodos de análise para a medição de silício no GN e biometano ainda não foram totalmente validados e os limites impostos pelas normas prEN 16723 1 e 2 são preliminares. Apesar de preliminar, a definição de um limite máximo baixo de silício é considerada um passo importante na protecção dos veículos automóveis contra combustível gasoso contaminado.

Além dos siloxanos, podem existir compostos de silício orgânico no biogás que são convertidos em sílica na combustão.

- **Hidrogénio** [27] [29] [28]- O hidrogénio está presente em quantidades vestigiais no biometano produzido a partir da digestão anaeróbica, sem problemas significativos na rede de GN. Se o biometano for produzido a partir do gás de síntese através de processos de metanação, a sua composição em hidrogénio é maior.

Para utilização veicular, o teor em hidrogénio não poderá ser superior a 2% (mol/mol) por motivos de regulamento no armazenamento nos tanques de aço dos veículos. Não existe um valor máximo de hidrogénio para utilização do gás na rede, mas existem possíveis problemas com a utilização em turbinas e motores a gás e no armazenamento subterrâneo do gás.

Com investigações efectuadas para avaliar o impacto de hidrogénio ainda não foi possível especificar um valor limite que possa ser válido para a infraestrutura de gás europeia, pelo que se recomenda uma análise caso a caso.

- **Óleo de compressor e partículas sólidas** [27] [29] – Poeiras, partículas sólidas e o transporte de óleo de lubrificação desde o compressor da estação de abastecimento de gás podem causar a formação de depósitos ou bloqueios no sistema de combustível dos veículos. Para evitar estes problemas, filtros para remoção de óleos ou partículas sólidas devem ser instalados a jusante de equipamentos que possam derramar óleo ou emitir partículas sólidas, sendo que estas filtrações são operações interdependentes.

Para estações de abastecimento de gás, é uma prática recomendada de dois filtros do tipo coalescente para a remoção de óleo, um logo após o equipamento que usa óleo e o outro antes do armazenamento do gás a alta

pressão. Quando se utiliza óleo mineral para lubrificação, deve-se considerar a instalação de um filtro de adsorção no final.

Actualmente, não existe um método de teste padrão para medir a quantidade de óleo de compressor. A monitorização do consumo de óleo e a recuperação conseguida pelos filtros de coalescência deve permitir a obtenção de uma estimativa para a quantidade de óleo presente no gás após compressão e filtração.

A maioria das partículas sólidas irá ficar presa conjuntamente com o óleo. A remoção adicional de partículas sólidas pode ser conseguida pelo uso de um filtro de partículas dedicado com tamanho nominal da malha inferior a 5 microm, colocado o mais perto possível do bocal de enchimento. Um filtro deste género também consegue diminuir substancialmente a quantidade de material biogénico, como os microrganismos. A operação deste filtro não deve ser prejudicada por gotas de água, óleo ou de hidrocarbonetos. O filtro deve ser do tipo cartucho, que deve reter 99% das partículas sólidas  $\geq 5 \mu\text{m}$  e 99 % das partículas líquidas  $\geq 10 \mu\text{m}$ .

- **Ponto orvalho da água** [27] [29] – O ponto de orvalho da água pode ser medido através da utilização de higrómetros de condensação numa superfície arrefecida, de acordo com o método de teste EN ISO 6327. O conteúdo em água, expresso em  $\text{g/m}^3$  pode ser medido usando o método de Karl Fischer, de acordo com ISO 10101-3. A correlação entre o conteúdo em água e o ponto de orvalho é dada no EN ISO 18453.

Existem vários instrumentos industriais disponíveis no mercado para medir o nível de conteúdo em água e calcular o ponto de orvalho da água. Contudo, os princípios (ópticos, electrolíticos, capacitância, etc..) destes instrumentos são diferentes do método de Karl Fischer e o cálculo do ponto de orvalho da água pode ser diferente do apresentado na norma EN 18453. Por forma a padronizar os resultados das medições de diferentes métodos, é recomendado que se calibre os instrumentos de medição para padrões nacionais ou internacionais.

- **Temperatura de orvalho dos hidrocarbonetos** [27] [29] – A temperatura de orvalho dos hidrocarbonetos deve ser medida directamente, usando instrumentos de acordo com a ISO 12148, ou pode ser calculado a partir de uma composição detalhada de acordo com a ISO 23874.

A relação entre a temperatura de orvalho de hidrocarbonetos e o potencial de condensação dos hidrocarbonetos não é tão directa como a que acontece entre o ponto de orvalho da água e o conteúdo em água.

Os instrumentos do tipo espelho arrefecido usados na monitorização da temperatura de orvalho dos hidrocarbonetos necessitam que se forme uma quantidade mínima de líquido condensado para que ocorra a detecção, pelo que esta medição corresponde à temperatura de condensação da quantidade necessária de líquido para a detecção e não a medição da temperatura de orvalho real do hidrocarboneto, para a maioria dos gases reais. Na prática, recomenda-se a calibração destes instrumentos pela norma ISO 12148.

De forma a alcançar resultados provenientes dos cálculos e das medições com este tipo de instrumentos, a temperatura de orvalho deve ser calculada para uma pressão definida e para uma determinada quantidade de condensado formada. Esta quantidade de condensado formada deve ser a mesma quantidade definida na calibração dos instrumentos.

Pela definição da temperatura de orvalho dos hidrocarbonetos na norma prEN 16723-2, é assegurado que não ocorre condensação de hidrocarbonetos  $\text{C}_{2+}$ , no sistema gasoso do veículo, por exemplo quando o tanque de gás arrefece durante a descarga e fica vazio.

- **Teor em enxofre e odorização** [28] – Como definido na norma EN 16726, a especificação para o teor em enxofre no gás para injeção é dada por valor limite de  $20 \text{ mg/m}^3$  para gás não odorizado e de  $30 \text{ mg/m}^3$  para gás odorizado. Contudo, para utilização em motores de veículos, o gás não deve ter um teor superior a  $10 \text{ mg/m}^3$ , devido à sensibilidade do catalisador usado no tratamento dos gases de escape.

Como produtos processados, o biometano e o GNL podem ser obtidos com teores baixos no que respeita à quantidade de enxofre, por exemplo  $10 \text{ mg/m}^3$ .

Devido ao decaimento de substâncias orgânicas, é comum que o gás tenha uma pequena quantidade de enxofre, que pode vir na forma de sulfureto de hidrogénio, sulfureto de carbonila e outros tipos de sulfuretos ou mercaptano, dependendo da origem e do tratamento do gás.

Nos países europeus, é obrigatório o uso de odorizantes no gás distribuído, baseado em compostos orgânicos de enxofre. A maioria das redes de gás de alta pressão não contém gás odorizado e em alguns países o odorizante é adicionado apenas a jusante da rede de distribuição. É de referir que o biometano pode possuir resíduos de elementos odorizantes capazes de afectar o processo de odorização.



- **Número de metano** – é uma classificação que indica as características de knocking do combustível gasoso, sendo semelhante ao número de octanas da gasolina. Expressa a percentagem volumétrica de metano numa mistura metano/hidrogénio que, num motor de teste com condições padrão, tem a mesma tendência para ocorrer knocking que o combustível gasoso a ser analisado. (Knocking – ocorre por auto-ignição súbita do combustível ainda não queimado, devido a alta temperatura e pressão. Knock resistance – capacidade de um combustível resistir à compressão, sem que ocorra combustão espontânea da mistura, assegurando as condições para que a combustão só ocorra na presença de uma faísca.)....
- **Índice de Wobbe** - é uma medida do conteúdo energético de um gás. É medido com base no poder calorífico por unidade de volume à pressão e temperatura padrão. É utilizado como indicador de interoperabilidade de equipamentos, em geral queimadores, face à mudança do gás combustível que os alimenta.

## Anexo B Legislação Biometano

Tabela B-1 Comparação das especificações actuais do biometano em diversos países

Constituintes	Áustria	França	Bélgica	Rep. Checa	Alemanha	Holanda	Suécia	Suíça	Espanha
CH <sub>4</sub> % (mol)	≥ 96	≥ 86	≥ 85	≥ 95	-	≥ 85	≥ 97	≥ 96	≥ 95
CO <sub>2</sub> % (mol)	≤ 3	≤ 2,5	≤ 2,5	≤ 5	≤ 6 (seco)	≤ 6	≤ 3	≤ 6	≤ 2,5
O <sub>2</sub> % (mol)	≤ 0,5	≤ 0,01	-	≤ 0,5	≤ 0,5 (húmido), 3 (seco)	≤ 0,5	≤ 1	≤ 0,5	≤ 0,01
H <sub>2</sub> % (mol)	≤ 4	≤ 6	≤ 0,1	-	≤ 5	≤ 12 (0,5*)	≤ 0,5	≤ 4	≤ 5
CO % (mol)	-	≤ 2	≤ 0,2	-	-	< 1	-	-	≤ 2
S total (mg/Nm <sup>3</sup> )	≤ 10	≤ 30	≤ 30	≤ 30	≤ 30	≤ 45 (16,5*)	≤ 23	≤ 30	≤ 50
H <sub>2</sub> S (+COS em Fr, Be e Es) (mg/Nm <sup>3</sup> )	≤ 5	≤ 5	≤ 5	≤ 7	≤ 5	≤ 5	≤ 10	≤ 5	≤ 15
Mercaptanos (mg/Nm <sup>3</sup> )	≤ 6	≤ 6	≤ 6	≤ 5	≤ 15	≤ 106*	-	≤ 5 ppmV	≤ 17
Compostos halogenados (mg/Nm <sup>3</sup> )	0	≤ 1 (Cl) ≤ 10 (F)	≤ 1 (Cl) ≤ 10 (F)	≤ 5 (F+Cl)	0	≤ 50/25 (Cl/F)	-	≤ 1	≤ 1 (Cl) ≤ 10 (F)
Metais pesados (mg/Nm <sup>3</sup> )	-	≤ 1 (µg Hg)	≤ 1 (µg Hg)	-	≤ 5	-	-	≤ 5	-
Siloxanos (mg/Nm <sup>3</sup> )	≤ 10	-	-	≤ 6 (Si)	-	≤ 5 ppm = 6,2 (Si) (0,08(Si)*)	-	-	≤ 10
Amónia (mg/Nm <sup>3</sup> )	isento	≤ 3	≤ 3	isento	-	≤ 3	≤ 20	≤ 20	≤ 3
H <sub>2</sub> O (mg/Nm <sup>3</sup> )	-	-	≤ 110	-	-	-	≤ 32	-	-
Ponto de orvalho da água °C	≤ -8 (40 bar)	≤ -5 (Pmáx)	-	≤ -10	Temp. do solo	≤ -10 (8 bar) (-8 a 70 bar*)	≤ tmin-5	Prevenir condens.	≤ 2 (70 bar)
Odorizante	Definido pela rede (GN)	15-40 mg 3THT/m	-	-	Definido pela rede (GN)	> 10, 18-40 mg 3THT/m	Definido pela rede (GN)	15-25 mg 3THT/m	-
Partículas	Tecnic. isento	Tecnic. isento	-	Sem partíc.	Sem partíc.	Tecnic. isento	≤ 1µm	-	Tecnic. isento
Microorganismos	-	-	-	-	-	-	-	-	Tecnic. isento
BTX (mg/Nm <sup>3</sup> )	-	-	-	-	-	-	-	-	500

\* Proposta de decreto-lei na Holanda para a regulamentação da composição de gás natural na rede.  
Sources: Marcogaz report (2006); HSE (2010)\*; TC 234/WG9 (juli 2010), unpublished draft of Technical Report (TR): "Gases from non-conventional sources — Injection into natural gas grids — Requirements and recommendations"; Proposed Decree by the (Dutch) Minister of Economic Affairs, no. WJZ/13196684, establishing regulations for natural gas grid composition (03-02-2014).  
Para Espanha são apresentados com base no estipulado na legislação espanhola (Documento BOEA- 2013-185).

Tabela B-2 Requisitos comuns e métodos de teste para a injeção de biometano nas redes de GN, propostos pela prEN 16723-1

Parameter	Unit	Limit values <sup>a</sup>		Test Method
		Min	Max	
<b>Total volatile silicon (as Si)</b>	mgSi/m <sup>3</sup>		0.3 to 1 <sup>b</sup>	ISO 16017-1 TDS-GC-MS
<b>Compressor oil</b>			<sup>c</sup>	ISO 8573-2
<b>Dust impurities</b>			<sup>c</sup>	ISO 8573-4
<b>Chlorinated compounds</b>		-	<sup>d e</sup>	EN 1911
<b>Fluorinated compounds</b>			<sup>d</sup>	NF X43-404 ISO 15713
<b>CO</b>	% mol	-	0.1 <sup>f</sup>	ISO 6974 series
<b>NH<sub>3</sub></b>	mg/m <sup>3</sup>		10 <sup>g</sup>	NEN2826 of VDI 3496 NF X43-303

Amine	mg/m <sup>3</sup>		10 <sup>g</sup>	VDI 2467 Blatt 2:1991-08
Comments				
<p>a- Limit values are absolute, the number of the decimal places shall not imply the accuracy of the test methods.</p> <p>b- A range of limit values for siloxanes is proposed for this standard. Studies have demonstrated that continuous exposure to 100% biomethane for 15 years should require a specification as low as 0,1 mg Si/m<sup>3</sup>. However a limit set at this level would present difficulty in terms of analytical measurement (current quantification limits are at best 0,10 mg Si/m<sup>3</sup>, which would imply setting a limit of 0,30 mg Si/m<sup>3</sup>). Moreover, this would not recognise the mitigating effects of dilution of injected biomethane by natural gas. It is therefore suggested that the limit value to be applied [in a Network Entry Agreement] should be agreed between biomethane producer and gas transporter [grid operator] taking into account both performance of current analytical methods and dilution opportunities through e.g. capacity studies. See Annex C for further guidance on monitoring regimes.</p> <p>c- The biomethane shall be free from impurities other than “de minimis” levels of compressor oil and dust impurities. In the context of this European Standard, “de minimis” means an amount that does not render the biomethane unacceptable for conveyance and use in end user applications.</p> <p>d- See CEN/TR, Proposed limit values for contaminants in biomethane based on health assessment criteria</p> <p>e- Alkyl halides are a leading substances in the sense that the given limit value to halides provides automatically a satisfactory limit value of fluorine, chlorine containing compounds – the measure is made on halides.</p> <p>f- The 0,1% limit was taken from the CLP-Regulation (EC) No 1272/2008.</p> <p>g- When the absence of liquid water can be demonstrated, it is not necessary to monitor these parameters.</p>				

*Tabela B-3 Requisitos, valores limites e métodos de teste relacionados com o GN e biometano para utilização como combustível veicular, com valor MN normal, propostos pela norma prEN 16732-2*

