

Avaliação do Potencial e Impacto do Biometano em Portugal

Autores:

Isabel Cabrita

Luís Silva

Isabel Paula Marques

Santino Di Berardino

Francisco Gírio

Laboratório Nacional de Energia e Geologia
Unidade de Bioenergia

ISBN: 978-989-675-037-4



com o apoio



PREÂMBULO

O estudo foi desenvolvido com o apoio financeiro do FAI – Fundo de Apoio à Inovação, reunindo um conjunto de dados e informação específica, contando com contribuições de particulares, empresas e entidades oficiais, sem as quais não teria sido possível determinar o potencial e a avaliação do impacto da introdução de biometano em Portugal.

Os autores agradecem o apoio dos serviços do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) e dos vários técnicos, investigadores e bolseiros que contribuíram para o desenvolvimento do estudo, nomeadamente: João Bidarra, Ibrahim Gulyurtlu, Michele Miri, Filomena de Jesus Pinto e Luís Duarte, que contribuíram mais diretamente no fornecimento de informação e tratamento de dados.

Agradece-se ainda o apoio da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), da Agência Portuguesa do Ambiente (APA), da Agência para a Energia (ADENE), da REN – Redes Energéticas Nacionais e da ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, que disponibilizaram grande parte da informação relevante para o desenvolvimento do estudo, bem como os contributos das seguintes entidades:

Amarsul - Valorização E Tratamento De Resíduos Sólidos, S.A.; Algar – Valorização e Tratamento de Resíduos Sólidos, S. A.; Dourogás, SGPS; EnergyIN – Pólo de Competitividade e Tecnologia da Energia; GALP Energia; ITG – Instituto Tecnológico do Gás; PatriosConsulting Lda; Stradalux Systems Lda; TratoLixo – Tratamento de Resíduos Sólidos, S.A. e Valorsul - Valorização e Tratamento de Resíduos Sólidos das Regiões de Lisboa e do Oeste, S.A.

SUMÁRIO EXECUTIVO

O PNAER 2020, D.R. 1ª Série Nº 70, de 10 de Abril 2013, identifica políticas e atividades necessárias implementar para garantir o cumprimento do plano nacional relativamente à promoção da utilização das fontes de energia renovável nos diferentes setores. Uma das áreas estratégicas a promover refere-se ao “Biometano”, apresentando como objetivo a avaliação do potencial do biometano em Portugal e suas aplicações alternativas em apoio à definição de regulamentação das especificações necessárias para a sua injeção na rede de gás natural (GN). Com esta avaliação prevê-se possibilitar a utilização de biometano para outros fins para além da produção de eletricidade.

Recentemente publicada, a Diretiva 2014/94/UE do Parlamento Europeu e do Conselho de 22 de Outubro de 2014 estabelece princípios orientadores relativamente à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos na Europa, a qual promove a existência de postos de abastecimento de combustíveis alternativos para o setor de transportes em que se inclui o biometano. Duas situações poderão ser consideradas: a introdução de biometano na atual rede de distribuição de gás natural (GN); a existência de uma rede de postos de abastecimento locais que utilizem biometano produzido localmente ou em locais mais remotos tirando partido da logística de distribuição de gás através de camiões cisterna implementada para o GN.

O Biometano é um gás constituído fundamentalmente por metano (cerca de 85-95%) e pode ser produzido quer através da via de conversão bioquímica (biogás) ou termoquímica (gás de síntese) da biomassa. A forma mais utilizada para sua obtenção é a partir do biogás, através de um processo de purificação e valorização da composição química para enriquecimento em metano com vista a aproximar as suas características às do GN. O biogás (ou o gás de síntese obtido por gaseificação) é produzido a partir de biomassa diversa normalmente com base em resíduos de natureza orgânica, de várias proveniências. O biogás é constituído por 45-80 % de metano (CH₄), contendo ainda CO e CO₂ e, em menores quantidades gás sulfídrico, amoníaco e vapor de água. O gás da gaseificação apresenta normalmente uma menor quantidade de metano, cerca de 10%, tendo em maior quantidade o hidrogénio (30 – 45%), sendo ainda constituído por CO, CO₂ e outros hidrocarbonetos. O GN de origem fóssil tem uma composição que depende da sua origem, apresentando 85 a 98% de metano na sua composição.

A composição de biometano terá, assim, de ser semelhante à do gás natural para possibilitar a sua alimentação à rede de distribuição do GN e bem assim substituir o GN em equipamentos térmicos que utilizam este gás combustível. O valor de Índice de Wobbe do biometano deverá, assim, garantir essa intermutabilidade.

A produção de biogás na Europa é reportada pela EBA (*European Biogas Association*)¹ em cerca de 14 biliões m³ em equivalente a gás natural, sendo expectável duplicar este valor em 2020 na sequência da implementação dos Planos Nacionais de Ação para as Energias Renováveis (PNAER's). O biometano é produzido atualmente em mais de 200 instalações de melhoramento de biogás espalhadas por 15 países, sendo que a injeção na rede de gás natural ocorre em apenas 10 deles. Embora a maior utilização seja destinada ao aquecimento e produção de energia elétrica (CHP), a sua utilização como combustível no setor dos transportes tem vindo a crescer. A título de exemplo, tem-se o caso da Suécia em que a utilização de biometano como combustível rodoviário já supera a de GNC, com uma quota de mercado de 57%. Outro exemplo é o da Alemanha que, só em 2012, viu a quota de mercado de biometano no setor dos transportes mais do que duplicar, subindo de 6% para 15%¹. A utilização do biometano está assim a crescer na Europa, existindo já em alguns casos acordos bilaterais entre alguns países (ex. Alemanha-Suíça, Alemanha-Suécia e Alemanha-Holanda) visando o comércio entre eles.

O consumo de gás natural (GN) na Europa situa-se entre os 2 e os 3 biliões de m³. A Associação de Veículos a GN (NGVA) estima que este valor poderá aumentar para 10-15 biliões m³ em 2020 (podendo atingir uma quota de mercado de 5% no setor de transportes). Considerando que 3,5 a 5,4% do biogás é purificado e valorizado em 2020 para obter uma qualidade do combustível adequada ao uso em motor de combustão interna, este volume traduzir-se-ia em 10% de parcela renovável no consumo de gás natural (liquefeito/comprimido), ou seja contribuindo com 0,5% no consumo total de energia nos transportes.

A produção de biometano é o resultado do processo de valorização do biogás, que se traduz num processo de limpeza do gás para separação de impurezas (siloxanos, sulfureto de hidrogénio, etc.) e CO₂ com o correspondente enriquecimento em metano. As tecnologias mais utilizadas na Europa atualmente são: limpeza de gases com água (WATS), adsorção com variação de pressão (PSA), lavagem química (CHEMS), lavagem física (PHYS) e separação por membranas (MEMS).

¹EBA: European Biogas Association (2013). *EBA's Biomethane fact sheet*.

O processo mais usado é o de lavagem com água (WATS) em mais de 40%, seguindo-se os processos de adsorção (PSA) e de lavagem química (CHEMS) que, em conjunto, representam 25% das instalações existentes na Europa. O processo menos utilizado é o de separação recorrendo a membranas que representa apenas 4% das instalações².

Em alternativa, a gaseificação é um processo de conversão termo-química, que se processa normalmente a temperaturas acima dos 700°C, podendo atingir os 1000°C, em que a biomassa é sujeita a uma sequência complexa de reações, produzindo-se um gás, normalmente designado por “syngas”, ou gás de síntese, constituído principalmente por monóxido de carbono e hidrogénio, contendo ainda metano e dióxido de carbono em quantidades apreciáveis. Esta composição é variável, dependendo de fatores como a tecnologia de gaseificação, o agente de gaseificação e as condições operacionais.

Numa perspetiva de obtenção de biometano, é também necessário o enriquecimento do gás de síntese em metano. Este enriquecimento em metano pode ser efetuado mediante um processo designado por “metanação”, o qual consiste num processo catalítico em que o gás de síntese obtido na gaseificação é convertido em metano. Tal como no biogás, quaisquer impurezas existentes, tais como partículas, compostos com enxofre ou cloro, têm que ser removidas antes da metanação, para minimizar o enfraquecimento da atividade dos catalisadores no processo. A produção de biometano, através das reações de metanação, é reportada entre os 90% e 99% da quantidade de CO e CO₂ presente no gás de síntese. A seletividade e grau de conversão dependem entre outros fatores, da temperatura, do fluxo mássico por exemplo num leito fluidizado e do tipo de catalisador³.

Os processos de metanação existentes elevam o conteúdo de metano a um mínimo de 95%, por meio da conversão do monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO₂) em metano por reações químicas com hidrogénio (H₂) na presença de catalisadores usualmente à base de níquel e a uma temperatura na ordem de 250°C a 450°C.

² Jakub Niesner, David Jecha & Petr Stehl (2013). “Biogas Upgrading Technologies: State of Art Review in European Region”. Chemical Engineering Transactions. Vol. 35. Pp. 517-522.(DOI: 10.3303/CET1335086)

³ (a) RA Dagle, DL King, XS Li, R Xing, KA Spies, Y Zhu. JE Rainbolt, L Li & B Braunberger. “Derived Warm Syngas Purification and CO₂ Capture-Assisted Methane Production” (2014). *Final report*. Pacific North-West National Laboratory. Departamento de Energia dos Estados Unidos da América.

(b) Changning Wu, Dayong Tian & Yi Chengy (2010). “CFD-DEM Simulation of Syngas-to-Methane Process in a Fluidized-Bed Reactor”. *Proceedings da 13ª Conferencia Internacional sobre Fluidização*. Publicado: ECI Digital Archives – Artigo 98.

No caso da conversão de biogás em biometano, designadamente em situações de cogeração, mesmo implicando custos acrescidos, permite a utilização integral do potencial energético do combustível, que por vezes é perdida numa percentagem importante quando não se consegue utilizar todo o calor da cogeração. Em alguns países da união Europeia (Alemanha, França, etc.) é obrigatório a utilização integral do calor da cogeração para poder ser elegível às tarifas bonificadas. A produção e utilização de biometano permite, assim, reduzir o calor disponível da cogeração quando não existem outras alternativas para o uso do calor.

Em Portugal, o biogás produzido provém fundamentalmente de matéria orgânica depositada em aterros e parte dele é aplicado na produção de eletricidade. Existem recursos provenientes de vários setores com potencial utilização para sua conversão em biogás recorrendo a várias técnicas (conversão biológicas e termoquímicas) a serem quantificadas em termos de potencial para produção de metano proveniente de atividades diversas em diversos setores (agropecuário, agro-industrial, ETAR's municipais, resíduos sólidos urbanos) e ainda o potencial proveniente da utilização de resíduos florestais e de outros setores industriais como são exemplos os da pasta e papel, cortiça e outros, tirando partido dos avanços tecnológicos entretanto verificados. Para além destes recursos, poderão ainda ser consideradas alternativas resultantes da produção de biomassa a partir de culturas dedicadas.

A digestão anaeróbia e a gaseificação são processos que se complementam na medida em que, em conjunto, podem ser aplicados à conversão de grande parte dos efluentes produzidos pelas atuais sociedades, em produtos de utilidade. Enquanto a digestão anaeróbia é adequada à degradação de efluentes orgânicos líquidos, a gaseificação aplica-se aos materiais lenhificados de baixo teor em humidade que normalmente são de difícil e longa decomposição por via biológica. No presente estudo, foram estimadas as quantidades geradas em efluentes e resíduos orgânicos apropriados a cada um dos processos recorrendo à informação disponível para cada um dos setores de produção.

O volume total anual estimado de gás combustível (biogás + gás de síntese sem recurso a processos de metanação) possível de obter a partir da biomassa é cerca de 900 milhões Nm³, a que corresponde cerca de 9722 GWh/ano (836 ktep/ano), valor este que quase duplica ao introduzir a metanação no processo de gaseificação, atingindo-se uma produção da ordem dos 1700 milhões Nm³ por ano, a que correspondem 18752 GWh/ano (1612 ktep/ano). A produção de biogás está largamente implantada na Europa, sendo de momento a primeira etapa de produção de biometano, sendo que outras vias de gaseificação e/ou electrólise com

metanação que atualmente estão em desenvolvimento ou demonstração, esperando-se uma maior penetração a médio e longo prazo. Têm sido efetuados estudos na Europa para quantificação do potencial de produção de biogás no horizonte 2020. O valor estimado para a UE-27 é de 41,6 milhões tep, produzido a partir de diferentes tipos de feedstock, designadamente: resíduos da agricultura, bioresíduos diversos, esgotos, aterros e resíduos industriais⁴.

A tabela seguinte apresenta sumariamente o potencial de produção de biometano em Portugal, em que no caso do biogás se recorre a processos de valorização comercialmente disponíveis e difundidos na Europa e, no caso do gás de síntese terá de ser sujeito a processos de metanação.

Matéria Orgânica	Biometano					
	Produção (M Nm ³ /ano)		Potencial Energético			
	Biogás	Bio-SNG	GWh/ano		ktep/ano	
			Biogás	Bio-SNG	Biogás	Bio-SNG
Resíduos Sólidos						
Urbanos	411,6		4482		385,4	
Efluentes domésticos	42,7		465		40,0	
Agropecuária	257,8		2807		241,4	
Ind. Alimentar	93,0		1013		87,1	
Madeiras		865,5		9425		810,4
Papel/ cartão		13,6		148		45,8
Tecidos vegetais		37,8		412		127,4
Total	805,1	916,9	4285	9985	753,9	983,6

Complementarmente à utilização de resíduos para produção de gás combustível existe a opção das culturas energéticas secundárias desde que não provoquem ILUC (“*indirect land use change*”). De acordo com dados experimentais obtidos em laboratório pelo LNEG, o cultivo de culturas herbáceas de rotação intercaladas em solos primariamente usados para cereais (ex. milho, trigo) pode aumentar o potencial de produção de biometano em Portugal. A tabela seguinte apresenta a estimativa da potencialidade das culturas herbáceas intercalares na produção de biogás em Portugal com base em estudos efetuados pelo LNEG⁵.

Uso principal	Área (ha)	CH ₄ produtivo (Nm ³ /dia)	Potencial Energético GWh/dia	ktep/dia
---------------	-----------	--	------------------------------	----------

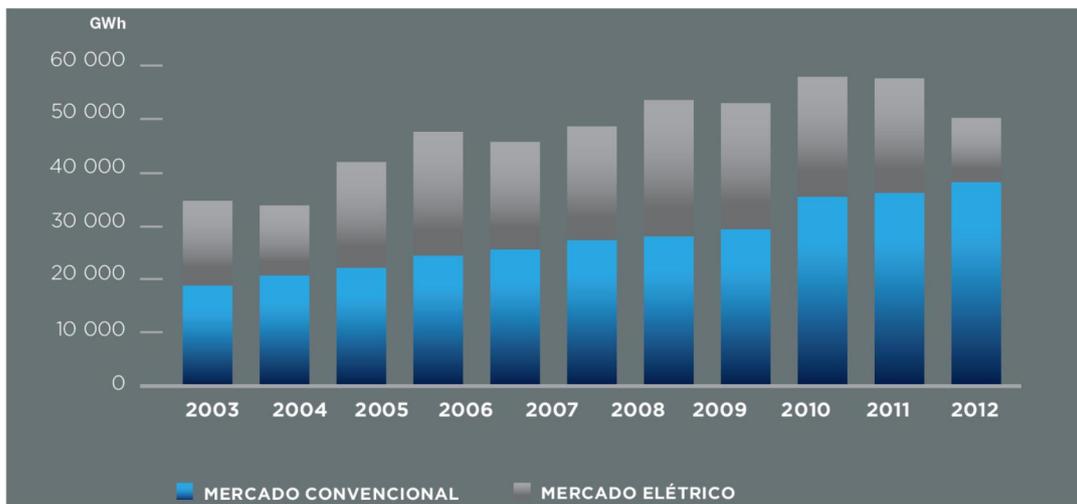
⁴ AEBIOM 2009 “A Biogas Road Map for Europe”. European Biomass Association.

⁵ Santino Eugénio Di Berardino & António Correia de Sá (2011). “Evaluation of Crop Silages for potential use as co-digestion substrate and biogas production in Portugal”. Publicado no ESEIA Newsletter 24 Maio “STYRIAN ACADEMY”. <http://www.eseia.eu/cms/2/18730/>

do terreno				
Milho	161.325	806.625	8,9	0,765
Trigo	213.363	1.066.815	11,7	1,006
Inculto	136.409	682.045	7,5	0,645
Total	511.097	2.555.485	28,1	2,41

O potencial de utilização do biometano para usos finais que não a produção de eletricidade em Portugal pode ser significativo, dada a procura crescente de gás natural que se tem vindo a verificar, como se comprova através da Figura abaixo⁶. Esta situação perspetiva uma forte oportunidade de produção endógena de biometano para substituição do gás natural nas suas várias aplicações.

O biometano pode ser inserido na rede de gás natural, podendo ser sucessivamente utilizado em aplicações de vários setores de atividade económica. No caso da Alemanha, o biometano é ainda disponibilizado numa base virtual em estações existentes de abastecimento de veículos⁷. Nas zonas não servidas pela rede de gás natural, o biometano pode abastecer a rede de estações existentes, como combustível de substituição.



O PNAER define linhas de orientação para a introdução de fontes de energias renováveis em Portugal através da implementação de medidas aplicáveis aos setores de eletricidade, de transportes e de aquecimento e arrefecimento, referindo-se especificamente à introdução de biometano como combustível renovável alternativo para outros fins para além da produção de eletricidade. A Lei nº 13/2013, de 31 de Janeiro, estabelece o quadro legal de utilização de GPL e GN (sob a forma de GNC ou GNL) em veículos, criando assim condições para o fomento da

⁶ REN (2012). Dados Técnicos – Gás Natural.

⁷ BIOMETHANE Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2014) (FNR) www.fnr.de

sua utilização. De acordo com alguns estudos efetuados é projetado um crescimento do número de veículos a circular em Portugal da ordem dos 250 mil,⁸ cuja procura, ao nível de gás natural e/ou biometano ou ainda de GPL, dependerá das condições de oferta e de acessibilidade dos combustíveis.

Analisando o potencial, tendo como base as tecnologias e instalações de produção de biogás em Portugal, existentes e potenciais, as alternativas identificadas neste estudo, como técnico-economicamente mais promissoras, são os aterros em fase de fecho, ou já selados sem valorização ou aproveitamento do biogás. A produção de biometano a partir de unidades de digestão de RSU deverão ser consideradas para novas instalações e, eventualmente, as instalações de co-digestão com base em culturas agrícolas secundárias ou outros resíduos herbáceos disponíveis (ex. relvas).

Atualmente, os aterros de maior porte que produzem quantidades elevadas de biogás e os digestores de lamas e RSU são dotados de sistema de cogeração. Existe, no entanto, alguma disponibilidade em aterros com produção menos relevante. Por outro lado, os aterros que estão a ser concluídos e fechados, constituem uma oportunidade para o biometano. Os digestores que tratam resíduos, lamas e efluentes da agropecuária necessitam de aquecimento, pelo que a cogeração nestes casos tem vantagens uma vez que gera calor e eletricidade. Desta forma, é possível aquecer o sistema e a produção do biometano deve ser considerada em paralelo à produção de eletricidade.

Um aspeto importante é o custo de produção do biometano que deverá ser competitivo quando comparado com o gás natural, quando se considera como uma alternativa. O custo de produção de biometano depende do tipo de tecnologia usada para a purificação e valorização do gás e sua dimensão. A parcela mais elevada do custo total de uma instalação de biometano refere-se ao custo de investimento que, incluindo a compressão e injeção na rede, pode representar mais de 60% do seu custo total⁹. Os custos de exploração das tecnologias de produção de biometano são inversamente proporcionais ao aumento de escala e os maiores custos operacionais unitários são gerados quando a produção de biometano é menor. O custo final do biometano dependerá também do seu destino final, e na situação de injeção na rede há que considerar os custos de compressão e a própria injeção. Nesta situação, e de acordo

⁸ J. Quintela Cavaleiro (2014). Gás Natural: Uma Nova Energia na Mobilidade. Ed. Nova Causa. ISBN 978-989.8515-11-7. Depósito Legal 381587/14.

⁹ Ali Jalalzadeh-Azar (2010). "Technoeconomic Analysis of Biomethane production from Biogas and Pipeline Delivery". Comunicação NREL/PR-5600-49629, *Workshop: Renewable Resources for Fuel Cells*. S. António, TX. 18 de Outubro.

com estudos efetuados na Europa¹⁰ projeta-se um valor de cerca de 46€/MWh para um tempo de vida útil da instalação de 20 anos. Para ser competitivo com o gás natural, este valor deveria ser cerca de metade, o que se verifica à saída da instalação de conversão de biogás em biometano. A tabela seguinte apresenta os custos de purificação do biogás com base em dois valores de capacidade de tratamento¹¹.

Capacidade da instalação	250 Nm ³ /h	1000 Nm ³ /h
Custo do Investimento	0,5-0,8 M€	1,5 – 1,8 M€
Custo de exploração	13-17 €/MWh	7-13 €/MWh

Os desafios que se colocam são vários, nomeadamente no que se refere à implementação dum sistema de registos a nível nacional, a cooperação necessária entre diferentes organismos que sugere um planeamento integrado de várias áreas como a agricultura, florestas, ambiente, energia e ainda o desenvolvimento industrial e a I&D, a cooperação entre países, em particular os transfronteiriços, bem como o ir ao encontro das metas definidas para os balanços mássicos evitando duplicação de contagens, a definição e controlo de requisitos de sustentabilidade e certificação e, finalmente, definir o estímulo adequado que garanta a produtividade desejada com o desenvolvimento sustentável da indústria e da economia neste setor.

Um dos domínios essenciais refere-se à área da regulamentação, em que diferentes países definem especificações para a qualidade do gás e características técnicas para a injeção na rede de gás natural. Contudo, estas especificações são, na maioria dos casos genéricas e definidas para todos os gases “não convencionais”, sendo o biometano, quer produzido a partir de processos de gaseificação quer de digestão anaeróbia, incluído neste grupo de gases. Acresce ainda o facto de existirem diferenças no que respeita às várias especificações, nomeadamente no que se refere à composição e concentração de alguns parâmetros que não o metano.

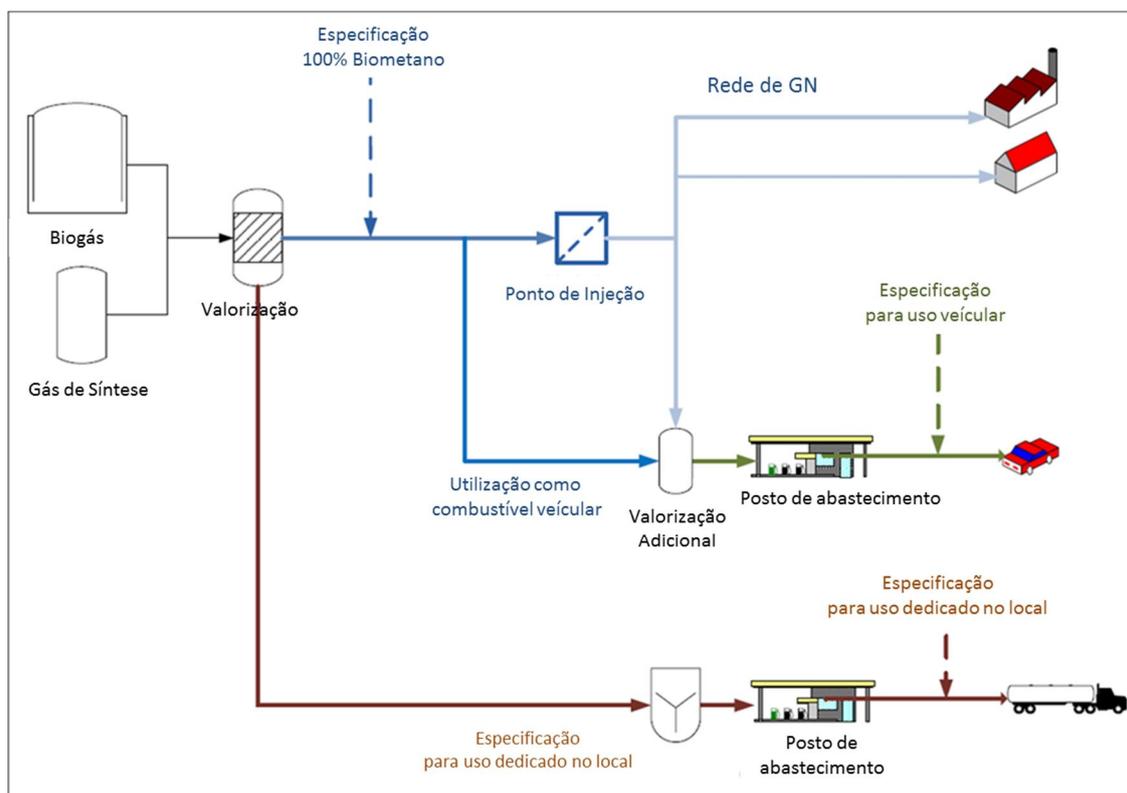
¹⁰ Anna Paturaska, Mara Repele & Gatis Bazbauers (2015). “Economic Assessment of Biomethane Supply System based on Natural Gas Infrastructure”. Conferência Internacional sobre Tecnologias Ambientais e Climáticas – CONECT 2014. Energy Procedia – Science Direct. Ed. Elsevier.

<https://ortus.rtu.lv/science/en/publications/19114/fulltext.pdf>

¹¹ (a) Ryszard Wnuk, Bartłomiej Asztomborski (2014). “Roadmap for Biomethane Market Development in Poland”; www.kape.gov.pl

(b) Anna Paturaska, Mara Repele, Gatis Bazbauers (2015). “Economic Assessment of Biomethane Supply System based on Natural Gas Infrastructure”. *The International Scientific Conference on Environmental and Climate Technologies – CONECT 2014*. ENERGY Procedia. ScienceDirect. Ed. Elsevier: <https://ortus.rtu.lv/science/en/publications/19114/fulltext.pdf>

No que se refere às características de injeção, a comissão técnica de normalização do Comité Europeu (CEN – TC 408) identifica o diagrama que se apresenta a seguir para as aplicações do biometano.



A tabela seguinte apresenta as composições típicas de diferentes gases obtidos de fontes não convencionais (NCS), tendo como termo de comparação o gás natural¹².

Composição	Unidade	Gás natural (tipo H – Mar do Norte)	Biogás		Syngas da gaseificação da biomassa		Syngas da gaseificação do carvão	
			Digestão Anaeróbia	Aterros	Com O ₂	Com Ar	CMM	CBM
Metano	% molar	88,8 (86,6 - 88,8)	65,0 (50-80)	45,0 (30-60)	15,6	2,0 (1-10)	65,0	90,0

¹² CEN TC/234 (2011): “Gases from non-conventional sources — Injection into natural gas grids — Requirements and recommendations”.

Carbonos C2+		8,3 (8,3-8,5)			5,8	(0-2)	1,5	2,2
Hidrogénio		-	- (0-2)	1,5 (0-2)	22,0 (20-30)	20,0 (10-25)	-	-
Monóxido de carbono		-	-	-	44,4 (40-50)	20,0 (10-25)	-	-
Dióxido de carbono		2,3 (1,9-2,3)	35,0 (15-50)	40,0 (15-40)	12,2 (15-30)	7,0 (7-15)	16,0	3,3
Azoto		1,1 (0,9-1,1)	0,2 (0-5)	15,0 (0-50)	(3-7)	Aprox. 50,0	18,0	4,5
Oxigénio		<0,01	(0-1)	1,0 (0-10)			(0-5)	
Sulfureto de Hidrogénio	mg/m ³	1,5 (0-5)	<600 (100-10000)	<100 (0-1000)	-		(0-5)	(0-5)
Amónia		-	100 (0-100)	5 (0-5)	-			
BTX		0-1750	0-20 (0-100)	0-500 (0-800)				1000- 10000
Cloro total		-	-					
Flúor total	mg/m ³	-	0,5 (0-100)	10 (0-800)	-		-	-
Siloxanos	mg/m ³	-	0-50	0-50	-		-	-
Alcatrões	mg/m ³	-	-	-	0-5	0,01- 100	-	0-5

Nota 1: as composições são puramente indicativas, obtidas a partir de diferentes fontes. Os valores entre parêntesis indicam as gamas que podem ser encontradas, dependendo da matéria-prima utilizada no processo.

Nota 2: Para a gaseificação da biomassa, estão disponíveis diferentes metodologias com diferenças significativas na composição dos gases produzidos.

Ao nível dos países europeus que procedem à injeção de biometano na rede de gás, verifica-se que, para a maioria dos parâmetros as especificações apresentam alguma semelhança de valores (ex. dióxido de carbono, sulfureto de hidrogénio, água e calor específico). As diferenças prendem-se, essencialmente, com as características do gás natural na rede em cada um dos países e com a natureza dos substratos utilizados na produção do biometano.

A tabela seguinte apresenta, para países europeus que possuem regulamentação das características do biometano a ser injetado na rede, uma compilação quanto aos valores estipulados para diversos parâmetros.

Constituinte	Unidade	Áustria	França	Bélgica	Rep. Checa	Alemanha	Holanda	Suécia	Suíça	Espanha
CH ₄	% (vol/mol)	× 96	× 86	× 85	× 95		× 85	× 97	× 96	× 95
CO ₂		≤3	≤2,5	≤2,5	≤5	≤6 (seco)	≤6	≤3	≤6	≤2,5
O ₂		≤0,5	≤0,01		≤0,5	≤0,5 (húmido), 3 (seco)	≤0,5	≤1	≤0,5	≤0,01
H ₂		≤4	≤6	≤0,1		≤5	≤12 ^{0,5*}	≤0,5	≤4	≤5
CO			≤2	≤0,2			<1			≤2
S total	mg/Nm ³	≤10	≤30	≤30	≤30	≤30	≤45 ^{16,5*}	≤23	≤30	≤50
H ₂ S (+COS em Fr, Be e		≤5	≤5	≤5	≤7	≤5	≤5	≤10	≤5	≤15

Es)										
Mercaptanos		≤6	≤6	≤6	≤5	≤15	≤10 ^{6*}		≤5 ppmV	≤17
Compostos halogenados		0	≤1 (Cl) ≤10 (F)	≤1 (Cl) ≤10 (F)	≤5 (F+Cl)	0	≤50/25 (Cl/F)		≤1	≤1 (Cl) ≤10 (F)
Metais pesados			≤1 (μg Hg)	≤1 (μg Hg)		≤5			≤5	
Siloxanos		≤10			≤6 (Si)		≤5 ppm ^{0,08(Si)*} =6,2 (Si)			≤10
Amónia		isento	≤3	≤3	isento		≤3	≤20	≤20	≤3
H ₂ O				≤110				≤32		
Ponto de orvalho da água	°C	≤-8 (40 bar)	≤-5 (P _{máx})		≤-10	Temp. do solo	≤-10 ^{-8 a 70 bar*} (8 bar)	≤t _{min} -5	Prevenir condens.	≤2 (70 bar)
Odorizante		Definido pela rede (GN)	15-40 mg THT/m ³			Definido pela rede (GN)	>10, 18-40 mg THT/m ³	Definido pela rede (GN)	15-25 mg THT/m ³	
Partículas		Tecnic. isento	Tecnic. isento		Sem partíc.	Sem partíc.	Tecnic. isento	≤1μm		Tecnic. isento
Microorganismos										Tecnic. isento
BTX	mg/Nm ³									500

* Proposta de decreto-lei na Holanda para a regulamentação da composição de gás natural na rede

A possibilidade de injeção de biometano na rede de gás natural está a ser contemplada na legislação nacional. O Decreto-Lei nº 231/2012 de 26 de outubro, veio estabelecer que as disposições relativas ao acesso à RNTGN, bem como as relativas à comercialização do GN são aplicáveis ao biogás e ao gás proveniente da biomassa, ou a outros tipos de gás, viabilizando a injeção destes nas redes de gás natural, uma vez garantidas as condições técnicas de qualidade e segurança para a injeção destes gases.

O estabelecimento de especificações para os gases não convencionais que possam vir a ser introduzidos na rede de gás natural, como é o caso do biometano, deverá ter em conta, para além do respeitante às características do gás natural atualmente em distribuição o facto de constituir uma mais-valia a abordagem a uma lógica de escala, facilitando o desenvolvimento deste mercado.

Nesse sentido, as especificações nacionais deverão ter em conta os mais recentes desenvolvimentos do comité técnico do CEN que tem vindo a trabalhar com vista a uma harmonização europeia do biometano, sem esquecer a necessidade de compatibilidade com as características do GN no caso de injeção na rede, devendo-se garantir no caso do biometano valores de Índice de Wobbe idênticos ao do gás natural, evitando intervenções a nível dos equipamentos de queima.

Para além das questões relacionadas com a regulamentação técnica, o desenvolvimento do setor do GN/biometano poderá ser incrementado para usos finais diferentes da produção de eletricidade através da criação mecanismos de incentivo como os que foram implementados em países como a Suécia, o Reino Unido, a Itália, a Holanda ou a Alemanha. Para além disso, a aposta na investigação e no desenvolvimento na área das fontes endógenas de biomassa em Portugal, nomeadamente nos processos tecnológicos de produção de metano de acordo com as fontes de biomassa disponíveis poderão vir a reforçar a competência nacional nesta matéria e contribuir para diminuir os investimentos, que se esperam elevados sobretudo em sistemas de digestão anaeróbia, sistemas de “upgrading” ou mesmo em tecnologias de gaseificação. Instrumentos de apoio ao financiamento destas unidades poderão ser um estímulo ao desenvolvimento do setor, sendo importante que os requisitos legais promovam a cooperação entre os intervenientes no processo.

Relativamente aos incentivos à utilização veicular do gás natural/biometano, a publicação da Lei nº 13/2013 que veio estabelecer o regime jurídico da utilização do GPL e do GN em veículos, e a mais recente legislação da «fiscalidade verde»¹³, já vieram contribuir para a implementação de medidas que tenderão a fomentar o desenvolvimento do setor. Esta última, veio estabelecer algumas medidas que vão no sentido da promoção da utilização do GN/biometano em veículos.

Estando identificados os recursos e o potencial para produção de biometano em Portugal, face a um enquadramento legislativo e regulamentar adequado, é possível implementar um plano global para promoção da produção e utilização de biometano para vários fins outros que não apenas eletricidade, colocando-se várias opções que deveriam ser testadas tanto a nível técnico como económico. O presente estudo abordou três opções:

- i. Produção descentralizada de biometano associada a cada unidade produtora de biogás, com possível implementação a curto prazo;
- ii. Constituição de *clusters* de operadores de produção de biogás, implementando uma unidade de conversão para biometano para servir o conjunto de operadores, para encarar a médio prazo; e,

¹³ Lei nº 82-D/2014, de 31 de Dezembro que “*Procede à alteração das normas fiscais ambientais nos sectores da energia e emissões, transportes, água, resíduos, ordenamento do território, florestas e biodiversidade, introduzindo ainda um regime de tributação dos sacos de plástico e um regime de incentivo ao abate de veículos em fim de vida, no quadro de uma reforma da fiscalidade ambiental*”.

iii. Construção de uma central recetora de matérias-primas com produção centralizada de biogás e sua conversão em biometano, o que se estima poder ser planeado para implementação a médio ou longo prazo.