Parameter	Unit	Limit values <sup>a</sup>		Test Method
		Min	Max	
Total volatile silicon (as Si)	mgSi/m <sup>3</sup>		0.1 or 0.5 <sup>b</sup>	SP test method
Hydrogen	% mol/mol	-	2	EN ISO 6974-3 EN ISO 6974-6 EN ISO 6975
Hydrocarbon dew point temperature (from 0,1 to 7 MPa absolute pressure)	°C	-	-2 (as in EN 6726)	ISO 23874 ISO/TR 11150 ISO/TR 12148
Oxygen	%mol/mol	-	1	EN ISO 6974 series EN ISO 6975
Hydrogen sulfide + Carbonyl sulfide (as sulfur)	mg/m <sup>3</sup>	-	5 (as in EN 16726)	EN ISO 6326-1 EN ISO 6326-3 EN ISO 19739
S total	mgS/m		<sup>c</sup>	EN ISO 6326-5 EN ISO 19739
Methane Number	Index	65 <sup>d</sup> (as in EN 16726)		Annex A of EN 16726
Compressor oil			<sup>e</sup>	ISO 8573-2
Dust impurities			<sup>e,f</sup>	ISO 8573-4
Amine			10 <sup>g</sup>	VDI 2467 Blatt 2:1991-08
Water dew point		Dependente do clima, ver Tabela B-5		
Comments				
<p>a Limit values are absolute, the number of the decimal places shall not imply the accuracy of the test methods.</p> <p>b A silicon content of &lt; 0,1 or 0,5 mg /m<sup>3</sup> is considered as a safe level. Further research is needed for a decision whether a higher limit value is acceptable.</p> <p>c Currently, there is a difference between the automotive industry needs for sulfur content (10 mgS/m<sup>3</sup> including odorisation) and the values the gas industry can provide (30 mg/m<sup>3</sup> including odorisation). See Annex B. It is possible to cover this parameter in a national foreword.</p> <p>d The methane number depends on the composition of the distributed natural gas. It should be noted that only a small fraction of the distributed natural gas has a methane number below (MWM) of 70.</p> <p>e The fuel shall be free from impurities other than “de minimis” levels of compressor oil and dust impurities. In the context of this European Standard, “de minimis” means an amount that does not render the fuel unacceptable for use in end user applications.</p> <p>f Fuelling stations providing LNG should include a filter with maximum size of 5 µm nominal and 10 µm absolute with 90 % efficiency and giving maximum particle contamination of 10 mg/L of LNG to protect the vehicle system from debris.</p> <p>g When the absence of liquid water can be demonstrated, it is not necessary to monitor these parameters.</p>				

*Tabela B-4 Requisitos, valores limites e métodos de teste relacionados com o GN e biometano para utilização como combustível veicular, com valor MN elevado, propostos pela norma prEN 16732-2*

Parameter	Unit	Limit values <sup>a</sup>		Test Method
		Min	Max	
Total volatile silicon (as Si)	mgSi/m <sup>3</sup>		0.1 or 0.5 <sup>b</sup>	SP test method
Hydrogen	% mol/mol	-	2	EN ISO 6974-3 EN ISO 6974-6 EN ISO 6975

Hydrocarbon dew point temperature (from 0,1 to 7 MPa absolute pressure)	°C	-	-2 (as in EN 6726)	ISO 23874 ISO/TR 11150 ISO/TR 12148
Oxygen	%mol/mol	-	1	EN ISO 6974 series EN ISO 6975
Hydrogen sulfide + Carbonyl sulfide (as sulfur)	mg/m <sup>3</sup>	-	5 (as in EN 16726)	EN ISO 6326-1 EN ISO 6326-3 EN ISO 19739
S total	mgS/m		c	EN ISO 6326-5 EN ISO 19739
Methane Number	Index	80		Annex A of EN 16726
Compressor oil			e	ISO 8573-2
Dust impurities			e <sup>f</sup>	ISO 8573-4
Amine			10 <sup>g</sup>	VDI 2467 Blatt 2:1991-08
Water dew point	Dependente do clima, ver Tabela B-5			
Comments				
<p>a Limit values are absolute, the number of the decimal places shall not imply the accuracy of the test methods.</p> <p>b A silicon content of &lt; 0,1 or 0,5 mg /m<sup>3</sup> is considered as a safe level. Further research is needed for a decision whether a higher limit value is acceptable.</p> <p>c Currently, there is a difference between the automotive industry needs for sulfur content (10 mgS/m<sup>3</sup> including odorisation) and the values the gas industry can provide (30 mg/m<sup>3</sup> including odorisation). See Annex B. It is possible to cover this parameter in a national foreword.</p> <p>d The methane number depends on the composition of the distributed natural gas. It should be noted that only a small fraction of the distributed natural gas has a methane number below (MWM) of 70.</p> <p>e The fuel shall be free from impurities other than “de minimis” levels of compressor oil and dust impurities. In the context of this European Standard, “de minimis” means an amount that does not render the fuel unacceptable for use in end user applications.</p> <p>f Fuelling stations providing LNG should include a filter with maximum size of 5 µm nominal and 10 µm absolute with 90 % efficiency and giving maximum particle contamination of 10 mg/L of LNG to protect the vehicle system from debris.</p> <p>g When the absence of liquid water can be demonstrated, it is not necessary to monitor these parameters.</p>				

O parâmetro de ponto de orvalho da água é ainda especificado como dependente do clima, na Tabela B-5. Cada país tem de se incluir numa das classes A,B ou C. Será adoptado, a nível nacional, o valor limite do ponto de orvalho da água correspondente à classe a que cada país se inclui.

*Tabela B-5 Requisitos dependentes do clima e os seus métodos de teste, propostos pela norma prEN 16732-2*

Parameter	Limit values	Test method See normative references
<b>Water dew point</b>	Class A -10 °C at 200000 kPa	ISO 6327 (applicability at 200000 kPa )
	Class B -20 °C at 200000 kPa	
	Class C -30 °C at 200000 kPa	

A Tabela B-3 e a Tabela B-4 apresentam as especificações e métodos de teste para combustível gasoso a ser utilizado nos transportes, seja Gás Natural, biometano ou uma mistura dos dois. Vários valores das tabelas anteriores foram baseados na norma EN 16726. No caso de esta norma ser modificada, estes valores devem ser revistos.

Outros métodos de teste podem ser utilizados desde que o seu propósito possa ser demonstrado e validado. Alguns métodos de teste ainda não foram validados para o biometano ou para misturas com o GN, mas está a ser realizado trabalho nesse sentido.



## Anexo C Decreto-Lei nº 231/2012 de 26 de Outubro:

Artigo 2.º

Âmbito de aplicação

1 — O presente decreto -lei aplica -se a todo o território nacional, sem prejuízo do disposto no capítulo VII do Decreto -Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro.

2 — As disposições do presente decreto-lei relativas ao acesso às redes de transporte e de distribuição e demais infraestruturas do SNGN, bem como à comercialização, são aplicáveis ao biogás e ao gás proveniente da biomassa, ou a outros tipos de gás, na medida em que esses gases possam ser, do ponto de vista técnico, de qualidade e da segurança, injetados e transportados nas redes de gás natural.

3 — A definição dos requisitos técnicos, de qualidade e de segurança do biogás, do gás proveniente da biomassa e de outros tipos de gás bem como os procedimentos aplicáveis ao licenciamento das instalações de tratamento destes gases em estado bruto e à sua injeção nas infraestruturas do SNGN são aprovados por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da energia e do ambiente, ouvida a ERSE e o operador da RNTGN.

4 — O regime de aquisição do biogás, do gás proveniente da biomassa e dos outros tipos de gás é definido por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE, a Agência Portuguesa do Ambiente e o operador da RNTGN, no âmbito das suas atribuições.

## Anexo D Regulamento nº 139-A/2013, de 16 de abril

### Secção II

#### Características do fornecimento de gás natural

#### Artigo 18.º

##### Características do gás natural

- 1 - O gás natural veiculado no SNGN deve garantir o correto funcionamento das infraestruturas e dos equipamentos, bem como a segurança na sua utilização.
- 2 - A monitorização das características do gás natural deve ser realizada pelos operadores das infraestruturas nas quais se verifica a receção de gás natural no SNGN, a entrega de gás natural nos pontos de entrada da RNTGN e a mistura de gás natural de diferentes proveniências.
- 3 - O gás natural, nos pontos de entrada da RNTGN, deve respeitar as seguintes gamas de variação admissíveis, para as características:
  - a) Índice de Wobbe, calculado nas condições de referência:
    - i) IW mínimo = 48,17 MJ/m<sup>3</sup> (n).
    - ii) IW máximo = 57,66 MJ/m<sup>3</sup> (n).
  - b) Densidade relativa, calculada nas condições de referência:
    - i) d mínima = 0,5549.
    - ii) d máxima = 0,7001.
- 4 - O gás natural, nos pontos de entrada da RNTGN, deve respeitar os seguintes limites máximos para as características:
  - a) Ponto de orvalho da água = -5°C à pressão máxima de serviço.
  - b) Sulfureto de hidrogénio = 5 mg/m<sup>3</sup> (n).
  - c) Enxofre total = 50 mg/m<sup>3</sup> (n).
- 5 - Devem ser monitorizadas as seguintes características do gás natural:
  - a) Concentração de oxigénio.
  - b) Ponto de orvalho de hidrocarbonetos para pressões até à pressão máxima de serviço.
  - c) Concentração de sulfureto de carbonilo.
  - d) Concentração de impurezas.
  - e) Concentração mínima de metano.
- 6 - Os operadores referidos no n.º 1 devem garantir que as características do gás asseguram a inter-operacionalidade das suas infraestruturas com as demais infraestruturas a que se encontrem ligadas.

## Anexo E Descrição do processo CDA da Tratolixo

O esquema geral do processo a ser descrito está disponível na Figura E-1.

### Recepção e Descarga

Os RSU provenientes dos concelhos de Cascais, Oeiras e Sintra são crivados na CITRS de Trajouce, e depois são encaminhados para a CDA da Abrunheira, com uma fracção inferior a 80 mm, com elevado teor de resíduos orgânicos. Assim, reduz-se o transporte interno entre as duas unidades e aumenta-se a disponibilidade técnica da CDA da Abrunheira. Os RSU de Mafra e os RUB também são encaminhados para a CDA da Abrunheira. [46]

A recepção e descarga dos resíduos é feita em zona fechada para não existir possibilidade de emissões de odores e partículas para o exterior. É utilizado ainda um sistema de captação e renovação de ar. O edifício de recepção e descarga de resíduos está preparado para receber camiões de recolha municipal e veículos de maior porte, com volume máximo de 90 m<sup>3</sup>. Os resíduos são alimentados em 2 fossas de recepção, uma para RSU e outra para RUB. A alimentação das 3 linhas de tratamento, 2 para RSU e 1 para RUB, é feita através de garra mecânica com capacidade de 6 m<sup>3</sup>. [46]

### Pré Tratamento

Na fase de pré tratamento, separa-se a fracção de resíduos com diâmetro inferior a 60 mm e rejeita-se os principais contaminantes do processo, como inertes (vidros, pedras, outros), os plásticos (rolantes, leves, outros) e os metais. A fracção com diâmetro inferior a 60 mm é considerada ideal para o processo de digestão anaeróbio utilizado nesta central.

Esta fase inicia-se com a separação dos volumosos por triagem manual, antes da alimentação aos crivos rotativos. Quando se processam os RSU, são removidos os designados monstros, objectos de grandes dimensões que podem causar entupimentos e danos na linha de processamento.

A crivagem é efectuada por 3 tambores rotativos de 60 mm, que por rotação, favorecem a queda de materiais com granulometria igual ou inferior a 60 mm. Nestes tambores em específico estão instaladas facas metálicas de grande dimensão, para aumentar a eficiência da crivagem através da abertura de sacos.

A fracção inferior a 60 mm é sujeita a separação magnética e é encaminhada para um crivo vibratório com malha de 15 mm, onde é separada a fracção menor que 15 mm, que é encaminhada directamente para os digestores.

A fracção entre 15 e 60 mm é sujeita a separação de inertes, para remover os elementos pesados da matéria, como objectos rolantes, vidros e pedras. Num moinho de martelos, esta fracção é sujeita a trituração para reduzir a granulometria para cerca de 20 mm, passando por um transportador balístico, para remoção de inertes, antes de se juntar à fracção inferior a 15 mm com destino aos digestores.

### Triagem Secundária

Os materiais que não passam pela malha do tambor, com granulometria superior a 60 mm, são considerados rejeitados, mas antes de serem encaminhados para o seu destino final são sujeitos a separação magnética e a separação por correntes de Foucault. Quando se processa RSU, existe a possibilidade de se recuperar, por triagem manual, diversos materiais recicláveis como papel, cartão, filme plástico, PET, PEAD, ECAL e plásticos mistos. Todos os recicláveis recuperados são prensados e enviados para reciclagem. Sempre que se processa um RSU pré crivado na unidade de Trajouce a 80 mm, esta triagem não ocorre, porque esta fracção é separada nessa unidade e enviada para cabine de triagem manual semelhante, onde os recicláveis são recuperados.

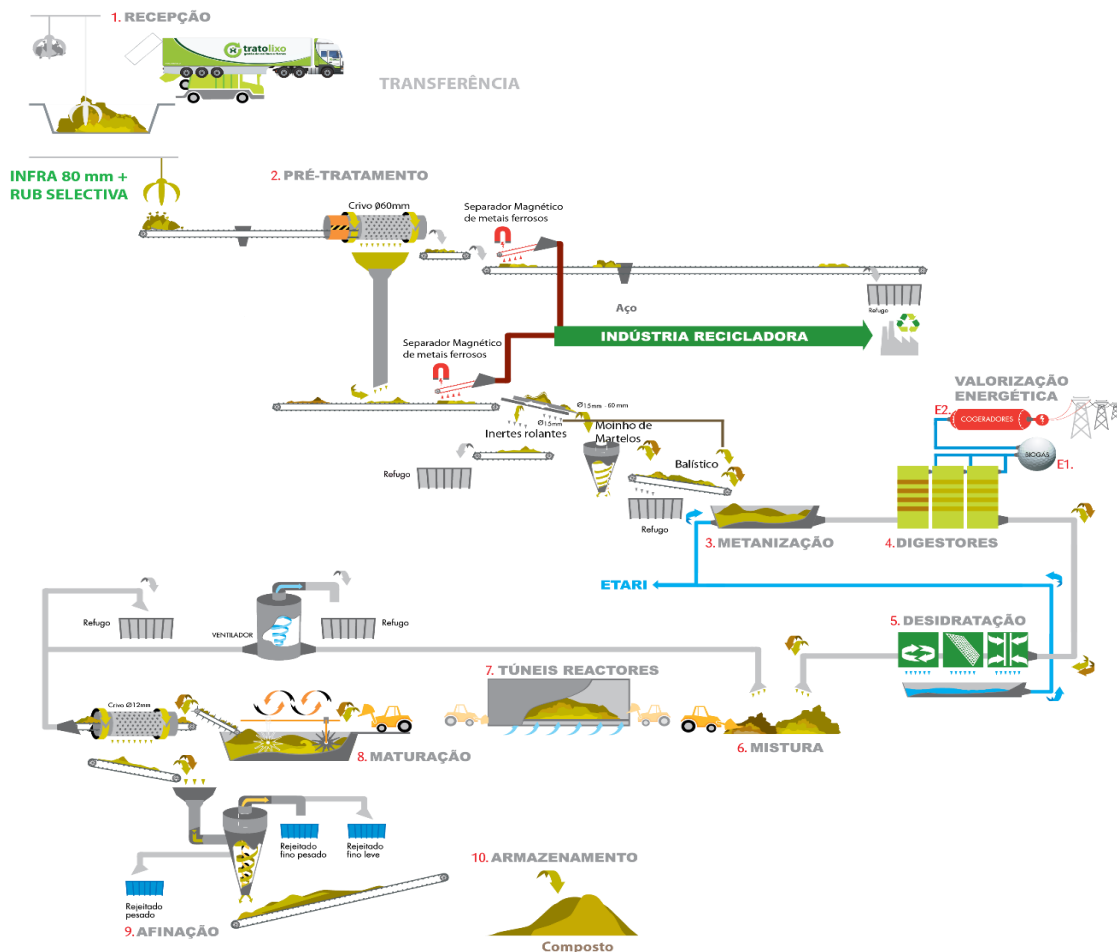


Figura E-1 - Funcionamento da CDA da Abrunheira [44]

Os rejeitados da triagem manual são considerados como CDR “pobre” e encaminhados para semi reboques de 90 m<sup>3</sup> e enviados para a 4<sup>a</sup> linha da ValorSul ou processados por forma a constituir CDR para utilização em cimenteiras como co-combustível.

### Digestão Anaeróbia

A fracção de alimentação fresca é misturada com material já digerido proveniente dos digestores, para inocular a mistura e garantir um arranque anaeróbia rápido e suave. A mistura é ainda diluída com águas de processo, até se obter cerca de 37% em teor de matéria seca. Esta fase do processo utiliza 2 bombas de introdução e adiciona-se vapor para regulação da temperatura, antes da alimentação do substrato para os digestores.

O tempo de permanência hidráulico do substrato nos digestores é de cerca de 35 dias, com uma temperatura de 40 °C, em regime mesófilo. Cada um dos três digestores tem 27 metros de altura e um volume total de 3700 m<sup>3</sup>, com um enchimento de substrato até cerca de 83 % da sua capacidade. O volume restante, denominado por céu gasoso, permite a acumulação do biogás produzido.

O reactor utiliza a tecnologia Valorga, e consiste num cilindro vertical com um design específico para obter um processo com escoamento do tipo pistão horizontal. Contêm uma parede interior vertical, que se dispõe por cerca de 2/3 do seu diâmetro. Os orifícios para introdução e extracção dos resíduos estão localizados em lados opostos da parede interna. A parede força a matéria a seguir uma trajectória circular à sua volta, de maneira a cobrir toda a superfície do reactor [47]. O esquema do reactor Valorga está disponível na Figura E-2.

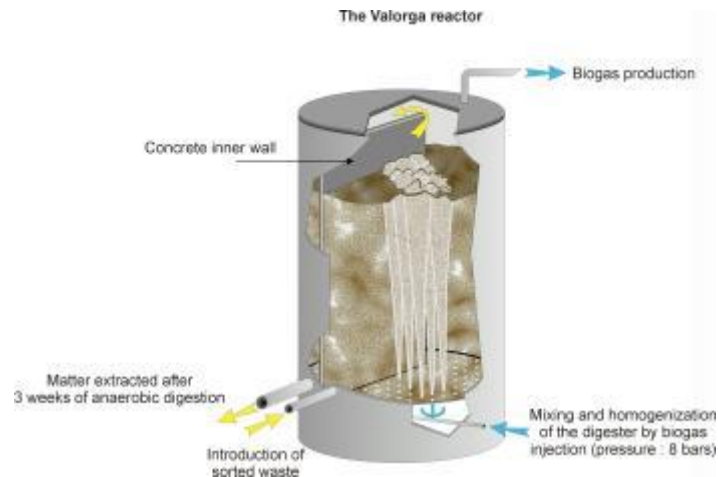


Figura E-2- Reactor com tecnologia Valorga

A injeção periódica e automática de biogás a cerca de 7 bar permite uma eficiente mistura vertical. Esta mistura requer a utilização de um sistema pneumático, e está desenhada especificamente para o alto conteúdo em sólidos da mistura, devido à não utilização de dispositivos mecânicos. Este sistema de mistura permite a digestão por via seca sem nenhum obstáculo para a circulação e transferência de matéria, com uma boa deslocação e homogeneização do substrato e eliminação de bolsas de biogás. [47]

Após saída do digestor, o substrato, ou digerido, é desidratado para prosseguir para etapa de compostagem. A desidratação é alcançada por equipamentos em série, que vão apurando a separação da componente sólida da componente líquida do digerido. Nestes equipamentos estão incluídas prensas, tamisadores e centrífugas, que permitem a separação de 95% da fracção sólida do digerido, que segue para compostagem.

O biogás é captado no topo dos digestores, onde uma parte passa por compressores antes de ser recirculada no fundo dos digestores e a restante segue para os moto-geradores da unidade de cogeração. Na unidade de cogeração, é produzida energia eléctrica para introdução na Rede Eléctrica Nacional.

## Compostagem

Na etapa de compostagem, o digerido é misturado com material estruturante (resíduos verdes triturados) e introduzido em túneis, passando à fase aeróbia de tratamento da matéria orgânica. A instalação possui 10 túneis de compostagem, que proporcionam arejamento forçado do digerido desidratado, que ficam completamente fechados durante o período de permanência, cerca de 14 dias, com controlo contínuo dos parâmetros do processo, como a humidade, oxigénio e temperatura, de modo a determinar a quantidade necessária de ar a ser injectado.

Numa nave independente, segue-se a etapa de maturação, com formação de pilhas e revolvimento com equipamento mecânico. Nesta fase conclui-se a compostagem, com uma permanência de 7 dias.

Antes de ser expedido, o composto é submetido a afinação mecânica que permite remover os contaminantes. A afinação é efectuada por crivagem de 12 mm e separação em mesa densimétrica das fracções pesadas, finas pesadas e leves, que serão enviadas para aterro. O composto final é armazenado em nave própria, com produção de lotes mensais sujeitos a monitorização de acordo com a legislação em vigor.

## Tratamento do ar

Todas as naves são fechadas e possuem extracção de ar para tratamento em biofiltros, que se situam no telhado dos túneis de compostagem. Existem 2 biofiltros com área aproximada de 1000 m<sup>2</sup>, que permitem tratar cerca de 195000 m<sup>3</sup>/h de ar.

## Efluentes Líquidos

No Ecoparque da Abrunheira, existe ETARI, para onde são enviados todos os efluentes líquidos. Após tratamento, a água obtida é utilizada como água industrial na CDA.

## Anexo F Pré avaliação com ferramenta Biomethane-Calculator

Como parâmetros do biogás especifica-se a composição e caudal considerados na secção 5.1. Como parâmetros económicos, utilizaram-se os valores *standard* definidos pela calculadora, com uma disponibilidade da unidade de 98%, tempo de depreciação de 15 anos e factor de actualização de 6%. Este parâmetros são diferentes dos utilizados para a avaliação económica executada na secção 5.6 e na secção 5.7. O objectivo desta avaliação é comparar as potenciais viabilidades entre tecnologias de purificação, e não determinar a viabilidade de uma tecnologia em si. Para termos comparativos, considera-se que esta aproximação é razoável.

A estimativa destes custos não reflecte o preço de compra do biogás. Para um caudal de 600 Nm<sup>3</sup>/h de biogás, obtêm-se os resultados da Tabela F-1.

Tabela F-1 - Resultados da comparação da viabilidade económica dos processos de purificação considerados, obtidos pela ferramenta *Biomethane-Calculator*

	Water Scrubbing	PSA	Amine Scrubbing	Gas Permeation (Medium Recovery)	Gas Permeation (High Recovery)
Perda de metano (%)	2	2	0,04	5	0,5
Pressão Biometano (bar)	8	7	1	6	6
Quantidade biometano (M m <sup>3</sup> /ano)	3,072	3,072	3,134	2,978	3,120
Custo investimento (M euros)	1,424	1,426	1,377	1,274	1,361
Custos operacionais (M euros /ano)	0,242	0,240	0,324	0,391	0,448
Custos totais (M euros /ano)	0,389	0,387	0,466	0,522	0,588
Custo específico biometano (cêntimos/ m <sup>3</sup> )	12,65	12,58	14,86	17,51	18,86
Custo específico biometano (cêntimos/ kWh) (PCI estimado pela calculadora)	1,31	1,31	1,54	1,82	1,96

## Anexo G Escolha e validação do modelo termodinâmico

Nesta secção vai-se escolher o modelo termodinâmico do software *Aspen Plus®* mais apropriado para simular o processo de *Water Scrubbing*, considerado um processo de absorção física.

Um processo de absorção física é definido pela lei de *Henry*. Esta lei propõe que a solubilidade de um gás dissolvido num líquido é directamente proporcional à sua pressão parcial. Aplica-se a baixas pressões parciais e baixas concentrações de soluto, em condições perto da idealidade, e quando o soluto não apresenta fortes interações com o solvente. A solubilidade de um dado gás num líquido aumenta para altas pressões e baixas temperaturas [39]. Os resultados obtidos para as solubilidades vão ser comparados com resultados experimentais retirados de literatura apropriada, para possibilitar a escolha do modelo que melhor reproduza os dados experimentais. Foi realizado um estudo semelhante, mais detalhado, por (Cozma, et al., 2013) [48].

Foram considerados os equilíbrios das seguintes misturas binárias: CO<sub>2</sub> - H<sub>2</sub>O; CH<sub>4</sub> - H<sub>2</sub>O; H<sub>2</sub>S - H<sub>2</sub>O; N<sub>2</sub> - H<sub>2</sub>O; O<sub>2</sub> - H<sub>2</sub>O. Os modelos termodinâmicos escolhidos para a comparação em estudo são:

- UNIQUAC - com lei dos gases ideais e a lei de Henry
- NRTL - “Non-Random-Two-Liquid” com lei dos gases ideais e a lei de Henry
- NRTL-RK - “Non-Random-Two-Liquid” com equação de estado de Redlich- Kwong e a lei de Henry
- UNIQ-RK - modelo UNIQUAC com equação de estado de Redlich- Kwong e a lei de Henry
- ELECNRTL – modelo electrolítico de “Non-Random-Two-Liquid” com equação de estado de Redlich- Kwong para aplicações aquosas e de mistura de solvente e a lei de Henry

A solubilidade dos gases em água pura foi calculada através de uma análise binária. Como resultado obtém-se uma análise da variação do equilíbrio de fases vapor-líquido do sistema binário com a pressão, para uma dada temperatura. Como se trabalha com gases, os resultados são obtidos para fracções molares.

Pela análise da Figura G-1, verifica-se que os modelos NRTL-RK, UNIQ-RK e ELECNRTL modelam de um modo semelhante o equilíbrio líquido-vapor entre o metano e água pura. Estes modelos apresentam resultados concordantes com os resultados experimentais disponíveis na bibliografia consultada. [Fonte A - [49]; Fonte B - [50]]

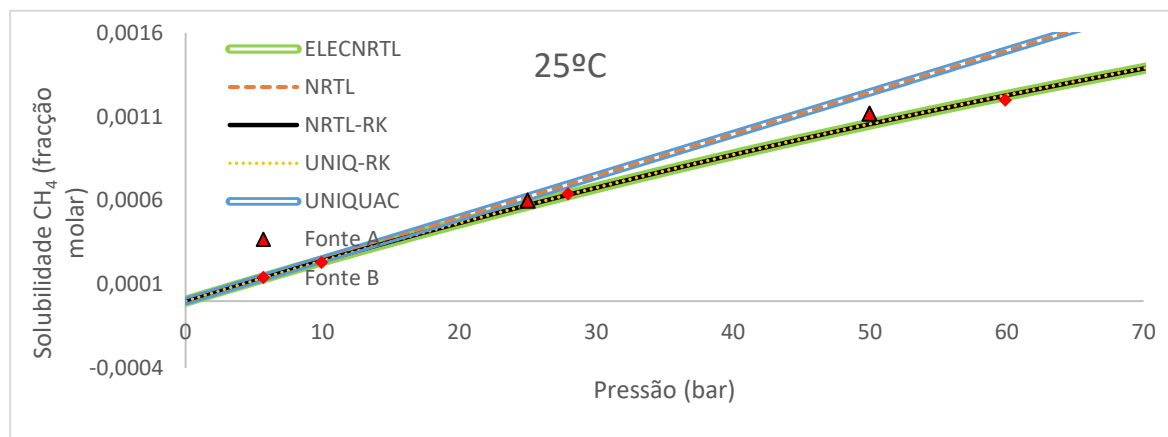


Figura G-1 - Solubilidade de CH<sub>4</sub> em água pura a 25°C : Resultados simulação vs resultados experimentais retirados da literatura

A análise da Figura G-2 incute uma maior confiança no modelo UNIQ-RK para a modelação do sistema de equilíbrio entre o dióxido de carbono e a água pura. Este modelo apresenta resultados muito próximos dos resultados experimentais presentes na bibliografia apropriada. Os restantes modelos utilizados apresentam disparidades relativamente aos resultados experimentais, mais pronunciadas a partir dos 10 bar. [Fonte C - [51]; Fonte D - [52]]

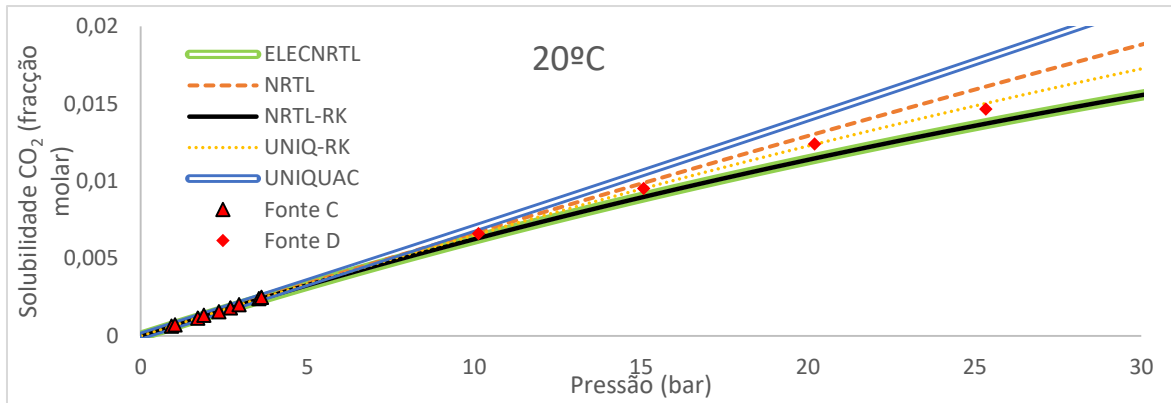


Figura G-2 - Solubilidade de CO<sub>2</sub> em água pura a 20°C : Resultados simulação vs resultados experimentais retirados da literatura

Pela Figura G-3, é possível verificar que os modelos NRTL-RK, UNIQ-RK e ELECNRTL apresentam resultados coerentes com os da bibliografia consultada para o equilíbrio entre água pura e sulfureto de hidrogénio. [Fonte E [53]; Fonte F [54]]

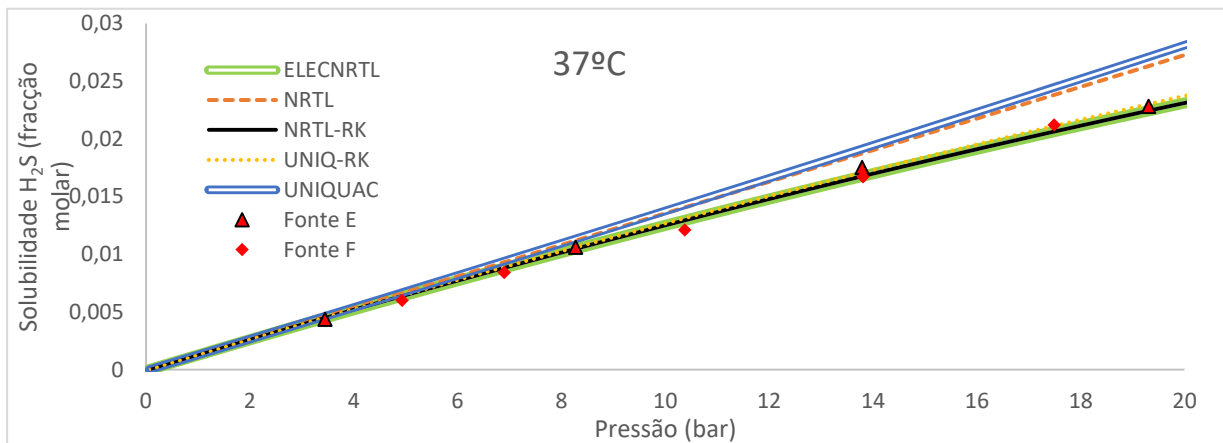


Figura G-3 - Solubilidade de H<sub>2</sub>S em água pura a 37°C : Resultados simulação vs resultados experimentais retirados da literatura

A Figura G-4 demonstra que os resultados de todos os modelos testados são coerentes entre si para a modelação do sistema de equilíbrio entre o azoto e a água pura. Os resultados experimentais presentes na bibliografia consultada validam os resultados da modelação destes modelos. [Fonte G [53]]

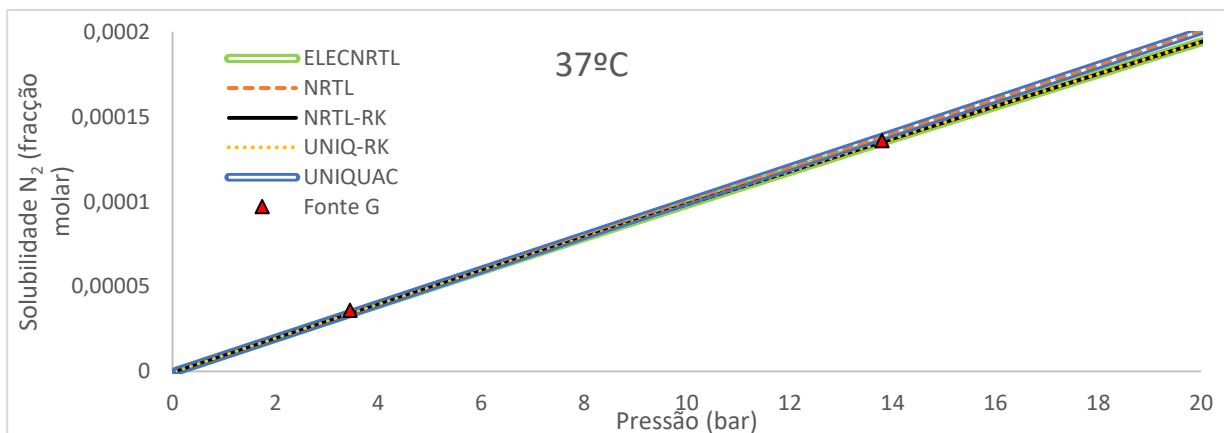


Figura G-4 - Solubilidade de N<sub>2</sub> em água pura a 37°C : Resultados simulação vs resultados experimentais retirados da literatura



Os resultados presentes na Figura G-5 demonstram coerência entre os modelos considerados na modelação do sistema de equilíbrio entre o oxigénio e a água pura. Os resultados experimentais da bibliografia validam os modelos testados. [Fonte H [55]].