Em termos de disponibilização do biometano, foram consideradas três alternativas: (i) injeção na rede de gás natural, (ii) injeção em unidades autónomas e (iii) biometano liquefeito destinado ao sector de transportes na generalidade, por exemplo para fornecimento em postos de abastecimento como combustível veicular (bio-GNL) ou comprimido (bio-GNC), e diretamente fornecido a clientes finais.

Face aos desafios que se colocam no sentido de garantir o sucesso da implementação de projetos inovadores e reforçar a competitividade nacional, é necessário identificar ações em várias áreas de atuação. A figura seguinte ilustra um possível planeamento de ações a desenvolver no âmbito de um Roteiro Nacional do Biometano.

2018/2020

Implementação de projetos industriais de gaseificação de biomassa
 Incentivos à logística nacional de UAG para bio-LNG e bio-CNG
 Avaliação do impacto das medidas (base anual, a iniciar em 2016) e
 quantificação da redução total das emissões de gases com efeito de estufa

2016/2017

Implementação de registos nacionais de biometano
 Adaptação das normas Europeias para NP's
 Monitorização e cumprimento dos critérios de sustentabilidade das
 diferentes cadeias de valor do biometano no setor transportador
 Promoção de culturas energéticas secundárias de baixo ILUC
 Financiamento público para I&D em novas tecnologias
 Promoção de projetos inovadores em gaseificação de biomassa para biometano

2015

Identificação do potencial nacional em biometano
 Regulamentação das especificações do biometano em Portugal
 Definição das condições técnicas de injeção na rede
 Acompanhamento dos trabalhos do CEN para a elaboração da EN
 Promoção de projetos inovadores
 Legislação de apoio à introdução do biometano

Índice

PREÂMBULO.....	3
SUMÁRIO EXECUTIVO	5
ÍNDICE	19
ÍNDICE DE FIGURAS	21
ÍNDICE DE TABELAS	23
ÍNDICE DE QUADROS.....	24
NOMENCLATURA	25
1. INTRODUÇÃO & OBJETIVOS.....	29
2. SITUAÇÃO ATUAL & POTENCIAL NACIONAL	35
2.1 PRODUÇÃO DE BIOGÁS E INSTALAÇÕES.....	35
2.2 FONTES DE BIOMASSA PARA A PRODUÇÃO DE GÁS COMBUSTÍVEL	38
2.2.1 ENQUADRAMENTO	38
2.2.2 POTENCIAL GLOBAL DE PRODUÇÃO DE BIOMETANO.....	41
2.2.3 ANÁLISE TECNOLÓGICA DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO EM BIOMETANO.....	42
2.2.4 ANÁLISE DO POTENCIAL POR TIPO DE MATÉRIA BIOMÁSSICA	44
2.3 TECNOLOGIAS INSTALADAS.....	48
2.3.1 INSTALAÇÕES DE BIOGÁS EM PORTUGAL - EVOLUÇÃO HISTÓRICA.....	48
2.3.2 INSTALAÇÕES TECNOLÓGICAS NACIONAIS.....	51
2.4 TRATAMENTO, ARMAZENAMENTO E UTILIZAÇÃO DO BIOGÁS	60
2.5 LOGÍSTICA DE MOBILIZAÇÃO DA BIOMASSA E DO BIOGÁS.....	62
2.5.1 LOGÍSTICA DE MOBILIZAÇÃO DA BIOMASSA.....	62
2.5.2 LOGÍSTICA DE MOBILIZAÇÃO DO BIOGÁS E BIOMETANO	63
2.6 POTENCIAL TECNOLÓGICO.....	64
3. LEVANTAMENTOS & ESTUDOS DE CASO NA EUROPA.....	67
3.1 INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO DE BIOMETANO NA EUROPA	67
3.2 MEDIDAS ADOTADAS PARA INTRODUÇÃO DE BIOMETANO EM DIFERENTES PAÍSES	71
3.3 EXEMPLOS DE SISTEMAS IMPLEMENTADOS	73
3.3.1 SUÉCIA.....	74

3.3.2	ALEMANHA.....	74
3.3.3	PAÍSES BAIXOS.....	75
3.3.4	REINO UNIDO.....	75
4.	ROADMAP NACIONAL.....	77
4.1	MATRIZ DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS EM PORTUGAL	77
	BIOGÁS BIO-SNG BIOGÁS BIO-SNG	82
4.2	ANÁLISE COMPARATIVA DO USO DO BIOMETANO PARA VÁRIOS FINS NO CONTEXTO NACIONAL	86
4.3	ASPETOS ECONÓMICOS PARA A VIABILIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE BIOMETANO	88
4.4	ANÁLISE SWOT	92
4.5	TIPOLOGIA DE PROJETOS INOVADORES.....	95
4.6	PLANEAMENTO DE AÇÕES	104
5.	INDICADORES PARA TOMADA DE DECISÃO & ASPETOS DE LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO	109
5.1	ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO EUROPEU E NACIONAL DO BIOMETANO.....	109
5.1.1	O BIOMETANO NA POLÍTICA EUROPEIA DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS	109
5.1.2	O BIOMETANO COMO BIOCOMBUSTÍVEL SUSTENTÁVEL PARA USO VEÍCULAR	110
5.1.3	O BIOMETANO NO CONTEXTO DO PNAER 2020.....	111
5.2	REGULAMENTAÇÃO EUROPEIA DO BIOMETANO.....	112
5.2.1	PONTO DA SITUAÇÃO RELATIVAMENTE À REGULAMENTAÇÃO EUROPEIA	113
5.2.2	PARÂMETROS EM ESTUDO NA TC/408 PARA UMA DEFINIÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DE QUALIDADE DO BIOMETANO.....	118
5.2.3	PROJETO DE NORMA EUROPEIA PARA AS ESPECIFICAÇÕES DO BIOMETANO	123
5.3	ASPETOS TÉCNICOS A TER EM CONTA NA ELABORAÇÃO DE LEGISLAÇÃO NACIONAL PARA O BIOMETANO.....	126
5.4	COMBUSTÍVEIS CARBURANTES: ASPETOS RELEVANTES PARA A PROMOÇÃO DO GN/BIOMETANO PARA USO VEICULAR	130
5.5	BARREIRAS LEGAIS E RECOMENDAÇÕES FINAIS ORIENTADORAS NA DEFINIÇÃO DE POLÍTICAS	134
6.	CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES FINAIS	139
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	143
8.	GLOSSÁRIO	145

Índice de Figuras

FIGURA 1.1 - VARIAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL (FONTE: RELATÓRIO DA REN DE DADOS TÉCNICOS SOBRE GÁS NATURAL DE 2012) ^[5]	32
FIGURA 2.1 - INSTALAÇÕES EXISTENTES LICENCIADAS PARA PRODUÇÃO DE BIOGÁS.	36
FIGURA 2.2 - POTENCIAL ANUAL EM BIOMETANO A PARTIR DO BIOGÁS (DIGESTÃO ANAERÓBIA)	41
FIGURA 2.3 - POTENCIAL ANUAL EM BIOMETANO A PARTIR DO BIOGÁS (DIGESTÃO ANAERÓBIA) E DO GÁS DE SÍNTESE (GASEIFICAÇÃO COM METANAÇÃO)	42
FIGURA 2.4 - POTENCIAL ANUAL DE BIOMETANO POR DIGESTÃO ANAERÓBIA.....	43
FIGURA 2.5 - POTENCIAL ANUAL DE BIOMETANO POR GASEIFICAÇÃO SEM METANAÇÃO; (A) - POTENCIAL PRODUÇÃO ANUAL DE BIOMETANO POR GASEIFICAÇÃO COM METANAÇÃO.	44
FIGURA 2.6 - ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE EFLUENTES DA FÁBRICA DE ÁLCOOL PARA PRODUÇÃO DE BIOGÁS..	50
FIGURA 2.7 - DIGESTOR ANAERÓBICO DO TIPO FLUXO EM PISTÃO.	53
FIGURA 2.8 - UNIDADE DIGESTORA TERMOFILICA-MESÓFILICA.	54
FIGURA 2.9 - DIGESTORES DA FONTE BOA E DE ABRANTES.	56
FIGURA 2.10 – FILTRO ANAERÓBIO HÍBRIDO INSTALADO NA PARMALAT.	57
FIGURA 2.11 - DIGESTORES PARA EFLUENTE DE DESTILARIA DESENVOLVIDO PELA ATLAS 6.....	58
FIGURA 2.12 - GASÓMETROS DE PLÁSTICO CONVENCIONAL.	60
FIGURA 2.13 - GASÓMETRO REFORÇADO E DOTADO DE SISTEMA DE CONTRAPESO.....	61
FIGURA 2.14 - GASÓMETRO MODERNO DE DUPLA MEMBRANA.	61
FIGURA 2.15 - TURBINAS PARA COGERAÇÃO UTILIZADAS EM PORTUGAL.....	62
FIGURA 4.1 - VALORES DE RENDIMENTO EM BIOGÁS PARA DIFERENTES MATÉRIAS ORGÂNICAS, RETIRADO DA BROCHURA DA AEBIOM – A BIOGAS ROAD MAP FOR EUROPE.....	81
FIGURA 4.2 - DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DA PRODUÇÃO ANIMAL E VEGETAL (FONTE: INE).....	84
FIGURA 4.3 - INDICAÇÃO COMPARATIVA DOS CUSTOS ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE BIOMETANO A PARTIR DE BIOGÁS.	89
FIGURA 4.4 - FATORES QUE AFETAM O CUSTO DE BIOMETANO A INJETAR EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GN. ..	92
FIGURA 4.5 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DA INTERLIGAÇÃO ENTRE OS PARÂMETROS CONSIDERADOS NA ANÁLISE SWOT.	93
FIGURA 4.6 - EXEMPLO DE INSTALAÇÃO DE PURIFICAÇÃO E VALORIZAÇÃO DE BIOGÁS PARA PRODUÇÃO DE BIOMETANO.	104
FIGURA 4.7 - EXEMPLO DE POSTO DE ABASTECIMENTO DE BIOMETANO VEICULAR (BIO-CNG).....	105
FIGURA 4.8 - POTENCIAL DE PRODUÇÃO EM BIOMETANO NA UNIÃO EUROPEIA.	106

FIGURA 5.1 - CASOS DE ESTUDO NA TC408 NO RESPEITO A ESPECIFICAÇÕES DO BIOMETANO.....115

Índice de Tabelas

TABELA 2.1 - INSTALAÇÕES ENERGÉTICAS QUE UTILIZAM BIOGÁS EXISTENTES EM PORTUGAL ^{A)}	37
TABELA 2.2 - COMPOSIÇÃO DOS GASES COMBUSTÍVEIS OBTIDOS A PARTIR DE BIOMASSA.	39
TABELA 2.3 - BASE PARA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE GÁS DE SÍNTESE.	40
TABELA 2.4 - POTENCIAL EM BIOMETANO NO SETOR MUNICIPAL.	46
TABELA 2.5 - POTENCIAL EM BIOGÁS E BIOMETANO NO SETOR AGROPECUÁRIO.....	46
TABELA 2.6 - POTENCIAL EM BIOGÁS E BIOMETANO NO SETOR DA INDÚSTRIA ALIMENTAR.	47
TABELA 2.7 - POTENCIAL EM GÁS DE SÍNTESE E BIOMETANO A PARTIR DE RESÍDUOS INDUSTRIAIS.	48
TABELA 2.8 - PATENTES REGISTRADAS EM PORTUGAL COM ESPECIAL RELEVÂNCIA NO SETOR DA PRODUÇÃO E LIMPEZA DE GASES COMBUSTÍVEIS. (FONTE: INPI, DEZEMBRO 2014)	65
TABELA 3.1 - NÚMERO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS A PARTIR DE RESÍDUOS ORGÂNICOS EM VÁRIOS PAÍSES EUROPEUS. (FONTE: FRAUNHOFER UMSICHT 2013)	68
TABELA 3.2 - INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO DE BIOMETANO NA EUROPA (INCLUINDO CAPACIDADES DE MELHORAMENTO, TECNOLOGIAS INSTALADAS E UTILIZAÇÃO DO BIOMETANO) ¹	69
TABELA 3.3 - MECANISMOS DE RASTREABILIDADE E REGISTO USADOS EM DIFERENTES PAÍSES (FONTE: “GREEN GAS GRIDS” – BIOMETAHANE GUIDE FOR DECISION MAKERS. SETEMBRO 2013).	71
TABELA 3.4 - VISÃO GLOBAL DAS DIFERENTES MEDIDAS EXISTENTES PARA A PROMOÇÃO DO BIOMETANO. (FONTE: “GREEN GAS GRIDS” – BIOMETAHANE GUIDE FOR DECISION MAKERS. SETEMBRO 2013)	73
TABELA 4.1 - POTENCIAL EM BIOMETANO EM PORTUGAL.....	82
TABELA 4.2 - ENERGIA PRODUZIDA A PARTIR DE BIOGÁS (KTEP) EM PORTUGAL E NA UE, PARA O PERÍODO 2011-2013.	83
TABELA 4.3 - CULTURAS AGRÍCOLAS (FONTE: INE- RECENSEAMENTO AGRÍCOLA 2009).....	85
TABELA 4.4 - PRODUTIVIDADE EM BIOMETANO ATRAVÉS DE CULTURAS SECUNDÁRIAS EM PORTUGAL.	86
TABELA 4.5 - ESTIMATIVA DA POTENCIALIDADE DAS CULTURAS HERBÁCEAS INTERCALARES NA PRODUÇÃO DE BIOGÁS EM PORTUGAL.	86
TABELA 4.6 - PARÂMETROS DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS PARA CÁLCULO DOS CUSTOS TOTAIS DE PRODUÇÃO DE 1MWH DE BIOMETANO, CONSIDERANDO 3 CENÁRIOS DIFERENTES ^[25]	90
TABELA 4.7 - CUSTOS DE INVESTIMENTO E DE EXPLORAÇÃO DA PURIFICAÇÃO DO BIOGÁS COMPARATIVAMENTE COM COGERAÇÃO.....	91
TABELA 4.8 - CUSTOS DE PRODUÇÃO DE BIOMETANO COM BASE EM VALORES PRATICADOS NA ALEMANHA.....	91
TABELA 4.9 - APLICAÇÃO POTENCIAL DO BIOMETANO EM PORTUGAL.	99
TABELA 5.1 - COMPOSIÇÃO TÍPICA DOS GASES NCS E DO GÁS NATURAL.	116
TABELA 5.2 - PROPRIEDADES INDICATIVAS DOS GASES NCS E DO GÁS NATURAL.	116
TABELA 5.3 - COMPARAÇÃO QUANTO A ESPECIFICAÇÕES DO BIOMETANO EM DIVERSOS PAÍSES.	118

TABELA 5.4 - PROPOSTA DO PROJETO BIOGASMAX QUANTO ÀS ESPECIFICAÇÕES EUROPEIAS DO BIOMETANO.	119
TABELA 5.5 - ESPECIFICAÇÕES DO BIOMETANO PARA INJEÇÃO NA REDE DE GÁS NATURAL	124
TABELA 5.6 - ESPECIFICAÇÕES DO GÁS NATURAL E BIOMETANO COMO COMBUSTÍVEL CARBURANTE.....	125
TABELA 5.7 - REQUISITO DE DEPENDÊNCIA CLIMÁTICA PARA O GN E BIOMETANO PARA USO VEICULAR.	126
TABELA 5.8 - CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL NOS PONTOS DE ENTRADA DA RNTGN (PORTUGAL).....	127
TABELA 5.9 - ESPECIFICAÇÕES DE QUALIDADE DO GÁS INTRODUZIDO NO SISTEMA GASISTA (ESPANHA).	128
TABELA 5.10 - ESPECIFICAÇÕES ADICIONAIS DE QUALIDADE DO GÁS PROCEDENTE DE FONTES NÃO CONVENCIONAIS INTRODUZIDO NO SISTEMA GASISTA (ESPANHA).....	129
TABELA 5.11 – POSTOS DE ABASTECIMENTO DE GN VEICULAR EM PORTUGAL	132

Índice de Quadros

QUADRO 4.1 - MATRIZ RESULTANTE DA ANÁLISE “SWOT”	94
--	----

NOMENCLATURA

APVGN - Associação Portuguesa de Veículos a Gás Natural

BNT - Barreiras não Técnicas

BTU - British Thermal Unit (Unidade Térmica Inglesa)

CBM – Coal Bed Methane (Metano da Jazida de Carvão)

CDR - Combustível Derivado de Resíduos

CEN - Comité Europeu de Normalização

CH₄ - Símbolo Químico do Metano

CHP - Aquecimento e Produção de Energia Elétrica

CMM – Coal Mine Methane (Metano da Mina de Carvão)

CO - Símbolo Químico do Monóxido de Carbono

CO₂ - Símbolo Químico do Dióxido de Carbono

CSTR - Continuous Stirred-Tank Reactor (Reator de Mistura Completa)

EBA - European Biogas Association (Associação Europeia de Biogás)

EG – Grupos Especialistas (Comissão de Normalização Europeia)

EGF – Empresa Geral do Fomento

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ETAR – Estação de Tratamento de Águas Residuais

Feed in - Taxa de entrada

Feedstock – Matéria-prima

GEE – Gases com Efeito de Estufa

GN - Gás Natural

GNC - Gás Natural Comprimido

GNL – Gás Natural Liquefeito

GNV – Gás Natural Veicular

GPL – Gás de Petróleo Liquefeito

GWh/ano – Giga-Watt-hora por ano

H₂ - Símbolo Químico do Hidrogénio Molecular

H₂O – Símbolo Químico da Água

I&D – Investigação & Desenvolvimento

IFADAP – Instituto de Financiamento e Apoio ao Desenvolvimento da Agricultura e Pescas

ILUC - Indirect Land Use Change (Alterações por Uso Indireto dos Solos)

INE- Instituto Nacional de Estatística

INETI - Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial

INPI - Instituto Nacional de Propriedade Industrial

ISO – International Organization for Standardization (Organização Internacional de Normalização)

ISV – Imposto Sobre Veículos

LEC - Certificados de Isenção de Taxa

LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia

LNEDI - Laboratório Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial

Mm³ – Milhões de metros cúbicos

NCS – Non Conventional Source (Fonte Não Convencional)

NGVA – Natural Gas Vehicle Association (Associação Europeia de Veículos a Gás Natural)

Nm³ – Normais metros cúbicos (Volume em condições normais de pressão e temperatura)

PERSU – Plano Estratégico para os Resíduos Sólidos Urbanos

PF - *Plug-Flow* (Fluxo de Pistão)

PNAEE - Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

PNAER - Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

RED – Renewable Energies Directive (Diretiva das Energias Renováveis)

REN – Redes Energéticas Nacionais

RHI – Renewable Heat Incentive (Incentivo ao Calor de Fonte Renovável)

RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

RTE-T – Rede Transeuropeia de Transportes

SNG – Synthetic Natural Gas (Gás Natural de Substituição)

SNGN - Sistema Nacional de Gás Natural

SWOT – Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats (Forças, Fraquezas, Oportunidades, Ameaças)

Syngas - Gás de Síntese

tep/ano – Toneladas equivalentes de petróleo por ano

UAG – Unidade Autónoma de Gás

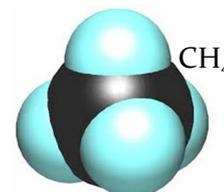
VGN – Veículos a Gás Natural

1. INTRODUÇÃO & OBJETIVOS

O PNAER 2020, D.R. 1ª Série Nº 70, de 10 de Abril 2013 identifica políticas e atividades necessárias implementar para garantir o cumprimento do plano relativamente à promoção da utilização das fontes de energia renovável nos diferentes setores. Uma das áreas estratégicas a promover refere-se ao “Biometano”, apresentando como objetivo a avaliação do potencial do biometano em Portugal e suas aplicações alternativas em apoio à definição de regulamentação das especificações necessárias para a sua injeção na rede de gás natural (GN). Com esta avaliação prevê-se possibilitar a utilização de biometano para outros fins para além da produção de eletricidade.

Recentemente publicada, a Diretiva 2014/94/UE do Parlamento Europeu e do Conselho de 22 de Outubro de 2014 estabelece princípios orientadores relativamente à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos na Europa, a qual promove a existência de postos de abastecimento de combustíveis alternativos para o setor de transportes em que se inclui o biometano. Duas situações poderão ser consideradas: a introdução de biometano na atual rede de distribuição de gás natural (GN); a existência de uma rede de postos de abastecimento locais que utilizem biometano produzido localmente ou em locais mais remotos tirando partido da logística de distribuição de gás através de camiões cisterna implementada para o GN.

O Biometano é um gás constituído fundamentalmente por metano (cerca de 85-95%) e pode ser produzido quer através da via de conversão bioquímica (biogás) ou termoquímica (gás de síntese) da biomassa. A forma mais utilizada para sua obtenção é a partir do biogás, através de um processo de purificação e valorização da composição química para enriquecimento em metano com vista a aproximar as suas características às do GN. O biogás (ou o gás de síntese obtido por gaseificação) é produzido a partir de biomassa diversa normalmente com base em resíduos de natureza orgânica, de várias proveniências. O biogás é constituído por 45-80 % de metano (CH₄), contendo ainda CO e CO₂ e, em menores quantidades gás sulfídrico, amoníaco e vapor de água. O gás da gaseificação apresenta normalmente uma menor quantidade de metano, cerca de 10%, tendo em maior quantidade de hidrogénio (30 – 45%), sendo ainda constituído por CO, CO₂ e outros hidrocarbonetos. O GN de



origem fóssil tem uma composição que depende da sua origem, apresentando 85 a 98% de metano na sua composição. A composição de biometano terá, assim, de ser semelhante à do gás natural para possibilitar a sua alimentação à rede de distribuição do GN.

A produção de biogás na Europa é reportada pela EBA (*European Biogas Association*)^[1] em cerca de 14 biliões m³ em equivalente a gás natural, sendo expectável duplicar este valor em 2020 na sequência da implementação dos Planos Nacionais de Ação para as Energias Renováveis (PNAER's). O biometano é produzido atualmente em mais de 200 instalações de melhoramento de biogás espalhadas por 15 países, sendo que a injeção na rede de gás natural ocorre em apenas 10 deles. Embora a maior utilização seja destinada ao aquecimento e produção de energia elétrica (CHP), a sua utilização como combustível no setor dos transportes tem vindo a crescer. A título de exemplo, tem-se o caso da Suécia em que a utilização de biometano como combustível rodoviário já supera a de GNC, com uma quota de mercado de 57%. Outro exemplo é o da Alemanha que, só em 2012, viu a quota de mercado de biometano no setor dos transportes mais do que duplicar, subindo de 6% para 15%^[1]. A utilização do biometano está assim a crescer na Europa, existindo já em alguns casos acordos bilaterais entre alguns países (ex. Alemanha-Suíça, Alemanha-Suécia e Alemanha-Holanda) visando o comércio entre eles.

O consumo de gás natural (GN) na Europa situa-se entre os 2 e os 3 biliões de m³. A Associação de Veículos a GN (NGVA) estima que este valor poderá aumentar para 10-15 biliões m³ em 2020 (podendo atingir uma quota de mercado de 5% no setor de transportes). Considerando que 3,5 a 5,4% do biogás é purificado e valorizado em 2020 para obter uma qualidade do combustível adequada ao uso em motor de combustão interna, este volume traduzir-se-ia em 10% de parcela renovável no consumo de gás natural (liquefeito/comprimido), ou seja contribuindo com 0,5% no consumo total de energia nos transportes.

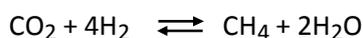
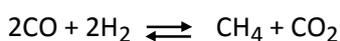
A produção de biometano é o resultado do processo de valorização do biogás, que se traduz num processo de limpeza do gás para separação de impurezas (siloxanos, sulfureto de hidrogénio, etc.) e CO₂ com concentração em metano. As tecnologias mais utilizadas na Europa atualmente são: limpeza de gases com água (WATS), adsorção com variação de pressão (PSA), lavagem química (CHEMS), lavagem física (PHYS) e separação por membranas (MEMS). O processo mais usado é o de lavagem com água (WATS) em mais de 40%, seguindo-se os processos de adsorção (PSA) e de lavagem química (CHEMS) que, em conjunto, representam

25% das instalações existentes na Europa. O processo menos utilizado é o de separação recorrendo a membranas que representa apenas 4% das instalações ^[2].

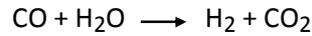
Em alternativa, a gaseificação é um processo de conversão termo-química, que se processa normalmente a temperaturas acima dos 700°C, podendo atingir os 1000°C, em que a biomassa é sujeita a uma sequência complexa de reações, produzindo-se um gás, normalmente designado por “syngas”, ou gás de síntese, constituído principalmente por monóxido de carbono e hidrogénio, contendo ainda metano e dióxido de carbono em quantidades apreciáveis. Esta composição é variável, dependendo de fatores como a tecnologia de gaseificação, o agente de gaseificação e as condições operacionais.

Numa perspetiva de obtenção de biometano, é também necessário o enriquecimento do gás de síntese em metano. Este enriquecimento em metano pode ser efetuado mediante um processo designado por “metanação”, o qual consiste num processo catalítico em que o gás de síntese obtido na gaseificação é convertido em metano. Tal como no biogás, quaisquer impurezas existentes, tais como partículas, compostos com enxofre ou cloro, têm que ser removidas antes da metanação para minimizar o enfraquecimento da atividade dos catalisadores no processo. A produção de biometano, através das reações de metanação, é reportada entre os 90% e 99% da quantidade de CO e CO₂ presente no gás de síntese. A seletividade e grau de conversão dependem entre outros fatores, da temperatura, do fluxo mássico por exemplo num leito fluidizado e do tipo de catalisador ^[3,4].

Os processos de metanação existentes elevam o conteúdo de metano a um mínimo de 95%, por meio da conversão do monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO₂) em metano por reações químicas com hidrogénio (H₂) na presença de catalisadores usualmente à base de níquel e a uma temperatura na ordem de 250 °C a 450 °C:



A razão hidrogénio/monóxido de carbono pode ser ajustada através de uma reação de deslocamento por adição de vapor de água:



Em Portugal, o biogás produzido provém fundamentalmente de matéria orgânica depositada em aterros e ETAR's e parte dele é aplicado na produção de eletricidade. Existem recursos provenientes de vários setores com potencial utilização para sua conversão em biogás recorrendo a várias técnicas (conversão biológicas e termoquímicas) a serem quantificadas em termos de potencial para produção de metano proveniente de atividades diversas em diversos setores (agropecuário, agro-industrial, ETAR's municipais, resíduos sólidos urbanos) e ainda o potencial proveniente da utilização de resíduos florestais e de outros setores industriais como são exemplos os da pasta e papel, cortiça e outros, tirando partido dos avanços tecnológicos entretanto verificados. Para além destes recursos, poderão ainda ser consideradas alternativas resultantes da produção de biomassa a partir de culturas dedicadas.

Acontece que se tem verificado uma procura crescente de gás natural em Portugal para usos finais que não a produção de eletricidade, como se pode comprovar na figura seguinte, perspetivando uma forte oportunidade de produção endógena de biometano para substituição do gás natural nas suas várias aplicações.

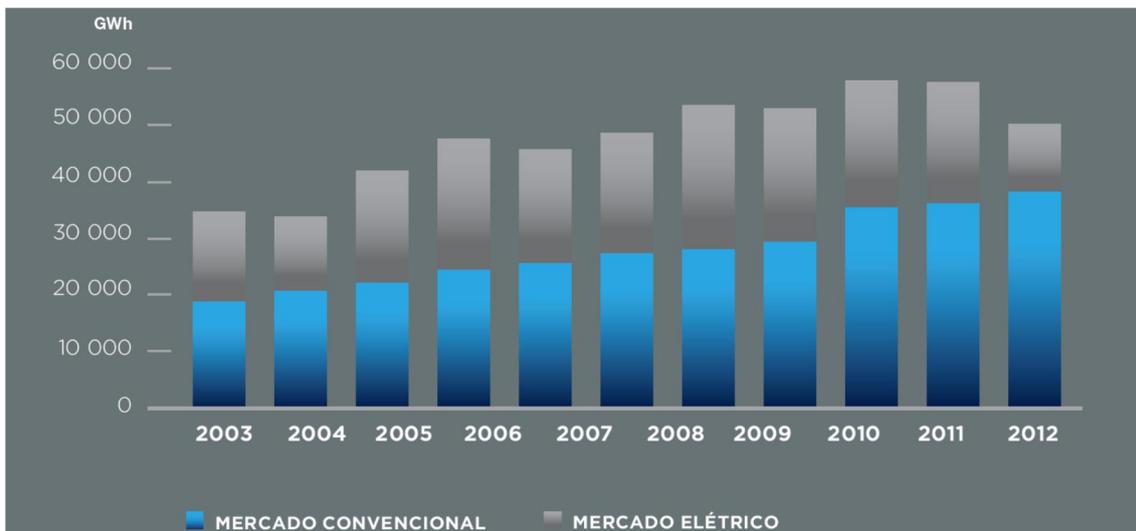


Figura 1.1 - Variação da procura de Gás Natural em Portugal (fonte: Relatório da REN de Dados Técnicos sobre Gás Natural de 2012) ^[5]

O PNAER define linhas de orientação para a introdução de fontes de energias renováveis em Portugal através da implementação de medidas aplicáveis aos setores de eletricidade, de transportes e de aquecimento e arrefecimento, referindo-se especificamente à introdução de biometano como combustível renovável alternativo para outros fins para além da produção de eletricidade. A Lei Nº 13/2013, de 31 de Janeiro, estabelece o quadro legal de utilização de GPL e GN em veículos (sob a forma de GNC ou GNL), criando assim condições para o fomento da sua utilização. De acordo com alguns estudos efetuados é projetado um crescimento do número de veículos a circular em Portugal da ordem dos 250 mil^[6], cuja procura, a nível de gás natural e/ou biometano ou ainda de GPL, dependerá das condições de oferta e de acessibilidade dos combustíveis.

O presente estudo responde à necessidade de conhecer a situação nacional para se poder avaliar o desenvolvimento futuro numa perspetiva de oportunidades que se poderão colocar a nível de mercado no que se refere ao biometano a ser usado como combustível alternativo no setor dos transportes, ou outros fins como substituto do gás natural, além da produção de eletricidade. Neste enquadramento, é determinado o potencial de produção não só de biogás, produzido por conversão biológica dos substratos orgânicos, mas também é avaliado o potencial de produção de gás combustível produzido por gaseificação, em que a matéria-prima biomássica apresenta reduzida humidade (ex: cascas de frutos secos, matéria celulósica e lenho-celulósica e resíduos de variada natureza incluindo CDR's).

Em termos específicos, o presente estudo tem por principais objetivos:

- Quantificar o potencial de produção de biogás em Portugal e oportunidade de injeção de biometano na rede de gás natural ou para outras utilizações que não eletricidade;
- Identificar barreiras tecnológicas e não tecnológicas;
- Identificar tipologias de projetos inovadores para Portugal e potenciais locais de produção.

2. SITUAÇÃO ATUAL & POTENCIAL NACIONAL

2.1 Produção de Biogás e Instalações

O biogás é um gás combustível que de forma lata poderia referir-se ao combustível gasoso produzido a partir de biomassa. No entanto, o termo “biogás” aplica-se ao combustível gasoso obtido por degradação biológica anaeróbia de resíduos orgânicos, com uma composição média em metano entre 45% e 80%. Em Portugal, a sua produção tem vindo a aumentar desde os anos 90, estando associado fundamentalmente aos resíduos sólidos urbanos depositados em aterros, às ETAR's municipais e aos setores agropecuário e agroalimentar. O recurso à biomassa de origem florestal deve ser igualmente equacionado como matéria-prima para fins de produção de gás combustível face ao elevado potencial de exploração dos resíduos florestais e dos resíduos da indústria da madeira, já que Portugal possui tais recursos e uma indústria de transformação de produtos florestais razoavelmente desenvolvida.

De um modo geral, os resíduos orgânicos com conteúdos em água superiores a 70% são, em princípio, adequados para tratamento por via biotecnológica, nomeadamente por digestão anaeróbia que produz combustível gasoso por biodegradação da matéria orgânica. Os resíduos que contêm baixos teores em água como, por exemplo, resíduos florestais e resíduos da indústria transformadora das madeiras e da cortiça, cascas de frutos secos, etc., têm maior aptidão para serem processados por conversões termoquímicas da biomassa. No entanto, face à evolução tecnológica e ao interesse atual em retirar bioprodutos/biomateriais de valor acrescentado da matéria biomássica (integrado no conceito mais lato da bioeconomia), são de considerar alternativas de processos de pré-tratamento, após os quais se seguirão processos de conversão biotecnológicos ou termoquímicos, em particular pré-tratamentos hidrotérmicos, dependendo das características da matéria obtida, designadamente o teor em água e em matéria orgânica.

A figura 2.1 apresenta a distribuição geográfica de instalações energéticas licenciadas para produção de gás combustível, diferenciando-as de acordo com o tipo de tecnologia usada¹⁴.

¹⁴ Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia (2014)

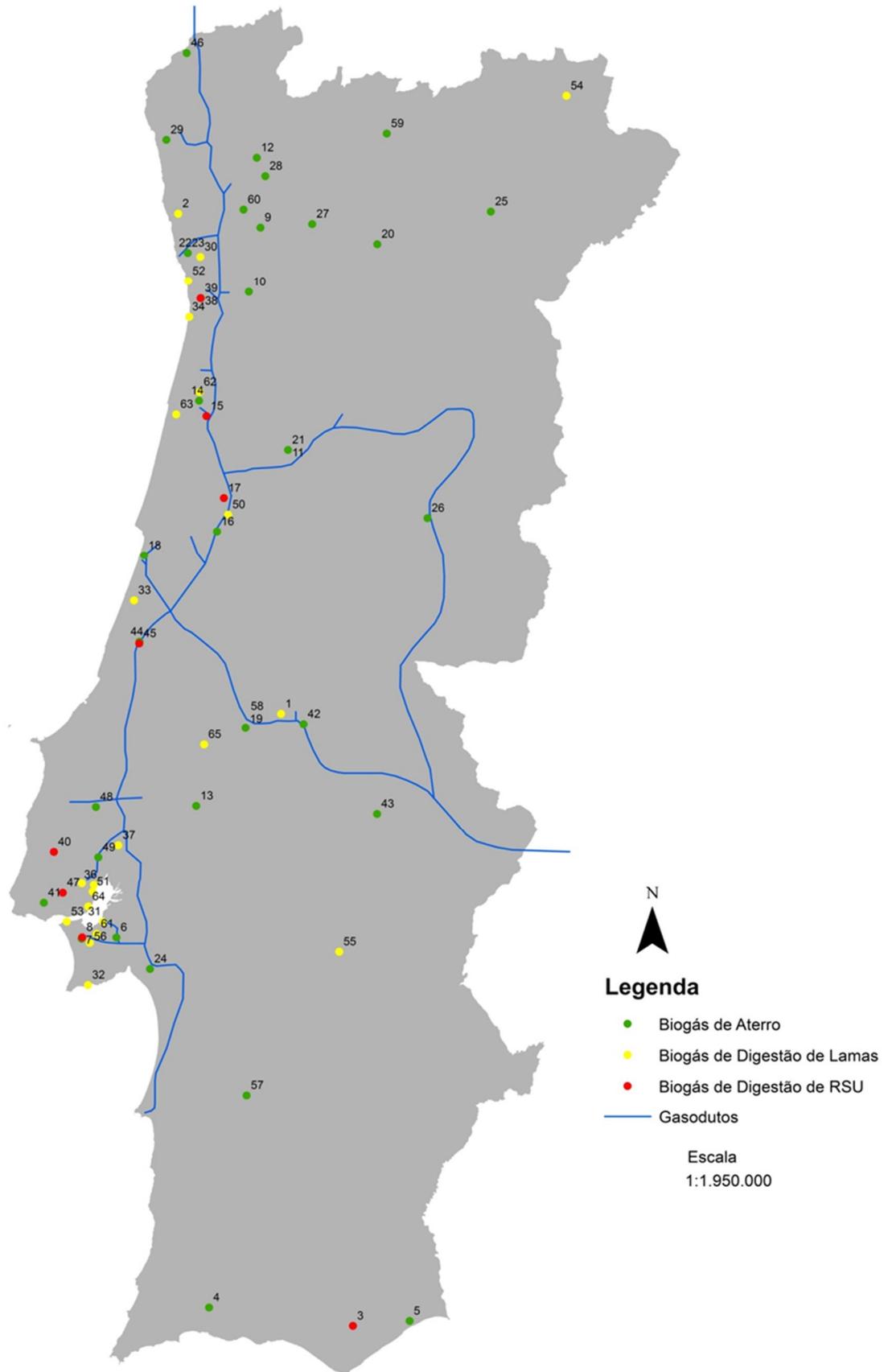


Figura 2.1 - Instalações existentes licenciadas para produção de biogás.

O número total de instalações de produção de biogás em Portugal é superior a 60, onde 51 instalações estão ligadas à rede elétrica e parte destas (em número de 6 unidades) em cogeração. Existem ainda 6 instalações adicionais que não têm ligação à rede elétrica, 2 das quais a operar em cogeração. A tabela 2.1 apresenta valores de produção de biogás na globalidade das instalações que atualmente funcionam em Portugal.

Tabela 2.1 - Instalações energéticas que utilizam biogás existentes em Portugal^{a)}.

	Dados estatísticos de centrais a biogás ^(b)				
	2010	2011	2012	2013	2014 p
Produção Energia Elétrica (GWh)	100	161	209	250	280
<i>da qual em cogeração</i>	10	12	10	11	10
Produção Energia Térmica (GJ)	9.878	10.782	10.697	10.777	10.858
Consumo de biogás (TJ)	1.323	1.924	2.362	2.736	3.064
Consumo de biogás (M(n)m³)	33,8	49,1	60,3	69,9	78,2
Potência Instalada (MW)	34	50	62	67	72
<i>da qual em cogeração</i>	6	7	6	6	6

Notas

(a)- Dados estatísticos fornecidos pela DGEG – Direção de Serviços de Planeamento e Estatística.

(b)- Dados referentes à produção de energia elétrica e/ou cogeração

- os dados de 2014 são provisórios.

O número de biodigestores atualmente instalados em Portugal é abaixo do número de instalações existentes em 1998, que eram 103 unidades, maioritariamente em suiniculturas (71) e ETAR's (12)^[7]. No entanto, já em 1999 se verificou um decréscimo do número total de unidades, que passou para 82, e destas só 51 instalações se encontravam em operação^[8].

A esta redução podem ser atribuídos diversos factores, destacando-se:

- a abordagem legislativa tardia (pelo Decreto-Lei nº225/2007 de 31 de Maio), na qual anteriormente a 2007 apenas o biogás de aterro foi considerado para a tarifa *feed-in* remuneratória da electricidade, em detrimento do biogás gerado em digestores anaeróbios;
- o surgimento da crise económica logo a seguir à mudança de legislação que vem contribuir para que a aplicação das medidas da promoção do biogás/biometano percam alguma eficácia;

- o receio generalizado em proceder a investimentos na criação de novas unidades.

A desativação de instalações pode ainda ter como origem a insatisfação dos resultados obtidos bem como o final de tempo de vida de muitas delas.

2.2 Fontes de Biomassa para a Produção de Gás Combustível

As áreas consideradas como fonte de recursos biomássicos para a produção de biogás são: setor agropecuário, indústria agroalimentar, resíduos sólidos urbanos (RSU), ETAR's municipais e soluções coletivas^[9]. No entanto, existem outros tipos de recursos que não têm sido explorados, cuja evolução tecnológica e I&D desenvolvido colocam-nos como potenciais fontes biomássicas a adicionar aos atuais recursos. Neste sentido, os efluentes líquidos com carga orgânica produzidos em diferentes áreas de atividade industrial, e outros resíduos sólidos de proveniência florestal, da agricultura, da indústria e de culturas dedicadas podem ser sujeitos quer a processos de digestão anaeróbia quer de gaseificação.

2.2.1 Enquadramento

A degradação anaeróbia da matéria orgânica deve-se à atividade coordenada de microrganismos (Bacteria e Archaea) que operam de forma interdependente na ausência de oxigénio e, em etapas sucessivas (hidrólise, acidogénese, acetogénese e metanogénese), atacam estruturas de materiais orgânicos complexos convertendo-os em compostos simples, como o metano (CH₄) e o dióxido de carbono (CO₂). A mistura gasosa assim obtida é vulgarmente designada por biogás. A tabela 2.2 apresenta o intervalo típico de percentagem volumica dos principais gases constituintes do biogás gerado em digestores anaeróbios. O biogás é uma mistura gasosa combustível com concentrações volumétricas em metano superiores a 50%. O restante volume é constituído essencialmente por dióxido de carbono, em proporções de 25% a 45 %. Além do vapor de água, outros gases tais como o monóxido de carbono, azoto, hidrogénio, sulfureto de hidrogénio e o oxigénio, podem ser encontrados no biogás, embora em concentrações bastante mais reduzidas.

Num processo de gaseificação, a biomassa é sujeita a uma sequência complexa de reações, as quais envolvem sucessivas fases como a secagem da matéria biomássica, pirólise, redução e oxidação. O gás combustível produzido no gaseificador é denominado gás de síntese que, após

limpeza, é constituído fundamentalmente por hidrogénio e monóxido de carbono, contendo ainda dióxido de carbono e metano em quantidades que dependem da fonte biomássica, do processo e respetivas condições de operação.

Concentrações em metano entre 5% e 20% são vulgarmente atingidas no gás de síntese obtido por gaseificação. A tabela 2.2 ilustra também um exemplo de composição de gás obtido a partir de um processo de gaseificação, comparando-a com a composição do biogás.

A digestão anaeróbia e a gaseificação são processos que se complementam na medida em que, em conjunto, podem ser aplicados à conversão de grande parte dos efluentes produzidos pelas atuais sociedades, em produtos de utilidade. Enquanto a digestão anaeróbia é adequada à degradação de efluentes orgânicos líquidos, a gaseificação aplica-se aos materiais lenhificados de baixo teor em humidade que normalmente são de difícil e longa decomposição por via biológica. No presente estudo, foram estimadas as quantidades geradas em efluentes e resíduos orgânicos apropriados a cada um dos processos recorrendo à informação disponível para cada um dos setores de produção.

Tabela 2.2 - Composição dos gases combustíveis obtidos a partir de biomassa.

Gases constituintes		Biogás ¹⁵	Syngas ¹⁶
Gás	Símbolo	(% volúmica)	
Metano	CH ₄	50-75	5-20
Dióxido de carbono	CO ₂	25-45	5-15
Vapor de água	H ₂ O	1-2	-
Monóxido de carbono	CO	0-0,3	15-60
Azoto	N ₂	1-5	(40-50)*
Hidrogénio	H ₂	0-3	30-45
Sulfídrico	H ₂ S	0,1-0,5	0
Oxigénio	O ₂	vestígios	vestígios

*A presença de azoto apenas existe no caso de se usar ar como meio de gaseificação.

No caso da digestão anaeróbia são identificados três setores principais: agropecuário, industrial e municipal^[9]. A informação sobre o número de animais existentes no setor

¹⁵ AEBIOM (2009). "A Biogas Road Map for Europe". European Biomass Association.

¹⁶ (a) F. Pinto, R. Neto André, C. Franco, C. Carolino, R. Costa, M. Miranda, I. Gulyurtlu (2012). "Comparison of a pilot scale gasification installation performance when air or oxygen is used as gasification medium: 1. Tars and gaseous hydrocarbons formation", *FUEL*. Vol. **101**, pg. 102–114.

(b) F. Pinto, R. Neto André, H. Lopes, C. Franco, C. Carolino, M. Galhetas, M. Miranda, I. Gulyurtlu (2012). "Comparison of a pilot scale gasification installation performance when air or oxygen is used as gasification medium: 2 – sulphur and nitrogen compounds". *FUEL*. Vol. **97**, pg. 770–782.

agropecuário e os volumes de produção de efluentes na indústria alimentar e no setor dos resíduos municipais foi obtida através de dados existentes em documentos e estatísticas nacionais^[17]. Usando estes valores, foi calculado o correspondente potencial da produção em biogás/biometano, usando uma metodologia de cálculo com base em factores de conversão diferenciados pelo tipo de matéria-prima, obtidos através da literatura e de resultados da investigação levada a cabo no INETI/LNEG^[8, 10-17]. No caso dos efluentes líquidos, os cálculos foram realizados considerando que todo o volume gerado se destina à digestão anaeróbia, com uma composição média em metano no biogás produzido de 65% (v/v). Relativamente à composição de metano para o gás de aterro, considerou-se a concentração de 50%^[14].

Foi ainda assumido que o principal tratamento utilizado para as águas residuais seria o processo de lamas activadas. As águas residuais são usualmente tratadas em ETAR's, e nelas sujeitas a um tratamento primário, realizado através de gradagem mecânica e, posteriormente, a um tratamento secundário de lamas activadas, no qual o efluente é submetido a arejamento prolongado, seguido de decantação secundária. As lamas biológicas assim geradas, lamas primárias e secundárias, apresentam uma carga orgânica com potencial de valorização bioquímica e termoquímica.

No que se refere ao potencial de gaseificação, este foi determinado também com base na informação estatística relativa ao ano de 2012, tendo em consideração os tipos de gaseificadores existentes e o *know-how* acumulado através da investigação desenvolvida na área da gaseificação em leito fluidizado no INETI/LNEG. A tabela 2.3 apresenta as gamas de produção em gás de síntese por unidade de massa do substrato biomássico.

Tabela 2.3 - Base para determinação do potencial de produção de gás de síntese.

Processo de Gaseificação	Volume de gás produzido (Nm ³ /kg de biomassa sólida)
Com Ar	1,8 a 2,5
Com Oxigénio	0,75 a 0,9

¹⁷ (a) Mapa Integrado de Registo de Resíduos (MIRR 2012); Relatório Anual de Resíduos Urbanos referente a 2012 (RARU 2012). Agência Portuguesa do Ambiente (APA).

(b) INS-Instituto Nacional de Estatística. Estatísticas Agrícolas 2011 e 2012.

(c) INS-Instituto Nacional de Estatística. Recenseamentos Agrícolas 2009.

(d) Agência Portuguesa do Ambiente. REA-Relatórios do Estado do Ambiente 2011.

Nas estimativas efetuadas, considerou-se que todos os resíduos celulósicos e lenho-celulósicos disponibilizados seriam sujeitos a processos de gaseificação e que o gás de síntese obtido continha 10% em metano, gás este sujeito a um processo de limpeza *à priori* ao processo de metanação para obtenção do biometano.

2.2.2 Potencial global de produção de biometano

O volume total anual estimado de gás combustível (biogás + gás de síntese sem recurso a processos de metanação) possível de obter a partir da biomassa é cerca de 900 milhões Nm³, a que corresponde cerca de 9722 GWh/ano (836k tep/ano), valor este que quase duplica ao introduzir a metanação no processo de gaseificação, atingindo-se uma produção da ordem dos 1700 milhões Nm³ por ano, a que correspondem 18752 GWh/ano (1612 ktep/ano). A figura 2.2 mostra as contribuições dos diferentes substratos para a produção de gás combustível e os volumes globais estimados do respectivo biometano, considerando a gaseificação sem recurso à metanação para incremento da concentração em metano. Estes valores provêm da digestão anaeróbia, aplicada à transformação dos efluentes líquidos e das lamas de ETAR para gerar biogás, em conjugação com a gaseificação aplicada à transformação do material celulósico e lenho-celulósico para a produção de gás de síntese. O setor municipal relativo aos resíduos sólidos urbanos representa o principal contributo, com 46 %, sendo este seguido pelos efluentes agropecuários, com um contributo de 29%. Ambos os setores são valorizáveis por digestão anaeróbia.

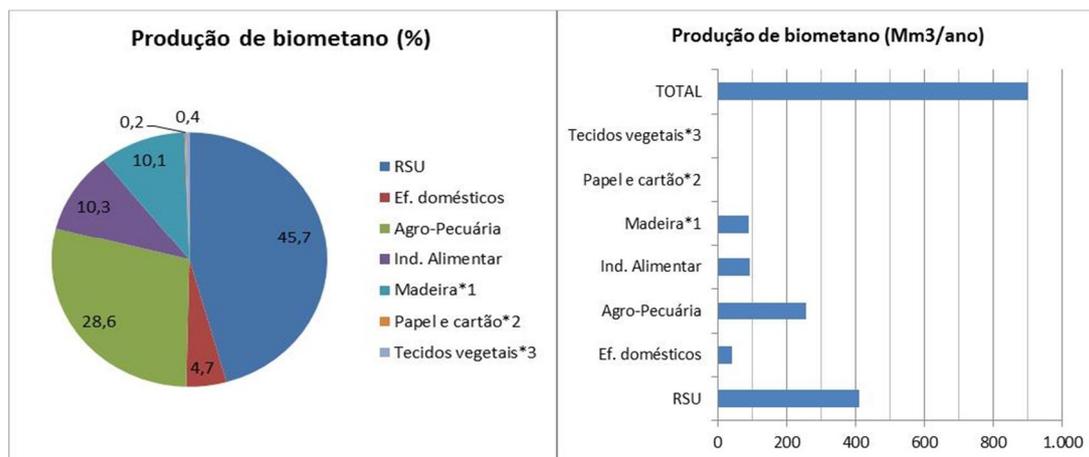


Figura 2.2 - Potencial anual em biometano a partir do biogás (digestão anaeróbia) e do gás de síntese (gaseificação).

RSU – Resíduos sólidos urbanos (fracção orgânica); Ef. – efluentes; Ind. –Indústria; (*1) inclui: Madeira e cortiça, Madeira RSU, Madeiras de Operadores de Gestão de Resíduos, Madeiras de construção e de demolição; (*2) Triagem de papel e cartão; (*3) inclui: Tecidos vegetais, resíduos silvícolas e cascas rijas de frutos

Os valores apresentados na figura 2.3 dizem respeito aos potenciais de biometano, obtidos no caso do gás de síntese ser sujeito a processos de metanação, estimando-se um potencial global anual em biometano acima de 1700 milhões Nm³.

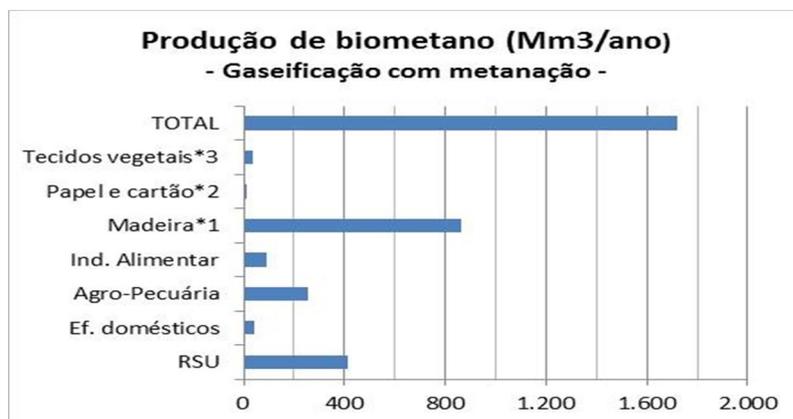


Figura 2.3 - Potencial anual em biometano a partir do biogás (digestão anaeróbia) e do gás de síntese (gaseificação com metanação)

RSU – Resíduos sólidos urbanos (fração orgânica); Ef. – efluentes; Ind. – Indústria; (*1) inclui: Madeira e cortiça, Madeira RSU, Madeiras de Operadores de Gestão de Resíduos, Madeiras de construção e de demolição; (*2) Triagem de papel e cartão; (*3) inclui: Tecidos vegetais, resíduos silvícolas e cascas rijas de frutos

Salienta-se que, tendo em conta a tecnologia da metanação, o principal contributo advém do setor aqui designado por «madeira» o qual, ao integrar materiais de diversificadas origens como a madeira, cortiça, madeira recuperada dos resíduos sólidos urbanos, madeiras recolhidas pelos operadores de gestão de resíduos e ainda madeiras de construção e de demolição, pode contribuir com metade do total do biometano estimado. O potencial dos resíduos sólidos urbanos vem, assim, nesta conjuntura, ocupar o segundo lugar, podendo ter uma participação de 24% (412 Mm³/ano de biometano).

2.2.3 Análise tecnológica do potencial de produção em biometano

A análise do potencial dos processos de valorização dos efluentes e resíduos para a produção de biometano - digestão anaeróbia e gaseificação - é realizada tendo em conta que os substratos adequados a cada uma das tecnologias são na sua totalidade convertidos pelas mesmas. Isto significa que a digestão anaeróbia, sendo mais apta a degradar os efluentes líquidos, será aplicada à valorização dos substratos aquosos, onde se incluem as lamas de ETAR de forma a obter o potencial global deste processo. No caso da gaseificação são considerados os resíduos de baixo teor em humidade, isto é os materiais celulósicos e lenho-celulósicos como potenciais substratos a serem gaseificados.

▪ **Potencial em biometano através da digestão anaeróbia**

A análise das diferentes atividades económicas, quanto à sua potencial capacidade de gerar efluentes orgânicos para a produção de biogás, recorrendo ao processo de digestão anaeróbia, indica ser possível recuperar cerca de 800 milhões Nm³ por ano de biogás. A figura 2.4 ilustra a contribuição dos diferentes substratos para a produção anual de biogás e correspondentes volumes globais de biometano.

Da sua análise, constata-se a existência de três sectores como os mais relevantes e que correspondem ao setor municipal, que abrange os resíduos sólidos urbanos e os efluentes domésticos, e aos setores agropecuário e indústria alimentar. Verifica-se, assim, que o setor municipal e o agropecuário são os mais interessantes ao apresentarem contributos de cerca de 56% e de 32%, respectivamente. É de salientar que relativamente aos substratos biomássicos usados no sector municipal, a maioria da fração orgânica é proveniente dos resíduos urbanos que contribuem com 91%. Constata-se ainda que, neste contexto, a contribuição por parte das lamas originárias do tratamento dos efluentes domésticos é diminuta (9%).

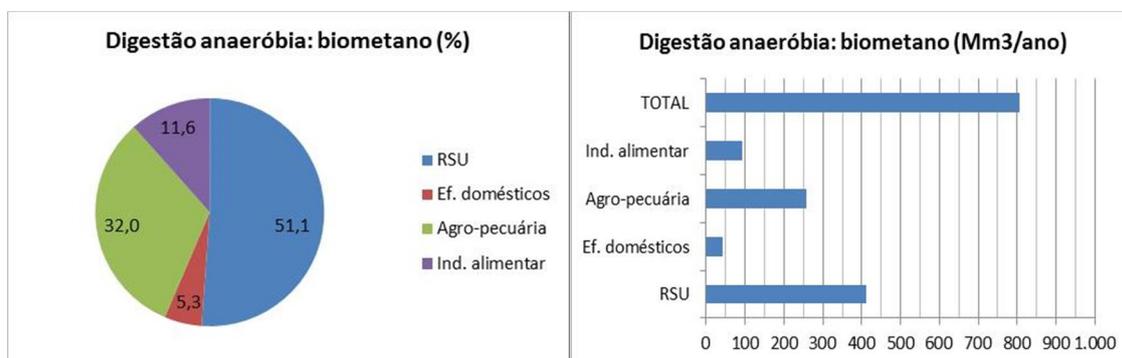


Figura 2.4 - Potencial anual de biometano por digestão anaeróbia
 RSU – Resíduos sólidos urbanos (fracção orgânica), Ef. – efluentes, Ind. – Indústria

▪ **Potencial em biometano através da gaseificação**

O processo da gaseificação possibilita valorizar os materiais de difícil conversão por via biológica. A figura 2.5 mostra as proporções dos vários materiais atualmente disponibilizados e que poderão ser usados para a produção de gás de síntese. São três os setores considerados como relevantes para fornecimento de matéria-prima: (i) madeira, (ii) papel e cartão e (iii) tecidos vegetais maioritariamente de origem silvícola. O setor da madeira é o que apresenta maior potencial, podendo contribuir com 94% dos substratos a gaseificar.

O biometano global que potencialmente pode ser gerado anualmente por gaseificação é 97 milhões Nm³ por ano (figura 2.5). Estes valores são considerados volumes mínimos, dada a condição previamente estabelecida do gás de síntese conter uma concentração em metano apenas de 10%. Não obstante, dada a possibilidade tecnológica da metanação do gás de síntese, por reação do CO e CO₂ com o hidrogénio, proporcionar uma maior produção em biometano, caudais anuais superiores a 910 milhões Nm³ poderão ser recuperados. A Figura 2.5 (a) mostra os volumes potenciais a obter dos resíduos identificados por aplicação do processo da gaseificação associada à metanação.

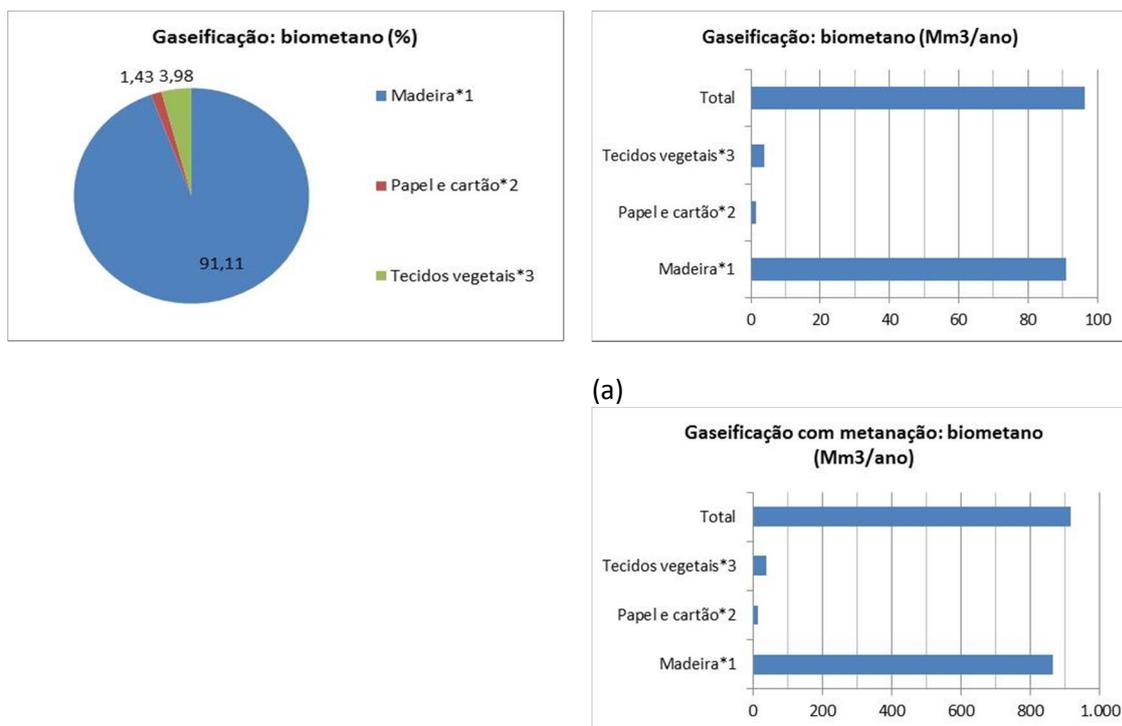


Figura 2.5 - Potencial anual de biometano por gaseificação sem metanação; (a) - Potencial produção anual de biometano por gaseificação com metanação.

RSU – Resíduos sólidos urbanos (fração orgânica); Ef. – efluentes; Ind. –Indústria; (*1) inclui: Madeira e cortiça, Madeira RSU, Madeiras de Operadores de Gestão de Resíduos, Madeiras de construção e de demolição; (*2) Triagem de papel e cartão; (*3) inclui: Tecidos vegetais, resíduos silvícolas e cascas rijas de frutos

2.2.4 Análise do potencial por tipo de matéria biomássica

As fontes de biomassa para a produção de gás combustível (biogás e gás de síntese) e biometano encontram-se distribuídas por diversos setores de produção, cuja análise dos sub-setores permite indagar da sua potencial importância e do contributo das diferentes áreas de atividade. Neste âmbito, salientam-se o setor municipal, onde se encontram os resíduos

sólidos urbanos e os efluentes domésticos, o setor da agropecuária e da indústria alimentar. São ainda de evidenciar os setores relativos à produção de resíduos celulósicos e lenho celulósicos, que contam com as indústrias da madeira e cortiça, papel e cartão e materiais provindos da silvicultura. Os materiais identificados são considerados os mais representativos por originarem diversos tipos de substratos, em volumes que permitem considerar a respectiva valorização quer por anaerobiose quer por gaseificação.

▪ **Resíduos sólidos urbanos e estações de tratamento de águas residuais municipais**

O setor municipal é de relevante importância para a produção de gás combustível na medida em que integra diferentes efluentes, como a fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos (RSU) e os efluentes domésticos, cujo tratamento em Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETAR's) origina lamas biológicas.

Os RSU colocados em aterro possuem uma fração de matéria orgânica a qual, ao permanecer em condições de anaerobiose, dá origem à formação de biogás. Em instalações controladas, onde células seladas são dotadas de sistema e recolha deste gás, é possível ter em consideração a valorização energética deste recurso^[14]. As lamas provenientes do tratamento dos efluentes domésticos constituem outro substrato para a digestão anaeróbia por conterem a grande parte da matéria orgânica existente no efluente inicial, tornando-se económico proceder à respectiva digestão nos casos da população ser superior a 10.000-15.000 habitantes^[9].

O setor municipal representa o maior potencial para a produção de biometano por digestão anaeróbia; contudo, o valor da produção em metano estimada pode ser entendido como sobreavaliado na medida em que existem outros processos que funcionam em condições aeróbias, como a compostagem, e ao serem aplicados em detrimento da digestão anaeróbia, competem para os mesmos setores fornecedores de substratos.

Dentro do setor municipal, os volumes de biogás e biometano, obtidos por digestão anaeróbia, são apresentados na tabela 2.4. Nela constata-se que a potencial produção gasosa é originada pela conversão anaeróbia da fração orgânica dos RSU e que, comparativamente, a fração relativa às águas residuais é bastante reduzida (cerca de 91% versus 9%).

Tabela 2.4 - Potencial em biometano no setor municipal.

Efluentes	Digestão anaeróbia	
	Biogás* ¹ [Mm ³ /ano]	Biometano [Mm ³ /ano]
RSU ¹	601,5	411,6
Águas residuais ²	62,3	42,7
Total	663,9	454,2

Legenda: RSU¹ – Resíduos sólidos urbanos (fração orgânica); Águas residuais² (lamas biológicas);

*¹ biogás contendo 65% de metano.

▪ Efluentes agropecuários

O setor da agropecuária com potencial para a produção de gás combustível está predominantemente associado à produção animal. Nela se encontram os bovinos, suínos, aves, ovinos e caprinos. Portugal possui explorações pecuárias que necessitam de adoção de práticas que integrem o tratamento dos resíduos gerados e desenvolvam técnicas de gestão sustentáveis. O recurso à digestão anaeróbia permite converter mais do que 50% da matéria orgânica contida neste tipo de efluentes num vetor portador de energia (biogás/metano), enquanto proporciona a redução do respectivo volume.

O maior potencial da produção em biogás/biometano no setor animal reside na bovinicultura ao contribuir com cerca de 66% para o potencial total (tabela 2.5: 170 milhões Nm³ por ano em biometano do total estimado de 258 milhões Nm³/ano). A avicultura e a suinicultura apresentam contributos bastante mais reduzidos e, em conjunto, correspondem a metade do potencial de biogás e/ou biometano estimado (33%, 86 milhões Nm³/ano) para os efluentes de bovinicultura.

Tabela 2.5 - Potencial em biogás e biometano no setor agropecuário.

Efluentes	Biogás* ¹	Biometano
	[Mm ³ ano ⁻¹]	[Mm ³ ano ⁻¹]
Bovinos	249,2	170,5
Suínos	40,7	27,8
Aves	85,5	58,5
Ovinos/caprinos	1,4	1,0
Total	376,8	257,8

*¹ biogás contendo 65% de metano

- **Efluentes da indústria alimentar**

Os efluentes gerados pelas indústrias alimentares possuem uma natureza predominantemente orgânica, podendo ser vantajoso a sua valorização por digestão anaeróbia. Não obstante, o potencial da produção de biogás e biometano resulta bastante inferior aos montantes estimados nos efluentes dos setores anteriormente analisados (municipal e agropecuário) não ultrapassando o contributo de 12% na estimativa global. A tabela 2.6 apresenta os potenciais em biogás e biometano dos diferentes tipos de substratos avaliados, e que correspondem aos resíduos de matadouros e subprodutos animais, lacticínios e fermentos/leveduras, produção de azeite de oliveira, cerveja e vinho.

Verifica-se que os efluentes relativos aos subprodutos de origem animal e lacticínios são os mais representativos do setor da indústria alimentar ao corresponderem aos potenciais mais elevados de produção em biometano (62 e 17 milhões m³ por ano, respectivamente), os quais, em conjunto, perfazem uma contribuição para o setor de cerca de 85%.

Tabela 2.6 - Potencial em biogás e biometano no setor da indústria alimentar.

Efluentes	Biogás ^{*1}	Biometano
	[Mm ³ ano ⁻¹]	[Mm ³ ano ⁻¹]
Subproduto animal	91,1	62,3
Matadouros	5,0	3,4
Leite	3,0	2,0
Queijo	21,1	14,4
Fermentos/leveduras	8,8	6,0
Produção de azeite	1,9	1,3
Cerveja	3,7	2,5
Vinho	1,4	1,0
Total	136,0	93,0

^{*1} biogás contendo 65% de metano.

- **Efluentes da indústria da madeira e cortiça e resíduos de madeira**

A aplicação do processo da gaseificação a materiais lenho celulósicos permite a sua valorização para produções anuais em biometano entre valores de 97 a 917 milhões Nm³. A tabela 2.7 identifica o tipo de resíduos disponíveis para o efeito e indica os volumes de gás de síntese e biometano que potencialmente podem ser recuperados.

O setor ligado à madeira mostra um contributo significativo em biometano comparativamente aos outros setores, representando cerca de 94% do total do volume estimado. A natureza dos resíduos deste setor é heterogénea dado que inclui materiais de diferentes proveniências, como os desperdícios e resíduos oriundos da indústria da madeira e cortiça e de outras atividades produtivas.

Tabela 2.7 - Potencial em gás de síntese e biometano a partir de resíduos industriais.

Resíduos	Gás de síntese		Biometano
	[Mm ³ ano ⁻¹]		[Mm ³ ano ⁻¹]
	<i>Volumes mínimos ^(a)</i>		<i>Volumes máximos ^(b)</i>
Madeira e cortiça	75,17	714,12	
Madeira RSU	7,54	71,62	
Madeiras OGR	0,81	7,67	
Mad. Construção e demolição	7,59	72,09	
Triagem papel e cartão	1,43	13,62	
Outros*	3,98	37,78	
Total	96,52	916,90	

RSU – Resíduos sólidos urbanos, OGR - Operadores de Gestão de Resíduos; (*) - tecidos vegetais, cascas rijas e resíduos silvícolas;
 (a) – considerando que o gás de síntese obtido contém 10% em metano e não é sujeito a processos de metanação;
 (b) – considerando que o gás de síntese obtido é sujeito a processo de metanação, levando a tores em CH₄ de 95%.

2.3 Tecnologias instaladas

2.3.1 Instalações de biogás em Portugal - evolução histórica

A sociedade atual tem vindo a deparar-se com situações de dificuldade energética a que se juntam os problemas associados à gestão dos resíduos gerados. O tratamento de resíduos orgânicos por digestão anaeróbia foi reconhecido como uma opção interessante em Portugal, dada a capacidade em originar dois subprodutos valiosos: o biogás e o digerido de interesse agrícola, aplicável em rega e como fertilizante. É na perspectiva de resposta dupla que a digestão anaeróbia tem sido positivamente encarada, desempenhando simultaneamente a função de constituir uma fonte de energia renovável e poder dar resposta à gestão de resíduos.

A primeira instalação portuguesa conhecida data de 1953 e foi construída em Vila Nova de Cerveira, destinando-se ao processamento do efluente dos bovinos do próprio proprietário. O digestor era alimentado de forma descontínua e recebia o excreta vacum como matéria-prima enquanto o biogás era utilizado para fins domésticos, cozinhar e iluminar e aquecer a respectiva habitação. Decorridos 25 anos, surge o segundo digestor em Leiria, tendo sido construída uma unidade industrial de 900 m³ de volume que se destinava ao tratamento dos resíduos do abate de 50000 galinhas poedeiras^[18].

A escassez de recursos energéticos em Portugal e o aumento dos preços do petróleo, durante as crises petrolíferas de 1973 e 1979, bem como, os problemas ambientais inerentes à grande concentração de resíduos, levaram a que a digestão anaeróbia, associada à cogeração, fosse encarada como uma via de tratamento dos efluentes. Ao longo das décadas de 80 e 90, verificou-se um crescente interesse pelo processo anaeróbio sendo este associado ao tratamento dos efluentes e à respectiva valorização energética, por aplicação do biogás gerado, enquanto fonte de energia renovável. Nos anos 80, a notória necessidade de resolver problemas ambientais na área da agropecuária e a oportunidade de usufruir de subsídios oferecidos por programas de financiamento do governo (Programa Valoren) estimularam a existência de algumas empresas especializadas na construção de digestores. Contudo, o biogás não foi encarado como um meio para desenvolver um *cluster* agroindustrial com incorporação de tecnologia nacional.