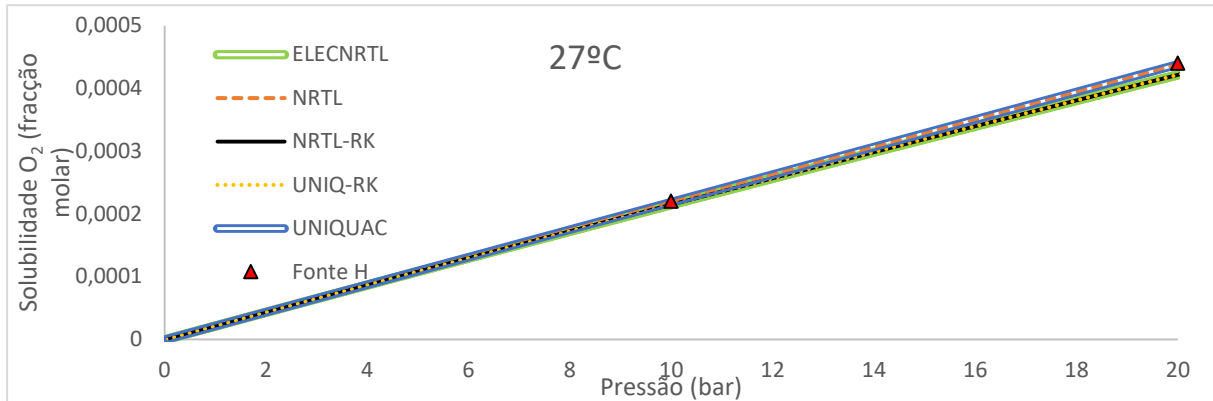


Figura G-5 - Solubilidade de O<sub>2</sub> em água pura a 27°C : Resultados simulação vs resultados experimentais retirados da literatura

A lei dos gases ideais é a equação de estado mais simples e apenas deve ser aplicada para baixas pressões, resultando na diminuição da exactidão dos modelos NRTL e UNIQAC com o aumento da pressão, como comprovado pelos resultados obtidos.

Para médias pressões, é indicado que se utilize a equação de estado de Redlich-Kwong, presente nos modelos UNIQ-RK, NRTL-RK e ELECRTL. Estes modelos, descrevem de forma aceitável o equilíbrio dos componentes principais do biogás. O dióxido de carbono apresenta um equilíbrio ligeiramente diferente entre estes modelos, e o que representa melhor os dados da bibliografia consultada é o modelo UNIQ-RK.

Ao longo do resto deste estudo, e para efeitos de simulação do processo de *Water Scrubbing*, vai-se utilizar o modelo UNIQ-RK por se considerar que é o modelo que melhor representa os equilíbrios dos componentes do biogás com a água pura.

## Anexo H Pressupostos para simulação

Tabela H-1 - Factores de conversão utilizados para o biogás e biometano

	moles/ Nm <sup>3</sup>	kg/kmol	kg / Nm <sup>3</sup>	MJ/kg	kWh/kg
biogás	44,615	27,054	1,207	17,907	4,974
biometano	44,615	16,522	0,737	47,090	13,081

Tabela H-2 - Preços de GN para clientes industriais em Portugal, retirado de [56]

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Preço (euros/GJ)	10,99	12,24	9,69	12,1	16,83	17,41	17,9	17,47
Preço (euros/kWh <sub>th</sub> )	0,0396	0,0441	0,0349	0,0436	0,0606	0,0627	0,0644	0,0629

Utiliza-se como referência do preço do GN, o preço médio dos últimos 3 anos, considerado igual a 0,0633 euros/kWh<sub>th</sub>.

## Anexo I Resultados para a variação do número de andares nas colunas

Tabela I-1 - Resultados para a variação do número de andares na coluna de absorção, para vários andares na coluna de stripping

Andar coluna stripping	Andar coluna absorção	Fracção molar metano	Recuperação global metano	Caudal "AR-31" (kg/h)	Caudal "MAKE-UP" (kg/h)	Caudal "A-LIQ-IN" (kg/h)	Caudal "BIOMETHA" (kmol/h)	Pressão "FLASH" (bar)	Custo Bruto (dólares/h)	Lucro bruto (dólares/h)
16	16	0,97077	0,98949	64,49	803,51	79751,3	16,453	4,929	15,942	433,769
	14	0,97088	0,99160	94,51	812,30	80584,2	16,486	4,555	16,436	433,599
	12	0,97077	0,99100	65,47	838,85	83285,2	16,478	4,522	16,578	433,398
	10	0,97092	0,98853	156,61	831,82	82442,3	16,435	4,860	16,344	433,056
	8	0,97100	0,98773	92,20	910,55	90405,0	16,420	4,539	17,022	432,119
	6	0,97089	0,98434	209,79	1045,92	103766,5	16,365	4,298	18,317	430,104
	4	0,97096	0,97321	359,19	1786,55	177594,8	16,179	3,196	24,612	420,984
14	16	0,97091	0,99009	65,64	807,80	80179,5	16,461	4,823	16,075	433,675
	14	0,97100	0,98969	75,57	806,58	80040,0	16,452	4,871	16,036	433,579
	12	0,97095	0,98869	92,74	808,70	80225,0	16,437	4,983	15,970	433,465
	10	0,97090	0,98768	136,36	848,46	84134,4	16,421	4,881	16,752	433,151
	8	0,97084	0,98668	179,98	888,22	88043,7	16,405	4,780	16,803	432,229
	6	0,97073	0,98669	201,85	1053,37	104524,5	16,407	4,019	18,686	430,265
	4	0,97095	0,97278	362,79	1777,96	176729,8	16,172	3,238	24,494	421,035
12	16	0,97002	0,98863	125,40	788,93	78201,2	16,451	5,108	15,884	434,041
	14	0,97091	0,99077	67,32	821,35	81532,6	16,472	4,655	16,334	433,543
	12	0,97104	0,98938	87,09	816,08	80972,4	16,446	4,850	16,133	433,388
	10	0,97055	0,98948	95,58	841,95	83545,8	16,456	4,679	16,474	433,298
	8	0,97006	0,98939	239,89	893,15	88453,3	16,463	4,414	17,333	432,634
	6	0,96984	0,98639	183,24	1033,34	102548,2	16,417	4,125	18,395	430,976
	4	0,97095	0,97275	403,66	1780,01	176875,4	16,172	3,238	24,584	420,933
10	16	0,97097	0,99061	67,16	815,47	80946,4	16,468	4,719	16,232	433,590
	14	0,97082	0,99031	66,65	824,16	81816,6	16,466	4,711	16,290	433,546
	12	0,97078	0,98916	83,05	819,99	81369,98	16,447	4,865	16,135	433,485
	10	0,97078	0,99119	92,45	861,87	85544,3	16,481	4,358	16,951	433,024
	8	0,97099	0,98779	191,23	894,80	88685,0	16,421	4,606	17,040	432,125
	6	0,96998	0,98674	212,88	1038,26	102998,4	16,421	4,070	18,552	430,812
	4	0,97097	0,97282	417,07	1790,16	177870,3	16,172	3,215	24,709	420,803
8	16	0,97082	0,99032	66,25	821,76	81578,8	16,466	4,738	16,250	433,602
	14	0,97100	0,99065	77,04	823,49	81733,6	16,468	4,663	16,356	433,450
	12	0,97126	0,98936	92,30	824,26	81784,5	16,443	4,818	16,225	433,183
	10	0,97098	0,98902	182,31	835,60	82783,2	16,442	4,775	16,499	432,963
	8	0,97061	0,98839	206,47	894,38	88624,5	16,437	4,534	17,143	432,335
	6	0,97092	0,98411	264,07	1047,75	103871,3	16,361	4,320	18,404	429,952
	4	0,97098	0,97136	500,43	1782,65	176995,6	16,148	3,322	24,640	420,593
6	16	0,97118	0,99116	86,15	822,25	81597,6	16,474	4,612	16,424	433,396
	14	0,97086	0,99000	144,71	804,99	79780,7	16,460	4,831	16,194	433,556
	12	0,97079	0,99047	97,11	839,79	83333,5	16,469	4,594	16,562	433,306

	10	0,96997	0,98938	156,74	861,52	85415,8	16,465	4,597	16,492	433,392
	8	0,96915	0,98829	216,38	883,25	87498,2	16,461	4,600	17,023	432,774
	6	0,97082	0,98404	304,64	1048,42	103878,8	16,362	4,327	18,476	429,921
	4	0,97095	0,97352	630,39	1799,65	178504,9	16,184	3,162	25,257	420,401
4	16	0,97077	0,99058	111,40	828,12	82150,1	16,471	4,676	16,438	433,489
	14	0,97082	0,99048	171,03	825,08	81755,2	16,469	4,681	16,510	433,424
	12	0,97088	0,99039	230,65	822,03	81360,3	16,466	4,687	16,603	433,201
	10	0,97082	0,98935	258,42	845,08	83622,9	16,450	4,693	16,782	432,826
	8	0,97087	0,98788	289,20	908,18	89884,0	16,425	4,544	17,371	431,874
	6	0,97091	0,98595	419,95	1070,59	105929,8	16,392	4,047	19,160	429,550
	4	0,97097	0,97250	1013,2 5	1825,74	180548,9	16,167	3,188	26,083	419,350

## Anexo J Dimensionamento Bombas

Todos os caudais se enquadram na gama das bombas centrífugas e as pressões a comprimir são relativamente baixas, pelo que o tipo de bomba escolhido para os três casos foi o tipo de bomba centrífuga [57]. A Tabela J-1 descreve as condições operatórias das bombas do processo.

Tabela J-1 - Condições operatórias das bombas do processo

Bombas	PUMP01	PUMP02	PUMP03
Caudal entrada (m <sup>3</sup> /h)	85,470	0,871	1,153
Pressão entrada (bar)	1,003	1,00	1,10
Pressão saída (bar)	10,00	10,00	1,60
T entrada (°C)	19,75	20	5
T saída (°C)	19,88	20,57	5,03
Eficiência	0,6862	0,2957	0,2957
Trabalho (kW)	31,130	0,737	0,054
Tipo bomba	Centrífuga	Centrífuga	Centrífuga

## Anexo K Dimensionamento Compressores

Devido aos caudais e pressões de descarga consideradas normais, para os dois compressores, foram seleccionados compressores de deslocamento alternativos, também designados por recíprocos (reciprocating) [57].

A razão de compressão no COMP01 é superior a 3,5, pelo que este irá ter dois andares (não se considera arrefecimento entre andares porque a temperatura não excede os 200°C). A razão de compressão do COMP02 é inferior a 3,5, pelo que este irá ter uma fase [57].

Assume-se por excesso, que o Blower01 irá ter uma pressão de descarga de 1,2 bar, devido à perda de carga na coluna de *stripping* e tubagens prévias. De acordo com o fornecedor consultado, foi escolhido um ventilador do tipo de deslocamento positivo

A Tabela K-1 apresenta as condições operatórias dos compressores e do ventilador.

Tabela K-1 - Condições operatórias dos compressores e do ventilador

Compressor	COMP01	COMP02	Blower01
Caudal entrada (m <sup>3</sup> /h)	634,7	177,4	151,18
Pressão entrada (bar)	1,00	4,05	1,01
Pressão saída (bar)	5,00	10,50	1,20
Razão compressão global	5,00	2,59	1,18
Número de andares	2	1	1
Razão compressão máxima	2,24	2,59	1,18
T entrada (°C)	20,00	19,58	20,00
T saída (°C)	192,97	118,64	44,51
Eficiência/andar	0,72	0,72	0,60
Trabalho (kW)	51,26	31,07	1,39
Tipo	Recíproco	Recíproco	Deslocamento positivo

## Anexo L Dimensionamento Colunas

### L.1 Colunas de absorção e *stripping*

O coeficiente de transferência de massa foi determinado com base no método e correlação de *Onda et al. (1968)*. O coeficiente de transferência de calor foi determinado com base no método e correlação de *Chilton and Colburn*. O cálculo da área interfacial foi com base no método e correlação de *Onda et al. (1968)*.

O principal factor que determina o diâmetro das colunas a dimensionar é a velocidade do gás. A velocidade do gás deve ser projectada para promover uma boa mistura entre a fase líquida e a fase gasosa. Para um caudal de gás fixo, a velocidade do gás é maior para um diâmetro menor da coluna. Contudo a velocidade do gás está limitada pela perda de carga e pela capacidade de carga e inundação.

Geralmente, a performance hidrodinâmica da coluna é expressa pela perda de carga ao longo da coluna e pela retenção de líquido. A retenção de líquido é a quantidade de líquido retido na superfície do enchimento.

O ponto de carga pode ser definido pelo ponto a partir do qual a eficiência da transferência de massa diminui significativamente com o aumento do caudal. Este ponto é alcançado quando a retenção de líquido no enchimento começa a aumentar com a velocidade do gás. Com o aumento da velocidade do gás, o líquido irá eventualmente ser a fase continua e o gás irá borbulhar ao longo da coluna. Esta condição indesejável é denominada por inundação e é responsável por um grande aumento da perda de carga ao longo da coluna.

As condições de inundação correspondem à capacidade hidrodinâmica máxima do sistema, e dependem do tipo de enchimento e das propriedades físicas do sistema. A grande maioria das colunas é projectada para operar a 70% da velocidade do gás que causa inundação, pelo que as colunas dimensionadas irão obedecer a condição [39].