No final da década de 80, a digestão anaeróbia começou a ter um grande impulso na Europa, tendo sido instalados na Dinamarca sido instalados sistemas centralizados de digestão anaeróbia de grande envergadura. Em Portugal, esta solução não teve grande sucesso, devido ao elevado investimento e à diluição dos efluentes nacionais que agravava o custo do transporte. Durante muitos anos, a única instalação centralizada levada a efeito foi construída em Rio Maior, tendo-se tornado um exemplo de valorização dos efluentes suinícolas de pequenos produtores, muitos deles empresas familiares, instalados numa zona de minifúndio. Posteriormente, na bacia do Liz, surgiu uma solução centralizada de tratamento de resíduos agropecuários (RESILIZ) que prevê a junção dos produtos digeridos nas fossas sépticas com as lamas do sistema de tratamento de esgoto doméstico local.

Quanto a efluentes industriais, na cooperativa Subvidouro foi instalado, em 1990, junto às margens do rio Douro, um importante sistema de digestão para o tratamento dos resíduos da produção do álcool e borras das destilarias, que se apresenta na figura 2.6. A instalação possui um reator de contacto de 1000m³ de volume e diferentes secções operacionais,

nomeadamente: pré-tratamento, sedimentação por floculação, condicionamento do biogás e desidratação de lamas. A estação chegou a ser utilizada durante diversos anos mas está atualmente inativa ^[21].



Figura 2.6 - Estação de tratamento de efluentes da fábrica de álcool para produção de biogás.

Nos anos 90, diversos fatores como a introdução do gás natural, a redução dos subsídios, a promulgação de leis ambientais mais permissivas sobre a descarga de efluentes agropecuários e outros aspectos técnicos e específicos (localização das empresas, micro-produção, minifúndios agrícolas etc.), desencorajaram a aplicação da digestão anaeróbia como tratamento dos efluentes da agropecuária e, devido à queda da procura, verificou-se uma diminuição do nível de atividade das empresas nacionais.

Na área do tratamento das águas residuais e lamas municipais, nos últimos 20 anos ocorreu uma grande transformação, tendo sido postas em serviço numerosas Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETAR), pretendendo-se que venham a servir 90 % da população nacional¹⁸. A maioria das grandes ETAR's possui um sistema de digestão anaeróbia que produz biogás, utilizado na produção de energia eléctrica, vendida posteriormente à rede. No futuro poderá ser possível produzir e utilizar o biogás nas ETAR's de pequena e média escala, tornando viável a sua exploração.

Desde o ano de 2000 todos os resíduos sólidos urbanos (RSU) em Portugal encontram-se sobre adequado controlo sanitário e ambiental. O aterro sanitário constituiu a solução mais popular, sendo aplicada a um equivalente populacional de 6,8 milhões de habitantes. Esta solução está

¹⁸ PEAASAR II (2007). Plano Estratégico de Abastecimento de Água e de Saneamento de Águas Residuais. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Desenvolvimento Regional. 1.ª edição. Depósito legal n.º 255 106/07. ISBN 978-989-8097-00-2.

a ser progressivamente substituída por sistemas de digestão anaeróbia, para poder satisfazer os limites definidos pela directiva 1999/31/EU, que restringe a aplicação de matéria orgânica biodegradável nos aterros sanitários.

Neste últimos anos foram construídos 12 digestores para o tratamento dos RSU, podendo abranger uma eventual co-digestão de outros resíduos localmente disponíveis. Observa-se que ocorreu uma efectiva mudança de mentalidade neste contexto.

Efetivamente, o valor dado à digestão anaeróbia, como processo tecnológico controlado, é um acontecimento bastante recente, tendo apenas sido reconhecido com a chegada do Decreto-Lei nº 225/2007 de 31 de Maio. Até esta data, o biogás proveniente de matéria orgânica colocada em aterros era mais valorizado do que o procedente da conversão da matéria orgânica num digestor anaeróbio, pois apenas o primeiro recebia uma tarifa remuneratória para produção de electricidade. A legislação de 2007 veio dar valor à produção de biogás proveniente do tratamento biológico dos efluentes agropecuários e industriais e da fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos (RSU) e, ainda, do tratamento biológico das lamas das ETAR's. A revisão dos critérios de remuneração ao nível do biogás e da valorização energética de resíduos leva a que a nova tarifa seja superior ao dobro do valor anterior, destacando-se na altura como uma das mais elevadas no panorama de todas as energias renováveis.

A utilização de biogás/biometano possui perspectivas de utilização em áreas económicas ainda inexploradas, dado ser uma fonte de energia renovável versátil e bastante sustentável, que pode substituir os combustíveis fósseis na produção de energia, calor e frio, a nível local, ser usado como combustível veicular e/ou ser injetado na rede de gás natural.

2.3.2 Instalações tecnológicas nacionais

A seguir apresenta-se o tipo de instalações existentes em Portugal, separadamente por tipo de setor.

- **Setor da agropecuária**

Devido à forte expansão do sector produtivo, a seguir ao 25 de Abril, os resíduos da atividade agropecuária passaram a constituir um problema ambiental. Desde 1976 até ao início dos anos 90, foram postas a funcionar mais de 70 unidades de digestão anaeróbia em Portugal, a maioria das quais em suiniculturas, com 4.000-10.000 animais, e aviários de grande dimensão^[9]. Esta situação assemelhava-se à existente noutros estados membros.

Em 1980, o início da era da digestão anaeróbia em Portugal, não começou da melhor maneira. O primeiro protótipo nacional executado no jardim zoológico de Lisboa, no final da década de setenta, revelou-se inapropriado para a matéria-prima disponível, constituída essencialmente por resíduos sólidos. O reactor nunca chegou a operar e, testes e estudos das plantas-piloto posteriormente realizados pelo Laboratório Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial (LNETI) mostraram a inviabilidade do projecto. Devido ao crescente interesse pela aplicação de biodigestores, algumas empresas portuguesas importaram tecnologia a empresas internacionais, enquanto outras desenvolveram sua própria tecnologia. Dois tipos de unidades prevaleceram em todo o país: o digestor anaeróbico de fluxo em pistão (PF, *plug-flow*) e o de mistura completa (CSTR, *continuous stirred-tank reactor*).

O digestor anaeróbio de fluxo em pistão possui um corpo central, de forma paralelepípedica, onde ocorre a degradação da matéria orgânica. A cobri-la, uma tela em forma de balão que colecta o biogás produzido da massa em digestão. Uma câmara de alimentação, situada no topo do corpo central, recebe o efluente a tratar e uma outra, no final da unidade, recolhe o digerido.

O digestor de mistura completa é um contentor, equipado com um sistema de agitação mecânica, que mantém os microrganismos em perfeita mistura com o substrato a degradar, no qual se processa a degradação da matéria orgânica. O biogás gerado é colectado no seu topo ou dirigido para um gasómetro instalado no exterior.

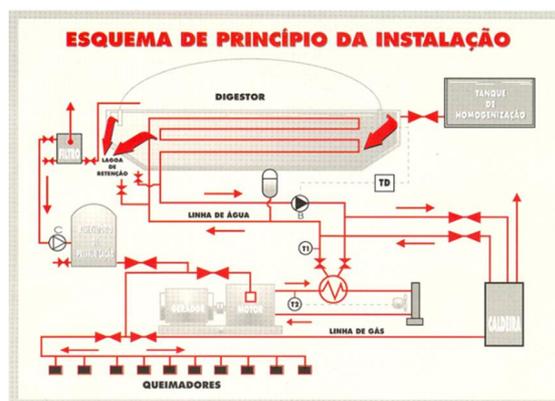
Uma empresa portuguesa desenvolveu e instalou o digestor anaeróbico de fluxo em pistão que tem operado em condições mesófilas de temperatura e em modo contínuo e semi-contínuo de alimentação. Não possuindo qualquer equipamento eletro-mecânico, este digestor anaeróbico de fluxo em pistão é caracterizado por ter baixos custos de operação e de manutenção. A figura 2.7 ilustra o reator de fluxo em pistão e apresenta o respetivo *lay-out*.

Devido aos movimentos peristálticos que se vão estabelecendo na horizontal e ao longo do comprimento da unidade, o volume de substrato introduzido diariamente é gradualmente misturado com o conteúdo do digestor já estabilizado. Por outro lado, a sedimentação de sólidos em suspensão, na base do corpo central do digestor, proporciona o aumento dos tempos de permanência destes e, conseqüentemente, uma maior degradação do substrato inicial. Uma função indirecta deste aspeto reside no facto de todo este material funcionar como um inóculo permanentemente ativado e adaptado, fornecendo rusticidade à unidade.

Estes sistemas originavam produções superiores em 10 a 15% relativamente às unidades de mistura completa, como foi avaliado em determinações efectuadas em campo pelo LNETI.



a) Fotografia de Digestor de *Plug-flow*



b) Esquema de Digestor de *Plug-flow*

Figura 2.7 - Digestor anaeróbico do tipo fluxo em pistão.

No início da década de oitenta, dois sistemas de fluxo em pistão entraram em operação, um em Portugal e outro em Espanha (Tauste, Saragoça), dedicado ao tratamento do efluente de cerca de 700 vacas leiteiras. O projecto envolveu empresas dos dois países: a empresa portuguesa «Quasis» e a sua derivada espanhola «Qasis», responsáveis pelo projecto de construção e questões comerciais, respetivamente. A fase de arranque e colocação em operação da unidade, a cargo do INETI-Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial, foi realizada com sucesso em duas etapas. A instalação espanhola manteve-se em funcionamento de forma bastante satisfatória, tendo sido conhecida na Europa e visitada por um número considerável de cientistas e técnicos, como caso de estudo. Posteriormente, a empresa Quasis cessa a sua atividade e, na sequência, alguns dos técnicos envolvidos na anterior empresa reiniciaram a atividade com outro nome, surgindo então a empresa «DESSIS». O sucesso das unidades de digestão anaeróbia de fluxo em pistão permitiu a adjudicação de mais de 30 unidades durante uma década.

Esta tecnologia revelou-se atrativa como processo de digestão anaeróbia de pequena e média escala, tendo sido particularmente eficaz na valorização do efluente suinícola. No entanto, o mesmo não se verificou quanto ao tratamento dos efluentes avícolas (efluente de galinhas poedeiras) devido à precipitação de carbonato de cálcio.

Outros digestores, correspondendo a mais de vinte unidades, foram aplicados ao tratamento dos efluentes suinícola e de gado vacum. Eram unidades convencionais cilíndricas, com um

sistema de mistura das massas em digestão realizadas pela empresa nacional «SONERGIL» que acabou por definir a sua própria tecnologia. Inicialmente, os agitadores mecânicos de alta velocidade e de baixo custo revelaram deficiências e acabaram por ser substituídos por sistemas de bomba de recirculação. A empresa desenvolve ainda um sistema inovador constituído por dois reactores concêntricos que operam em condições mesófilas e termófilas de temperatura. A câmara interior, com agitação e a funcionar na faixa termófila, é contornada por uma segunda câmara na gama mesófila de temperatura. A figura 2.8 mostra o tipo de unidade descrita, onde apenas é visível o tanque exterior.



a) Germa reator



b) Sistema Nacional - Sonergil

Figura 2.8 - Unidade digestora termofilica-mesófilica.

O desempenho de muitas destas unidades foi aquém do desejado devido a problemas inerentes, desde alguns aspectos técnicos até aos relacionados com a gestão e manuseamento dos efluentes e resíduos^[19,20]. A diluição excessiva dos efluentes originava dificuldades em manter a temperatura de digestão na gama mesófila, em particular no Inverno e, conseqüentemente, diminuam as produções de biogás. Por vezes, o biogás obtido apresentava uma composição inadequada para o abastecimento de motores de combustão interna devido à concentração de ácido sulfídrico, por se tornar particularmente agressivo ao formar ácido sulfúrico devido à sua mistura com o vapor de água. A diluição dos efluentes teve outras implicações reflectindo-se no custo associado à construção do digestor, dos tanques de armazenamento e dos permutadores de calor que frequentemente eram sobredimensionados para receber um grande volume de efluente. Outros aspectos a referir dizem respeito à diminuição da produção de biogás e aos efeitos ambientais, com particular gravidade durante o tempo mais quente de verão, devido à degradação prévia da matéria orgânica nas fossas

receptoras locais. A acumulação de precipitados de carbonato de cálcio nos digestores que operavam com efluente avícola de galinhas poedeiras causavam ainda incrustações e problemas operacionais frequentes.

A mudança desta situação requeria modificações a nível do sistema de abastecimento de água e da forma de processamento dos efluentes e resíduos bem como, alterações na própria estrutura da exploração produtiva, o que exigia investimentos adicionais avultados.

Todos os digestores construídos receberam um subsídio efectivo de fundos públicos (IFADAP, programa energia etc.) para o investimento na construção e na aquisição de equipamento. Esta forma de financiamento não estimulou a utilização de materiais de qualidade e componentes robustos. O preço praticado pelos fornecedores era especulativo e a qualidade era baixa, refletindo-se pesadamente nos custos de operação, manutenção e conservação das instalações. As tarifas de remuneração da venda de energia eléctrica produzida era calculada a preços variáveis em função das horas de venda, o que levou à instalação de grandes gasómetros e motores de maior porte para poder beneficiar de maiores receitas com a venda da energia. Cerca de um terço das unidades em operação alcançaram baixos níveis de energia produzida. A maioria delas não teve o acompanhamento devido quanto à respetiva operação e manutenção, o que veio a afetar o desempenho e a sua vida útil. Considera-se atualmente que mais da metade destas unidades se encontrem fora de serviço^[22]. A digestão anaeróbia conseguiu ter algum sucesso nas grandes explorações. As unidades de maior porte produziam mais de 2000 m³/dia de biogás.

Uma instalação de digestão anaeróbia centralizada de demonstração, dotada de um reator com uma capacidade de 650 m³, foi patenteada (Registo de Propriedade Industrial com o N.º 102284 do INPI) e projetada pelo LNETI/INETI para tratar os resíduos da Estação Zootécnica Nacional na Fonte Boa no Vale de Santarém, operando desde 1988 até ao fecho dos pavilhões de agropecuária, em 2004.

A instalação foi concebida tendo por base uma tecnologia simples e original, possuindo diversos aspetos inovadores como a existência de uma câmara central interior, para receber os resíduos e distribuí-los no fundo do reator e permitir uma boa distribuição do efluente no compartimento externo. O fluxo dos resíduos era realizado em espiral ascensional. Na câmara central e em três pontos do teto foram colocados permutadores de calor amovíveis, ligados ao sistema de cogeração, para aquecer previamente o resíduo na entrada do sistema. Foram ainda aplicados três permutadores de calor adicionais internos fixados ao tecto e removíveis,

para satisfazer as necessidades de calor. O sistema foi fornecido com vários pontos de entrada e de saída, para promover uma boa distribuição da alimentação e para minimizar os volumes mortos. O fluxo ascensional em espiral do líquido digerido foi criado por dois agitadores submersíveis. Uma membrana flexível de plástico de forma esférica, equipada com controlo de nível por célula óptica, foi usada para o armazenamento do biogás. O objetivo do projeto era demonstrar à escala comercial a viabilidade de co-digestão e melhorar a reputação das instalações de digestão anaeróbia.

Uma outra instalação de co-digestão de Lamas de ETAR com águas ruças, foi realizada pelo INETI em Abrantes através da modificação do digestor municipal que foi adequado a esta função (figura 2.9). O sistema possui fluxo ascensional e um permutador interno inovador. O sistema foi dotado de um gasómetro flexível de dupla membrana colocada num tanque existente, uma solução inovadora para a época.



a) Sistema de codigestão de efluentes agropecuaria. EZN Fonte boa 1988

b) Sistema de codigestão de lamas de águas ruças. ETAR de Abrantes 1998

Figura 2.9 - Digestores da Fonte Boa e de Abrantes.

- **Setor agroalimentar e bebidas**

Na área dos efluentes da indústria alimentar e seus derivados, a digestão anaeróbia tem sido moderadamente utilizada. As razões que se prendem com esta situação são diversas, sendo de referir o atraso no cumprimento das leis que regulam a poluição, a competição por parte de outros sistemas de depuração e a sazonalidade da atividade de certas empresas, como por exemplo as atividades de produção de azeite, frutas, legumes e enlatados. A aplicação do processo pode requerer abordagens diferentes devido à dificuldade técnica em operar com este tipo de efluentes, mas também ao elevado preço da tecnologia e do sistema de controlo,

que é dominada por poucas empresas. Acresce a falta de sensibilização dos industriais para a utilização da tecnologia anaeróbia para o tratamento deste tipo de efluentes bem como, a escassa informação das vantagens do processo e a pouca divulgação dos casos de êxito.

Em Portugal são poucas as empresas da área da indústria agroalimentar que possuem estações de tratamento de efluentes através da digestão anaeróbia. As maiores unidades são aplicadas na área dos efluentes das fábricas das cervejas e fábricas de produtos derivados dos lacticínios e têm origem em tecnologia importada do estrangeiro em regime de «chave-na-mão». Existem também alguns exemplos em matadouros ou no setor vinícola. A situação é algo complexa quer em termos de tecnologia quer em termos económico-financeiros.

A tecnologia nacional nesta área resume-se a alguns exemplos. No LNETI/INETI foi desenvolvido um sistema de filtro anaeróbio, patenteado (Registos de Propriedade Industrial com o N^{os} 102284 e 102384 do INPI), utilizado na fábrica KNORR, na fábrica da Parmalat e, mais recentemente, numa pequena unidade fabril da MILUPA. O reator realizado na Parmalat foi financiado pelo programa europeu THERMIE.



Figura 2.10 – Filtro anaerobio híbrido instalado na Parmalat.

Uma outra unidade de digestão anaeróbia – Digestor híbrido de fluxo ascendente – vocacionada para a valorização energética de efluentes tóxicos e recalcitrantes, como são os da indústria do azeite, em particular a água-ruça, foi concebida e testada à escala laboratorial no INETI/LNEG. Em simultâneo, foi desenvolvida uma metodologia que permitiu operar o híbrido com o substrato original e evitar qualquer correção, tornando o processo mais barato (Patentes Portuguesas nº 105738 e nº 106576). Foi igualmente estudado e desenvolvido um processo que, apenas em duas fases, (digestão anaeróbia seguida do processo electroquímico)

permitisse o tratamento completo de efluentes de lagares de azeite, removendo a cor e a restante carga orgânica (Patente Portuguesa nº 105780).

Existem ainda outras entidades académicas que têm realizado atividades relacionadas com este setor. Como exemplo, refere-se a Universidade de Aveiro que tem desenvolvido atividades na área dos lacticínios e a Universidade de Braga que tem vindo a desenvolver tecnologia na área da degradação das gorduras.

No que se refere à capacidade de desenvolvimento do setor empresarial, a empresa Atlas6 tem tecnologia própria para digestores aplicados às destilarias (figura 2.11).



Figura 2.11 - Digestores para efluente de destilaria desenvolvido pela Atlas 6.

- **Lamas de ETAR's**

Desde a década dos anos 90, menos de 90% da população nacional passou a ter ao seu serviço estações de tratamento de águas residuais (ETAR), das quais, algumas das unidades de maiores dimensões instalaram sistemas de digestão anaeróbia e produziram biogás, utilizando-o como fonte de energia para aquecimento e produção de energia elétrica.

Na área da digestão anaeróbia das lamas de ETAR existem algumas empresas nacionais que atuam neste setor e conseguem competir favoravelmente. Cita-se por exemplo o caso da empresa «Hidrocontrato» que, além de grandes digestores dedicados exclusivamente ao

tratamento das lamas, realizou digestores em co-digestão de lamas e resíduos da suinicultura, na região do rio Liz, em Leiria. A tecnologia utilizada é clássica e baseia-se no digestor de mistura completa.

No intuito de encorajar a co-digestão de lamas com resíduos, o INETI efetuou com a Câmara Municipal de Abrantes, no âmbito de um projecto Europeu (ALTENER), a remodelação do digestor municipal em funcionamento a frio, que passou a ser alimentado com as lamas e as águas ruças da região, contribuindo para resolver os problemas induzidos por estes resíduos. Esta central constitui um exemplo evidente da possibilidade de reativação de digestores obsoletos com tecnologia simples e eficaz, reduzindo os custos de investimento e minimizando os riscos de carácter económico e técnicos. Neste caso, foram superadas barreiras técnicas e não-técnicas, sendo esta unidade um exemplo demonstrativo de que a digestão anaeróbia é uma tecnologia viável, mesmo no caso da valorização dos efluentes sazonais.

- **Resíduos sólidos**

A produção nacional de biogás a partir de resíduos sólidos tem sido essencialmente obtida em aterros sanitários, a principal técnica adoptada até cerca de 2010. Nessa altura apenas existia uma única central de digestão anaeróbia para os resíduos sólidos em operação. Os novos planos nacionais (PERSU II e PERSU 2020) aumentaram a aceitação da digestão anaeróbia na área de resíduos sólidos em Portugal, reduzindo práticas de aterros, de acordo com o DL 152/2002 (a transposição da Directiva Europeia 1999/31/CE). De acordo com Antas e Vasques (2010)^[23], o grupo EGF em Portugal produziu cerca de 90 GWh/ano de biogás em 2012, através da digestão anaeróbia de resíduos sólidos.

As tecnologias implantadas nos 12 digestores nacionais provêm de empresas especializadas que atuam a nível internacional: Valorga, Compogas, Efacec, Dranco etc. Estes digestores exigem tecnologia apurada e eficaz sobretudo na parte do pré-tratamento. Os digestores existentes são diversos, havendo unidades com alimentação descontínua e digestores em fase sólida e em fase líquida, a operar em condições termofílicas e mesofílicas de temperatura.

2.4 Tratamento, Armazenamento e utilização do biogás

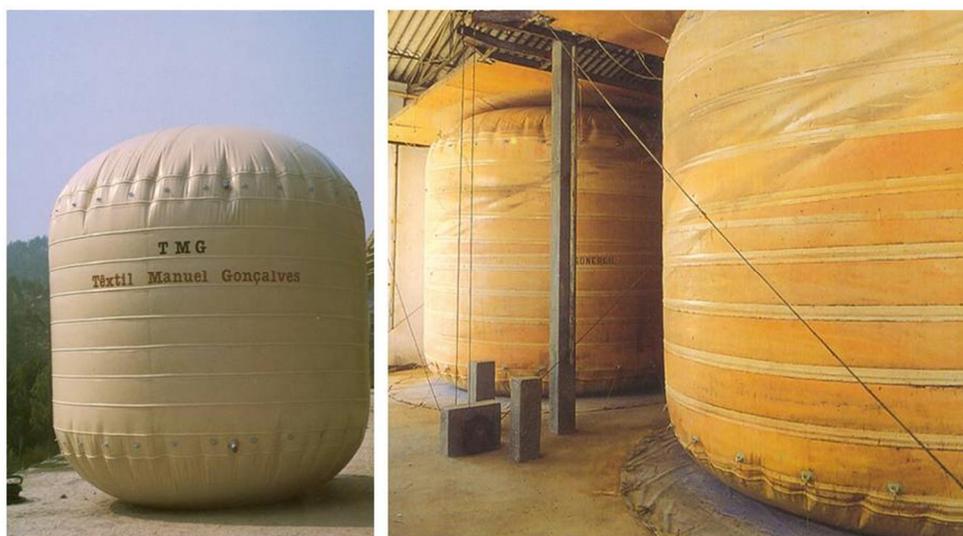
Tem havido uma evolução crescente no tratamento do biogás, o qual na época dos anos 80, era limitado a filtros com limalha de ferro e retentores do vapor de água, geralmente pouco eficazes em garantir um tratamento adequado à manutenção prolongada de motoresgeradores em boas condições de funcionamento.

Atualmente existem tecnologias provadas, a nível internacional, que podem garantir uma elevada eficiência de purificação do biogás e até permitir uma pureza compatível ao uso no transporte e na injeção na rede de gás natural. Em termos de tecnologia nacional, existe uma empresa sediada no Porto, a «SYSADVANCE», que é especializada na produção de gases industriais e atua na área do tratamento do biogás por membranas.

Quanto ao armazenamento do biogás, foram desenvolvidos em Portugal dois modelos de gasómetros flexíveis em tela revestida com material plástico. Um usa tecnologia tradicional (figura 2.12); e o outro é dotado de bobinas de aço e um sistema de contrapeso que permite a manutenção de uma pressão constante no interior do gasómetro (figura 2.13). Com esta tecnologia foram instalados mais de cem gasómetros em Portugal.



Figura 2.12 - Gasómetros de plástico convencional.



a) Gasómetro

b) Sistema de contrapesos

Figura 2.13 - Gasómetro reforçado e dotado de sistema de contrapeso.

Os gasómetros que são atualmente mais utilizados são os sistemas de dupla membrana ar/biogás que são fornecidos por algumas empresas internacionais especializadas. Trata-se de um sistema onde o biogás é armazenado numa célula em material plástico, com um compartimento dotado de ar, que é bombeado quando o biogás é utilizado, garantindo, assim, a manutenção duma pressão constante no respetivo gasómetro. A figura 2.14 apresenta este sistema.



Figura 2.14 - Gasómetro moderno de dupla membrana.

No que se refere à utilização do biogás, ele é usado atualmente como combustível para produção de eletricidade e em instalações de cogeração. Em termos de motores geradores alimentados a biogás existem algumas empresas da área da cogeração que têm tecnologia para instalar de grande envergadura, tais como a TURBOMAR e a ATLAS6 (figura 2.15). Esta

última utiliza também mini motores geradores de turbina, uma solução eficaz quando a qualidade do biogás é baixa e variável.



Figura 2.15 - Turbinas para cogeração utilizadas em Portugal.

2.5 Logística de mobilização da biomassa e do biogás

2.5.1 Logística de mobilização da biomassa

Os efluentes líquidos e semisólidos até cerca de 12 % de concentração de matéria seca são enviados normalmente por bombagem, a forma mais usual para realizar o transporte quando as distâncias não são muito elevadas (até 8 km) e existe a possibilidade de haver trajetos para se colocar uma conduta elevatória. O transporte por gravidade pode ser viável em situações específicas favoráveis em termos de cota disponível no solo.

Para os resíduos sólidos urbanos, ou industriais equivalentes, o transporte por viaturas é a solução corrente que é praticada nas cidades, mediante um raio de ação que pode ultrapassar os 15 km. Com este tipo de resíduos a necessidade de transporte depende de razões ambientais e pode não ter influência no balanço económico do biogás quando a localização coincide com a área escolhida para a central de tratamento destes resíduos. O transporte por camião cisterna de resíduos semisólidos é uma solução mais delicada e menos recomendável, devido aos custos de transporte e ao impacto ambiental gerado, (devido às emissões provenientes da queima dos combustíveis fósseis), os quais podem ser avultados. Esta solução é praticada quando existem efluentes com teor de matéria seca acima de 7% num raio de ação da ordem dos 15 km, para não existir o risco do valor do combustível consumido ser mais elevado do que aquele que é disponibilizado pela matéria transportada.

Existem países na Europa que recorrem a este tipo de solução, como é o caso da Dinamarca, no sector da agropecuária, em que os estrumes são retirados em seco. Esta modalidade é de mais difícil aplicação em Portugal, onde o clima quente implica maior consumo de água nas pocilgas e perdas de biogás por fermentação espontânea nas fossas de retenção que, no verão, poderão atingir valores entre 30% e 40 %.

No levantamento efetuado no estudo anterior^[9], foi identificada uma disponibilidade em biomassa florestal de 2 milhões de toneladas por ano, valor este proveniente de matos, áreas ardidas, ramos e bicadas. Esta parcela não foi contabilizada no cálculo do potencial de produção de gás obtido por gaseificação; no entanto, dada a sua dimensão há que equacionar a possibilidade de adicionar este recurso, cuja logística associada à recolha foi identificada como principal barreira para sua disponibilização. Criar condições de oferta resolvendo problemas de acesso e gestão dos diferentes tipos de resíduos certamente obrigará a uma articulação eficaz entre os diferentes ministérios para um planeamento integrado e sustentável.

2.5.2 Logística de mobilização do biogás e biometano

A situação atualmente existente em Portugal corresponde à produção de biogás e à respetiva utilização diretamente por recurso ao sistema de cogeração implementado no local da produção, podendo haver, no entanto, ramais de distribuição a indústrias ou outro potenciais utilizadores que se encontrem nas proximidades. Contudo, o transporte de biogás por bombagem exige algum tratamento prévio e as condutas podem colocar problemas de segurança, sendo este um forte entrave à utilização do biogás fora do local de produção.

A alternativa de injeção do biometano na rede de gás natural, leva à necessidade de comprimir o gás que, por razões económicas, restringe os pontos de ligação da rede de distribuição a ramais de baixa pressão, até 4 bar. A bombagem em baixa pressão é a solução preferida de forma a evitar gastos energéticos elevados com a compressão do gás. Há que implementar em Portugal toda a logística de distribuição do biometano, à semelhança do gás natural, colocando-se alternativas idênticas às utilizadas para o gás natural para abastecimento de UAG's ou mesmo postos de abastecimento de biometano comprimido à semelhança do gás natural comprimido (GNC). A alternativa a optar será certamente definida caso a caso pois irá depender do local de produção e da respetiva distância aos pontos de utilização, os quais determinarão a viabilidade económica da(s) solução(ões).

Tirando partido da existência de empresas que atualmente procedem à distribuição de gases comprimidos em cilindros, esta poderá ser também uma alternativa a considerar na logística de distribuição de biometano quer para fins de aplicação em processos de utilização em instalações fixas quer para fornecimento para alimentação a veículos.

2.6 Potencial Tecnológico

O mercado do Biometano em Portugal coloca desafios e cria oportunidades que se prendem também com a capacidade de criar soluções inovadoras que não só tenham potencial de exploração nacional mas que possam contribuir também para movimentar tais soluções além-fronteiras. É fundamental avaliar a capacidade tecnológica nacional designadamente a que possa contribuir para a competitividade de empresas nacionais e a sua capacidade de ter em carteira uma oferta tecnológica própria ou endogeneizando desenvolvimentos tecnológicos de entidades académicas com potencial de viabilização comercial através da sua transferência para as empresas.

Um indicador primordial do potencial tecnológico reside nas patentes de invenção concedidas, em que a avaliação do potencial relativo à protecção da propriedade industrial permite aferir do seu interesse para a respectiva exploração comercial. Assim, procedeu-se à pesquisa de pedidos de patentes e patentes portuguesas, efectuada com base no repositório do INPI (Instituto Nacional de Propriedade Industrial)¹⁹ tendo como área de pesquisa a tecnologia associada ao Biogás, Gás de Síntese e Biometano.

O universo dos pedidos de patente e patentes encontrados referem-se aos últimos 30 anos e correspondem a um total de onze pedidos, sendo possível identificar duas áreas diferentes. Os pedidos e patentes associados às tecnologias e metodologias da produção do biogás e do gás de síntese, em número de 10, constituem a maior parte dos pedidos, enquanto os relativos à conversão do biogás e do gás de síntese em gás metano correspondem apenas a um único pedido (tabela 2.8). Isto significa que a implantação da injeção de gás metano, mistura gasosa de elevado grau de pureza (85-95% CH₄), pode ter de recorrer a tecnologia exterior ao mercado interno, enquanto é significativa a capacidade nacional subjacente à competência própria para fabricação de tecnologias de conversão de biomassa, quer por via biológica quer por via termoquímica, para produção de gás combustível.

¹⁹ <http://www.marcasepatentes.pt>

Tabela 2.8 - Patentes registadas em Portugal com especial relevância no setor da produção e limpeza de gases combustíveis. (fonte: INPI, Dezembro 2014)

Patente de invenção NACIONAL	Descrição	Data de pedido	Fase atual	Titulares
78520	Reactor gaseificador por efeito de pirolise completa do tipo rotativo de eixo horizontal	02-05-1984	patente caduca	Paulo Gustavo Cardoso dos Santos
93745	Digestor Anaeróbico	11-04-1990	patente caduca	Luís Manuel Vicente Ferreira e Simões
100794	Gaseificador em Leito Fluidizado	20-08-1992	patente concedida	INETI – Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial
102284	Sistema Integrado para o Tratamento Anaeróbico de Águas Residuais	07-04-1999	patente concedida	INETI - Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial
103384	Sistema para Tratamento Biológico Anaeróbico de Águas Residuais contendo altos teores de matéria orgânica, sulfatos e ácido sulfídrico	14-11-2005	patente concedida	INETI – Instituto Nacional de Engenharia Tecnologia e Inovação
103675	Instalação Semi-Automática, Móvel e Transportável, para a produção de metano a partir de chorumes, águas residuais e resíduos orgânicos	08-03-2007	patente concedida	ISA - Instituto Superior de Agronomia Luís Jorge Martínez Ferreira
103676	Processo de Bioconversão de Resíduos de Fruta na sua Co-digestão Anaeróbia com chorumes animais, para utilização na produção de metano e valorização agronómica de fluxos efluentes de agropecuárias e retiradas de fruta do mercado	08-03-2007	patente concedida	ISA - Instituto Superior de Agronomia Luís Jorge Martínez Ferreira
105738	Processo de Tratamento de Efluentes Orgânicos Inibidores/Tóxicos e da produção de biocombustíveis através da obtenção de um consórcio microbiano adaptado	01-02-2010	patente concedida	LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia
105780	Processo para o Tratamento Completo de Efluentes dos Lagares de Azeite em dois passos	29-06-2011	patente concedida	LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia
106576	Meio de Enchimento Anti-Colmatção para Digestores de Leito Fixo como suporte de microorganismos e separador gás-líquido	12-10-2012	pedido- aguarda	LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia
104959	Depurador de Gases Industriais ou Domésticos	01-02-2010	patente caduca	Clearwinds Systems, S.A.

As instituições de investigação públicas de I&D são os principais agentes promotores de pedidos de patente a nível nacional. Do total dos 11 pedidos de patente, 8 foram requeridos por organismos públicos. É de salientar que destes pedidos, 6 (75%) foram solicitados pelo INETI/LNEG, pelo que a instituição é identificada com potencial aptidão para realizar a transferência de tecnologia para empresas no setor do biometano. No entanto, há conhecimento de atividade em desenvolvimento tanto em centros de I&D e nas universidades no domínio da Bioenergia, assim como em empresas industriais que têm em curso a implementação de novos projetos em domínios das tecnologias bioquímicas e termoquímicas para produção de gás que, a estabelecerem-se condições favoráveis de desenvolvimento do mercado do biometano, estimulará a oferta tecnológica neste domínio.

3. LEVANTAMENTOS & ESTUDOS DE CASO NA EUROPA

3.1 Instalações de produção de biometano na Europa

Têm sido efetuados estudos na Europa para quantificação do potencial de produção de biogás no horizonte 2020. O valor estimado para a UE-27 é de 41,6 milhões tep, produzido a partir de diferentes tipos de *feedstock*, designadamente: resíduos da agricultura, bioresíduos diversos, águas residuais, aterros e resíduos industriais²⁰. A produção de biogás está largamente implantada na Europa, sendo de momento a primeira etapa de produção de biometano, sendo que as outras vias de produção tais como a gaseificação e/ou electrólise com metanação ainda se encontram atualmente em desenvolvimento ou demonstração, pelo que se espera uma maior penetração a médio e longo prazo.

A diversificação de fontes de energia através do recurso ao biometano é uma das medidas consideradas na União Europeia para implementação no horizonte 2020. Países como a Suécia, os Países Baixos, ou a Alemanha já demonstram ter larga experiência na integração das tecnologias associadas à produção de biometano a partir do biogás no sistema energético. Esta competência é altamente relevante para a expansão desta opção para outros países europeus, para cumprimento dos objetivos globais da política energética Europeia.

Existem mais de 13.000 instalações produtoras de biogás em operação na Europa²¹, sendo que mais de 250 correspondem a instalações produtoras de biometano (ver tabela 3.1 e tabela 3.2).

²⁰ AEBIOM 2009 "A Biogas Road Map for Europe". European Biomass Association.

²¹ "Green Gas Grids" (2013). *Biomethane Guide for Decision Makers – Policy guide on biogas injection into the natural gas grid*. Projeto Europeu financiado pelo programa "Intelligent Energy for Europe". WP 2 /D2.3. Edição de Setembro. www.greengasgrids.eu

Tabela 3.1 - Número de instalações de produção de biogás a partir de resíduos orgânicos em vários países Europeus. (Fonte: Fraunhofer UMSICHT 2013)

País	NºTotal Biogás	Agricultura	Bioresíduos	ETAR	Aterros
Austria	503	aprox. 300	55	134	14
Croácia	12	9	-	2	1
França	269	40	98	60	71
Alemanha	9200	aprox.7400	100	1700	
Hungria	58	36	-	14	8
Itália	aprox1300	aprox.1000	32	60	220
Países Baixos	235	98	21	75	41
Polónia	219	30	2	aprox.200	
Eslováquia	57	34	4	10	9
Reino Unido	360	60		100	>200
Suécia	242	26	26	135	55
Suiça	600	140		460	
TOTAL	13055	9173	338	2950	619

A tabela seguinte sumariza as diferentes situações relativamente à produção e uso final de biometano em vários países da Europa.

Tabela 3.2 - Instalações de produção de Biometano na Europa (incluindo capacidades de melhoramento, tecnologias instaladas e utilização do biometano)ⁱ

País	Instalações de BioCH ₄	Injeção na rede	Capacidade de melhoramento de biogás ³ Nm ³ /h	Produção de biometano Nm ³ /ano	Tecnologias de melhoramento nas instalações	Utilização (%)		
						Eletricidade renovável/CHP	Aquecimento	Comb. veicular
Áustria	10	7	2.000	7.500.000	2 membranas 3 Lavagem com Aminas 1 Lavagem com Água 4 PSA	< 2	83-88	10-15
Croácia	-	-						
França	3	2	540 ¹		1 Lavagem com Água 2 PSA e membranas	0	0	100
Alemanha	120	118	72.000		Membranas Lavagem Química Lavagem com Água Lavagem com Solvente Orgânico PSA	70	<10	20
Hungria	1	-	25		1 Lavagem com Água	0	0	100
Itália	2	-	540 ¹		1 Lavagem com Água	0	0	100
Holanda	21	21	6.540 ²	100.000.000	Membranas Adsorção de carvão Lavagem com Água Lavador de Gases PSA	n.d.	n.d.	0
Polónia	-	-						
Eslováquia	-	-						
R. Unido	3	3	1.260 ¹		Lavagem com Água Absorção química Membranas PSA Criogénica	99,9	0,1	0

País	Instalações de BioCH ₄	Injeção na rede	Capacidade de melhoramento de biogás ³ Nm ³ /h	Produção de biometano Nm ³ /ano	Tecnologias de melhoramento nas instalações	Utilização (%)		
						Eletricidade renovável/CHP	Aquecimento	Comb. veicular
Suécia	54	11	16,800 ¹		Lavagem com Água (maioria) PSA	3	33	53
Suíça	16	16	n.d.		Absorção química	n.d.	n.d.	n.d.
					Lavagem com Aminas PSA			
Espanha	1	0	4.000 ⁴		Lavagem com Solvente Orgânico	0	0	100
					Lavagem Química			
Dinamarca	7	6	8.650 ⁴		Lavagem com Água	n.d.	n.d.	n.d.
					Lavagem Química			
Finlândia	9	2	959		Lavagem com Água	n.d.	n.d.	n.d.
					Lavagem Química			
Noruega	4	1	2.050 ⁴		Lavagem com Água	n.d.	n.d.	n.d.
					PSA			
Luxemburgo	3	3	894		Lavagem Química	n.d.	n.d.	n.d.
					Lavagem com Água PSA			
TOTAL	254	190						

Notas: 1 – Assumindo 60% de metano no biogás; 2 – Valor referente a 16 instalações; 3- Referente a biometano; 4 – Referente a biogás; n.d. – não disponível.

ⁱ Compilação de informação recolhida de:

www.greengasgrids.eu

www.iea-biogas.net

IEA (2014), "Biomethane Status and Factors Affecting Market Development and Trade"

No que se refere ao mercado de veículos a gás, países como a Itália e a Suécia encontram-se mais desenvolvidos em comparação com países como o Reino Unido e a Polónia. No entanto, a produção de biometano em Itália ainda está em desenvolvimento, muito embora exista um número significativo de instalações de produção de biogás. A Suécia já tem implementado o sistema de distribuição de biometano veicular.

3.2 Medidas adotadas para introdução de biometano em diferentes países

A introdução do biometano na rede de gás natural envolve custos de investimento e de operação, a ser ponderados para seleção da opção mais vantajosa em termos técnicos e económicos. Nesta análise há que envolver o operador da rede e o produtor do biometano, sendo que os custos de compressão do gás aumentarão com o nível de pressão que se pretende para injeção na rede. Nesta análise há a considerar a distância entre o ponto de produção de biometano e o local de acesso para ligação à rede, o valor da pressão e o tipo e equipamento a usar na estação de ligação para introdução do biometano na rede. A qualidade final do biometano deverá ser monitorizada, cujas especificações urgem ser harmonizadas em toda a Europa para facilitação do intercâmbio entre diferentes países. Para este efeito, foi criado um comité de normalização europeu (CEN TC 408), em 2011, cujo âmbito abrange os combustíveis biometano e gás natural e a injeção do biometano em redes de gás natural. Existem sistemas de registo implementados em vários países (tabela 3.3), o que facilita a rastreabilidade para promoção de trocas comerciais entre esses países.

Tabela 3.3 - Mecanismos de rastreabilidade e registo usados em diferentes países (Fonte: “Green Gas Grids” – Biometahane Guide for Decision Makers. Setembro 2013).

País	Mecanismo	Responsabilidade	Estado
Áustria	Registo Biometano Áustria	AGCS	Em operação desde Maio 2012
Dinamarca		Energinet	Em operação
França	Registo GoO	GrDF	Em desenvolvimento
Alemanha	Registo Alemão Biogás	Agência de Energia Alemã (DENA)	Em operação desde 2011
Países Baixos		Vertogas	Em operação desde Julho 2009

País	Mecanismo	Responsabilidade	Estado
Polónia	Registo de empresas energéticas produtoras de biogás da agricultura	Agência do Mercado da Agricultura	
Suécia		Energigas Sverige	Em operação
Suíça		Federação da Indústria do Gás Suíça	
Reino Unido	Esquema de Certificação de Gás Verde	Associação das Energias Renováveis (REA)	Em operação

Os exemplos de trocas comerciais em biometano na Europa são poucos, cuja oferta ainda é escassa. A Alemanha é um exemplo de fornecedor à Suécia e aos Países Baixos, recebendo este gás também do Reino Unido. A regulamentação existente nos diferentes países é muito importante na facilitação destas trocas mas também poderá funcionar como uma barreira, começando pelos esquemas de registos usados nos diferentes países.

Existem também esquemas de incentivos implementados para a promoção da procura do biometano, nomeadamente: tarifas *feed-in* (FIT), apoios ao investimento, definição de quotas ou políticas associadas ao incentivo através da taxação. A tabela seguinte resume as diferentes medidas de apoio.

Tabela 3.4 - Visão global das diferentes medidas existentes para a promoção do Biometano. (Fonte: “Green Gas Grids” – Biometahane Guide for Decision Makers. Setembro 2013)

MEDIDAS DE APOIO
Produção de biometano
Apoio direto ao investimento, e.g. na forma de
<ul style="list-style-type: none"> • Verbas a fundo perdido para a construção de instalações • Empréstimos concedidos com baixos juros
Partilha de custos nos acessos à rede
Normalização dos procedimentos de licenciamento para a construção de instalações
Não haver discriminação/Prioridade no acesso do gás renovável à rede pública
Transparência a nível dos erquisitos técnicos para a injeção do gás
Consumo de biometano
Aplicação de Tarifa “Feed-In”, a título de exemplo como gás renovável
Definição de uma quota obrigatória para o consumo de:
<ul style="list-style-type: none"> • gás de fonte renovável • calor de fonte renovável • eletricidade de fonte renovável
Apoio ao investimento necessário para abastecimento de, por exemplo:
<ul style="list-style-type: none"> • CNG veicular • Gás para abastecimento de autocarros e frotas
Definição de taxas com benefícios

3.3 Exemplos de sistemas implementados

Face à maior competitividade do gás natural no mercado dos combustíveis, países como a Suécia, a Alemanha, os Países Baixos e o Reino Unido, têm promovido a introdução do biometano no mercado dos combustíveis através de esquemas de incentivos e apoios, os quais se identificam a seguir para estes países. A informação apresentada foi retirada do relatório do projeto Europeu financiado pelo programa “Inelligent Energy for Europe” – “Green Gas Grids”²² e ainda informação obtida entre representantes dos Estados Membros no âmbito de um projecto europeu CA-RES II (www.ca-res.eu).

²² Contract Nº IEE/10/235/S12.591589. www.grengasgrids.eu

3.3.1 Suécia

- **Produção de biometano**

Programas de apoio ao investimento dirigidos a municípios e quintas, com ajudas específicas à lavoura para produção de biogás a partir do estrume.

- **Consumo de biometano**

1- Apoios direcionados à utilização de biometano para aplicações veiculares, quer através dos postos de abastecimento quer através da redução de impostos e/ou taxas sobre os veículos/combustível e benefícios a nível de prioridades no serviço a taxis em aeroportos.

2 - Isenção de taxas de CO₂ e de energia, independentemente da utilização final, sendo no entanto a monitorização da sustentabilidade um pre-requisito para essa isenção.

3.3.2 Alemanha

- **Produção de biometano**

Programas de re-financiamento, em que o biometano foi integrado nos programas e benefícios aplicáveis às energias renováveis.

- **Transporte e injeção de biometano**

1- Prioridade no acesso à rede e transporte.

2 – Partilha a nível de custos de investimento para a estação de ligação e injeção na rede, com o operador.

3 – Facilitado o transporte de biometano com estabelecimento de um valor monetário para uma gama mais flexível a nível da utilização da rede.

- **Consumo de biometano**

1- FIT para situações de produção combinada de calor e eletricidade (CHP) em que a taxa de utilização da energia térmica é de 100%.

2 – Contabilização como quota no mercado como biocombustível quando usado para mobilidade.

3 – Contabilização como quota no cômputo do Calor de fontes de energia renovável.

4 – Isenção da taxa de energia quando o biometano não é usado na quota de biocombustível.

3.3.3 Países Baixos

▪ **Produção de biometano**

Redução de impostos e o sistema fornece apoios ao investimento em equipamento energeticamente eficiente e que utiliza fontes de energia renovável. O subsídio é baseado na diferença entre os custos de produção de biometano e o preço do GN da rede nacional.

▪ **Consumo de biometano**

1- “FIT” para o gás, adicionando-se ao sistema de incentivo à utilização de energias renováveis em que os projetos de baixo custo têm prioridade.

2 – Contabilização do biometano na quota crescente em obrigatoriedade de biocombustíveis, aumentando 10% em cada ano.

3.3.4 Reino Unido

▪ **Produção de biometano**

Programas de apoio ao investimento para facilitação de projetos de instalações de digestão anaeróbia.

▪ **Consumo de biometano**

1- Incentivo ao Calor de fonte renovável (RHI) através de “FIT” para o gás (pago sobre o preço do gás natural para injeção na rede, aumentando com a inflação com prémio garantido durante 20 anos).

2 – “FIT” para a eletricidade e calor gerados a partir de biogás ou biometano (pago sobre o preço da eletricidade salvaguardados durante 20 anos).

3 – Certificados de isenção de taxa (LECs) para instalações CHP usando biometano.

4 – Certificação do biometano como biocombustível em que a sua produção a partir de resíduos resulta numa duplicação.

4. Roadmap Nacional

4.1 Matriz do potencial de produção de biogás em Portugal

A Diretiva Europeia para promoção das energias renováveis introduz grandes desafios à EU-28 face à meta de 20% para introdução de fontes de energia renovável no consumo final primário em 2020, sendo a sua contribuição atual de 15%. A meta nacional (cenário de referência) é de 31,7%, logo superior à meta europeia. O papel da Bioenergia espera-se significativo, aliás atualmente na Europa, a biomassa já representa 2/3 da componente energética em fontes de energia renovável. Considerar a produção de gás combustível obtido a partir da biomassa como opção para aumentar a contribuição da bioenergia apresenta-se como uma forma de diversificação na garantia do abastecimento energético com vantagens ambientais, com possibilidades de vir a promover novas aplicações, novos negócios e emprego.

O termo biogás refere-se ao gás combustível produzido por digestão anaeróbia de matéria orgânica. Um gás de características semelhantes pode ser produzido a partir de material celulósico e lenho-celulósico através de um processo térmico de gaseificação, sendo este gás normalmente referido como gás de síntese (*syngas*) ou gás natural de substituição (SNG). Embora esta tecnologia se apresente com grande potencial, a digestão anaeróbia possui um grau de implantação superior na Europa.

▪ Matéria-prima e vantagens ambientais

O biogás produzido por digestão anaeróbia a partir dos resíduos, é um importante vetor energético potencial, reconhecido pelo Parlamento Europeu²³: *“Constitui uma fonte de energia vital que promove o mercado energético renovável, a reciclagem de matérias-primas nutrientes das plantas e a redução das emissões, conduzindo, conseqüentemente, à protecção ambiental e climática, ao desenvolvimento rural e a novas perspectivas de rendimento”*.

Os resíduos destinados à agricultura devem ser previamente tratados antes da aplicação, destacando-se a digestão anaeróbia, uma tecnologia conhecida há mais de 150 anos, que produz o biogás, um combustível renovável com uso versátil, que pode gerar energia elétrica

²³ Resolução 2009/C 66 E/05 de 12 de Março de 2008.

ou gás combustível que pode substituir o gás natural. Nesta última década a digestão anaeróbia, inicialmente dedicada a resíduos e lamas, tem visto a amplificar a sua aplicação ao conceito de codigestão e, sucessivamente, à incorporação de culturas energéticas, em alguns países da Europa, onde este conceito foi implementado.

A experiência atual europeia comprova a larga proliferação da digestão anaeróbia na área do tratamento dos resíduos e efluentes orgânicos, tendo sido desenvolvidas tecnologias que processam substratos de variada origem, quer em forma sólida quer em forma semi-sólida ou líquida. A digestão anaeróbia começou a ser aplicada a substratos específicos e passou a compreender mais substratos ao mesmo tempo, em regime de codigestão, aumentando a escala do empreendimento, melhorando a biodegradação e resolvendo o problema de resíduos sazonais ou com compostos inibidores. A biodegradabilidade do substrato e as condições de operação influenciam a produção de biogás.

É uma tecnologia que requer investimento avultado e comporta também custos operacionais elevados, sendo fundamental garantir a disponibilidade dos substratos em quantidades que se pretendem abundantes e constantes para o bom funcionamento duma central de codigestão.

Praticamente todo o tipo de resíduos e culturas orgânicas biodegradáveis podem ser usadas como matérias-primas para a produção de biogás. Por sua vez, as matérias não biodegradáveis podem ser processadas por via térmica para produção de gás de síntese. A seguir listam-se os vários tipos de substratos a considerar:

- Biomassa da agricultura e indústria agroalimentar
- Resíduos sólidos urbanos (RSU)
- Lamas de ETAR
- Diferentes tipos de resíduos e desperdícios e misturas
- Culturas agrícolas dedicadas

O uso de resíduos para a produção de gás proporciona vários benefícios:

- Evita as emissões gasosas, entre elas o CH_4 , durante o armazenamento dos dejetos
- Reduz as emissões de CO_2 através da substituição de combustíveis fósseis
- Proporciona uma fonte energética adicional que não compete com outros usos
- O substrato digerido após a produção de biogás ou compostagem é um fertilizante valioso

Acresce que o recurso ao biometano como combustível de substituição de combustíveis fósseis não é contabilizado no cômputo das emissões de gases com efeito estufa e, portanto, apresenta-se como uma forte alternativa para a redução das emissões de CO₂.

A rotação de culturas que alterna cultivares com a plantação da cultura principal pode constituir uma oportunidade para aumentar a quantidade de matéria-prima nacional disponível. No entanto, esta prática requer um bom planeamento e uma estrutura remunerativa inteligente para estimular a cooperação entre os diversos agentes envolvidos: gestor dos resíduos, gestor da central e operador, utilizador do biogás e agricultor.

Os resíduos verdes, sendo estes materiais de preservação da paisagem também podem ser usados como matéria-prima para a produção de biogás. Por sua vez, a utilização de resíduos da agricultura e silvícolas traz também grandes benefícios ambientais, o que inclui o menor risco de incêndio no caso dos matos e florestas. No entanto, a gestão destas matérias-primas é de grande complexidade exigindo uma forte coordenação e articulação entre diferentes políticas para suportar designadamente a implementação de ações para promoção da produção de biogás/SNG justificando planeamentos integrados de natureza transversal.

▪ O Biometano em Portugal

Portugal é um país rico em fontes de energia renováveis, nomeadamente: hidroelétrica, eólica e solar, sendo um dos países europeus com a maior percentagem de produção de energia elétrica de fonte renovável na UE. Os investimentos nestas energias são mais reduzidos que no caso do biogás e mais fáceis de aplicar, o que motivou a forte expansão destas energias renováveis nos anos passados.

Uma instalação de biogás é um sistema complexo²⁴ que requer investimentos elevados para além de exigir uma forte cooperação entre diversos agentes, um planeamento cuidado e o desenvolvimento de tecnologia relativamente complexa. Como exemplo, a eletricidade produzida a partir do biogás é mais cara e apresenta-se com um custo maior em relação à que se consegue produzir por via eólica, por exemplo. No entanto, o biogás é um combustível versátil que pode ser usado diretamente em cogeração ou pode ser valorizado para produção de biometano. A utilização do biogás mais utilizada é a cogeração, ou seja a produção

²⁴ Santino Di Berardino (2013). "Produção sustentável de biogás e biometano-projecto GR3". *Feira e Mostra Bioenergia Portugal*. 24 de Maio. Portalegre (PT).

combinada de calor e eletricidade.²⁵ O processo de digestão requer o aquecimento da matéria-prima até 55 - 60°C nos sistemas termofílicos, ou 35 – 40 °C nos mesofílicos. A implementação da cogeração contribui para estas necessidades, podendo ser uma mais-valia a considerar paralelamente. O efluente é frequentemente higienizado a uma temperatura da ordem dos 90°C durante 1 a 2 horas por via térmica, usando o total ou grande parte do calor disponível do sistema de cogeração quando existente.

No caso da matéria-prima, a concentração do substrato condiciona não só o transporte dos resíduos (antes e depois da digestão) como também o volume do reator e outros componentes da instalação, podendo também inviabilizar a manutenção das condições de temperatura de funcionamento, o que terá impacto no rendimento de gás produzido. Este problema é importante em Portugal, onde o teor de água existente no efluente líquido das suiniculturass e das vacarias é muito elevado, devido à forma de processamento, à qualidade dos estábulos e do sistema hídrico, desfavorecendo a produção de biogás e beneficiando a colocação em lagoas de armazenamento. Este problema afeta também a digestão anaeróbia das lamas de diversas ETAR's nacionais, cujo funcionamento é perturbado pelos efluentes pluviais e por problemas operacionais, levando a situações em que não é possível manter o digester no nível térmico desejado, com forte perda da produção de biogás.

A cogeração tem sido tomada como a solução para tais necessidades na digestão anaeróbia das lamas e dos efluentes da agropecuária relativamente diluídos, dada a maioria do calor ser consumida no respetivo processo. No caso de efluentes concentrados, tais como os RSU, a necessidade de calor para aquecimento não é tão elevada, em proporção à energia produzida, pelo que o sistema de cogeração instalado gera uma quantidade de energia que é excedentária em relação às necessidades energéticas. A legislação portuguesa não estabelece ainda obrigações para a utilização desta energia térmica excedentária, o que baixa fortemente o rendimento da utilização do biogás. No caso do biogás produzido a partir dos RSU praticamente metade da energia térmica não é utilizada.

Por outro lado, a produção de biometano nestas instalações pode ser usada em substituição do gás natural, abrindo oportunidades para novas aplicações para além de melhorar o rendimento da instalação. E, em situação em que a instalação se localiza perto de um ponto da ligação da rede de gás natural, o biometano pode ser valorizado e injetado. Existem, no entanto, outras alternativas para o biometano, como seja o fornecimento direto a clientes

²⁵ Focus on Biomethane (2012). *Biomass for energy*. www.energetische-biomassenutzung.de

interessados ou destiná-lo ao sector de transportes por exemplo nos camiões da rede de recolha dos RSU.

▪ **A disponibilidade em matéria-prima**

Todo o material orgânico pode ser convertido a gás combustível, tirando partido das especificidades tecnológicas a nível dos processos de conversão bioquímico e termoquímico, para o tratamento de diferentes tipos de resíduos. A natureza da matéria-prima não só tem influência na definição do processo mais adequado para a desconstrução da matéria orgânica alimentada, mas também cada processo vai influenciar a composição do gás e o respetivo rendimento.

No caso da produção do biogás, existem valores publicados²⁶ para os rendimentos em biogás obtido a partir de diferentes tipos de matéria-prima, os quais se apresentam na figura seguinte.

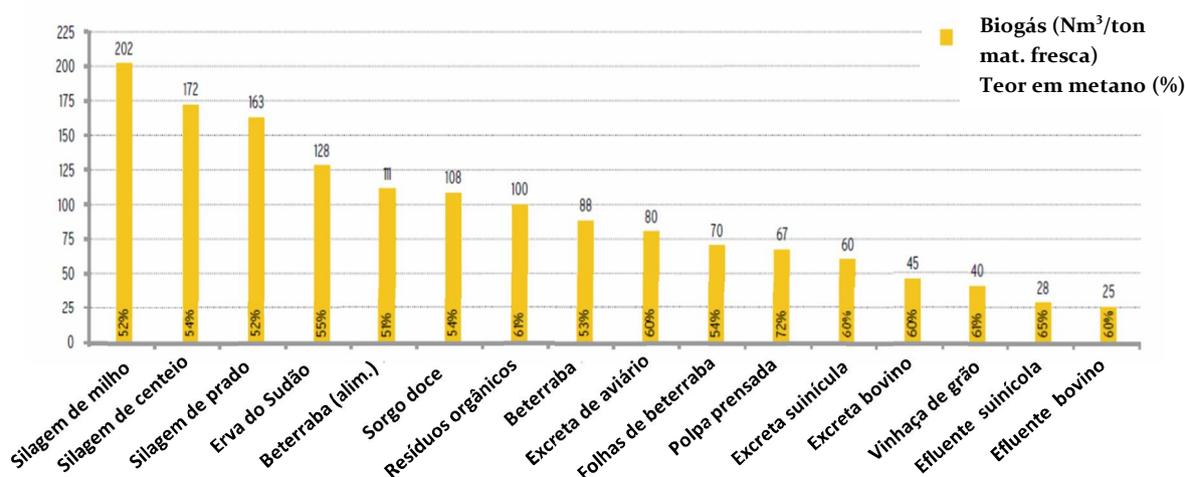


Figura 4.1 - Valores de rendimento em biogás para diferentes matérias orgânicas, retirado da brochura da AEBIOM – A Biogas Road Map for Europe.

No capítulo 2 foram calculados os volumes potenciais produzidos tendo em conta a disponibilidade dos diferentes tipos de resíduos, resumindo-se na tabela seguinte os valores obtidos bem como o potencial energético associado ao biometano produzido. No caso do SNG, na tabela 4.1 apresentam-se os valores em biometano assumindo que o gás de síntese é sujeito a processos de metanação. Note-se que, ao associar o biogás ao gás de síntese para valorização através da metanação, será possível também produzir o metano a partir do CO₂

²⁶ AEBIOM - A Biogas Road Map for Europe. http://www.aebiom.org/IMG/pdf/Brochure_BiogasRoadmap_WEB.pdf

presente no biogás, o que se traduzirá num maior enriquecimento em metano e numa maior produção em biometano.

Tabela 4.1 - Potencial em biometano em Portugal.

Matéria Orgânica	Biometano					
	Produção (Mm ³ /ano)		Potencial Energético GWh/ano			
	Biogás	Bio-SNG	Biogás	Bio-SNG	Biogás	Bio-SNG
Resíduos Sólidos						
Urbanos	411,6		4482		385,4	
Efluentes domésticos	42,7		465		40,0	
Agropecuária	257,8		2807		241,4	
Ind. Alimentar	93,0		1013		87,1	
Madeiras		865,5		9425		810,4
Papel/ cartão		13,6		148		45,8
Tecidos vegetais		37,8		412		127,4
Total	805,1	916,9	4285	9985	753,9	983,6

A promulgação do Decreto-Lei nº 152/2002 que restringe progressivamente a colocação de resíduos orgânicos e lamas em aterros, incentiva a reciclagem dos resíduos e lamas em terrenos agrícolas e florestais, forçando a interligação a nível dos resíduos orgânicos e a agricultura e promovendo a colaboração entre os diferentes agentes.

Seguidamente foi promulgado o Decreto-lei nº 276/2009, sobre a aplicação de lamas na agricultura, o qual define as condições, as regras e as modalidades para tornar essa operação segura no plano higiénico-sanitário e do impacte ambiental sobre o solo. O termo “lamas” abrange todos os resíduos equivalentes às lamas das ETAR’s, do ponto de vista das suas características físico-químicas e sanitárias.

Esta medida é dedicada principalmente a resolver o problema do destino final das lamas, sendo um instrumento adequado para que essa operação seja efetuada em condições ambientais, ecológicas e sanitárias adequadas. A preocupação principal é salvaguardar o ambiente e apoiar o setor da agropecuária com soluções praticáveis, pois permite que a matéria orgânica passe diretamente do armazenamento controlado para os solos agrícolas, através de planos de aplicação de efluentes na agricultura. Contudo, o DL 276/2009 não está integrado com medidas que favoreçam uma agricultura mais eficaz ou a produção de energia a partir da biomassa, sendo necessários estímulos específicos para que as práticas agrícolas

possam tirar maior partido desta oportunidade, gerando um maior número de colheitas de valor acrescentado e podendo acolher uma maior quantidade de resíduos.

A digestão é uma tecnologia que se aplica a substratos biodegradáveis, sendo essencialmente adaptada à biomassa de primeira geração.

Em alternativa à utilização de resíduos para produção de gás combustível, alguns países da UE têm incentivado a opção das culturas energéticas ou secundárias, proporcionando o aumento da matéria-prima disponibilizada. Neste momento a produção de biogás a partir destas culturas e de bioresíduos ultrapassa largamente a produção de biogás a partir de aterros e ETAR's na União Europeia²⁷. Portugal tem a situação contrária, em que o gás proveniente dos aterros tem tido o papel mais importante, como se pode comprovar na tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Energia produzida a partir de biogás (ktep) em Portugal e na UE, para o período 2011-2013.

	União Europeia			Portugal		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Gás de aterro	2801,7	2870,3	2892	28,2	54	61,8
Biogás de digestor de lamas	1065,0	1187,8	1253,6	1,70	1,7	2,7
Outras origens (Bioresíduos, culturas energéticas etc.)	7008,8	8071,0	9232,7	0,8	0,7	0,8
Total	10375,4	12137,1	13378	30,7	56,4	65,3

Assim, após uma fase inicial em que foram usadas erradamente culturas alimentares, passou-se para o cultivo de plantas herbáceas, substituindo vantajosamente as culturas de alto rendimento e ocupando terrenos marginais. Estas culturas secundárias, definidas hoje como “culturas energéticas”, são colhidas e utilizadas para a digestão anaeróbia. Esta biomassa vegetal tem vantagens pois proporciona proteção contra a erosão causada pela chuva e pelo vento, propicia uma melhor absorção de água, reduzindo a anaerobiose no solo submerso e a consequente produção e libertação de metano. A agricultura a praticar deve ser fundamentada em rigorosos critérios de sustentabilidade e respeito dos habitats naturais, assegurando também a permanência da biodiversidade.

²⁷ (a) Biogas Barometer - Nº 212 – *Euroobserver* - Dezembro 2012.

(b) Systèmes Solaires – Biogas Barometer – *Euroobserver* - Dezembro 2014.

Em Portugal existe um potencial interessante neste aspecto. O cultivo de plantas herbáceas, leguminosas e gramíneas, em alternância com as culturas principais, é uma prática de uso corrente na agricultura atual de Portugal.²⁸

Na figura seguinte, apresenta-se a localização das áreas de cultivos de produção vegetal e animal em Portugal, o que revela haver forte proximidade entre os estrumes nacionais e os terrenos que poderiam usá-los após a digestão anaeróbia, em culturas intercalares.

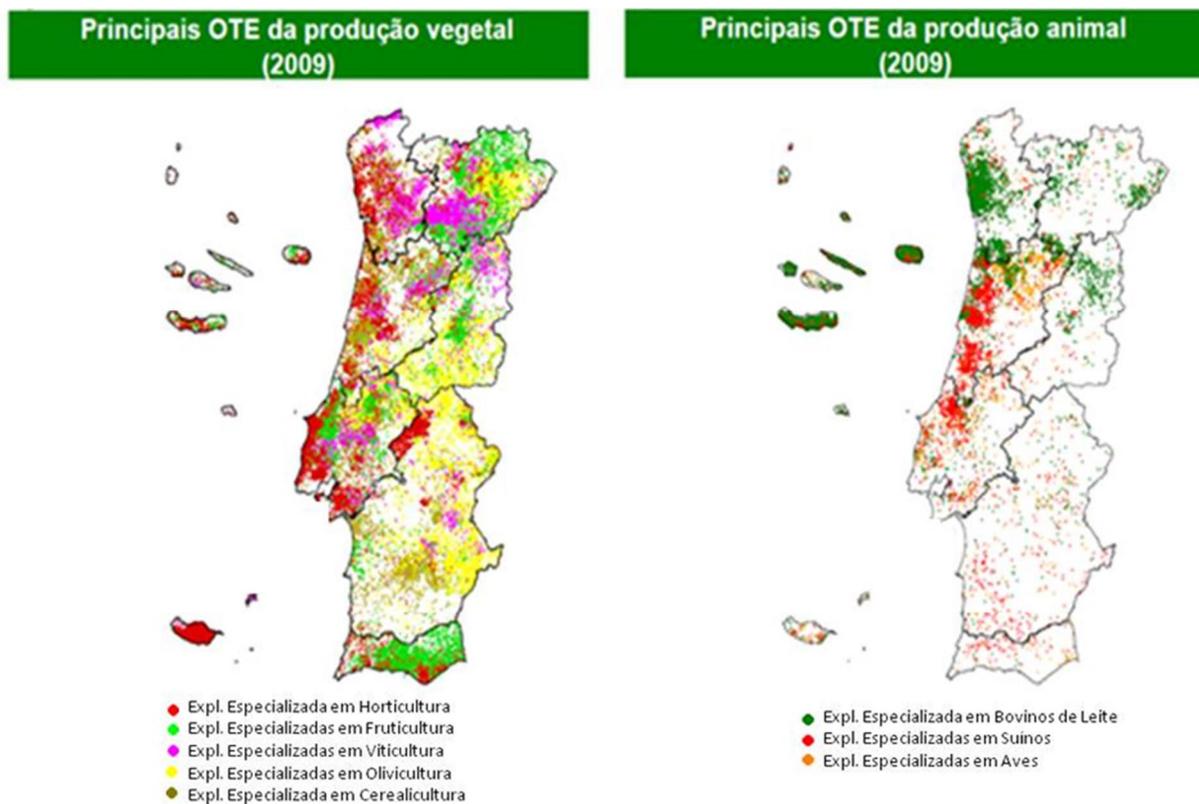


Figura 4.2 - Distribuição geográfica da produção animal e vegetal (Fonte: INE²⁹)

A tabela seguinte apresenta as culturas temporárias de regadio em Portugal. Nos terrenos com cereais, milho, etc podem ser intercaladas culturas secundárias ou energéticas, o que permite acrescentar um potencial energético importante.

²⁸ Di Bernardino, S. E. (2013). "National Biogas Potential Production". *Jornadas Técnicas Internacionais de Resíduos*. 16 a 18 Julho. Lisboa (PT).

²⁹ INE- Instituto Nacional de Estatística. Recenseamento Agrícola 2009. <http://www.INE.pt>

Tabela 4.3 - Culturas agrícolas (Fonte: INE- recenseamento agrícola 2009)

Culturas Temporárias Regadas e Respetivas Representatividades (2009)						
Cultura	Explorações			Áreas		
	N.º	%	No Total (%)	(ha)	%	No Total (%)
Cereais Para Grão	77 704	63	72	124 653	45	37
Milho	76 218	61	86	81 217	29	88
Leguminosas Secas para Grão	20 632	17	73	3 037	1	24
Prados Temporários	6 664	5	54	9 192	3	30
Culturas Forrageiras	30 728	25	39	78 658	28	22
Batata	42 564	34	69	12 330	4	70
Culturas Industriais	1 491	1	58	5 329	2	21
Culturas Hortícolas	21 574	17	86	43 761	16	94
Tomate para Indústria	677	1	100	17 943	6	100
Flores e Plantas ornamentais	1 225	1	93	1 427	1	84
Áreas de Propagação	337	0	49	239	0	68
Outras Culturas Temporárias	4 864	4	76	719	0	83
Total	124 255	100	70	279 345	100	34

Em Portugal Continental conseguem-se colheitas herbáceas com um rendimento que varia com a cultura, o local, o tipo de solo, a exposição, etc. Nos solos mais férteis do Ribatejo é possível garantir um valor mínimo da ordem das 30 t/ha e, assim, proporcionar uma produção em biometano da ordem dos 8 m³/ha/dia.

Em estudo efetuado³⁰ determinou-se o potencial energético de algumas culturas plantadas em terrenos de média fertilidade, cujas estimativas são presentes na tabela 4.4.