A performance da coluna irá depender maioritariamente da altura do enchimento. O HETP de uma coluna (*Height Equivalent to a Theoretical Plate*) varia com o tipo e tamanho do enchimento, mas também em parte com as condições hidrodinâmicas da coluna.

O diâmetro e altura necessários de enchimento foram calculados pela ferramenta Packing Rating. Para colunas com diâmetro perto de 1m, o diâmetro físico das colunas é arredondado ao próximo 1/2 ft, ou 1/4 ft de acordo com fonte consultada [58]. Para altura física da coluna adicionar 4 ft ao topo para separação do vapor e 6 ft à base para nível de líquido [38] (realça-se que 1 ft é equivalente a 0,3048 m).

Aplicando estes conceitos, as duas colunas foram dimensionadas para cada tipo e tamanho dos enchimentos considerados. Com o dimensionamento feito, é possível estimar o preço através da ferramenta *Aspen Plus®*.

A Tabela L-1 apresenta as estimativas dos preços relativos das colunas para vários tipos e tamanhos de enchimento. Realça-se que no preço de cada coluna está incluído o preço do enchimento necessário para a encher.

Tabela L-1 Variação do preço relativo da coluna de absorção e stripping, para vários tipos e dimensões de enchimento, para a performance desejada

Tipo enchimento		Diâmetro enchimento (polegadas)	Custo relativo da coluna de absorção	Custo relativo da coluna de <i>stripping</i>
BERL	CERAMIC	0,5	1,63	1,56
		0,75	1,27	1,24
		1	1,09	1,00
		1,5	1,05	1,02
INTX	CERAMIC	0,5	1,27	1,16
		1	1,00	1,06
Pall	SS316	1	1,28	1,20
		1,5	1,26	1,29
RASCHIG	CERAMIC	0,5	2,49	2,24
		0,75	1,58	1,39
		1	1,17	1,05
		1,5	1,02	1,08
RASCHIG	SS316	1	1,68	1,52
		1,5	1,53	1,33

## L.2 Coluna Flash

A coluna Flash foi dimensionada considerando um tempo de residência de 2 min. Foi utilizado um rácio padrão entre o diâmetro e altura da coluna de 1 para 3 [57]. Os resultados do dimensionamento estão disponíveis na Tabela L-2.

Tabela L-2 - Dimensões da coluna de Flash

Altura da coluna (m)	4,420
Diâmetro interno da coluna (m)	1,524
Volume de líquido (m <sup>3</sup> )	8,06

## Anexo M Dimensionamento dos Permutadores

Os permutadores de calor foram dimensionados com a ferramenta *Aspen Exchanger Design and Rating® (EDR)*, este programa consegue fornecer escolhas de designs de permutadores para as condições de processo, optimizadas a nível de custo de investimento. Possui uma gama muito extensa de tipos de equipamentos que abrange a maioria dos permutadores utilizados a nível industrial.

### COOL-AR1 e COOL-AR2

Nos aeroarrefecedores, o fluido de processo precisa de ser arrefecido de temperaturas superiores a 180 °C até 20°C. Como a diferença de temperaturas é significativa, e para reduzir os custos operacionais, opta-se por arrefecer o fluido de processo até aos 40°C com um aeroarrefecedor. Os únicos custos operatórios deste tipo de permutador são os custos eléctricos para funcionamento da ventoinha que gera movimento ascendente do ar atmosférico.

Devido à corrosividade do fluido, considera-se que os tubos irão ser construídos em Aço Inoxidável 316.

O coeficiente de fouling do lado do ar foi considerado nulo [39] e o coeficiente do lado do fluido de processo foi considerado igual a 0,0002 m<sup>2</sup>.KW, valor para gases com hidrocarbonetos leves [57].

A temperatura média anual da cidade de Mafra, nas imediações da instalação, ronda os 15°C [59]. A diferença entre a temperatura de saída do fluido de processo e a temperatura de ar seco de projecto tem mínimos práticos a rondar o 8-14°C [39].

Considera-se por excesso que o ar atmosférico entra a 25°C e sai a 40°C do permutador. Nos dias mais quentes do ano esta temperatura pode ser ultrapassada, aumentando a temperatura de saída do fluido de processo. No caso da temperatura de saída do fluido de processo ultrapassar os 40°C, o permutador arrefecido a água, COOL01, pode ser utilizado para compensar a falha processual.

Os resultados do dimensionamento dos permutadores COOL-AR1 e COOL-AR2 estão disponíveis nas folhas de especificação no Anexo P.1 e no Anexo P.2, respectivamente.

### COOL01, COOL02 e COOL03

Devido à corrosividade do fluido de processo, considera-se que este tem que passar no lado dos tubos. A água de refrigeração também possui um fouling elevado, pelo que se deve ter o cuidado de escolher um permutador passível de ser limpo do lado da caixa e dos tubos.

Para os permutadores COOL01 e COOL02, o coeficiente de fouling da água de refrigeração foi considerado igual a 0,0002 m<sup>2</sup>.KW [57]. No permutador COOL03, o coeficiente de fouling do lado do ar foi considerado igual a 0,00015 m<sup>2</sup>.KW [57]. O coeficiente de fouling do lado do fluido de processo foi considerado igual a 0,0002 m<sup>2</sup>.KW, valor para gases com hidrocarbonetos leves [57].

A TEMA (*Tubular Exchanger Manufacturers Association*) publica normas para projeto e construção de permutadores de caixa e tubos. Estas normas são utilizadas como padrão na indústria para a escolha de permutadores.

O tipo de permutador selecionado para os permutadores COOL01 e COOL02 é designado por AES. A primeira letra, classe "A", especifica os tipos de cabeça estacionária da parte dianteira, neste caso uma cabeça com canal e tampa desmontável. A segunda letra, classe "E", especifica o tipo de caixa, neste caso a caixa apresenta uma só passagem simples. A terceira e última letra, classe "S", especifica o tipo de cabeça da parte traseira, neste caso uma cabeça flutuante com dispositivo de apoio. Este tipo de permutador permite remover e substituir os tubos na sua totalidade ou individualmente. Permite também a limpeza química, mecânica e hidráulica da caixa, exterior e interior dos tubos, desde que o pitch dos tubos seja quadrangular. Para evitar a formação de depósitos também se define a orientação das chicanas como vertical [39].

Para o permutador COOL03, a água de arrefecimento passa nos tubos, construídos em Aço Inoxidável 316, e o ar a arrefecer na caixa. Este permutador irá ser do tipo BEM. A classe “B” especifica uma cabeça dianteira do tipo capota (com tampa integral), a classe “E” especifica um tipo de caixa com uma só passagem simples e a classe “M” especifica uma cabeça traseira do tipo estacionária com tubagem fixa. Isto significa que o permutador possui tubagens fixas, com a possibilidade de substituir os tubos individualmente apenas. É possível limpar quimicamente o interior e exterior dos tubos, mas a limpeza mecânica e hidráulica apenas é possível no interior dos tubos. Como não é necessário tantas restrições por causa da sujidade do fluido, este permutador irá ter um pitch triangular e chicanas horizontais. Este tipo de design irá permitir a construção de permutador menos oneroso sem deixar de cumprir os requisitos necessários para a sua operação [39].

Os resultados do dimensionamento dos permutadores COOL01, COOL02 e COOL03 estão disponíveis para consulta nas folhas de especificação no Anexo P.3, no Anexo P.4 e no Anexo P.5, respectivamente.

## Anexo N Dimensionamento do tanque de reserva

O volume interno necessário para a esfera de Horton foi calculado a partir do caudal mássico da corrente de biometano e da sua densidade mássica às condições de operação, cerca de 10 bar. Foi admitido um volume total para 8h de operação. A este volume foi aplicado um factor de sobredimensionamento de 1,1.

O volume considerado para a esfera de Horton foi de 348 m<sup>3</sup>. O diâmetro interno necessário da esfera é de cerca de 8,72 m.



## Anexo O Condições fixas das correntes

Tabela O-1 - Condições operatórias das correntes que lidam com ar, Figura 5-1

	AR-01	AR-02	AR-11	AR-12	AR-31	AR-32	AR-33
Caudal molar (kmol/h)							
CH4	0	0	0	0	0	0	0
O2	80,0477	80,0477	44,75926	44,75926	1,320507	1,320507	1,320507
N2	301,1318	301,1318	168,3801	168,3801	4,967623	4,967623	4,967623
H2S	0	0	0	0	0	0	0
CO2	0	0	0	0	0	0	0
H2O	0	0	0	0	0	0	0
Fracção molar							
CH4	0	0	0	0	0	0	0
O2	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
N2	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
H2S	0	0	0	0	0	0	0
CO2	0	0	0	0	0	0	0
H2O	0	0	0	0	0	0	0
Caudal molar (kmol/h)	381,1795	381,1795	213,1393	213,1393	6,28813	6,28813	6,28813
Caudal mássico (kg/h)	10997,18	10997,18	6149,154	6149,154	181,415	181,415	181,415
Caudal Volumétrico (l/min)	155354	163212	86867,11	91256,11	2519,693	2305,793	2238,037
Temperatura (°C)	25	40,00369	25	39,99754	20	44,50987	20
Pressão (bar)	1,01325	1,013123	1,01325	1,013161	1,01325	1,2	1,140639
Fracção de Vapor	1	1	1	1	1	1	1
Fracção de Líquido	0	0	0	0	0	0	0

Tabela O-2 - Condições operatórias das correntes com maior importância na purificação do BM, Figura 5-1

	BIOGAS	BIOGAS1	BIOGAS2	BIOGAS3	BIOGAS4	BIOGAS5	BIOGAS6	A-GAS-IN	BIOMETHA	GAS-REC	LIQ-FLAS
Caudal molar (kmol/h)											
CH4	16,14172	16,14172	16,14172	16,14172	16,76936	16,76936	16,76936	16,76936	16,03614	0,627635	0,10557
O2	0,053538	0,053538	0,053538	0,053538	0,05546	0,05546	0,05546	0,05546	0,077016	0,001922	0,000293
N2	0,160614	0,160614	0,160614	0,160614	0,163723	0,163723	0,163723	0,163723	0,20579	0,003109	0,000242
H2S	0,008803	0,008803	0,008803	0,008803	0,00963	0,00963	0,00963	0,00963	0,000237	0,000827	0,009815
CO2	10,41315	10,41315	10,41315	10,41315	12,88487	12,88487	12,88487	12,88487	0,16046	2,471715	10,3018
H2O	0	0	0	0	0,01929	0,01929	0,01929	0,01929	0,042355	0,01929	4787,493
Fracção molar											
CH4	0,602802	0,602802	0,602802	0,602802	0,560804	0,560804	0,560804	0,560804	0,970593	0,200875	2,20E-05
O2	0,001999	0,001999	0,001999	0,001999	0,001855	0,001855	0,001855	0,001855	0,004661	0,000615	6,11E-08
N2	0,005998	0,005998	0,005998	0,005998	0,005475	0,005475	0,005475	0,005475	0,012456	0,000995	5,05E-08
H2S	0,000329	0,000329	0,000329	0,000329	0,000322	0,000322	0,000322	0,000322	1,43E-05	0,000265	2,05E-06
CO2	0,388872	0,388872	0,388872	0,388872	0,430899	0,430899	0,430899	0,430899	0,009712	0,791076	0,002147
H2O	0	0	0	0	0,000645	0,000645	0,000645	0,000645	0,002564	0,006174	0,997829
Caudal molar (kmol/h)	26,77783	26,77783	26,77783	26,77783	29,90233	29,90233	29,90233	29,90233	16,52199	3,124498	4797,911
Caudal mássico (kg/h)	723,7511	723,7511	723,7511	723,7511	843,1241	843,1241	843,1241	843,1241	273,3261	119,373	86703,46
Caudal Volumétrico (l/min)	10579,41	3449,47	2304,959	2178,864	2956,076	1526,623	1205,363	1137,129	657,8752	308,0649	1445,754
Temperatura (°C)	20	192,9647	40	20,09	19,57512	118,64	39,98	20,04	19,89191	20,32171	20,32171
Pressão (bar)	1,025	5	4,978894	4,918404	4,05	10,5	10,47161	10,32605	10	4,05	4,05
Fracção de Vapor	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Fracção de Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tabela O-3 - Condições operatórias das correntes consideradas, Figura 5-1

	LIQ-STR	LIQREC	LIQREC1	MAKE-UP	MAKE-UP1	OFF-GAS	PURGA	A-LIQ-IN	A-LIQ-OT
Caudal molar (kmol/h)									
CH4	1,24E-05	1,23E-05	1,23E-05	0	0	0,105557	1,24E-07	1,23E-05	0,733236
O2	0,024012	0,023772	0,023772	0	0	1,296788	0,00024	0,023772	0,002215
N2	0,045878	0,045419	0,045419	0	0	4,921987	0,000459	0,045418	0,003351
H2S	0,001262	0,001249	0,001249	0	0	0,008553	1,26E-05	0,001249	0,010642
CO2	0,049591	0,049095	0,049095	0	0	10,25221	0,000496	0,049098	12,77351
H2O	4787,128	4739,257	4739,257	48,30302	48,30302	0,365074	47,87128	4787,536	4787,512
Fracção molar									
CH4	2,59E-09	2,59E-09	2,59E-09	0	0	0,006228	2,59E-09	2,57E-09	0,000153
O2	5,02E-06	5,02E-06	5,02E-06	0	0	0,076506	5,02E-06	4,97E-06	4,61E-07
N2	9,58E-06	9,58E-06	9,58E-06	0	0	0,29038	9,58E-06	9,49E-06	6,98E-07
H2S	2,64E-07	2,64E-07	2,64E-07	0	0	0,000505	2,64E-07	2,61E-07	2,22E-06
CO2	1,04E-05	1,04E-05	1,04E-05	0	0	0,604844	1,04E-05	1,03E-05	0,002661
H2O	0,999975	0,999975	0,999975	1	1	0,021538	0,999975	0,999975	0,997183
Caudal molar (kmol/h)	4787,249	4739,376	4739,376	48,30302	48,30302	16,95017	47,87249	4787,655	4801,035
Caudal mássico (kg/h)	86245,73	85383,28	85383,28	870,1924	870,1924	639,1372	862,4573	86253,03	86822,83
Caudal Volumétrico (l/min)	1438,861	1424,64	1424,473	14,52111	14,52873	6871,299	14,38861	1439,162	1448,041
Temperatura (°C)	19,75248	19,87489	19,75248	20	20,54613	20,3182	19,75248	19,88167	20,62142
Pressão (bar)	1,002767	10	1,002767	1	10	1	1,002767	10	10,0029
Fracção de Vapor	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Fracção de Líquido	1	1	1	1	1	0	1	1	1

Tabela O-4 - Condições operatórias das correntes que lidam com água de refrigeração, Figura 5-1

	REF-WA1	REF-WA2	REF-WA3	W1-1	W1-2	W2-1	W2-2	W3-1	W3-2
Caudal molar (kmol/h)									
CH4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H2S	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H2O	64,83385	64,83385	64,83385	27,14634	27,14634	30,99401	30,99401	6,660457	6,660457
Fracção molar									
CH4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H2S	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H2O	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Caudal molar (kmol/h)	64,83385	64,83385	64,83385	27,14634	27,14634	30,99401	30,99401	6,660457	6,660457
Caudal mássico (kg/h)	1168	1168	1168	489,0489	489,0489	558,3658	558,3658	119,99	119,99
Caudal Volumétrico (l/min)	19,39776	19,21594	19,21648	8,045834	8,121417	9,186236	9,272812	1,974076	1,991307
Temperatura (°C)	15	5	5,029949	5	14,92902	5	14,96081	5	14,23519
Pressão (bar)	1,1	1,1	1,6	1,2	1,195856	1,2	1,194522	1,2	1,199558
Fracção de Vapor	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fracção de Líquido	1	1	1	1	1	1	1	1	1

## Anexo P Folhas de especificação dos Permutadores de Calor

### P.1 COOL-AR1

#### Air-Cooled Heat Exchanger Specification Sheet

6	Size & Type	4,1	/	1,02	m	Type	Forced	Number of Bays	1	
7	Surf/Unit-Finned Tube	253,8		m <sup>2</sup>		Bare area/bundle	10,8	m <sup>2</sup> Area ratio	23,49	
8	Heat exchanged	46,4		kW		MTD, Eff	59,71	C		
9	Transfer Rate-Finned	3,4		Bare, Service		71,9	Clean	82,1	W/(m <sup>2</sup> *K)	
10	<b>PERFORMANCE DATA - TUBE SIDE</b>									
11	Fluid Circulated	BIOGAS1						In/Ou	t	
12	Total Fluid Entering	kg/s		0,201		Density, Liq	kg/m <sup>3</sup>	/		
13				In/Ou		Density, Vap	kg/m <sup>3</sup>	3,5	/ 5,23	
14	Temperature	C		192,96	/ 40	Specific Heat, Liq	kJ/(kg*K)		/	
15	Liquid	kg/s		0	/ 0	Specific Heat, Vap	kJ/(kg*K)		1,639 / 1,386	
16	Vapor	kg/s		0,201	/ 0,201	Therm. Cond, Liq	W/(m*K)		/	
17	Noncondensable			/		Therm. Cond, Vap	W/(m*K)		0,0472 / 1	
18	Steam			/		Freeze Point	C			
19	Water			/		Bubble / Dew point	C		/	
20	Molecular wt, Vap			27,03	/ 27,03	Latent heat				
21	Molecular wt, NC					Inlet pressure (abs)	bar	5	2111,	
22	Viscosity, Liq	mPa*s		/		Pres Drop, Allow/Calc	5000	/	2	
23	Viscosity, Vap			0,0194	/ 0,0139	Fouling resistance	m <sup>2</sup> *K/W	0,0002		
24	<b>PERFORMANCE DATA - AIR SIDE</b>									
25	Air Quantity, Total	2,7415	kg/s			Altitude	m			
26	Air Quantity/Fan	0,772	m <sup>3</sup> /s			Temperature In	25	C		
27	Static Pressure	9	Pa			Temperature Out	40,8	C		

2	Face Velocity 0,83 m/s Bundle velocity 0,98 kg/s/m2				Design Ambient 15 C		
9	<b>DESIGN-MATERIALS-CONSTRUCTION</b>						
3	Design pressure 7 bar		Test Pressure		Design temperature 300 C		
1	<b>TUBE BUNDLE</b>		<b>Header</b>		<b>Tube</b>		
2	Size m 4,1		Type Box		Material Carbon Steel		
3	Number/bay 1		Material Carbon Steel		Specifications		
4	Tube Rows 3		Passes 2		OD 25,4 Min Thk. 1,65 mm		
5	Arrangement		Plug Mat.		No./Bu n 42 Lng 3,5 m		
6	Bundles 1 par		Gasket Mat.		Pitch 60 / 51,96 30 g		
7	Bays 1 par		Corr. Allow. m		<b>Fin</b>		
8	Bundle frame		Inlet Nozzle 1 85,45 m		Type G-finned		
9	<b>MISCELLANEOUS</b>		Outlet nozzle 1 53,98 m		Material Aluminum 1060		
0	Struct. Mount.		Special Nozzles		OD 57,15 Tks 0,28 mm		
1	Surf. Prep		Rating		No. 433 #/m DesTemp C		
2	Louvers		TI PI		Code		
3	Vibration Switches		Chem Cleaning		Stamp Specs		
4	<b>MECHANICAL EQUIPMENT</b>						
5	Fan, Mfr., Model		Driver, Type			Speed Reducer, Type	
6	No./Bay 3 RPM		Mfr.		Mfr. & Model		
7	Dia. 0,6096 m Blade(s)		No./Bay		No./Bay		
8	Pitch		Angle		RPM		Rating
9	Blade(s)		Hub		Enclosure		Ratio
0	hp/Fan 0,012 kW MinAmb		V/Phase/Hz		Support		
1	Control Action on Air Failure-				Louvers		

5	Degree Control of Outlet Process Temperature						
3	Recirculation	Steam Coil			No		
4	Plot Area	m2	Drawing No.	Wt.Bundle	1175,9	Wt. Unit	1175,9 kg

Figura P-1 – Folha de especificação do COOL-AR1, obtida pelo Aspen Exchanger Design and Rating®

## P.2 COOL-AR2

### Air-Cooled Heat Exchanger Specification Sheet

6	Size & Type	3,1 / 1,02 m	Type	Forced	Number of Bays	1
7	Surf/Unit-Finned Tube	175,1 m2	Bare area/bundle	7,5	m2 Area ratio	23,49
8	Heat exchanged	26 kW	MTD, Eff	38,4	C	
9	Transfer Rate-Finned	4,6	Bare, Service	90,8	Clean	110,9 W/(m2*K)
10	<b>PERFORMANCE DATA - TUBE SIDE</b>					
11	Fluid Circulated	BIOGAS5				In/Ou t
12	Total Fluid Entering	kg/s	0,2342	Density, Liq	kg/m3	/
13		In/Ou t		Density, Vap	kg/m3	9,18 / 11,62
14	Temperature	C	118,54 / 39,98	Specific Heat, Liq	kJ/(kg*K) /	
15	Liquid	kg/s	0 / 0	Specific Heat, Vap	kJ/(kg*K) 1,469 / 1,36	
16	Vapor	kg/s	0,2342 / 0,2342	Therm. Cond, Liq	W/(m*K) /	
17	Noncondensable	/		Therm. Cond, Vap	W/(m*K) 0,0366 / 4	
18	Steam	/		Freeze Point	C	
19	Water	/		Bubble / Dew point	C /	
20	Molecular wt, Vap	28,12 / 28,12		Latent heat		
21	Molecular wt, NC			Inlet pressure (abs)	Pa	1050000
22	Viscosity, Liq	mPa*s	/	Pres Drop, Allow/Calc	10000	/ 2847, 2
23	Viscosity, Vap	0,0171 / 0,0142		Fouling resistance	m2*K/W	0,0002
24	<b>PERFORMANCE DATA - AIR SIDE</b>					
25	Air Quantity, Total	1,7081	kg/s	Altitude	m	

2					Temperature In				25	C	
6	Air Quantity/Fan	0,721	m <sup>3</sup> /s								
2					Temperature Out				40,09	C	
7	Static Pressure	7	Pa								
2					Design Ambient				15	C	
8	Face Velocity	0,75	m/s	Bundle velocity	0,88	kg/s/m <sup>2</sup>					
2	<b>DESIGN-MATERIALS-CONSTRUCTION</b>										
9											
3	Design pressure		14	bar	Test Pressure		Design temperature		250	C	
0	<b>TUBE BUNDLE</b>				<b>Header</b>			<b>Tube</b>			
3											
1											
3	Size	m	3,1	Type	Box	Material		SS 316			
2											
3	Number/bay	1		Material	Carbon Steel		Specifications				
3											
4	Tube Rows	3		Passes	3		OD	25,4	Min Thk.	1,65 mm	
3											
5	Arrangement			Plug Mat.			No./Bu	42	Lng	2,5 m	
3											
6	Bundles	1	par	Gasket Mat.			Pitch	60 / 51,96	30	g	
3											
7	Bays	1	par	Corr. Allow.			<b>Fin</b>				
3											
8	Bundle frame			Inlet Nozzle	1	53,98 m	Type	G-finned			
3											
9	<b>MISCELLANEOUS</b>				Outlet nozzle	1	42,85 m	Material	Aluminum 1060		
4											
0	Struct. Mount.			Special Nozzles			OD	57,15	Tks	0,28 mm	
4											
1	Surf.Preop			Rating			No. 433 #/m	DesTemp	C		
4											
2	Louvers			TI	PI		Code				
4											
4	Vibration										
3	Switches			Chem Cleaning			Stamp	Specs			
4	<b>MECHANICAL EQUIPMENT</b>										
4											
5	Fan, Mfr., Model				Driver, Type			Speed Reducer, Type			
4											
6	No./Bay	2	RPM	Mfr.		Mfr.&Model					
4											
7	Dia.	0,6096	m	Blade(s)	No./Bay		No./Bay				
4											
8	Pitch	Angle		RPM		Rating					
4											
9	Blade(s)	Hub		Enclosure		Ratio					



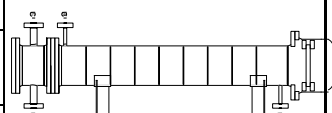
5							
0	hp/Fan	0,009	kW	MinAmb	V/Phase/Hz	Support	
5	Control Action on Air Failure-				Louvers		
5	Degree Control of Outlet Process Temperature						
5					Steam		
3	Recirculation				Coil	No	
5	Drawing						
4	Plot Area	m2	No.		Wt.Bundle	1177,7	Wt. Unit 1177,7 kg

Figura P-2 - Folha de especificação do COOL-AR2, obtida pelo Aspen Exchanger Design and Rating®

### P.3 COOL01

#### Heat Exchanger Specification Sheet

	m						
6	Size	203,2 / 1828,8m	Type	AES	Hor	Connected in	1 parallel 1 series
7	Surf/unit(eff.)	3,1 m2	Shells/unit	1	Surf/shell (eff.)	3,1	m2
8	<b>PERFORMANCE OF ONE UNIT</b>						
9	Fluid allocation	Shell Side			Tube Side		
10	Fluid name	water			BIOGAS2		
11	Fluid quantity, Total	kg/s	0,1314		0,201		
12	Vapor (In/Out)	kg/s	0	0	0,201	0,201	
13	Liquid	kg/h	473	473	0	0	
14	Noncondensable	kg/s	0		0		
15							
16	Temperature (In/Out)	C	5	15	40	20,09	
17	Dew / Bubble point	C					
18	Density (Vap / Liq)	kg/m3	998,1 / 4	999,0 / 2	5,26 /	5,56 /	
19	Viscosity	mPa*s	1,546 / 6	/ 1,161	0,013 9 /	0,0131 /	
20	Molecular wt, Vap				27,03	27,03	
21	Molecular wt, NC						
22	Specific heat	kJ/(kg*K)	/ 4,2	/ 4,195	1,386 /	1,358 /	
23	Thermal conductivity	W/(m*K)	0,573 / 1	0,586 / 9	0,028 1 /	0,0258 /	

2									
4	Latent heat								
2									
5	Pressure (abs)	bar	1,4	1,39608	5	4,93977			
2									
6	Velocity	m/s	0,01		12,27				
2									
7	Pressure drop, allow./calc.	bar	0,27579	0,00392	0,2	0,06023			
2									
8	Fouling resistance (min)	m <sup>2</sup> *K/W	0,0002		0,0002 0,00024 based				
2									
9	Heat exchanged	5,5	kW		MTD corrected	17,83	C		
3									
0	Transfer rate, Service	98,2	Dirty	133,5	Clean	141,9	W/(m <sup>2</sup> *K)		
3									
1	<b>CONSTRUCTION OF ONE SHELL</b>						<b>Sketch</b>		
3			<b>Shell Side</b>		<b>Tube Side</b>				
2									
3	Design/vac/test								
3	pressure:g	bar	5 / /	7 / /					
3									
4	Design temperature	C	54,44	76,67					
3									
5	Number passes per shell		1	2					
3									
6	Corrosion allowance	m	0	0					
3									
7	Connections	In	1	15,8 / -	1	40,89 / -			
3									
8	Size/rating	Out	1	15,8 / -	1	40,89 / -			
3									
9	ID	Intermedi		/ -	/ -				
4									
0	Tube No.	32	OD	19,05	Tks- Avg	1,65	mmh	8	mm
4									
1	Tube type	Plain	Material	SS 316	Tube pattern	90			
4									
2	Shell	SS 316	ID	213,5	4	OD 219,08	m	Shell cover	SS 316
4									
3	Channel or bonnet	SS	316	Channel cover	SS 316				
4									
4	Tubesheet-stationary	SS	316	Tubesheet-floating	SS 316				
4									
5	Floating head cover	SS	316	Impingement protection	None				
4									
6	Baffle-cross	SS 316	Single	38,1	Type segmental	Cut(%d)	1 V	Spacing: c/c	171,45
4									
7	Baffle-long	-	Seal type		Inlet	219,88	mm		

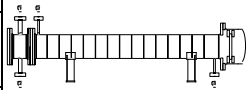
4									
8	Supports-tube		U-bend		Type				
4									
9	Bypass seal		Tube-tubesheet joint		Exp. 2 grv				
5									
0	Expansion joint	-	Type						
5									kg/(m*s
1	RhoV2-Inlet nozzle	450	Bundle entrance	0	Bundle exit	0			2)
5		Flat Metal Jacket			Flat Metal Jacket				
2	Gaskets - Shell side	Fibe	Tube Side		Fibe				
5		Flat Metal Jacket							
3	Floating head	Fibe							
5									
4	Code requirements	ASME Code Sec VIII Div 1	TEMA class		R - refinery service				
5					Bundl				
5	Weight/Shell	217,7	Filled with water	296,2	e	66,5			kg

Figura P-3 - Folha de especificação do COOL01, obtida pelo Aspen Exchanger Design and Rating®

#### P.4 COOL02

#### Heat Exchanger Specification Sheet

6	Size	152,4 / 2438,4mm	Type	AES	Hor	Connected in	1 parallel	1 series
7	Surf/unit(eff.)	1,6 m2	Shells/unit	1	Surf/shell (eff.)	1,6	m2	
8	<b>PERFORMANCE OF ONE UNIT</b>							
9	Fluid allocation		<b>Shell Side</b>		<b>Tube Side</b>			
10	Fluid name		water		BIOGAS6			
11	Fluid quantity, Total	kg/s	0,1495		0,2325			
12	Vapor (In/Out)	kg/s	0	0	0,2325	0,2325		
13	Liquid	kg/s	0,1495	0,1495	0	0		
14	Noncondensable	kg/s	0		0			
15								
16	Temperature (In/Out)	C	5	15	40	20,04		
17	Dew / Bubble point	C						
18	Density (Vap / Liq)	kg/m3	998,1 / 4	999,0 / 2	11,66 /	12,35 /		

1				1,546		0,014		
9	Viscosity	mPa*s		/ 6	/ 1,161	2 /	0,0134 /	
2								
0	Molecular wt, Vap					28,12	28,12	
2								
1	Molecular wt, NC							
2								
2	Specific heat	kJ/(kg*K)		/ 4,2	/ 4,195	1,361 /	1,338 /	
2				0,573	0,586	0,027		
3	Thermal conductivity	W/(m*K)		/ 1	/ 9	4 /	0,0251 /	
2								
4	Latent heat	kJ/kg						
2								
5	Pressure (abs)	bar		1,4	1,39485	10,5	10,35645	
2								
6	Velocity	m/s		0,02			17,07	
2								
7	Pressure drop, allow./calc.	bar		0,3	0,00515	0,2	0,14356	
2								
8	Fouling resistance (min)	m <sup>2</sup> *K/W		0,0002			Ao 0,0002 0,00024 based	
2								
9	Heat exchanged	6,3 kW			MTD corrected	17,79	C	
3								
0	Transfer rate, Service	217,6	Dirty	254,4	Clean	286,7	W/(m <sup>2</sup> *K)	
3								
1	<b>CONSTRUCTION OF ONE SHELL</b>						<b>Sketch</b>	
3								
2			<b>Shell Side</b>		<b>Tube Side</b>			
3	Design/vac/test							
3	pressure:g	bar	5 / /		18 / /			
3								
4	Design temperature	C	54,44		76,67			
3								
5	Number passes per shell		1		2			
3								
6	Corrosion allowance	mm	0		0			
3								
7	Connections	In mm	1 15,8 / -		1 40,89 / -			
3								
8	Size/rating	Out	1 15,8 / -		1 35,05 / -			
3								
9	ID	Intermedia	/ -		/ -			
4								
0	Tube No.	12	OD 19,05	Tks- Avg 1,65	mm h	4 mm	Pitch 25,4 mm	
4								
1	Tube type	Plain		Material	SS 316	Tube pattern	90	
4								
2	Shell	SS 316	ID 4	OD 168,28	m	Shell cover	SS 316	