³⁰ Santino Eugénio Di Berardino & António Correia de Sá (2011). "Evaluation of Crop Silages for potential use as co-digestion substrate and biogas production in Portugal". Publicado no ESEIA Newsletter 24 Maio "STYRIAN ACADEMY". <http://www.eseia.eu/cms/2/18730/>

Tabela 4.4 - Produtividade em biometano através de culturas secundárias em Portugal.

	Produção Espectável (t/ha)	Produção espectável Metano m ³ /t	Produção Metano (m ³ /ha/dia)
Aveia	40	96	12
Tritical	30	110	9
Luzerna	50	90	12
Alfa-alfa	35	87	8
Relva de prado regada	15	100	
Relva de prados sem rega	8	90	

De acordo com dados experimentais de laboratório obtidos pelo LNEG, as culturas herbáceas provisórias produzidas em terras usadas para o milho e trigo podem aumentar o potencial de produção de biometano em Portugal. A tabela 4.5 apresenta os valores estimados relativamente a culturas herbáceas intercalares.

Tabela 4.5 - Estimativa da potencialidade das culturas herbáceas intercalares na produção de biogás em Portugal.

Uso principal do terreno	Área (ha)	CH ₄ produtivo (m ³ /dia)	Potencial Energético	
			GWh/dia	ktep/dia
Milho	161.325	806.625	8,9	0,765
Trigo	213.363	1.066.815	11,7	1,006
Inculto	136.409	682.045	7,5	0,645
Total	511.097	2.555.485	28,1	2,41

O estudo desenvolvido identifica um potencial estimado de mais de 2,5 milhões Nm³/dia de biometano com uma fileira agrícola desta natureza. O valor pode aumentar significativamente se a plantação herbácea for estendida também às áreas florestais.

4.2 Análise comparativa do uso do biometano para vários fins no contexto nacional

A diretiva Europeia para promoção das fontes de energia renovável prevê a injeção de biometano nas redes de gás natural. Portugal assumiu o compromisso de que irá facilitar a produção e uso do biometano nas redes de gás natural, tendo também estabelecido metas intercalares referentes à incorporação de biocombustíveis no setor dos transportes, por forma a ser atingida em 2020 uma meta de 10% neste setor.

O biogás de aterros sanitários é um recurso energético sub-utilizado e é fonte de emissões no país. A conversão do biogás em energia elétrica em aterro exige elevados custos de investimento sendo viável em sistemas de grandes escala. Nos aterros é inviável poder garantir um uso adequado para o calor recuperável a partir de uma unidade de cogeração pelo que se perde uma parte significativa do valor energético.

A conversão em biometano e sua injeção na rede de gás natural permite o armazenamento e o uso remoto de produção e pode representar uma solução viável e flexível para alguns aterros sanitários e biodigestores. No entanto, é fundamental que o local da produção seja próximo de pontos possíveis de ligação à rede (< 600 m), exigindo também a sua compressão a valores compatíveis com a pressão do gás natural no troço da rede aonde se procede à injeção.

A compressão do gás envolve não só custos de investimento que poderão ser avultados, sendo economicamente incomportável a sua introdução designadamente no gasoduto principal aonde a pressão é da ordem dos 75 bar, podendo ir até aos 84 bar.³¹ Numa perspetiva económica, a sua injeção apenas se justifica em redes locais de distribuição, de baixa pressão, a qual poderá atingir os 4 bar³². Os custos inerentes às ligações para injeção na rede são da responsabilidade do promotor, pelo que a optar por esta alternativa dever-se-á ter em consideração em termos de investimento, o investimento global contando com a instalação de produção de gás, purificação e valorização para geração de biometano, acoplada a unidade de compressão e respetivo circuito e injeção na tubagem, garantindo uma qualidade de biometano produzido em conformidade com especificações a ser presentes através da legislação nacional.

Como alternativa à injeção na rede, coloca-se a sua compressão para introdução em unidades autónomas, para uma distribuição localizada cuja pressão não exceda 4 bar. O transporte do biometano em caso de uma localização remota poderá ser assegurado usando a mesma infraestrutura de transporte que é usada para gás natural comprimido (GNC) após compressão. A alternativa de transporte na sua forma liquefeito não é considerada face aos elevados custos associados à liquefação do biometano.

Em termos de utilização de biometano, este pode ser usado em todas as aplicações de substituição do gás natural, isto é combustível para confeção de alimentos, aquecimento de ambiente e ainda para aplicações industriais. A nível residencial, há que considerar a

³¹ Informação cedida pela REN, Fevereiro 2015.

³² Informação cedida pela ERSE, Fevereiro 2015.

competitividade de outros combustíveis mais económicos para gerar calor (pellets, madeira, energia solar, etc.).

Em alternativa à aplicação usual em cogeração do biogás, tanto o biogás como o gás de síntese podem gerar diretamente eletricidade através da alimentação a pilhas de combustível, tecnologia atualmente em fase de demonstração na Europa. A pilha de combustível aumenta o rendimento elétrico em relação aos motores geradores clássicos e diminuem as emissões. A purificação do biogás, no entanto, deve ser muito melhorada para assegurar a vida útil da pilha, opção mais favorável no caso do gás de síntese.

4.3 Aspetos económicos para a viabilização da produção de biometano

A produção de biometano deverá ser competitiva em termos económicos face a outros combustíveis, designadamente o gás natural e bem assim o custo de produção de biometano a partir do biogás deverá apresentar-se com uma vantagem económica relativamente à sua utilização em sistemas de cogeração.

Os custos totais da produção de biometano dependem do valor do investimento em instalações de purificação e valorização de biogás e em infra-estruturas de ligação para sua distribuição ou uso final e dos custos operacionais da instalação de purificação. Os custos de investimento representam uma parcela que poderá ser acima dos 60% dos custos totais^[24]. Relativamente à construção de pipelines que conduzam o gás a reservatórios ou a pontos de injeção da rede de distribuição de GN, os custos de construção poderão atingir valores da ordem dos 55 €/m, de acordo com outros estudos efetuados na Europa^[25] a acrescer aos custos de equipamento, considerando que o tempo de vida da instalação se situa entre os 10 e os 20 anos.

A figura seguinte ilustra a importância relativa dos diferentes custos e sua variação com o volume de biogás tratado.

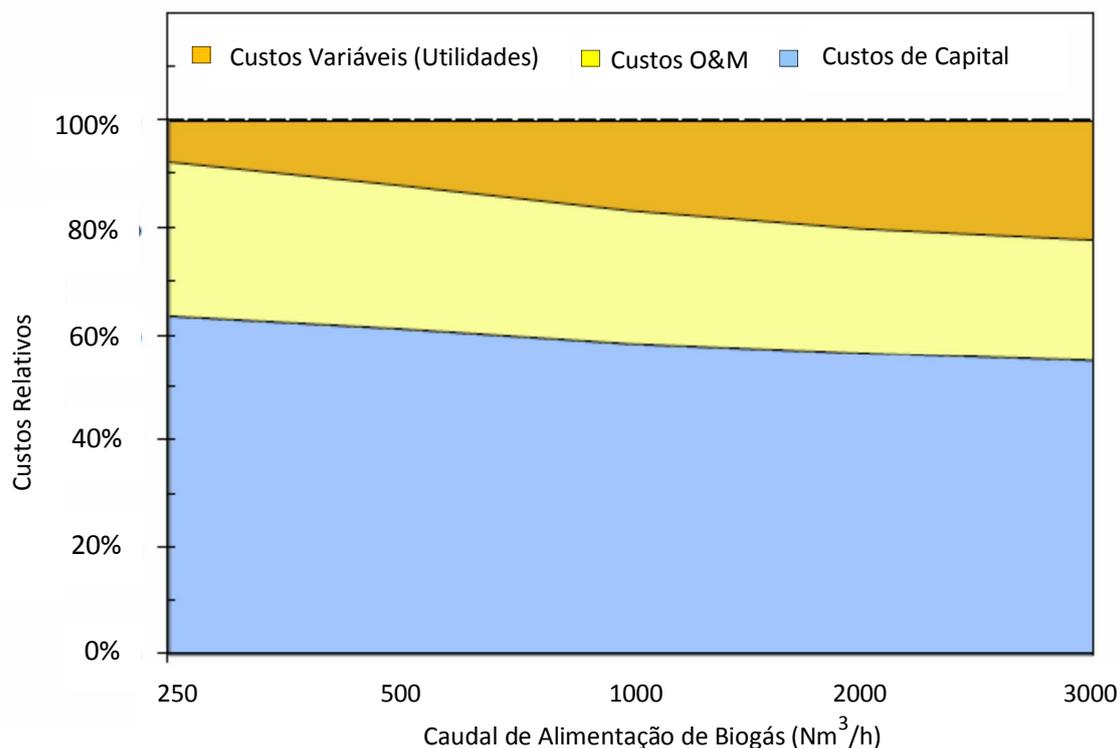


Figura 4.3 - Indicação comparativa dos custos associados à produção de biometano a partir de biogás.³³

Como alternativa à injeção na rede coloca-se a sua compressão para abastecimento direto a clientes e introdução em unidades autónomas. No caso de injeção em rede de GN, deve ser considerada a ligação a uma rede de distribuição de baixa pressão, em que o seu valor não excede 4 bar. O transporte do biometano em caso de uma localização remota poderá ser assegurado usando uma logística de transporte para gás comprimido e após a sua compressão. A alternativa de transporte na sua forma liquefeito não deve ser considerada face aos elevados custos associados à liquefação do biometano.

Numa análise custo-benefício poderão ser considerados três cenários em termos de produção de biometano^[25]:

Cenário 1: Cada unidade produtora de biogás tem uma estrutura de purificação de biogás e cada unidade produz o seu próprio biometano e injeta-o na rede de GN;

Cenário 2: O biogás proveniente de cada produtor é entregue numa grande instalação de produção de biometano e consecutivamente este é entregue na rede de GN;

³³ Comunicação NREL/PR-5600-49629, Workshop: *Renewable Resources for Fuel Cells*. S. António, TX. 18 de Outubro.

Cenário 3: Procede-se à recolha das matérias-primas provenientes dos diversos produtores (agricultores, ETAR's, etc.) e estas são encaminhadas na totalidade para uma única instalação de produção de biometano.

A tabela seguinte faz uma comparação entre os diferentes custos relativamente a estes 3 cenários numa aplicação na Letónia.

Tabela 4.6 - Parâmetros de produção de biogás para cálculo dos custos totais de produção de 1MWh de biometano, considerando 3 cenários diferentes^[25].

Parâmetros		Cenário		Unidades
		1&2	3	
Investimento para um determinado caudal de gás bruto	4 Milhões de m ³ /ano	6,84		M€
	12 Milhões de m ³ /ano	15		
Custos de Capital (10 anos)		51	36	€/MWh
Custos de Capital (20 anos)		37	26	€/MWh
Capacidade do Equipamento de Produção de energia elétrica		18	36	kW
Capacidade do Equipamento de Produção de Calor		148	677	kW
Custos de Operação (10 anos)		30614 (1.4)	70939 (1.1)	€ (€/MWh)
Custos de Operação (20 anos)		28238 (1.3)	69500 (1.0)	€ (€/MWh)
Custo da Matéria-Prima		7	7	€/MWh
Custo Total (10 anos)		59	44	€/MWh
Custo Total (20 anos)		45	34	€/MWh

O cenário 2 considera-se como o mais adequado na situação em que já existem instalações produtoras de biogás, estas distribuídas geograficamente numa determinada região que possibilite o escoamento do biogás de diferentes proveniências, constituindo-se um *cluster* de produção de biometano. Esta opção, embora menos onerosa em termos de investimento a nível da purificação do gás depende da logística de distribuição do gás e respetivos custos.

O cenário 3 poderá ser uma opção atrativa para uma instalação nova, em que a logística associada à circulação da matéria-prima para acesso à unidade centralizada de produção de biogás e biometano é mais fácil de implementar.

Os custos de purificação do biogás são dependentes da tecnologia utilizada³⁴. Na tabela seguinte apresentam-se valores comparativos do custo médio do investimento de produção do biometano em aplicações do biogás com capacidade igual a 250 Nm³/h de biogás e de 1.000 Nm³/h.

Tabela 4.7 - Custos de investimento e de exploração da purificação do biogás comparativamente com cogeração.

Capacidade da instalação	250 Nm ³ /h	1000 Nm ³ /h
Custo do Investimento em purificação	0,5-0,8 M€	1,5 – 1,8 M€
Custo de exploração de purificação	13-17 €/MWh	7-13 €/MWh
Custo de investimento em motor gerador	0,5-0,6 M€	1,4-2,0 M€
Custo de exploração na cogeração	8,5-18 €/mWh	8,5-15€/mWh

Os custos de exploração das tecnologias de produção de biometano são inversamente proporcionais ao aumento de escala e os maiores custos operacionais unitários são gerados quando a produção de biometano é menor. A tabela seguinte apresenta uma estimativa do custo do m³ de biometano produzido, baseado em dados publicados na Alemanha, onde a experiência do setor é grande, com mais de 7000 digestores instalados.

Tabela 4.8 - Custos de produção de biometano com base em valores praticados na Alemanha³⁵.

Operação	€/MWh _t		€/Nm ³	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Custo de produção do biogás	50	60	0,55	0,66
Custo de produção de biometano	14	23	0,154	0,253

O custo de produção de biometano tem em linha de conta o custo da operação de purificação, que varia consoante a dimensão do sistema. No entanto, um valor da ordem dos 0,25€/Nm³ (isto é 7\$/MBTU) para o custo de produção de biometano poderá ser competitivo no futuro,

³⁴ Ryszard Wnuk, Bartłomiej Asztemborski (2014). "Roadmap for Biomethane Market Development in Poland".

www.kape.gov.pl

³⁵ BIOMETHANE Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2014) (FNR) www.fnr.de

com a subida de preço do GN. No entanto, ao considerar o custo total do investimento, incluindo a injeção na rede de GN, de acordo com estudos económicos efetuados noutra país da Europa^[25], é estimado um valor de cerca de 46€/MWh para um tempo de vida útil da instalação de 20 anos. Face a esta situação, a injeção na rede de GN será economicamente menos vantajosa em comparação com outras alternativas de utilização do biometano, seja injeção em unidade autónoma seja a utilização direta em unidade dedicada.

O custo do biometano depende de vários fatores, apresentando-se gamas típicas de valores na figura seguinte³⁶.

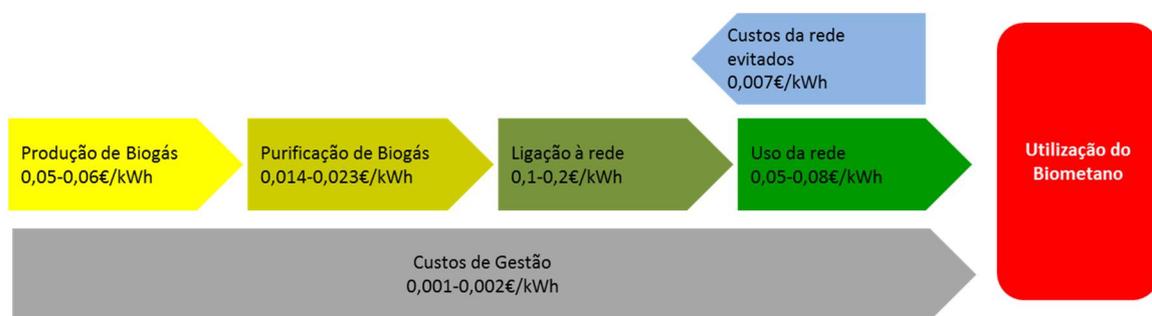


Figura 4.4 - Fatores que afetam o custo de biometano a injetar em rede de distribuição de GN.

Os desafios que se colocam são vários. A cooperação entre diferentes organismos no sentido de conduzir a um planeamento integrado de várias áreas como a agricultura, florestas, ambiente, energia e ainda o desenvolvimento industrial e a I&D, para além da cooperação entre países é essencial para garantir o sucesso de um planeamento que garanta a produtividade desejada com o desenvolvimento sustentável da indústria e da economia neste setor.

4.4 Análise SWOT

Em tempos de diminuição dos recursos energéticos fósseis, os biocombustíveis são uma alternativa visível à satisfação das necessidades de transporte de hoje. Entre muitas outras, as principais vantagens dos biocombustíveis são a sua potencial capacidade para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e sua contribuição para garantir o abastecimento em

³⁶ Ryszard Wnuk, Bartłomiej Asztemborski (2014). "Roadmap for Biomethane Market Development in Poland". www.kape.gov.pl

energia. No entanto, a produção de biocombustíveis é onerosa. A fim de obter uma visão geral das vantagens e desvantagens procedeu-se a uma análise SWOT.

Esta análise poderá servir de base para a criação de um quadro político favorável para promover designadamente a introdução de biometano.

Neste âmbito a análise SWOT é dedicada a individualizar as Barreiras não Técnicas (BNT) que influenciam os investimentos em centrais de produção de biometano. O objectivo é determinar a natureza e extensão das barreiras não técnicas que se interpõem no caminho de dar um maior papel ao biometano e sugerir medidas para superá-las.

O caso da digestão anaeróbia é hoje em dia uma tecnologia consolidada para a produção do biogás assim como os sistemas de purificação do biogás em biometano. Mas a aplicação destas tecnologias estão ainda aquém do seu verdadeiro potencial. O fracasso para esta situação é devido a razões, comumente chamadas de «barreiras não-técnica» (NTB) que não são dependentes de tecnologia nem são de natureza económico-financeira, mas dificultam os investimentos. As NTB de um projeto podem ser definidas como um obstáculo, devido à preocupação humana, que pode ser associado a vários fatores: atitudes resultantes de uma falta de informação e experiência com a tecnologia, ansiedade ou medo; distorções nos preços de tecnologias ou serviços no mercado; a operação de fatores institucionais e políticas governamentais que discriminam uma tecnologia em favor de outras; aspetos relativos à economia de um projeto de produção de gás, etc. que devem ser detetados e avaliados corretamente. A figura seguinte ilustra as diferentes componentes da análise “SWOT”.

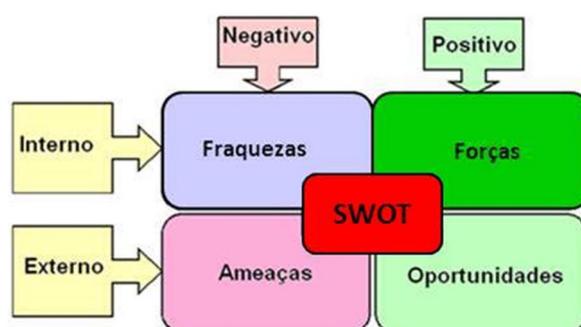


Figura 4.5 - Representação esquemática da interligação entre os parâmetros considerados na análise SWOT.

Neste projeto, a referida metodologia é utilizada para analisar o estado de desenvolvimento e a capacidade de produção de biometano. A análise SWOT concentra-se no biometano a partir de resíduos, uma vez que esta é a opção mais promissora para o futuro e foca marginalmente

a opção da produção das culturas energéticas. O quadro seguinte apresenta os resultados obtidos através da análise efetuada.

Quadro 4.1 - Matriz resultante da análise “SWOT”.

	Fraquezas	Forças
Interno	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inexistência de mecanismos que promovam a cooperação entre operadores da agropecuária e responsáveis por instalações de produção de biogás. 2. Ausência de legislação específica relativa às condições de entrega de diferentes matérias-primas (incluindo colheitas de culturas energéticas) para produção de biometano. 3. Ausência de entidades credenciadas/qualificação de pessoal para a conversão de veículos para o biometano 4. Insuficiência tecnológica a nível do setor produtivo nacional relativamente à produção de biogás, gás de síntese e biometano. 5. Incentivos à produção de eletricidade a partir do biogás não promovem o desenvolvimento do setor de produção de biometano. 6. Na produção de biogás obtém-se líquido digerido que obrigatoriamente tem de ser escoado. 7. A capacidade de armazenamento prolongado de biogás e gás de síntese é limitada. 8. Existem tecnologias para tratar resíduos municipais e industriais que competem com o biogás. 9. A injeção de biometano na rede de gás natural bem como aplicações ao setor de transportes obriga a modificações das infra-estruturas. 10. O metano é um gás com forte efeito de estufa (apenas em caso de existência de fuga). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. A produção de biometano promove a valorização (energética) de todo o tipo de resíduos orgânicos. 2. A produção de biometano é uma tecnologia implementada em vários países da Europa, incluindo para aplicação ao setor dos transportes. 3. O biometano é idêntico ao gás natural pelo que pode ser usado como combustível de substituição. 4. A possibilidade de injeção do biometano na rede de gás natural permite o escoamento contínuo de biogás e de gás de síntese, evitando necessidades de armazenamento prolongado. 5. A combustão de biometano tem baixas emissões de poluentes em comparação com combustíveis tradicionais. 6. O biometano pode ser produzido em instalações descentralizadas.
Externo	<p style="text-align: center;">Ameaças</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Existência de várias autoridades responsáveis pelo biogás, podendo levar a longos períodos para obtenção de autorizações. 2. Insuficiente coordenação entre entidades responsáveis com sobreposição de tarefas, responsabilidades e funções. 3. Preços mais elevados para os veículos que utilizam gás natural/biometano. 4. Falta de sensibilização dos consumidores para a utilização deste tipo de combustível. 5. Inexistência de um padrão de qualidade comum europeu para o biometano. 	<p style="text-align: center;">Oportunidades</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Existência de legislação que obriga ao tratamento de resíduos sólidos urbanos e águas residuais. 2. Existem objetivos nacionais de promoção para introdução do biometano. 3. O biogás é isento das taxas de energia e do CO₂. 4. A tecnologia do veículo a gás encontra-se amplamente estabelecida. 5. Implementação de projetos com tecnologias nacionais.

4.5 Tipologia de projetos inovadores

Atualmente é produzido biogás em Portugal, o qual provém de diversas origens, nomeadamente:

- 1 - Aterros sanitários
- 2 - Resíduos sólidos urbanos utilizando biodigestores
- 3 - Lamas das estações depuradoras- Digestores
- 4 – Resíduos/efluentes agroindustriais

Todas as unidades de digestão existentes em Portugal, cuja dimensão possa justificar o aproveitamento do biometano, foram dotadas de sistemas de cogeração para produzir energia eléctrica e aquecer o digestor, uma opção justificada quer pela tarifa de retribuição de energia eléctrica que tem sido disponibilizada durante anos, quer também pela necessidade de aquecer os digestores. No entanto, o calor disponível é excedentário e ao ser usado apenas para aquecer o digestor leva a uma forte perda de rendimento da instalação. Esta solução tem vingado na área das lamas e dos RSU essencialmente devido a apoios consideráveis do fundo de coesão, visto que, para grande parte dos operadores, a tarifa de remuneração da energia eléctrica *per se* não tem sido suficientemente atrativa por forma a justificar um investimento na digestão anaeróbia de resíduos.

Na década de 90, diversos projetos ligados ao ambiente relacionados com resíduos de agropecuária tiveram igualmente um forte financiamento por parte do fundo Valoren, o que permitiu a criação de mais 80 instalações fortemente participadas, o que permitiu baixar os custos de implementação. Com o decorrer do tempo, grande parte destas unidades, encerraram a sua atividade, optando os proprietários pela colocação dos resíduos no solo, o que permite inferir que é expectável em Portugal um elevado potencial para a produção de biogás.

Ainda não existem em Portugal sistemas de digestão baseados em resíduos e culturas agrícolas dedicadas em codigestão. Inclusivamente, os resíduos dos espaços verdes não são aproveitados duma forma positiva, uma vez que praticamente que não são encaminhados para os digestores de RSU nacionais, devido ao valor da taxa de entrada (*Feed in*) nos sistemas de recolha de RSU. Adicionalmente, também não existem empresas privadas que giram digestores para acolher resíduos verdes, como acontece com a compostagem. Um digestor anaeróbio requer um investimento muito superior ao de um sistema de compostagem e a

energia produzida ainda não é suficientemente atrativa. Nos sistemas de biogás existem diversos fatores que afetam o investimento a realizar, para além dos custos de energia, os quais devem ser analisados setor a setor.

Aterro sanitário. A construção e implementação de aterros sanitários têm sido cofinanciadas parcialmente (em percentagens variáveis consoante a região) pelos fundos europeus de coesão. Na maioria dos sistemas, os municípios suportam uma taxa de saneamento que cobre os custos de recolha, transporte da matéria residual até ao local do aterro e a respetiva deposição, bem como as operações de exploração de todo o sistema. Estas operações não são particularmente dispendiosas em comparação com as decorrentes dum sistema de digestão. Assim, no caso dos aterros, a valorização energética do biogás diz respeito, essencialmente ao investimento no motor gerador para produção da energia elétrica. Como alternativa, o biogás poderia alimentar um sistema de purificação e compressão, no caso de injeção na rede ou venda de biometano, uma solução alternativa interessante em termos financeiros e de eficiência energética, o que todavia ainda não é possível de por em prática, nomeadamente por falta de regulamentação específica. Os aterros sanitários, fornecem biogás numa forma espontânea, o qual deve ser queimado para limitar as emissões de metano na atmosfera, um gás com forte efeito estufa, equivalente a 21 vezes o de CO₂, em base volumétrica. Os aterros de maior porte foram dotados de sistemas de produção de energia elétrica, na altura do seu fecho, constituindo estes atualmente uma fonte importante de biogás e eletricidade.

Os motores geradores colocados em aterros sofrem de dois problemas relevantes: dificilmente se encontra uma aplicação interessante para o calor gerado e a produção de biogás é sujeita a variações ao longo do tempo, tornando-se difícil explorar completamente o potencial do biogás do aterro. Nesta situação, a produção de biometano encontra aspetos nitidamente favoráveis. Os aterros sanitários não necessitam de aquecimento, ao contrário dos digestores anaeróbios, o que pode dispensar completamente a cogeração. No caso de injeção na rede, o biometano pode ser aproveitado em locais com 100% de uso de calor. No caso do uso veicular, substitui os combustíveis fósseis e o biometano pode ser utilizado, por exemplo, na frota das empresas de recolha e transporte dos resíduos e talvez na maquinaria do aterro. O facto de os aterros estarem em extinção e deixar de ser utilizados, deve ser cuidadosamente avaliado e optimizado, pois embora continuem a produzir biogás durante diversos anos após o seu encerramento, o débito de biometano reduz-se progressivamente, podendo tornar mais complexa a exploração do combustível bem como o dimensionamento e operação do sistema de conversão.

Digestores para RSU. Também neste caso uma parte importante do financiamento das unidades é obtida por fundos de coesão, suportando os municípios as respetivas taxas sobre os resíduos, assegurando a recolha e transporte da matéria-prima. Os digestores da fração orgânica dos RSU estão a substituir gradualmente os aterros sanitários em Portugal. As entidades empreendedoras utilizam esta solução para cumprir os compromissos comunitários quanto à diminuição da matéria orgânica a colocar em aterro, como previsto nos planos nacionais dos RSU (PERSU 2 e PERSU 2020).

Estas centrais de valorização orgânica são estruturas complexas que prevêem a triagem e pré-tratamento dos RSU e o seu processamento biológico, tendo um custo de capital avultado. Os produtos derivados da digestão são dois: o biogás e um composto orgânico. As opções alternativas à digestão anaeróbia dependem da escala do empreendimento, podendo ser a incineração ou a compostagem das lamas. A incineração é viável em grande escala e, de acordo com o indicado no PERSU 2, não estão previstas mais centrais em Portugal. Assim, a opção disponível para o agente económico é efetuar uma digestão anaeróbia seguida de compostagem ou só a compostagem.

Dado que os digestores são aquecidos até ao regime mesofílico ou termofílico, pelo menos uma parte do biogás deve ser utilizada para o aquecimento do digestor, sendo então fundamental haver um sistema de cogeração para uma parte ou para a totalidade do biogás. Decorrente do baixo teor de humidade dos RSU's, esta opção é possível. Em digestores, como é o caso da Valorsul, que funcionem em termofílico e com efluente relativamente diluído, o calor necessário para o aquecimento é significativo, embora o efluente digerido seja reciclado para diluir a carga de entrada e conservar a maior parte do teor térmico necessário ao funcionamento do digestor. Nos digestores que trabalham a seco, o calor necessário para o aquecimento é menor. Em qualquer dos casos, a maioria dos digestores dos RSU necessitam duma fonte de calor pelo que uma parte do gás deve ser destinado para o efeito, podendo o restante ser utilizado para a produção de biometano.

Digestores de lamas de ETAR. A digestão anaeróbia é uma solução válida para o tratamento das lamas das ETAR's e a maioria das unidades nacionais com médio ou grande porte (a partir de 500 mil m³ de biogás por dia, ou 25 mil habitantes) são dotadas de um sistema de digestão aquecido por um motor gerador a funcionar em cogeração. A experiência prova que o aquecimento por caldeira não é uma solução e a remuneração da energia elétrica compensa a substituição da caldeira, solução corrente neste setor.

Verifica-se, no entanto, que pelo facto das lamas não serem suficientemente espessadas, o calor proveniente da cogeração é todo utilizado na digestão e, inclusivamente, existem casos em que é utilizado gás natural para manter a temperatura de digestão constante. Em outras situações, aceita-se que a temperatura do sistema baixe no inverno. Como muitos sistemas são sobredimensionados, existe uma capacidade excedentária que permite esta situação, mas que tem como consequência a possível diminuição da qualidade do biogás, afetando a duração dos motores geradores. De um modo geral, nos sistemas atuais, o biogás das ETAR's não está significativamente disponível para poder ser convertido em biometano. Contudo existe a possibilidade de poder transformar digestores de lamas em sistemas de co-digestão, alargando as possibilidades de produção de biometano.

Digestores da agropecuária. Este setor tem atravessado fases alternadas de sucesso em Portugal. Após uma fase de entusiasmo na década de 90, o setor ficou completamente parado em termos de unidades construídas. Uma das razões é a excessiva diluição dos efluentes e a dificuldade em controlar a matéria-prima. Estes digestores não produzem o suficiente para providenciar ao seu próprio aquecimento no Inverno. Por outro lado não se conhecem investimentos novos neste setor.

Em princípio poder-se-á considerar que a opção da digestão anaeróbia e produção de fertilizantes requer um investimento avultado, substancialmente superior ao de soluções convencionais de estabilização, sendo este um dos maiores obstáculos à difusão da digestão anaeróbia. As unidades de produção deveriam ser atualizadas e revistas, tendo em vista a produção de biometano. A utilização da água deveria ser reduzida, a limpeza deveria ser feita por sistema de arraste a seco e as fossas que recolhem os resíduos redimensionados. Tudo isto implica forte investimento. A propagação dos sistemas de digestão traduzir-se-ia em vantagens para o país nas três vertentes de redução esperadas pela directiva das renováveis: (20-20-20) emissões-eficiência-energia renovável. Assim, seria importante que a remuneração do biogás permitisse compensar o investimento do digestor, uma vez que os investidores não têm vindo a dispor de outros meios de financiamento. Deveria premiar também o desenvolvimento e incorporação de tecnologia nacional. Atualmente, a tarifa em Portugal não é motivadora para estas situações e, portanto, não se tem verificado desenvolvimento desta atividade.

Digestores de indústria alimentar e de bebidas. Os efluentes orgânicos da indústria alimentar e das bebidas são frequentemente quentes e são tratados com tecnologias de digestão

anaeróbia de alta eficiência. Existem unidades muito interessantes em Portugal com produção muito elevada de biogás, por exemplo na indústria cervejeira nacional e noutras indústrias alimentares. Estas unidades não necessitam de aquecer os seus digestores e queimam parte ou todo o biogás nas caldeiras das unidades fabris. Por estas razões, este setor reúne condições interessantes para se proceder a uma experiência de biometano.

Digestores de culturas agrícolas em codigestão com resíduos agroindustriais. Esta solução mais usada no norte da Europa, não é ainda praticada em Portugal. Trata-se de conjugar resíduos da agropecuária com culturas agrícolas dedicadas. Associa ao tratamento dos resíduos a produção agrícola, com diversas vantagens na perspetiva do desenvolvimento de uma economia sustentável: ajuda a cumprir a diretiva sobre aterros, motiva novas práticas agrícolas, cria novos empregos e valoriza resíduos endógenos. Este é um setor interessante para o biometano, pois permite juntar resíduos concentrados da agricultura com estrumes mais diluídos, proporcionando avultadas quantidades de gás. O calor necessário para aquecer o digestor é uma fração relativamente pequena em relação à energia do gás produzido.

Em resumo, pode concluir-se que a produção de biometano por processos de digestão é possível desde que efetuada a partir de efluentes quentes, resíduos ou misturas deles bastante concentrados. A **Erro! Auto-referência de marcador inválida.** apresenta o potencial de aplicação de produção de biometano, com base nas tecnologias e instalações existentes de produção de biogás em Portugal.

Tabela 4.9 - Aplicação potencial do biometano em Portugal.