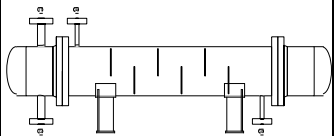
4		SS							
3	Channel or bonnet	316		Channel cover	SS 316				
4		SS							
4	Tubesheet-stationary	316		Tubesheet-floating	SS 316				
4		SS		Impingement					
5	Floating head cover	316		protection	None				
4			Single						
6	Baffle-cross	SS 316	Type segmental	Cut(%d) 42,2V	Spacing: c/c 146,05			mm	
4									
7	Baffle-long	-	Seal type		Inlet 175,42			mm	
4									
8	Supports-tube		U-bend	Type					
4									
9	Bypass seal		Tube-tubesheet joint	Exp. 2 grv					
5									
0	Expansion joint	-	Type						
5									kg/(m*s
1	RhoV2-Inlet nozzle	583	Bundle entrance	0	Bundle exit	0			2)
5		Flat Metal Jacket			Flat Metal Jacket				
2	Gaskets - Shell side	Fibe	Tube Side		Fibe				
5		Flat Metal Jacket							
3	Floating head	Fibe							
5									
4	Code requirements	ASME Code Sec VIII Div 1		TEMA class	R - refinery service				
5					Bundl				
5	Weight/Shell	167,8	Filled with water	225	e	37,7			kg

Figura P-4 - Folha de especificação do COOL02, obtida pelo Aspen Exchanger Design and Rating®

## P.5 COOL03

### Heat Exchanger Specification Sheet

6	Size	203,2 / 1219,2mm	Typ	e BEM	Hor	Connected in	1 parallel	1 series
7	Surf/unit(eff.)	2,3 m2	Shells/uni	t 1		Surf/shell (eff.)	2,3	m2
8	<b>PERFORMANCE OF ONE UNIT</b>							
9	Fluid allocation		<b>Shell Side</b>		<b>Tube Side</b>			
10	Fluid name		water		AR-32			
11	Fluid quantity, Total		kg/s	0,0322		0,0504		
12	Vapor (In/Out)		kg/s	0	0	0,0504	0,0504	

1						
3	Liquid	kg/s	0,0322	0,0322	0	0
1						
4	Noncondensable	kg/s	0		0	
1						
5						
1						
6	Temperature (In/Out)	C	5	15	46,5	20
1						
7	Dew / Bubble point	C				
1			998,1	999,0		
8	Density (Vap / Liq)	kg/m <sup>3</sup>	/ 4	/ 2	1,3 /	1,35 /
1			1,546		0,019	
9	Viscosity	mPa*s	/ 6	/ 1,161	3 /	0,0181 /
1						
2	Molecular wt, Vap				28,85	28,85
2						
1	Molecular wt, NC					
2						
2	Specific heat	kJ/(kg*K)	/ 4,2	/ 4,195	1,014 /	1,013 /
2			0,573	0,586	0,027	
3	Thermal conductivity	W/(m*K)	/ 1	/ 9	2 /	0,0253 /
2						
4	Latent heat	kJ/kg				
2						
5	Pressure (abs)	bar	1,4	1,39958	1,2	1,14053
2						
6	Velocity	m/s	0		24,82	
2						
7	Pressure drop, allow./calc.	bar	0,3	0,00042	0,1	0,05947
2						
8	Fouling resistance (min)	m <sup>2</sup> *K/W	0,0002		Ao 0,00015 0,00018 based	
2						
9	Heat exchanged	1,4 kW			MTD corrected 20,01	C
3						
0	Transfer rate, Service	29,1	Dirty	66,5	Clean	68,2 W/(m <sup>2</sup> *K)
3						
1	<b>CONSTRUCTION OF ONE SHELL</b>				<b>Sketch</b>	
3						
2		<b>Shell Side</b>	<b>Tube Side</b>			
3	Design/vac/test					
3	pressure:g	bar	7 / /	7 / /		
3	Design temperature	C	54,44	82,22		
3	Number passes per shell		1	4		
3						
6	Corrosion allowance	mm	3,18	0		

3				13,8					
7	Connections	In	mm	1	7 / -	1	35,05 / -		
3									
8	Size/rating	Out		1	7 / -	1	35,05 / -		
3		Intermediate							
9	ID				/ -		/ -		
4	Lengt 1219,								
0	Tube No.	34	OD 19,05	Tks- Avg	1,65	mm h	2 mm	Pitch	23,81 mm
4								Tube pattern	30
1	Tube type	Plain	Material		SS 316				
4									
2	Shell	Carbon Steel	ID	205	OD 219,08	m	Shell cover	-	
4									
3	Channel or bonnet	Carbon Steel	Channel cover		-				
4									
4	Tubesheet-stationary	Carbon Steel	Tubesheet-floating		-				
4									
5	Floating head cover	-	Impingement protection		None				
4									
6	Baffle-cross	Carbon Steel	Typ	Single	43,0	Cut(%d)	2 H	Spacing: c/c	133,35 mm
4									
7	Baffle-long	-	Seal type		Inlet		238,12	mm	
4									
8	Supports-tube	U-bend		Type					
4									
9	Bypass seal	Tube-tubesheet joint		Exp. 2 grv					
5									
0	Expansion joint	-	Type						
5									
1	RhoV2-Inlet nozzle	46	Bundle entrance	0	Bundle exit	0	kg/(m*s <sup>2</sup> )		
5									
2	Gaskets - Shell side	-	Tube Side	Flat Metal	Jacket				
5									
3	Floating head	-							
5									
4	Code requirements	ASME Code Sec VIII Div 1		TEMA class	R - refinery service				
5									
5	Weight/Shell	207,3	Filled with water	247,2	Bundle	65	kg		

Figura P-5 - Folha de especificação do COOL01, obtida pelo Aspen Exchanger Design and Rating®

## Anexo Q Parâmetros operatórios colunas

Tabela Q-1 - Fracções de separação na coluna de absorção (BIOMETHA e A-LIQ-OT) e na coluna de stripping (OFF-GAS e LIQ-STR)

Coluna	Corrente	CH <sub>4</sub> (%)	O <sub>2</sub> (%)	N <sub>2</sub> (%)	H <sub>2</sub> S (%)	CO <sub>2</sub> (%)	H <sub>2</sub> O (%)
Absorção	BIOMETHA	95,628	97,204	98,398	2,175	1,241	0,001
	A-LIQ-OT	4,373	2,796	1,602	97,825	98,759	99,999
Stripping	OFF-GAS	99,988	98,182	99,077	87,146	99,519	0,008
	LIQ-STR	0,012	1,818	0,924	12,854	0,481	99,992

Tabela Q-2 - Perfil composições (base molar) da fase vapor ao longo da coluna absorção

Stage	CH <sub>4</sub> (%)	O <sub>2</sub> (%)	N <sub>2</sub> (%)	H <sub>2</sub> S (%)	CO <sub>2</sub> (%)	H <sub>2</sub> O (%)
1	97,059	0,466	1,246	0,001	0,971	0,256
2	95,597	0,352	0,999	0,001	2,791	0,259
3	92,505	0,315	0,910	0,001	6,012	0,257
4	87,548	0,291	0,848	0,002	11,048	0,263
5	81,031	0,268	0,783	0,002	17,661	0,256
6	74,003	0,244	0,716	0,002	24,762	0,274
7	67,765	0,224	0,657	0,002	31,104	0,248
8	62,912	0,208	0,612	0,002	35,966	0,301
9	59,607	0,197	0,581	0,003	39,403	0,210
10	57,303	0,190	0,559	0,007	41,559	0,382

Tabela Q-3 - Perfil composições (base molar) da fase vapor ao longo da coluna stripping

Stage	CH <sub>4</sub> (%)	O <sub>2</sub> (%)	N <sub>2</sub> (%)	H <sub>2</sub> S (%)	CO <sub>2</sub> (%)	H <sub>2</sub> O (%)
1	0,623	7,651	29,038	0,051	60,484	2,154
2	0,227	13,292	50,268	0,043	33,404	2,766
3	0,063	16,951	63,952	0,039	17,244	1,751
4	0,015	18,546	69,868	0,033	8,378	3,160
5	0,004	19,930	75,022	0,027	3,870	1,148
6	0,001	19,878	74,798	0,017	1,335	3,972

Tabela Q-4 - Performance do enchimento ao longo da coluna absorção

Stage	Packed height	Fractional capacity	HETP	Pres-drop / Height	Liquid holdup	Liquid velocity
	meter	%	meter	mm-water/m	L	m/sec
1	0	61,68	0,370059	0,861607	133,251	0,038578
2	0,76	62,44	0,394426	1,574308	133,2862	0,038594
3	1,52	63,08	0,403917	2,235392	133,3307	0,038613
4	2,28	63,95	0,40994	3,037916	133,3935	0,038639
5	3,04	65,06	0,418048	3,771544	133,4727	0,038673
6	3,8	66,31	0,430109	4,13397	133,5573	0,038708
7	4,56	67,46	0,443961	5,188322	133,636	0,03874
8	5,32	68,41	0,457498	6,702204	133,6992	0,038764
9	6,08	69,08	0,467496	7,860576	133,7483	0,038783
10	6,84	69,56	0,476272	9,152752	133,7788	0,038794



Tabela Q-5 - Performance do enchimento ao longo da coluna stripping

Stage	Packed height	Fractional capacity	HETP	Pres-drop / Height	Liquid holdup	Liquid velocity
	meter	%	meter	mm-water/m	L	m/sec
1	0	69,99	0,64073	32,64063	184,7195	0,036132
2	0,85	61,01	0,490426	6,522189	183,3945	0,036098
3	1,7	58,66	0,425819	3,302388	183,2822	0,036087
4	2,55	57,73	0,40395	2,303858	183,244	0,03608
5	3,4	57,09	0,379319	4,079229	183,2358	0,036079
6	4,25	57,02	0,382804	4,051938	183,2197	0,036075

## Anexo R Métodos Análise Económica

### R.1 Estimativa Cálculo Investimento Total

A estimativa do cálculo do investimento total foi baseada em métodos descritos em (Turton et. al., 2012) [60], (Towler et. al., 2008) [61] e (Peters et. al., 1991) [62].

#### R.1.1 Capital Fixo

##### Capital fixo corpóreo

##### Equipamento Base

Na maioria das estimativas do custo de equipamentos, foi utilizada a ferramenta comercial *Aspen Plus®*, que possui um programa de cálculo de custo de equipamentos, denominado por "*Icarus Evaluation Engine*". O programa está integrado com as ferramentas *Aspen Plus®*, *Aspen Process Economic Analyzer®* e *Aspen Exchanger Design and Rating®*. A utilização cuidada desta ferramenta e dos seus resultados consegue prever com um bom grau de precisão o custo de capital fixo para a instalação em estudo.

Quando necessário, utilizou-se o índice de CEPCI (*Chemical Engineering's Plant Cost Index*) para corrigir para preços correntes de 2016. Quando os preços apresentam uma estimativa com base noutros locais, o preço foi corrigido para entrega na Europa, pelo índice apresentado no guia do *Aspen Icarus* [63]. Devido à particularidade destes equipamentos, o custo dos compressores e ventiladores foi estimado por fornecedores. Para ter em conta a potência necessária para cada compressor, o preço foi corrigido com regra do "expoente n", com expoente igual a 0,84 [60].

O resultado obtido para a estimativa do preço dos equipamentos está disponível na Figura R-1.

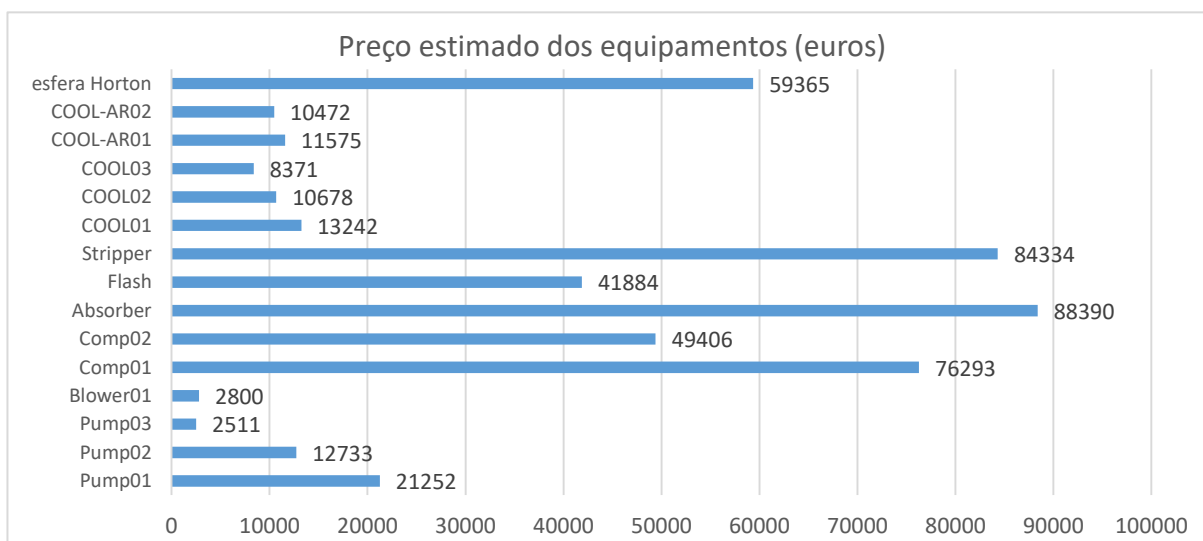


Figura R-1 - Estimativa obtida para o preço dos equipamentos

##### Montagem

Os custos de montagem foram estimados como percentagem típico do custo de cada tipo de equipamento. Para tanques e permutadores de calor foi utilizada uma percentagem típica do valor de instalação de 55%. Para colunas a percentagem de instalação toma o valor de 80%, e para compressores e bombas, estimou-se o custo de montagem como sendo 50% do custo do equipamento.

##### Condutas

Neste processo só se lida com fluidos, portanto o custo das condutas e tubagens será estimado como sendo 65% do custo do equipamento base. Esta estimativa inclui o preço dos misturadores e separadores do processo e cujo custo não se contabilizou no equipamento base.

### Utilidades e Serviços

As utilidades necessárias para o funcionamento desta instalação são constituídas pela refrigeração da água de refrigeração, pelo tratamento do ar do stripper e pelo tratamento da água purgada. A unidade fabril já possui central de tratamento de ar e de água. Os caudais a tratar, provenientes do processo de purificação do biometano, são considerados insignificantes quando comparados com os caudais já tratados na instalação. Assim, considera-se que o tratamento dos caudais de ar e água deste processo não apresenta custos.

Contudo, a água de refrigeração precisa de ser refrigerada. Foi obtida uma estimativa para o preço da central de refrigeração “REFRIG”, uma unidade de refrigeração com compressão mecânica. O método de estimativa de preço é igual ao utilizado na estimativa do preço dos equipamentos principais. Estimou-se um preço actualizado de 29963 euros pelo *software Aspen Process Economic Analyzer®*.

### Instrumentação e Controlo

Os custos de instalação de um sistema de controlo para esta unidade fabril foram estimados como sendo 12,5% do custo do equipamento base.