Origem do biogás	Produção/disponibilidade de biometano	Nota
<p>Aterro sanitário</p>	<p>Os sistemas de grande porte (>1 MWh) são já dotados de motor gerador para produção de energia elétrica. Não existe aproveitamento do calor disponível no motor, que é arrefecido por radiadores, com conseqüente consumo de energia. Nos casos em que os motores não conseguem utilizar a totalidade do biogás, o excedente pode ser destinado à produção de biometano. Os aterros de menor porte que não aproveitam o biogás e os aterros em fase de conclusão e fecho, podem ser elegíveis para produção de biometano.</p> <p>Assim, neste setor, <u>é possível a curto prazo implementar um sistema de produção de biometano em aterro disponível para o efeito.</u></p>	<p>Os aterros não necessitam de calor para o aquecimento do substrato, sendo que todo o biometano pode ser utilizado em aplicações externas; a qualidade do biogás é inferior relativamente aos digestores aquecidos. Os aterros estão a deixar de ser utilizados, mas continuarão a produzir biogás durante mais de 20 anos, devido à matéria orgânica depositada.</p>

Origem do biogás	Produção/disponibilidade de biometano	Nota
<p>Digestores de RSU</p>	<p>Os digestores em funcionamento ou em fase de adjudicação ou arranque são dotados de sistemas de produção de energia elétrica em cogeração e utilizam uma parte do calor no aquecimento do sistema. O calor necessário ao aquecimento não requer, com este substrato, que todo o biogás seja usado na cogeração, podendo destinar-se uma parte para a produção de biometano. Esta opção pode ser implementada nas unidades existentes na altura aquando da substituição dos motores geradores, ou pode ser proposto em novas unidades em fase de planeamento.</p> <p><u>Este setor poderá proporcionar aplicações de biometano a curto ou médio prazo.</u></p>	<p>As necessidades térmicas nos digestores em fase sólida ou digestores com recuperador do calor do efluente digerido são baixas em relação ao potencial energético disponível do biometano. Assim, é possível usar grande parte deste gás para a produção do biometano. O sistema de cogeração atua numa escala compatível com as necessidades de aquecimento tendo a correspondente produção de eletricidade.</p>
<p>Digestores de Lamas de ETAR</p>	<p>A partir duma população servida acima dos 25.000 habitantes, muitas ETAR's são dotadas de digestores aquecidos, que aproveitam o biogás para cogeração. A necessidade térmica para manter aquecido o digestor é muito elevada devido à diluição do substrato (da ordem ou até inferior a 5 % de matéria seca), por vezes insuficiente para garantir a manutenção da temperatura no regime mesofílico (35°C). A opção de poder retirar uma parte do biogás para produção de biometano não é viável, excepto em grandes instalações dotadas de eficiente sistema de espessamento das lamas ou no caso de usarem o sistema para co-digestão com outros resíduos locais, uma opção que leva algum tempo para ser implementada, mas que <u>pode ser interessante a mais longo prazo.</u></p>	<p>Nem sempre se consegue obter um espessamento satisfatório das lamas nas ETAR's devido à perturbação resultante de elevados caudais pluviais no inverno, ao deficiente comportamento dos espessadores gravíticos face ao clima nacional e a outros sistemas operacionais. A situação pode ser melhorada mas é difícil obterem-se lamas mistas com concentrações superiores a 5 % de matéria seca. Por conseguinte, as lamas das ETAR's têm elevadas necessidades de calor, utilizando praticamente todo o potencial disponível da cogeração no Inverno. Para ultrapassar esta barreira, podem juntar-se substratos mais concentrados, mas o conceito da codigestão em digestores municipais não está ainda posto em prática. Contudo poderá ser uma opção no futuro, proporcionando biometano útil, caso venha a ser implementado.</p>
<p>Digestores de efluentes da agropecuária</p>	<p>Em Portugal, os digestores da agropecuária para substratos individuais tiveram bastante popularidade na década de 90 mas atualmente não são muito usados. Os que existem utilizam o biogás em cogeração, podendo a produção de biometano ser encarada para novas unidades e remodelando as explorações para otimizar o estado do excreta.</p> <p><u>A curto prazo, pode-se aproveitar um sistema de co-digestão disponível, com produção de biogás acima dos 50 m³/h, adaptando-o para acolher substratos.</u> O biometano pode ser usado nos camiões-cisterna para recolha de resíduos.</p>	<p>Em Portugal, na área da suinicultura, existem não mais de dois sistemas de grande porte baseados na codigestão. Os estrumes chegam muito diluídos com as águas de lavagens, o que dificulta o processamento na temperatura desejada e afeta o seu transporte (exceto no caso de haver bombagem). Existem muito poucos sistemas de codigestão com aquecimento, no setor avícola e bovino, com produção de biogás que pode atingir 2000 m³/dia. A expansão do biometano para este setor requer mudanças significativas e modernização da exploração produtora, o que não se prevê possível a curto prazo.</p>

Origem do biogás	Produção/disponibilidade de biometano	Nota
Digestores de efluentes industriais quentes	<p>Existem digestores de indústrias que poderão ter interesse em produzir e vender o biometano. No entanto, há que consultar as empresas do setor, designadamente as que possuem digestores, com vista a promover a conversão de biogás para biometano.</p> <p><u>Pode ser uma solução viável a curto prazo, sendo possível usar o biometano como combustível rodoviário, por exemplo em frotas próprias.</u></p>	<p>Algumas unidades existentes utilizam o biogás nas caldeiras. O Biometano poderá ser uma interessante alternativa.</p>
Digestores baseados em resíduos e culturas agrícolas	<p>Estes sistemas não existem em Portugal, mas existe um potencial significativo.</p> <p>Trata-se duma <u>solução que poderá ser implementada a longo prazo</u> devido à sua complexidade, exigindo um planeamento rigoroso.</p>	<p>Para a promoção deste tipo de sistemas, é necessário uma política estruturada que possibilite os investimentos no biometano baseados nos resíduos e culturas energéticas secundárias.</p>

Tendo presente o acima exposto, poder-se-ão considerar três alternativas para implementação.

➤ **Opção 1** - Com base em instalação existente de produção de biogás, cujos dados técnicos e económicos estejam dominados, proceder à sua conversão para produção de biometano, no que respeita a parte ou à totalidade do potencial, procurando eventualmente aumentar a produção com a adição de outros substratos, sendo possíveis as seguintes situações:

- 1 – Aterro com excesso de biogás ou sem motores geradores;
- 2 – Digestor de RSU's;
- 3 – Digestor da agropecuária ou de lamas que possa ser adaptado para acolher uma maior quantidade de resíduos;
- 4 – Digestor industrial.

A dimensão mínima a considerar poderá ser pequena, a partir de 50 m³/h de biogás (25 L/h de biometano).

A solução de mais fácil implementação a curto prazo é a sua utilização nomeadamente como combustível veicular (GNV), quer para auto-consumo ou diretamente fornecido em postos de abastecimento público.

- **Opção 2** – Reunir um conjunto de produtores com localização geograficamente próxima para entregar o biogás numa instalação centralizada de produção de biometano dimensionada para valorização do total de caudais debitados pelas várias unidades produtoras e, consecutivamente, usar diretamente o biometano em unidades dedicadas para abastecimento do gás ou injetar o biometano na rede de GN. Atualmente, as unidades de produção de biogás poderão não estar suficientemente próximas para justificar uma opção desta natureza a curto prazo. Esta opção mostra-se pouco viável e, a ser possível a médio prazo, dependerá do progresso do setor de produção de biogás no futuro.

- **Opção 3** – Reunir um conjunto de entidades (agricultores, ETAR's, etc.) para fornecimento das matérias-primas e implementar uma logística nacional de recolha para encaminhá-las, na sua totalidade, para uma instalação de produção de biometano.

Esta solução só pode ser implementada a médio ou longo prazo. A implementação de uma instalação de produção de biogás centralizada requer o acordo entre diversas entidades, nomeadamente os produtores dos resíduos, a entidade responsável para a produção de biogás, os utilizadores de energia e o produtor de biogás e ainda os agricultores locais. Deve ser criado um sistema de gestão apropriado e deve existir legislação apropriada para apoiar estas iniciativas. Um exemplo desta solução é o projeto “Agropti gas” da Suécia³⁷, que demorou 15 anos a ser implementado. Hoje em dia poderá ser mais rápido, visto haver diversos exemplos internacionais bem sucedidos, proporcionando informação relevante para a implementação em Portugal.

De seguida, detalha-se de forma mais pormenorizada cada uma das três opções consideradas neste Estudo.

A **opção 1**, num prazo mais alargado, poderá contemplar uma produção em biometano superior a 250 m³ de biogás por dia, podendo colocar-se a opção de injeção na rede de baixa pressão de GN, desde que a sua produção se situe numa distância inferior a 600 m. Havendo unidades de digestão anaeróbia sub-aproveitadas, seria de considerar esta oportunidade para

³⁷ http://www.walesadcentre.org.uk/Controls/Document/Docs/Vasteras_comp__F.pdf.

sua utilização. No entanto, alternativas de utilização do biometano para auto-consumo ou em unidades autónomas dedicadas poderão ser preferíveis no curto prazo.

A **opção 2** leva a que sejam consideradas regiões de elevada concentração de unidades produtoras, como por exemplo, as regiões de Lisboa e Vale do Tejo e do Porto, face à distribuição geográfica das instalações existentes e a proximidade do gasoduto nacional (ver figura 2.1). No entanto, o distanciamento entre estas unidades para a construção de *pipelines* de ligação a uma unidade



centralizada de tratamento e valorização de biogás, de entre as três alternativas, comportará custos acrescidos resultantes da entrega do biogás.

Ainda para esta opção 2, poderão considerar-se duas alternativas, qualquer delas comportando custos relacionados com a implementação de uma logística de distribuição de gás: i) transporte do biogás através de tanques por via rodoviária, ou ii) construindo uma rede local de gasodutos para escoamento do biogás das unidades produtoras e assim alimentar a central de produção de biometano, tendo sido reportado um valor na ordem dos 55€ por metro de troço, em estudo desenvolvido por outrem^[25]. Esta opção, embora teoricamente viável, é de difícil implementação a curto e médio prazo.

A **opção 3** poderá ser atrativa dado que a logística de recolha e transporte de matérias-primas, para além de já existir, é mais fácil de implementar, abastecendo uma central única cuja localização deverá ter em conta a proximidade dos maiores volumes em matéria-prima disponível. Duas situações poderão colocar-se em relação à distribuição de biometano: (i) injeção na rede de GN e, portanto, a localização terá de ser compatível com o traçado de gasodutos; ou (ii) favorecer o desenvolvimento regional em situação em que não exista acesso à rede de GN mas, nesse caso, haverá necessidade de criação de rede local de distribuição ou, no caso de existir entidade grande consumidora de gás, canalizar o biometano para essa entidade.

O futuro acompanhamento das alternativas que vierem a ser implementadas poderá levar a uma análise comparativa mais aprofundada, ao nível da execução técnica e económica, de forma a identificar oportunidades e constrangimentos que conduzam a ações para introdução de melhorias e novas instalações.

4.6 Planeamento de ações

A produção de biometano pode ser garantida através da valorização do biogás e também do gás de síntese, separando o metano dos outros gases e aumentando a composição do metano designadamente através duma metanação, para se obter concentrações em biometano na mistura gasosa da ordem dos 95%. Na Europa existe já grande experiência nalguns países de produção de biometano designadamente através do biogás, pelo que ações de imediato poderão ser diligenciadas em Portugal na base do *know-how* existente, implementando projetos tecnicamente semelhantes mas que até ao momento não existe experiência nacional. Neste contexto, há que determinar os aspetos da logística e económicos que têm impacto na rentabilidade dos processos, uma vez que existirão certamente diferenças e especificidades do país que devem ser consideradas para adaptar as soluções de outros países a Portugal.

Paralelamente, poderão ser consideradas outras soluções tendo por base o potencial tecnológico nacional, criando incentivos à concretização de projetos de demonstração recorrendo a desenvolvimentos nacionais que, além de contribuir para a identificação da adequabilidade e rentabilidade das tecnologias, a terem sucesso poderão constituir casos de estudo para transferência tecnológica e comercialização noutros países.

A figura 4.6 ilustra uma unidade de purificação de biogás para produção de biometano, podendo observar-se o teor em metano na composição final medida em cromatógrafo instalado para garantir a qualidade adequada do gás produzido.



Figura 4.6 - Exemplo de instalação de purificação e valorização de biogás para produção de biometano.

As diferentes opções para o uso final do biometano produzido deveriam ser também testadas: injeção na rede de gás natural, injeção nas unidades autónomas, biometano comprimido para fornecimento em postos de abastecimento como combustível veicular ou comprimido (bio-GNC), e diretamente fornecido ao (s) cliente (s) final (ais).

A título de exemplo, a figura 4.7 apresenta a seguir uma opção de abastecimento de veículos recorrendo ao biometano, tratando-se de uma instalação autónoma dedicada ao fornecimento de combustível veicular na sua forma comprimida.



Figura 4.7 - Exemplo de posto de abastecimento de biometano veicular (bio-CNG).

De acordo com previsões apresentadas pela EBA³⁸ (figura 4.8), é estimado um crescimento significativo até 2030, sendo a produção esperada no ano corrente (2015) de 3.100 milhões Nm³/ano. O potencial de produção em Portugal só de biogás monta os 900 milhões Nm³/ano, passando para 1.700 milhões Nm³/ano se for adicionado o material celulósico e lenhocelulósico para gaseificação.

³⁸ "Green Gas Grids project: Biomethane Roadmap for Europe" (2014). *Biomethane Workshop*. 11 de Março. Bruxelas. Bélgica.

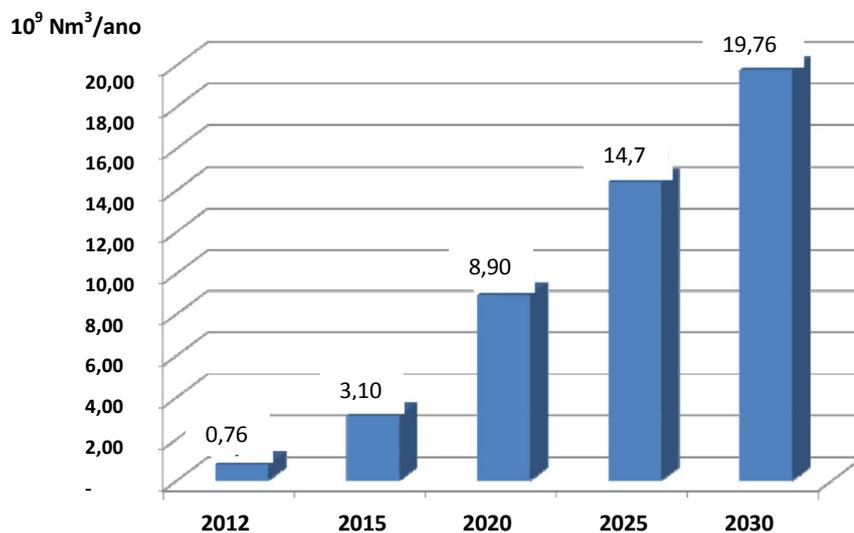
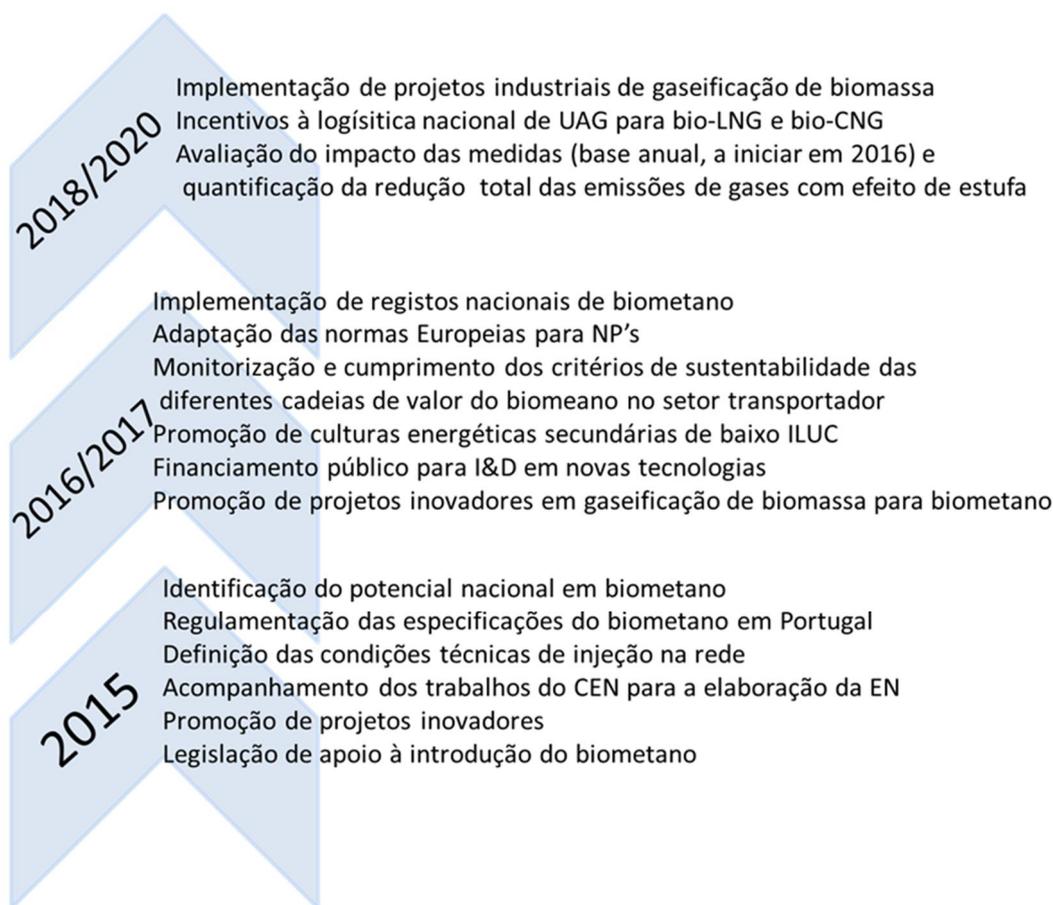


Figura 4.8 - Potencial de produção em biometano na União Europeia.
(Figura retirada do relatório de projeto Europeu “Green Gas Grids”)

Nota-se que os valores estimados para Portugal, apresentados anteriormente, são valores calculados com base em quantidades totais de matéria-prima, o que significa que não são consideradas opções que competem com a produção de gás a partir da biomassa, pelo que o escoamento designadamente dos resíduos irá depender das condições criadas em termos de estímulo para sua utilização para produção de biometano. Outras matérias-primas existem no entanto, caso das culturas agrícolas secundárias ou outros resíduos herbáceos disponíveis (ex. relvas) que, ao serem usados como matéria-prima em novas instalações e, eventualmente, em instalações de co-digestão, poderão levar a uma maior e significativa produção de biometano.

A seguir apresenta-se uma calendarização das ações a implementar, estas enquadradas nas ações previstas a nível Europeu.



Os desafios que se colocam são vários, nomeadamente no que se refere à implementação dum sistema de registos a nível nacional, a cooperação necessária entre diferentes organismos que sugere um planeamento integrado de várias áreas como a agricultura, florestas, ambiente, energia e ainda o desenvolvimento industrial e o I&D, a cooperação entre os vários países e o ir ao encontro das metas definidas para os balanços mássicos evitando duplicação de contagens, a definição e controlo de requisitos de sustentabilidade e certificação e, finalmente, definir o estímulo adequado que garanta a produtividade desejada com o desenvolvimento sustentável da indústria e da economia neste sector.

5. Indicadores para tomada de decisão & aspetos de legislação e regulamentação

Todos os países onde é efetuado um melhoramento do biogás para produção de biometano têm definido especificações para a injeção na rede de gás. Contudo, estas especificações são na maioria dos casos genéricas e definidas para todos os gases “não convencionais”, sendo o biometano, quer produzido a partir de processos de gaseificação quer de digestão anaeróbia, incluído neste grupo de gases. Acresce ainda o facto de existirem diferenças no que respeita às diferentes especificações, nomeadamente no que se refere composição e concentração de alguns parâmetros que não o metano.

5.1 Enquadramento legislativo europeu e nacional do biometano

5.1.1 O biometano na política europeia das Energias Renováveis

A Diretiva Comunitária 2009/28/EC para a promoção e uso de energia a partir de fontes renováveis (Diretiva RED) veio estipular para 2020 uma meta global europeia de produção de energia a partir de fontes renováveis no consumo bruto final de energia nos estados membros, em 20%, sendo que o setor dos transportes possui uma sub-meta específica de 10%. Para atingir a quota global a nível da UE, foram estabelecidas metas nacionais diferenciadas, sendo que a meta nacional de produção de energia a partir de fontes renováveis de 31,7%.

A meta europeia de energias renováveis estabelecida para o setor dos transportes (10%) inclui, por definição, a contribuição dos biocombustíveis líquidos e gasosos (como o biogás) para além do hidrogénio e da eletricidade produzida a partir de fontes renováveis. Não existem para o setor dos transportes metas europeias diferenciadas por tipo de energia renovável, mas os biocombustíveis, em todos os Estados Membros, são o principal contribuinte para o atingimento da meta de 10%. Importa realçar que, quando utilizados no setor dos transporte, os biocombustíveis produzidos a partir de resíduos e detritos, material celulósico não alimentar e lenhocelulósico contam a dobrar para atingir a meta obrigatória em 2020. O

biometano pode, desta forma, vir a fazer parte do mix energético renovável para atingir este objetivo.

O artigo 16º da Diretiva RED estabelece ainda condições para ligações à rede de gás: *“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”*.

É ainda referido no artigo 16º 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”*.

Relativamente aos critérios de sustentabilidade da Diretiva RED, no que respeita à redução de gases com efeito de estufa (GEE), até final de 2016, a redução mínima exigida face aos combustíveis fósseis é de 35% para instalações que tiveram início até 31 de Dezembro de 2010 (50% para as que tiveram início de atividade posteriormente a essa data) subindo a meta para todas as instalações para 50% em 2017 e 60% após 1 de Janeiro de 2018. Face a estas metas, o biometano produzido a partir de fontes renováveis cumpre todas as metas europeias de redução de GEE³⁹.

Na política europeia das energias renováveis (Diretivas RED e FQD), o biometano constitui assim uma fonte de energia que importa valorizar, pela sua importância para a Diretiva RED, no que se refere quer à meta de 20% de energia a partir de fontes renováveis para 2020, bem como à sub-meta dos 10% para o setor transportador; quer para a Diretiva FQD no que se refere à redução global de 6% das emissões de GEE.

5.1.2 O biometano como biocombustível sustentável para uso veicular

O biometano, quando produzido via digestão anaeróbia (biogás) é parte integrante de uma componente ambiental obrigatória para os operadores económicos que manipulam unidades de tratamento de resíduos, sejam eles aterros, digestores de RSU ou digestores de lamas. A

³⁹ A título de exemplo, no Anexo I do Decreto-Lei nº 117/2010, que transpõe, nomeadamente, os critérios de sustentabilidade de biocombustíveis e biolíquidos da Diretiva RED é atribuída uma redução por defeito de GEE de 73% para o biogás produzido a partir de resíduos orgânicos urbanos, como gás natural comprimido.

limpeza e acondicionamento do biogás em biometano implicam a remoção de CO₂ num processo que requer energia, dependente das condições do processo.

Independentemente da tecnologia usada, a Diretiva 28/2009/EC (RED) assume 73% de redução como um valor conservador (valor por defeito) em gases com efeito de estufa o que torna o biogás/biometano um dos biocombustíveis mais sustentáveis com valores de redução de gases com efeito de estufa ao nível dos valores inscritos na RED para tecnologias de segunda geração a partir de biomassa. Sempre que o biogás for obtido por digestão anaeróbia ou por gaseificação a partir de resíduos, beneficiará do mecanismo de dupla contagem da Diretiva o que *per se* pode constituir um incentivo financeiro importante sempre que o mesmo for utilizado como combustível veicular, quer na forma de bio-GNC ou bio-GNL.

5.1.3 O biometano no contexto do PNAER 2020

De acordo com os objetivos e compromissos assumidos por Portugal no que respeita às matérias de eficiência energética e de energias renováveis, a Resolução do Conselho de Ministros nº 20/2013 veio aprovar a revisão do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (PNAEE 2016) e do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020 (PNAER 2020). O uso e promoção do Biogás/Biometano constitui uma das vias constantes no PNAER para atingir esses objetivos nacionais para 2020 no que respeita às fontes de energia renováveis. Assim, e de acordo com o PNAER, a produção de biogás, por razões que se prendem com limitações no aproveitamento útil do calor, em parte relacionadas com a localização geográfica das unidades de onde o biogás é produzido, não tem permitido potenciar este tipo de valorização energética. Para além da aposta em sistemas de cogeração, o PNAER prevê também a valorização do biogás/biometano quer ao nível da vertente térmica, quer como combustível no setor dos transportes. Para dar seguimento a estas vias, o PNAER contempla, para o período 2012-2015 e no âmbito das medidas previstas para promoção de energias de fontes renováveis nos setores de Aquecimento & Arrefecimento, Elétrico e dos Transportes, a realização de estudos para “Avaliar o potencial do biometano em Portugal e suas aplicações alternativas e regulamentar as especificações”⁴⁰. Aliás, já foi dado um importante passo no que respeita à possibilidade de injeção do biogás, na forma de biometano, na rede de GN, com a publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

⁴⁰ Quadro 2 do PNAER 2020.

No setor dos transportes, é aberta ainda a possibilidade da sua utilização no abastecimento de veículos a gás natural em postos de enchimento dedicados. Neste caso, questões como a proximidade à rede do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) são de elevada importância, podendo ser necessário implementar soluções de liquefação para transporte do biometano sob a forma líquida.

5.2 Regulamentação Europeia do Biometano

A ausência de uma regulamentação Europeia que permita uniformizar as especificações do biometano, tem constituído uma barreira no que respeita à promoção e consequente aumento da quota produzida a nível Europeu.

Por forma a dar cumprimento aos objetivos ambiciosos da diretiva RED e FQD, a nível dos transportes, importa maximizar a produção e a utilização do biometano, o qual se revela um combustível importante, especialmente no que respeita a frotas empresariais, como é o caso dos transportes públicos urbanos. Este interesse europeu de crescimento da utilização do biometano como uma alternativa renovável aos combustíveis rodoviários de origem fóssil, garantindo as exigentes especificações de qualidade que um combustível rodoviário deve obedecer para aplicação no mercado europeu vem requerer a adoção de um conjunto normativo a nível europeu, por forma a garantir a qualidade e segurança do mesmo.

Também no que se refere à utilização de biometano para injeção na rede de gás natural, e dado o enorme potencial de matérias-primas que podem ser utilizadas na produção deste combustível, a promoção da utilização desta via vem contribuir significativamente para os objetivos traçados no protocolo de Quioto. A adoção de normas regulamentares europeias para a utilização do biometano como combustível rodoviário e para injeção na rede de gás natural revela-se fundamental para facilitar a sua penetração no mercado.

5.2.1 Ponto da situação relativamente à regulamentação Europeia

Em 2010, a Comissão Europeia veio mandar o Comité Europeu de Normalização (CEN) através do mandato M/475⁴¹, para desenvolver:

- Uma norma Europeia para as especificações de qualidade para a utilização do biometano a ser usado como combustível rodoviário;
- Normas Europeias ou Especificações Técnicas para especificações de qualidade do biometano a ser injetado nas redes de gás natural, quer sejam do tipo “H” quer do tipo “L”.

O comité técnico do CEN responsável por esta matéria é o CEN/TC 408. Este comité foi constituído em 2011, tendo como membros diversos organismos de 17 países⁴² e ainda estabelecendo ligações com 7 organizações europeias⁴³. A presidência foi atribuída ao holandês Erik Buthker, sendo o secretariado assegurado pela AFNOR (França).

A TC/408 criou 4 grupos de peritos, “Expert Groups” (EG), com funções distintas:

- EG1 – Determinação e rastreamento do conteúdo biogénico de metano na rede de gás natural;
- EG2 – Gás Natural/Biometano como combustível rodoviário;
- EG3 – Especificações para injeção na rede de gás natural;
- EG4 – métodos de teste.

O EG1 foi criado com o intuito de avaliar a possibilidade do desenvolvimento de um processo que permitisse assegurar o rastreamento do biometano em qualquer ponto da rede de gás. A instalação de tecnologia necessária para monitorizar em contínuo os teores de biometano ao longo da rede foi considerada pelo grupo de trabalho como tendo custos muito elevados, não se tornando economicamente viável. No entanto, têm sido estudadas alternativas que permitam garantir o balanço de massa ao longo da rede, por forma a evitar situações de

⁴¹ http://ec.europa.eu/enterprise/standards_policy/mandates/database/index.cfm?fuseaction=search.detail&id=459#

⁴² Austria (ASI), Bélgica (NBN), Bulgária (BDS), República Checa (UNMZ), Dinamarca (DS), Finlândia (SFS), França (AFNOR), Alemanha (DIN), Grécia (ELOT), Itália (UNI), Letónia (LVS), Noruega (SN), Eslovénia (SIST), Eslováquia (SUTN), Espanha (AENOR), Suécia (SIS) e Reino Unido (BSI).

⁴³ Afecor, EBA, Farecogaz, GIE, Marcogaz, ENTSOG e NGVA Europe.

fraude no que se refere à sustentabilidade dos biocombustíveis. Esta questão ainda se mantém em estudo por parte do EG1.

Foi necessário criar dois grupos de peritos distintos (EG2 e EG3) para a utilização do biometano como combustível rodoviário e para a injeção nas redes de gás, uma vez que se identificou que as especificações necessárias para cada uma destas utilizações do biometano seriam diferentes. Já o EG4, tem por missão as temáticas relacionadas com os métodos de teste, nomeadamente questões de controlo de qualidade assim como a inclusão de ferramentas de avaliação de critérios de saúde humana.

A necessidade de uma harmonização no que se refere à regulamentação do biometano advém do facto de existir uma diversidade de especificações consoante os países da europa, inibindo, de certa forma, a desejada expansão europeia na utilização do biometano.

Uma das preocupações presentes no que se refere à definição de parâmetros e limites a serem definidos na regulamentação europeia prende-se com o facto de ser necessário salvaguardar os países que já procedem a injeção de biometano na rede de gás natural, caso as especificações europeias sejam muito mais restritivas do que as aplicadas nesses países.

Existem essencialmente 3 situações (ver figura 5.1) que têm sido alvo de estudo por parte da TC/408:

1. Efetuar uma valorização do biogás e posterior injeção do biometano na rede de gás natural sendo então este utilizado a nível doméstico, industrial e veicular;
2. Após a valorização não efetuar a injeção e utilizar o biometano como combustível veicular quer diretamente quer como “blending” com o GN (em particular na forma bio-GNL);
3. Produção local do biometano com especificações próprias consoante a sua utilização.

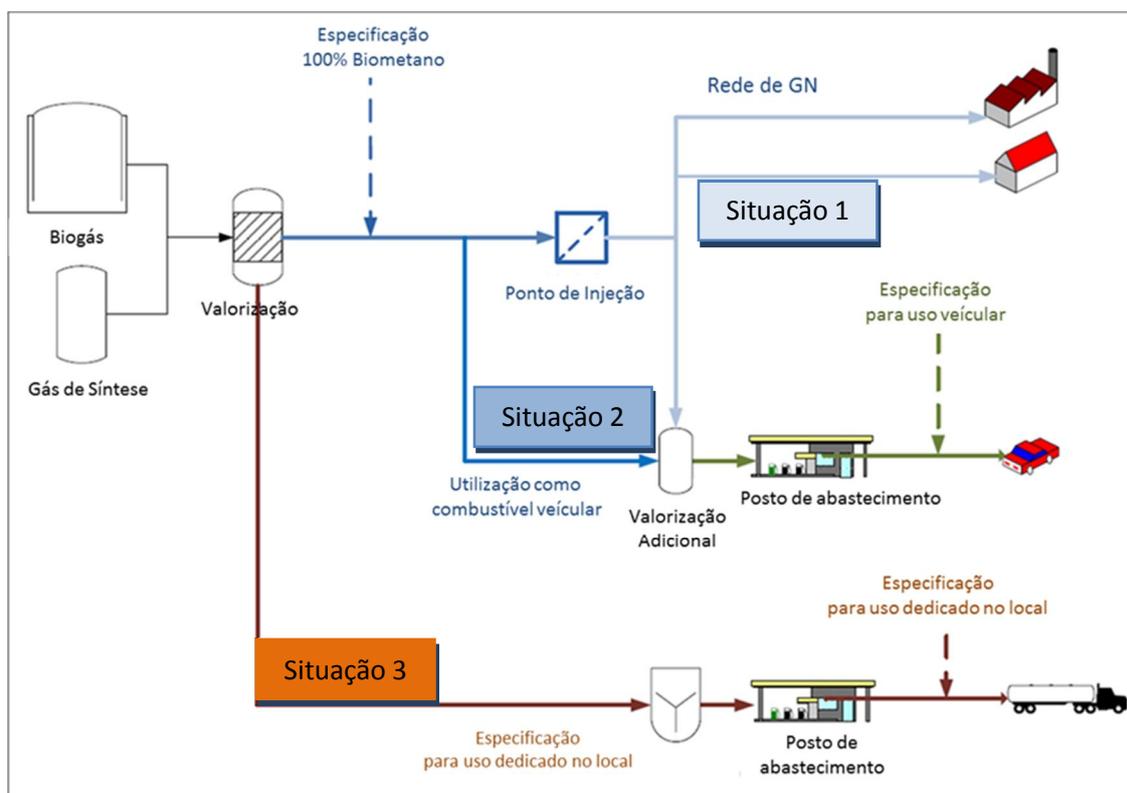


Figura 5.1 - Casos de estudo na TC408 no respeito a especificações do biometano.⁴⁴

Existindo já em alguns países especificações para o biometano a ser injetado na rede de gás natural, o grupo de trabalho EG3 deverá chegar a uma harmonização a nível europeu das especificações, propondo valores e parâmetros que terão que ser cumpridos. Para tal é necessário recorrer a métodos de teste e amostragem standardizados (missão do grupo de trabalho EG4).

As características dos gases de fontes “não convencionais”, correntemente abreviados por gases NCS (do inglês *Non-Conventional Source*), variam fortemente, dependendo do tipo de gás e da sua origem. A tabela 5.1 e a tabela 5.2 apresentam, respetivamente, a composição típica dos gases NCS em comparação com a do gás natural e as suas propriedades indicativas⁴⁵.

⁴⁴ Adaptado de Green Gas Grids (2013) – Deliverable 3.6 WG2

⁴⁵ CEN TC/234 (2011): “Gases from non-conventional sources — Injection into natural gas grids — Requirements and recommendations”

Tabela 5.1 - Composição típica dos gases NCS e do gás natural.

Composição	Unidade	Gás natural (tipo H – Mar do Norte)	Biogás		Biosyngas de gaseificação da biomassa		Syngas de gaseificação do carvão	
			Digestão Anaeróbia	Aterros	Com O ₂	Com Ar	CMM	CBM
Metano	% molar	88,8 (86,6 -88,8)	65,0 (50-80)	45,0 (30-60)	15,6	2,0 (1-10)	65,0	90,0
Carbonos C2+		8,3 (8,3-8,5)			5,8	(0-2)	1,5	2,2
Hidrogénio		-	- (0-2)	1,5 (0-2)	22,0 (20-30)	20,0 (10-25)	-	-
Monóxido de carbono		-	-	-	44,4 (40-50)	20,0 (10-25)	-	-
Dióxido de carbono		2,3 (1,9-2,3)	35,0 (15-50)	40,0 (15-40)	12,2 (15-30)	7,0 (7-15)	16,0	3,3
Azoto		1,1 (0,9-1,1)	0,2 (0-5)	15,0 (0-50)	(3-7)	Aprox. 50,0	18,0	4,5
Oxigénio		<0,01	(0-1)	1,0 (0-10)			(0-5)	
Sulfureto de Hidrogénio	mg/m ³	1,5 (0-5)	<600 (100-10000)	<100 (0-1000)	-		(0-5)	(0-5)
Amónia		-	100 (0-100)	5 (0-5)	-			
BTX		0-1750	0-20 (0-100)	0-500 (0-800)				1000-10000
Cloro total		-	-					
Flúor total	mg/m ³	-	0,5 (0-100)	10 (0-800)	-		-	-
Siloxanos	mg/m ³	-	0-50	0-50	-		-	-
Alcatrões	mg/m ³	-	-	-	0-5	0,01-100	-	0-5

Nota 1: as composições são puramente indicativas, obtidas a partir de diferentes fontes. Os valores entre parêntesis indicam as gamas que podem ser encontradas, dependendo da matéria-prima utilizada no processo.

Nota 2: Para a gaseificação da biomassa, estão disponíveis diferentes métodos com diferenças significativas na composição dos gases produzidos.

Tabela 5.2 - Propriedades indicativas dos gases NCS e do gás natural.