### Instalações Eléctricas

Os custos de instalação eléctrica para esta unidade fabril foram estimados como 10% do custo do equipamento base.

### Isolamentos Térmicos

Os custos de isolamento térmico foram estimados como sendo 8% do custo de equipamento base.

### Edifícios

O processo utilizado não requer edifícios muito avançados nem em grande número. A grande maioria dos equipamentos encontra-se ao ar livre, sendo que apenas os compressores e os aeroarrefecedores se encontram por debaixo de um telheiro. Assim, no âmbito da estimativa do custo de edifícios, utiliza-se uma percentagem conservadora de 10% do custo do equipamento base.

### Terreno

Não é necessário comprar terreno, porque já existe terreno disponível na fábrica. Mas considera-se o custo para preparação terreno pois o terreno disponível é de carácter sinuoso. O custo de preparação de terreno é estimado como sendo 1% do capital corpóreo.

## **Capital fixo incorpóreo**

### Projecto e Fiscalização

A estimativa dos custos de projecto e fiscalização foi obtida como sendo 10% do custo de capital corpóreo.

### Empreitada

A estimativa dos custos de empreitada foi feita tendo como base no valor recomendado de 30% do custo de equipamento base.

### Provisão de Imprevistos

De maneira a contabilizar possíveis imprevistos que possam ocorrer ao longo da instalação, estima-se esta parcela como sendo 10% do capital fixo a investir.

## **R.1.2 Capital Circulante**

### Reserva de Matérias-Primas

Esta parcela contabiliza o valor monetário da necessidade de armazenar matéria-prima na instalação para que a produção não seja interrompida por falta de matéria-prima.

Contudo, a matéria-prima é produzida na própria instalação, pelo que não se recorre a um fornecedor. O armazenamento da matéria-prima é efectuado em esferas de Horton já existentes na instalação, garantindo a ininterruptão da produção em mais de um turno de 8 horas. Este custo é considerado nulo para este projecto.

#### Quantitativo de Produtos em Laboração

Foi estimada a quantidade de matéria-prima para encher os equipamentos da instalação. Apenas são considerados os equipamentos que lidam com correntes que irão originar o produto. Esta quantidade foi estimada para os permutadores “COOL-AR1”, “COOL01”, “COOL-AR2” e “COOL02” e para a coluna de absorção. A quantidade de matéria nas tubagens foi ainda valorizada por excesso, com um factor de 50% da matéria dos equipamentos considerados.

Estimou-se um total de matéria laboração de 60,3 kg, sendo que a estimativa para quantidade presente na coluna de absorção resulta em cerca de 39,5 kg. Esta quantidade foi valorizada como valendo metade do custo de fabrico.

Como se lida com gases, a densidade mássica é baixa e os caudais de processamento são relativamente baixos, resultando em quantidades de matéria em laboração pequenas. Apesar de ter sido calculado, o valor desta parcela é tido como insignificante no cálculo do capital circulante.

#### Stock de produtos fabricados

Para a reserva de *stock* de produtos fabricados, utiliza-se a quantidade armazenada na esfera de Horton, ao custo de fabrico. Considera-se que o biometano será injectado continuamente na rede de GN local. Pelo que a reserva de produto tem um tempo de residência de 8 h de produção. O valor monetário desta parcela é estimado como sendo a quantidade de biometano presente na esfera ao custo de fabrico.

#### Condições de Crédito Oferecidas

Como condições de crédito oferecidas, estima-se um custo igual a um mês de produção ao custo de venda. Esta duração de um mês considera o intervalo estimado entre a entrega do produto e a recepção do pagamento.

#### Condições de Crédito Obtidas

Como a matéria-prima é fornecida pela própria instalação, não existe fornecedor. Pelo que não se considera existir um intervalo de tempo entre a recepção da matéria-prima e o pagamento da mesma.

#### Fundo de Maneio

O fundo de maneio para oferecer equilíbrio financeiro e garantir viabilidade a curto prazo. Esta parcela foi estimada tendo como base a quantidade de produto produzida em 15 dias, ao custo de fabrico.

### *R.1.3 Juros durante fase investimento*

Considera-se que a fase de investimento irá ter 14 meses, a terminar no último mês do ano de 2017. Para realizar o plano de investimento, é necessário assumir alguns pressupostos:

- Projecto e Fiscalização: Esta parcela irá ser contabilizada ao longo de toda a fase de investimento. Estima-se que irá custar cerca de 60% do seu total ao longo dos primeiros 6 meses de investimento, sendo que os restantes 40% destas despesas serão divididos pelos restantes 8 meses de investimento;
- Despesas de Empreitada: Estima-se que 70% deste custo irá ser igualmente repartido pelos primeiros 5 meses do ano de 2017, e que os restantes 30 % serão divididos pelos últimos meses do investimento;
- Equipamento Base: Estima-se que o equipamento base irá ser igualmente pago durante 6 meses, a partir do mês de Fevereiro de 2017;
- Montagem equipamento base: Estima-se que este custo irá ser igualmente pago durante 6 meses, a partir do mês de Março de 2017;

- Condutas: Estima-se que este custo irá ser igualmente repartido durante 5 meses, a partir do mês de Maio de 2017;
- Utilidades e Serviços: Estima-se que este custo irá ter uma duração aproximada de 3 meses a partir do mês de Junho de 2017;
- Instrumentação e Controlo: Estima-se que este custo irá ser repartido em partes iguais durante 4 meses, a partir do mês de Agosto de 2017;
- Instalação Eléctrica: Estima-se que esta instalação tenha uma duração de 5 meses, a partir do mês de Julho de 2017;
- Isolamentos térmicos: Os isolamentos térmicos começam a ser pagos no mês de Maio de 2017, com uma duração estimada de 4 meses, para a qual o custo irá ser igualmente repartido;
- Edifícios: Estima-se que este custo irá ser pago em partes iguais durante 4 meses, a partir do mês de Janeiro de 2017;
- Terreno: Assume-se que o custo de preparação de terreno serão repartidos durante 2 meses, com início no mês de janeiro de 2017;
- Provisão para Imprevistos: O pagamento da provisão de imprevistos é igualmente distribuído pelos 12 meses do ano de 2017;
- Capital Circulante: Estima-se que a parcela do capital circulante irá ser paga nos últimos 3 meses de investimento.
- Juros intercalares: Não existem custo com juros intercalares devido ao facto de o investimento ser efectuado apenas com capital próprio.
- Capital Próprio: Corresponde a 100 % do investimento e é utilizado desde o primeiro mês de investimento até ao último.
- Capital Alheio: Corresponde a 0 % do investimento total.

## R.2 Estimativa dos Custos de Produção

Para a estimativa dos custos de produção, foram usados métodos descritos em (Turton et. al., 2012) [60], (Towler et. al., 2008) [61] e (Peters et. al., 1991) [62].

### R.2.1 Custos directos

#### Matérias-primas

A única matéria-prima do processo é o biogás. O seu custo não foi considerado porque este é produzido na própria instalação.

#### Mão-de-obra de fabrico

A mão-de-obra de fabrico foi considerada constante ao longo do tempo de vida útil da instalação e estimada como sendo 5% do custo total de fabrico.

#### Mão-de-obra de controlo

A mão-de-obra de controlo foi considerada constante ao longo do tempo de vida útil da instalação e estimada como sendo 10% do custo total de fabrico.

#### Utilidades

Considera-se que o consumo de utilidades varia com a capacidade de produção efectiva. Estima-se que este custo varia com a mesma percentagem da capacidade de produção efectiva de biometano.

O custo de utilidades foi estimado de forma detalhada para todos os equipamentos. Para o custo eléctrico da unidade de refrigeração “REFRIG”, considera-se uma eficiência padrão do ciclo de refrigeração com compressão mecânica de 55%.

Os preços de electricidade e água fresca são os preços já definidos na secção 5.1. A tabela R-2 e a tabela R-3 apresentam o consumo de electricidade e de água fresca.

*Tabela R-1 - Consumo de electricidade discriminado por equipamento*

	PUMP01	PUMP02	PUMP03	BLOWER01	COMP01	COMP02	FAN01	FAN02	REFRIG	Total
Consumo (kW)	31,125	0,737	0,054	1,388	51,260	31,069	0,036	0,018	23,993	139,679

*Tabela R-2 - Consumo de água fresca a introduzir no processo*

	Água fresca
Consumo (m <sup>3</sup> /h)	0,871

### Manutenção

A manutenção do equipamento e o seu custo depende da complexidade de cada peça de equipamento e das condições operatórias a que é sujeito. Para estimar este custo assume-se uma percentagem do investimento fixo, que varia ao longo do tempo de vida da instalação. Esta percentagem aumenta com o tempo porque os custos de manutenção aumentam com a idade da instalação. A Tabela R-4 apresenta a variação da percentagem do investimento fixo usada para estimar os custos de manutenção.

*Tabela R-3 - Variação da percentagem do investimento fixo usada para estimar os custos de manutenção*

ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	6%

### Patentes e Royalties

Os custos para esta parcela foram estimados como sendo 3% do custo total de fabrico. Caso não se considere o pagamento de royalties, esta parcela estima o custo de assistência prestada à instalação.

### Enchimento

Estima-se que a mudança de enchimento é efectuada uma vez por ano. Estima-se que o enchimento necessário para a coluna de absorção tenha um custo de 6500 euros e o enchimento necessário para a coluna de *stripping* tenha um custo de 6000 euros. Estes preços foram obtidos pelo mesmo método de estimativa do preço do equipamento base, fonte software *Aspen Process Economic Analyzer*®.

### Fornecimentos Diversos

Os custos para os fornecimentos diversos foram estimados como sendo iguais a 15% dos custos de manutenção. Esta parcela inclui os custos de materiais como lubrificantes, vedações, juntas, papel para registadora, entre outros.

## **R.2.2 Custos indirectos**

Estima-se que este custo é representado por cerca de 50% dos custos de mão-de-obra e manutenção.

### R.2.3 Custos Fixos

#### Amortização

A perda de valor da instalação devido ao uso e à evolução tecnológica é considerada na amortização. Considera-se que capital corpóreo será amortizado em 10 anos, os edifícios em 25 anos e o capital incorpóreo em 3 anos. A parcela de capital corpóreo apenas irá ser contabilizada nos três primeiros anos de vida útil da instalação.

*Tabela R-4 - Estimativa das parcelas de edifícios, capital incorpóreo e capital corpóreo nos custos de amortizações*

	Tempo vida útil (anos)	Investimento (milhares de euros)	Amortização Anual (milhares de euros)
Edifícios	25	49,33	1,97
Projecto (capital incorpóreo)	3	137,42	45,81
Equipamentos (capital corpóreo)	10	1311,09	131,11

#### Seguros

Os custos associados aos seguros variam com tipo e risco da indústria em questão. Estimou-se este valor como sendo igual a 1% do investimento fixo.

#### Impostos Locais

Os custos inerentes aos impostos locais irão depender da localização da instalação, sendo mais elevados em zonas urbanas. Estes impostos locais foram estimados como cerca de 2% do investimento fixo.

#### Rendas

O projecto irá ser instalado em terreno pertencente à instalação fabril. Pelo que não existem custos de produção associados a rendas.

### R.2.4 Despesas Gerais

Como as Despesas Gerais dependem do valor das vendas, estas irão variar ao longo da vida útil da instalação.

#### Custos Administrativos

Dentro desta parcela, incluem-se os salários dos administradores, secretariado, despesas com equipamento e consumíveis para escritório, comunicações, entre outros. Este valor foi estimado usando uma percentagem típica de 40% dos custos de mão-de-obra de fabrico.

#### Custos Comerciais

O serviço de vendas, distribuição e marketing constituem as despesas associadas aos custos comerciais. O biometano é considerado como um produto de consumo final. Contudo, não se considera a venda directa ao consumidor por parte da instalação. Pode-se estimar que os custos comerciais representam 2% dos custos de produção.

#### Despesas de I&D

Estes encargos devem-se ao estudo de novos métodos e técnicas de produção, e novos produtos. Estima-se que este custo é igual a 3% do valor das vendas.

#### Encargos Financeiros

Os encargos financeiros variam ao longo da vida útil da instalação, e referem-se ao pagamento do capital alheio em dívida e dos respectivos juros. Considera-se que o projecto em estudo irá ser pago integralmente com capital próprio, pelo que não existem custos com encargos financeiros.

### R.3 Cálculo Ponto Crítico

Utilizam-se como variáveis os custos fixos, custos variáveis e as receitas.

Para os custos fixos foram consideradas as seguintes parcelas: Mão-de-obra de fabrico, Mão-de-obra de controlo, Patentes e royalties, Fornecimentos Diversos, Seguros, Impostos locais, Rendas, Custos administrativos, Serviços de Marketing, Vendas e Distribuição, Despesas de I&D e Encargos Financeiros.

Para os custos variáveis foram consideradas as seguintes parcelas: Matérias-primas, Manutenção, Utilidades, Enchimento, Custos Indirectos e Amortizações.

Para o cálculo das receitas é utilizada a quantidade de biometano produzida e o preço de venda mencionado na secção 5.1.

O ponto crítico foi calculado para quando as receitas igualam os custos. Para calcular o ponto crítico em quantidade divide-se os custos fixos pela subtracção entre o preço de venda e os custos variáveis.

O preço crítico de venda do BM foi calculado pela soma dos custos variáveis com a divisão entre os custos fixos e a quantidade produzida.

### R.4 Pressupostos Plano exploração

Pressuposições para o plano de exploração:

- A taxa de imposto sobre lucros é de 21%, disponibilizada pela TratoLixo.
- A taxa de actualização, taxa de desconto a utilizar no cálculo do VAL, foi assumida como sendo igual a 4%, valor utilizado nos últimos projectos da fábrica.
- No ano zero do plano de exploração contabiliza-se apenas as despesas de investimento.
- As vendas são determinadas tendo como base o preço unitário de venda e a evolução da produção anual.
- As despesas de vendas correspondem aos custos comerciais que incluem serviços de Marketing, Vendas e Distribuição, estimados de acordo com o método da secção R.2.4.
- As receitas líquidas de vendas calculam-se através da diferença entre as vendas e as despesas de vendas.
- A soma dos custos directos e dos custos indirectos origina a parcela denominada por despesas variáveis de exploração.
- A diferença entre as receitas líquidas de vendas e as despesas variáveis de exploração, representa o cálculo da margem bruta.
- As despesas fixas de exploração são calculadas pela soma dos custos de seguros, impostos locais, despesas administrativas e de investigação e desenvolvimento.
- Os lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização (EBITDA), ou resultado bruto, calcula-se pela diferença entre a margem bruta e as despesas fixas de exploração.
- Retirando o valor das amortizações ao resultado bruto, obtêm-se o valor de EBIT, ou lucros antes de juros e impostos.
- Os encargos financeiros de exploração são nulos, devido ao facto de se considerar que o projecto é financiado a 100% por capital próprio.
- Os resultados antes de impostos são calculados pela diferença entre o EBIT e os encargos financeiros.
- Tendo em conta a taxa de imposto sobre lucros, 21%, determinou-se o imposto sobre lucros.
- O resultado líquido é obtido pela diferença entre os resultados antes de impostos e o imposto sobre lucro.
- O *cash flow* de exploração é dado pela soma entre as amortizações, encargos financeiros e o resultado líquido.





- O *cash flow* total é dado pela soma do *cash flow* de exploração e as despesas de investimento.
- O factor de actualização foi calculado com uma taxa de actualização,  $r$ , igual a 4%. Este factor contabiliza a taxa de actualização e o ano de exploração considerado,  $k$ , pela seguinte fórmula:  $(1+r)^k$
- O *cash flow* actualizado é igual ao *cash flow* total corrigido pelo factor de actualização.
- O *cash flow* acumulado é igual ao somatório dos *cash flows* actualizados até ao ano considerado.