Propriedades	Unidade	Gás natural (tipo H – Mar do Norte)	Biogás		Biosyngas de gaseificação da biomassa		Syngas de gaseificação do carvão	
			Digestão Anaeróbia	Aterros	Com O ₂	Com Ar	CMM	CBM
Poder calorífico Superior	MJ/m ³	40	32	17	14	6	25	36
	kWh/m ³	12	7	7	4	3	7	10
Poder calorífico Inferior	MJ/m ³	35	22	21	13	9	23	32
	kWh/m ³	10	6	6	4	3	7	9
Índice de Wobbe	MJ/m ³	50	26	27	29	20	29	45
	kWh/m ³	15	8	8	8	6	8	13
Densidade relativa		0,6	0,9	0,7	0,2	0,3	0,8	0,6
Densidade	kg/m ³	0,7	0,8	0,8	0,3	0,3	0,8	0,7
Número de metano		76	135	144	64	77	109	90

Nota 1: Os valores das propriedades foram obtidos a partir dos valores indicativos individuais da Tabela 1 numa base seca, embora os gases NCS possam estar, na prática, saturados.

As diferentes características dos gases NCS, quer ao nível da constituição química quer a nível biológico, conferem-lhes diferentes propriedades que condicionam também a sua perigosidade. Os gases NCS podem ter características corrosivas, tóxicas ou que possam condicionar a qualidade do produto. O mesmo poderá acontecer para os gases de combustão, nos casos em que aqueles sofram um processo de queima. A regulamentação europeia para a injeção do biometano terá que ter em linha de conta esta questão. Em alguns casos, um ajustamento de determinados parâmetros aos valores padrão da rede poderá ser suficiente para a redução da perigosidade (ex. poder calorífico e índice de Wobbe) mas, em muitos casos, é necessário efetuar processos de tratamento específicos.

Ao nível dos países europeus que procedem à injeção de biometano na rede de gás, verifica-se que, para a maioria dos parâmetros as especificações apresentam alguma semelhança de valores (ex. dióxido de carbono, sulfureto de hidrogénio, água e calor específico). As diferenças prendem-se, essencialmente, com as características do gás natural na rede em cada um dos países e com a natureza dos substratos utilizados na produção do biometano.

A tabela 5.3 apresenta, para países europeus que possuem regulamentação das características do biometano a ser injetado na rede, uma compilação quanto aos valores estipulados para diversos parâmetros.

Tabela 5.3 ⁴⁶ - Comparação quanto a especificações do biometano em diversos países.

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

* Proposta de decreto-lei na Holanda para a regulamentação da composição de gás natural na rede

5.2.2 Parâmetros em estudo na TC/408 para uma definição das características de qualidade do biometano

Numa perspetiva de harmonização europeia, já em 2010, no âmbito do projeto europeu Biogasmax⁴⁷, houve uma proposta de uniformização de ao nível das unidades de diversos parâmetros (unidades de concentração, de volume, índice de Wobbe, densidade e ponto de orvalho). Também resultou do projeto Biogasmax, uma série de recomendações que viriam a servir de base a uma regulamentação europeia (tabela 5.4).

⁴⁶ Retirado de: Mattias Svensson, " Gas quality standardisation of biomethane, going from national to international level", apresentação no European Workshop Biomethane, Bruxelas, 11 de Março de 2014, com exceção dos valores referentes a Espanha, os quais são apresentados com base no estipulado na legislação espanhola (Documento BOE-A-2013-185).

⁴⁷ www.biogasmax.co.uk

Tabela 5.4 - Proposta do projeto Biogasmax quanto às especificações europeias do biometano.

Parâmetros comuns (todos os tipos de biometano)				
Parâmetro	Unidade	Gás - L	Gás - H	Comentários
Índice de Wobbe	kWh/m ³	10,85-12,44	12,69-15,19	Gama para o índice de Wobbe a 15°C e 1013.25 mbar tal como mencionado na norma EN437. É permitida a adição de propano por forma a ser atingida a gama requerida.
	MJ/m ³	39,1-44,8	45,7-54,7	
Poder calorífico	kWh/Nm ³	8,4-13,1		Gama das especificações correntes na Europa
	MJ/Nm ³	30,2-47,2		
Densidade relativa	-	0,55-0,75		Gama das especificações correntes na Europa
CO ₂	% vol	≤11	≤6	Gama das especificações correntes na Europa
Ponto de orvalho de hidrocarb. (sem CH ₄)	°C	Temperatura do solo (relacionado com a pressão da rede de gás à qual é ligado)		A ser medido apenas quando o poder calorífico é aumentado por adição de hidrocarbonetos (propano)
Ponto de orvalho da água	°C	Temperatura do solo		Relacionado com a pressão da rede de gás à qual é ligado
Poeiras	-	Tecnicamente isento		
O ₂	%	≤3		Gama das especificações correntes na Europa
S (total)	mgS/Nm ³	≤30		Odorizante incluído
THT	mg/Nm ³	15-40		Gama das especificações correntes na Europa
H ₂ S	mg/Nm ³	≤5		Gama das especificações correntes na Europa
H ₂	% vol	≤10		Gama das especificações correntes na Europa: <5. Contudo, o valor limite de H ₂ deverá ser aumentado por forma a poder incluir o biometano de gaseificação
NH ₃	mg/Nm ³			Gama das especificações correntes na Europa
Parâmetros adicionais (dependendo de substratos específicos) (baseado na gama aplicada na Europa)				
Parâmetro	Unidade			Matéria-prima considerada
Compostos orgânicos de silício (calculado como Si)	mg/Nm ³	≤10		Aterros, lamas de etar
F	mg/Nm ³	≤10 - 25		Aterros, lamas de etar
Cl	mg/Nm ³	≤1 - 50		Aterros, lamas de etar
Hg	mg/Nm ³	≤1		aterros

Dando continuidade a estes desenvolvimentos no que respeita às especificações europeias para o biometano, e atendendo a que alguns dos parâmetros são considerados mais sensíveis e determinantes no que respeita às características necessárias para a injeção na rede de gás, a TC408 tem dado especial destaque a alguns parâmetros, nomeadamente:

- Enxofre;
- Siloxanos;
- Oxigénio;
- Hidrogénio;
- Nº de metano;
- Compostos vestigiais que poderão ter efeitos na saúde humana;
- Modelos de exposição para estes compostos vestigiais.

A fixação por parte da TC 408 de valores limite para alguns destes parâmetros considerados mais sensíveis, tem em conta os estudos levados a cabo pela TC 234, responsável pela harmonização dos parâmetros de qualidade das infraestruturas de gás com especificação do tipo H⁴⁸.

Enxofre:

A presença de compostos de enxofre nas redes de gás natural advém de processos de odorização e da sua presença no próprio gás natural. A presença de compostos de enxofre, principalmente de sulfureto de hidrogénio, levanta problemas no que respeita a saúde humana, em resultado da sua elevada toxicidade. Também são tidas em conta diversas questões relativas a corrosão de equipamentos resultantes da formação de dióxidos de enxofre quando o sulfureto de hidrogénio é oxidado durante a combustão. No caso da utilização para uso em veículos, os construtores automóveis requerem níveis muito baixos de dióxido de enxofre no combustível, em virtude de serem evitados graves problemas de corrosão nas válvulas.

O biogás contém um teor considerável em sulfureto de hidrogénio (H₂S) na ordem de 1000 a 15000 ppm. É pois necessária a purificação do biometano por forma a reduzir os teores de enxofre presentes. No âmbito da TC/408 a discussão aponta para que, no caso da utilização veicular, venha a ser regulamentado um teor em sulfureto de hidrogénio inferior 5 mg/m³, sendo que o teor total em enxofre não está ainda definido; a indústria automóvel pretende que o valor máximo seja de 10 mg/m³, mas os fornecedores de gás apenas conseguem garantir um valor inferior a 30 mg/m³. Para a injeção na rede, ainda não há valores definidos quer para o enxofre, quer para o sulfureto de hidrogénio.

Siloxanos:

Os siloxanos existem principalmente no biogás proveniente de aterros sanitários e da digestão anaeróbia das lamas de ETAR; são compostos presentes em muitos produtos da indústria cosmética e nos materiais de combustão. No caso da injeção na rede de gás natural, a TC/408 prevê que o valor máximo de silício total se venha a situar entre 0,1 mg/m³ e 1 mg/m³. No caso da utilização veicular, os siloxanos constituem também um problema nos veículos a GNC, uma

⁴⁸ Em resultado dos desenvolvimentos da TC 234, existe já um projeto de norma europeia para as especificações dos gases de tipo H, prEN 16726-2014, disponível em: http://gcpilot.dgc.eu/workshops/stakeholder-workshop-1-07-2014/20140701-workshop-draft-standard.pdf/at_download/file

vez que, pela sua presença, a combustão produz teores elevados em sílica (SiO₂), com propriedades altamente abrasivas, danificando os motores, especialmente os pistons dos veículos. Nos veículos equipados com sonda lambda, os construtores pretendem que o teor máximo em silício seja inferior a 0,1 mg/m³. A discussão relativamente a este parâmetro ainda não está terminada, mas a TC/408 deverá propor que o valor máximo de silício total seja inferior a 0,5 mgSi/m³, uma vez que não existem ainda métodos de ensaios normalizados para medição de valores de 0,1 mg/m³.

Oxigénio:

Os teores máximos em oxigénio permitidos nos países que têm regulamentação estabelecida, variam desde 0,01% a 3%. Embora existam sérias limitações aos teores máximos em oxigénio nas redes de gás natural, em virtude dos riscos elevados de corrosão decorrentes dos altos teores em humidade nas redes subterrâneas de gás, no caso das especificações para o biometano não haverá necessidade de estabelecer limites tão restritivos para o teor em oxigénio. Isso dever-se-á ao facto de o biometano não ser transportado e armazenado a grandes profundidades, sendo principalmente injetado em redes de distribuição. Assim, a regulamentação Europeia do biometano deverá ter em conta as características da rede de distribuição na qual virá a ser injetado, não se prevendo que venha a ser estabelecido um valor limite para o oxigénio. Já para uma utilização de biometano como combustível veicular, deverá ser estabelecido um teor máximo de 1% de oxigénio.

Hidrogénio:

O hidrogénio está presente em quantidades vestigiais na composição biometano (a partir de digestão anaeróbia), não causando problemas significativos nas redes de gás. Para uso veicular, o teor não deverá ser superior a 2% (mol/mol), mas não está prevista a definição de um valor máximo para as especificações na rede. Existem estudos que mostram que teores de aproximadamente 10% (mol/mol) de hidrogénio nas redes de gás são aceitáveis, havendo algumas exceções a ter em conta. Uma delas é o caso do risco de formação de sulfureto de hidrogénio em unidades de armazenamento subterrâneo, em virtude do hidrogénio agir como substrato para bactérias redutoras de sulfato ou de enxofre. Apesar de terem vindo a ser efetuados diversos estudos científicos que visam avaliar o impacto do hidrogénio em determinadas condições, ainda não foi possível especificar um limite que se mostre adequado a todas as redes de gás na Europa. Acresce o facto de a possibilidade de utilização de biometano a partir de gaseificação ser vista com interesse, o que levaria à necessidade de

serem estabelecidos limites mais elevados do que os que seriam necessários caso não seja usada esta via.

Índice de metano:

O índice de metano revela-se um parâmetro de elevada importância na utilização veicular. Este parâmetro consiste numa medida da resistência dos gases do combustível à detonação no motor dos veículos. A inclusão deste parâmetro em especificações europeias para o biometano como carburante não é pacífica. Tal deve-se ao facto de haver diferenças significativas entre os valores considerados adequados por parte da indústria automóvel e dos representantes das redes de gás. No caso da utilização veicular, a EUROMOT⁴⁹ recomenda que o índice de metano deve ser superior a 80, considerando que valores inferiores poderão reduzir a eficiência dos motores a gás. Contudo, elevados valores do número de metano poderão levantar problemas ao nível do cumprimento das especificações de diversas fontes atuais de gás natural que possuem um número de metano inferior, obrigando a ajustamentos nas redes de gás com custos muito elevados.

Outro fator que levanta polémica, prende-se com o facto de não existir consenso quanto ao método analítico adequado para a medição do número de metano, obtendo-se diferentes resultados consoante o método utilizado.

A TC/408 deverá ter estes factos em consideração, prevendo-se que venham a ser estipulados dois valores distintos deste parâmetro em utilização rodoviária: 80 e 65, consoante as características do gás natural. Importa salientar que apenas uma pequena fração do gás natural distribuído na Europa apresenta um valor de índice de metano inferior a 70, pelo que o valor mínimo de 80 será o aplicável na maioria dos casos. Para injeção na rede de gás natural, não está prevista a regulamentação deste parâmetro.

Ponto de orvalho da água:

No caso da utilização veicular, este parâmetro é de elevada importância no que respeita à qualidade do gás, sendo necessário assegurar que a elevadas pressões e nos depósitos de combustível dos veículos a GNC, não existe condensação da água, evitando a corrosão dos componentes metálicos. A TC/408 propõe que não seja estipulado um único valor fixo para

⁴⁹ European Association of Internal Combustion Engine Manufacturers.

este parâmetro, mas sim que seja definido consoante as diferentes zonas climáticas (zonas A, B e C), cabendo aos reguladores nacionais a inclusão numa dessas zonas. De acordo com os valores propostos para utilização veicular variam entre -10°C e -30°C . Para a injeção de biometano na rede, também não está prevista a regulamentação deste parâmetro.

Ponto de orvalho de hidrocarbonetos:

O ponto de orvalho de hidrocarbonetos constitui, tal como o ponto de condensação da água, um importante parâmetro para aferir a qualidade do gás. Consiste na temperatura, a uma dada pressão a que começam a condensar os componentes hidrocarbonetos da mistura gasosa. Embora para o biometano a injetar na rede não esteja prevista a regulamentação deste parâmetro, no caso da utilização veicular o valor máximo previsto deverá ser de -2°C .

Compostos vestigiais:

Para a injeção na rede, a TC/408 estabelece a necessidade de uma abordagem que inclua critérios de salvaguarda da saúde humana. Não está prevista a definição valores limites específicos para compostos desta natureza (ex. compostos clorados, fluorados, hidrocarbonetos aromáticos policíclicos, ácido cianídrico), uma vez que a aplicação de critérios de saúde humana para o biometano se revela complexa e dependente da origem do biogás e das tecnologias de purificação e de melhoramento para a produção de biometano. Assim, é recomendado que os limites sejam estabelecidos não a nível europeu mas sim a nível nacional, tendo em conta as características do biometano em causa. Deverão ser utilizadas as metodologias adequadas para ter em conta os critérios de saúde humana, sendo dado como exemplo a metodologia seguida no relatório técnico do CEN, “Proposed limit values for contaminants in biomethane based on health assessment criteria”, o qual se encontra ainda em fase de elaboração. Compostos como o amoníaco e as aminas não necessitam de ser controlados, no caso da ausência de água no estado líquido.

5.2.3 Projeto de norma europeia para as especificações do Biometano

Os estudos levados a cabo pela TC 408, embora ainda não tenham sido dados como terminados, conduziram já a um projeto de norma europeia para as especificações do biometano⁵⁰. O projeto de norma é constituído por duas partes, sendo que a parte 1 diz

⁵⁰ prEN 16723 (2014) – *Natural gas and biomethane for use in transport and biomethane for injection in the natural gas network, Part 1 : Specifications for biomethane for injection in the natural gas network, Part 2 : Automotive fuel specifications.*

respeito às especificações para a injeção na rede de gás natural e a parte 2 às especificações para utilização veicular.

A tabela 5.5 e a tabela 5.6 apresentam, respetivamente, os valores propostos para injeção na rede de gás natural e para utilização veicular.

Tabela 5.5 - Especificações do biometano para injeção na rede de gás natural.

Parâmetro	Unidade	Valores limite ^a		Método de teste
		Min.	Máx.	
Sílicio volátil total	mgSi/m ³		0,1 ou <1 ou 0,3 a 1 ^b	Método de teste SP
Óleo de compressor		c		ISO 8573-2
Poeiras		c		ISO 8573-4
Compostos clorados		-	d e	EN1911
Compostos fluorados		d		NF X43-304 ISO 15713
CO	%	-	0,1 ^f	Séries ISO 6974
Hidrocarbonetos poliaromáticos (PAHs)				ISO 11338; ISO 12884
NH ₃	mg/m ³		10 ^g	NEN 2826 VDI 3496 NF X43-303
Aminas	mg/m ³		10 ^g	VDI 2467 Blatt 2: 1991-08
Comentários				
<p>a. Os valores limite são absolutos; o número de casas decimais não deverá influenciar a precisão dos métodos de teste.</p> <p>b. Quando os equipamentos forem expostos a 100% de biomethane durante 15 anos, o teor de sílicio volátil não deverá ser superior a 0,1mg/m³. No entanto, sempre que se puder demonstrar que os aparelhos não estão expostos a 100% biometano por 15 anos, o limite poderá ser de 1 mg/m³, dependendo do padrão esperado de exposição. Ou, O teor de sílicio no biometano injetado na rede não deve ser superior a 1 mg/m³. Se os equipamentos a gás estiverem expostos a 100% de biometano durante 15 anos, o limite máximo será de 0,3 mg de Si/m³, dependendo do padrão esperado de exposição.</p> <p>c. O biometano deve ser isento de impurezas que não as de óleo de compressor e poeiras de nível "de minimis". Neste contexto, "de minimis" significa um teor que não torne o biometano inaceitável para transporte e aplicações de uso final.</p> <p>d. Ver CEN/TR, <i>Proposed limit values for contaminants in biomethane based on health assessment criteria</i></p> <p>e. Os halogenetos de alquilo são substâncias prioritárias visto que o estabelecimento do valor limite para os halogenetos, conduz automaticamente a um valor limite para os compostos contendo flúor ou cloro – a quantificação é feita em halogenetos.</p> <p>f. O valor limite de 0,1% tem por base o Regulamento CLP (CE) nº 1272/2008.</p> <p>g. Na ausência de água no estado líquido não é necessário controlar estes parâmetros.</p>				

Tabela 5.6 - Especificações do gás natural e biometano como combustível carburante.

Parâmetro	Unidade	Valores limite ^a		Método de teste
		Min.	Máx.	
Sílicio volátil total	mgSi/m ³		0,1 ou 0,5 ^b	Método de teste SP
Hidrogénio	% mol/mol	-	2	EN ISO 6974-3 EN ISO 6974-6 EN ISO 6975
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos (pressão absoluta desde 0,1 a 7 MPa)	°C	-	-2	ISO 23874 ISO/TR 11150 ISO/TR 12148
Oxigénio	% mol/mol	-	1	Séries EN ISO 6974 EN ISO 6975
H ₂ S+COS (como enxofre)	mg/m ³	-	5	EN ISO 6326-1 EN ISO 6326-3 EN ISO 19739
S total	mgS/m ³		c	EN ISO 6326-5 EN ISO 19739
Número de metano (Grau normal - norma EN 16726)	índice	65 ^d		Anexo A da EN 16726
Número de metano (Grau elevado - superior a 80)	índice	80 ^d		Anexo A da EN 16726
Óleo de compressor			e	ISO 8573-2
Poeiras			e f	ISO 8573-4
Aminas	mg/m ³		10 ^g	VDI 2467 Blatt 2: 1991-08
Ponto de orvalho da água	De acordo com a classificação climática adotada em cada país			
Comentários				
<p>a. Os valores limite são absolutos; o número de casas decimais não deverá influenciar a precisão dos métodos de teste.</p> <p>b. Um teor em silício inferior a 0,1 ou 0,5 mg/m³ é tido em consideração como nível de segurança. É necessário aprofundar a investigação nesta matéria para decidir em que medida será aceitável um nível superior.</p> <p>c. A indústria automóvel necessita atualmente de um valor de teor de enxofre (10 mgS/m³ incluindo a odorização) diferente dos valores que a indústria do gás pode fornecer. (30 mg/m³ incluindo a odorização).</p> <p>d. O número de metano depende da composição do gás natural que é distribuído. Deverá ser tido em conta que apenas uma pequena fração do gás natural que é distribuído tem um número de metano (MWM) abaixo de 70.</p> <p>e. O combustível deve ser isento de impurezas que não as de óleo de compressor e poeiras de nível "de minimis". Neste contexto, "de minimis" significa um teor que não torne o combustível inaceitável para aplicações de uso final.</p> <p>f. As estações de abastecimento de combustível que forneçam GNL deverão incluir um filtro de dimensão de poro máxima de 5µm (nominal) e 10 µm (absoluta) com 90% de eficiência, permitindo uma contaminação máxima de 10 mg/L para o GNL, por forma a evitar danos no sistema dos veículos.</p> <p>g. Na ausência de água no estado líquido não é necessário controlar estes parâmetros.</p>				

Requisito de dependência climática para o ponto de orvalho da água:

A TC 408 propõe que, no caso do ponto de orvalho da água, os valores limite para o gás natural e para o biometano para uso veicular deverão ser diferentes consoante as classes climáticas de cada país. São propostas 3 classes, A, B e C, devendo cada país especificar qual a classe adotada. Os valores propostos encontram-se na tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Requisito de dependência climática para o GN e biometano para uso veicular.

Parâmetro		Valor limite	Método de teste
Ponto de orvalho da água	Classe A	-10°C a 200.000 kPa	ISO 6327 (aplicabilidade a 200.000 kPa)
	Classe B	-20 °C a 200.000 kPa	
	Classe C	-30 °C a 200.000 kPa	

5.3 Aspectos técnicos a ter em conta na elaboração de legislação nacional para o biometano

Tal como referido anteriormente, a possibilidade de injeção de biometano na rede de gás natural já está contemplada na legislação nacional. O Decreto-Lei nº 231/2012 de 26 de outubro, veio estabelecer que as disposições relativas ao acesso à RNTGN, bem como as relativas à comercialização do GN são aplicáveis ao biogás e ao gás proveniente da biomassa, ou a outros tipos de gás, viabilizando a injeção destes nas redes de gás natural, uma vez garantidas as condições técnicas de qualidade e segurança para a injeção destes gases. Ainda de acordo com este decreto, a definição destes requisitos técnicos, de qualidade e segurança, bem como os procedimentos relativos ao licenciamento das instalações de tratamento destes gases para que possam vir a ser injetados nas infraestruturas do SNGN serão aprovados por portaria, o qual ainda não aconteceu.

O facto de ainda não ter sido aprovada a legislação específica com o estabelecimento dos requisitos necessários à injeção do biometano nas infraestruturas do SNGN, tem contribuído para o atraso no desenvolvimento deste setor de mercado. Também por forma a contribuir para as metas para 2020 no que respeita às energias renováveis, o desenvolvimento do mercado e a promoção do biometano, quer ao nível da injeção na rede de gás natural quer para utilização veicular, constitui um vetor importante para o atingir os objetivos definidos.

Paralelamente aos avanços no estabelecimento de especificações europeias para o biometano, também a nível nacional poderá ser dado um avanço ao desenvolvimento do setor, com o estabelecimento de especificações nacionais. Apresentam-se, a seguir, as características GN na RNTGN e o exemplo do caso espanhol, em que já foram estabelecidos os parâmetros de injeção de gases não convencionais na rede gasista.

- **Características do GN na RNTGN**

De acordo com a mais recente revisão do Regulamento de Qualidade do Serviço do Setor do Gás Natural, as características que deve obedecer o gás natural nos pontos de entrada da RNTGN⁵¹, são as a seguir discriminadas.

Tabela 5.8 - Características do Gás Natural nos pontos de entrada da RNTGN (Portugal).

Parâmetro	Unidade	Valores limite	
		Min.	Máx.
Índice de Wobbe	MJ/m ³ (n)	48,17	57,66
Densidade relativa	-	0,5549	0,7001
Ponto de orvalho da água	°C	-	-5
Sulfureto de hidrogénio	mg/m ³ (n)	-	5
Enxofre total	mg/m ³ (n)	-	50

Ainda de acordo com o mesmo regulamento, deverão ser ainda monitorizadas as seguintes características do Gás Natural:

- Concentração de oxigénio;
- Ponto de orvalho de hidrocarbonetos para pressões até à pressão máxima de serviço;
- Concentração de sulfureto de carbonilo;
- Concentração de impurezas;
- Concentração mínima de metano.

⁵¹ Regulamento da ERSE, publicado através do Regulamento nº 139-A/2013, de 16 de abril (artigo 18º).

O regulamento determina também que, para além da monitorização, deverá ainda ser assegurado que as características do gás garantem a interoperacionalidade das suas infraestruturas com as demais infraestruturas a que se encontrem ligadas.

Contudo, não estão definidas as especificações para gases de fontes não convencionais.

- **Especificações do GN e outros gases não convencionais em Espanha**

Contrariamente ao que acontece em Portugal, em Espanha já estão definidas na legislação as especificações de qualidade para os gases não convencionais que sejam introduzidos na rede de gás natural (tabela 5.9 e tabela 5.10).

Tabela 5.9 - Especificações de qualidade do gás introduzido no sistema gasista (Espanha).

Parâmetro	Unidade	Valores limite	
		Min.	Máx.
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13,403	16,058
Poder calorífico superior (PCS)	kWh/m ³	10,26	13,26
Densidade relativa		0,555	0,700
Enxofre total	mg/m ³	-	50
H ₂ S+CO ₂ (como S)	mg/m ³	-	15
Mercaptanos (RSH expresso como S)	mg/m ³	-	17
Oxigénio	mol %	-	0,01
Dióxido de carbono	mol %	-	2,5
Ponto de orvalho da água	°C a 70 bar	-	2
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos	°C a 1-70 bar	-	5
Pó/Partículas		-	Tecnicamente isento

Tabela 5.10 - Especificações adicionais de qualidade do gás procedente de fontes não convencionais introduzido no sistema gasista (Espanha).

Parâmetro	Unidade	Valores limite	
		Min.	Máx.
Metano (CH ₄)	mol %	95	-
Monóxido de carbono	mol %	-	2
Hidrogénio	mol %	-	5
Compostos halogenados (Flúor/cloro)	mg/m ³	-	10/1
Amoníaco	mg/m ³	-	3
Mercúrio	µg/m ³	-	1
Siloxanos	mg/m ³	-	10
Benzeno, Tolueno, Xileno (BTX)	mg/m ³	-	500
Microorganismos	-	Tecnicamente isento	
Pó/Partículas	-	Tecnicamente isento	

É ainda referido no mesmo documento da legislação espanhola (BOE-A-2013-185) que, no caso do biogás, é aceite a injeção deste na rede de gás natural com um teor de oxigénio de 0,3 mol %, desde que ocorram simultaneamente as seguintes circunstâncias no ponto de injeção:

- a) O teor em dióxido de carbono nunca deverá ser superior a 2 mol %;
- b) O ponto de orvalho da água nunca deverá ser superior a -8 °C;
- c) O volume de biogás injetado na rede de distribuição (GN) não deverá nunca exceder o valor de 5000 m³/h (em condições de referência). Para volumes superiores e também para os restantes pontos de entrada do sistema gasista, o volume máximo de injeção de biogás deverá ser determinado consoante o caso, em função da qualidade e do volume dos gás transportado na rede em causa, pela entidade titular da mesma.

Importa salientar que, o eventual estabelecimento de especificações nacionais para os gases não convencionais que venham a ser introduzidos no sistema gasista, deverá ter em conta os mais recentes desenvolvimentos dos trabalhos da TC408 para uma harmonização Europeia, procurando refletir, sempre que possível, alguns dos valores expectáveis para determinados parâmetros característicos. Contudo importa ter em atenção a compatibilidade das características do GN no caso de injeção na rede, devendo-se garantir no caso do biometano valores de Índice de Wobbe idênticos ao do gás natural, evitando intervenções a nível dos equipamentos de queima. É também de realçar que uma abordagem a esta matéria numa lógica de escala ibérica ou mesmo europeia, contribuirá, certamente, para o desenvolvimento do mercado do biometano.

5.4 Combustíveis carburantes: aspetos relevantes para a promoção do GN/biometano para uso veicular

No que respeita a questões de legislação nacional existente para as especificações dos combustíveis carburantes, na ausência de legislação específica quanto a especificações para o GN/biometano como combustível carburante, os combustíveis comercializados nos postos de abastecimento têm que cumprir as especificações técnicas nos que diz respeito à sua composição, sendo estas regulamentadas pelo Decreto-Lei nº 142/2010, o qual veio alterar o Decreto-Lei nº 89/2008, de 30 de Maio. O Decreto-lei 142/2010, de 31 de dezembro procedeu à transposição da Diretiva nº 2009/30/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril, geralmente designada como Diretiva FQD (“Fuel Quality Directive”), no que se refere às especificações da gasolina e do gasóleo rodoviário e não rodoviário e à introdução de um mecanismo de monitorização e de redução das emissões de gases com efeito de estufa, atualizando também as especificações do butano, propano, GPL carburante, petróleos, gasóleo de aquecimento e fuelóleos.

Ao nível de políticas europeias, e tal como referido anteriormente no ponto 5.1.1., por forma a reduzir o nível de emissões global de GEE para a atmosfera, a diretiva 2009/28/CE veio estabelecer metas para 2020 para a utilização de fontes de energia renovável, sendo que, ao nível dos transportes essa meta é de 10% da quota de mercado dos combustíveis fósseis para este fim. Visando substituir, a longo prazo, a utilização do petróleo como combustível nos transportes, a eletricidade, o hidrogénio, os biocombustíveis, o gás natural (inclui o

biometano) e o gás de petróleo liquefeito (GPL) foram considerados os principais combustíveis alternativos com elevado potencial para atingir esse objetivo.

Por forma a impulsionar a utilização dos combustíveis alternativos, foi publicada recentemente uma diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos.⁵² Já anteriormente, no âmbito das orientações para a Rede Europeia de Transportes (RTE-T), os combustíveis alternativos tinham sido considerados importantes na descarbonização e na melhoria do desempenho ambiental do setor dos transportes. O aumento da utilização destes combustíveis alternativos terá que passar por sistemas de incentivos à eficiência energética e de disponibilização das infraestruturas necessárias. No caso concreto do gás natural, na EU existem em funcionamento cerca de 3000 postos de abastecimento de veículos a gás natural/biometano, um número considerado insuficiente para tornar atrativa a expansão da utilização deste “combustível alternativo”.

Quanto ao número de veículos, a nível mundial estima-se⁵³ que existam em circulação cerca de 18 milhões de veículos a gás natural, destacando-se os casos do Paquistão, do Irão e da Argentina, os quais representam uma quota de 47% face ao total. Na Europa o número de veículos a gás natural ascende⁵⁴ a 1,9 milhões, sendo que a nível da União Europeia a Itália aparece destacada com uma quota de 77% relativamente ao total de veículos a gás natural a circular na UE, correspondente a 885.300 veículos. Contudo, na maioria dos países da Europa, os valores da quota de veículos a gás natural são geralmente baixos, correspondendo normalmente a valores inferiores a 1% face ao número total de veículos a circular em cada um desses países.

Especificando o caso de Portugal, a utilização de veículos a movidos a Gás Natural é muito reduzida. Segundo dados da Associação Portuguesa de Veículos a Gás Natural (APVGN)⁵⁵ estima-se que em Portugal existam em circulação apenas 473 veículos a Gás Natural, sendo que os autocarros correspondem a 365 destes veículos, seguindo-se os veículos ligeiros com cerca de 64 e, por último, os camiões com apenas 44 unidades em circulação. Estes valores correspondem a 0,05% do número total de veículos que circulam em Portugal. Também quanto a postos de abastecimento existentes em Portugal, em Outubro de 2014, a situação era a seguinte:

⁵² Diretiva 2014/94/UE, de 22 de Outubro de 2014, disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=ES>

⁵³ Fonte: Estatísticas mundiais da NGVA Europe (Junho de 2013), disponíveis em <http://www.ngvaeurope.eu/worldwide-ngv-statistics>.

⁵⁴ Fonte: Estatísticas europeias da NGVA Europe (Setembro de 2014), disponíveis em <http://www.ngvaeurope.eu/european-ngv-statistics>.

⁵⁵ Fonte: www.apvgn.pt

Tabela 5.11 – Postos de abastecimento de GN veicular em Portugal⁵⁶.

Localidade	Utilização	Detentor
Braga	Pública	TUB - Transportes Urbanos de Braga
Porto	Privada (*)	STCP – Sociedade de Transportes Coletivos do Porto
Aveiro	Privada	MOVEAVEIRO – Empresa Municipal de Mobilidade
Mirandela	Pública	GOLDENERGY
Carregado	Pública	GOLDENERGY
S. João da Talha	Privada	VALORSUL
Loures	Pública	GOLDENERGY
Lisboa	Privada (*)	CARRIS

(*) – Os postos de utilização privada da STCP e CARRIS, poderão eventualmente ceder o abastecimento de GN a outros veículos cujos proprietários sejam associados da APVGN, mediante autorização a ser solicitada pela APVGN a essas empresas.

Para além dos postos existentes, estão ainda em construção novos postos na Azambuja e em Matosinhos e também, em projeto, novos postos a serem localizados em Vilar Formoso, Caia/Elvas e Sines.

Para a explicação da muito baixa taxa de penetração do Gás Natural como combustível carburante têm sido apontadas diversas causas que conduzem a esta situação. Entre elas destaca-se o número ainda reduzido de postos de abastecimento para além de razões de natureza fiscal, nomeadamente as que levaram ao aumento da taxa de iva aplicada ao gás natural (de uma taxa reduzida de 6% para os atuais 23%). Estes fatores não constituem um incentivo ao desenvolvimento e expansão da existente rede de veículos a Gás Natural.

Relativamente ao GNC, a Diretiva 2014/94/UE estabelece, no considerando nº (40) que *“Os Estados-Membros deverão assegurar, através dos seus quadros de ação nacionais, a implantação de um número adequado de pontos de abastecimento acessíveis ao público para o fornecimento de GNC ou de biometano comprimido a veículos a motor, a fim de garantir a circulação de veículos a motor movidos a GNC em aglomerações urbanas/suburbanas e noutras zonas densamente povoadas, bem como em toda a União, pelo menos ao longo da*

⁵⁶ Fonte: Tabela elaborada com base em informação retirada de www.apvgn.pt

rede RTE-T de base existente. Ao estabelecerem as redes de fornecimento de GNC a veículos a motor, os Estados-Membros deverão garantir a instalação de pontos de abastecimento acessíveis ao público, tendo em conta a autonomia mínima dos veículos a motor movidos a GNC. A título indicativo, a distância média necessária entre os pontos de abastecimento deverá ser de cerca de 150 km”.

Quanto ao GNL a sua promoção deverá contemplar a utilização em embarcações e o transporte rodoviário, tal como referido nos considerandos (42) e (45):

“(42) O GNL é um combustível alternativo atraente que permite às embarcações cumprirem a obrigação de diminuir o teor de enxofre dos combustíveis navais nas zonas de controlo das emissões de SO_x, aplicável a metade dos navios de transporte marítimo europeu de curta distância (...). Deverá estar disponível uma rede básica de pontos de abastecimento de GNL nos portos marítimos e interiores o mais tardar até finais de 2025 e 2030, respetivamente.(...)”.

“(45) O GNL, incluindo o biometano liquefeito, pode constituir também uma tecnologia económica que permita que os veículos pesados cumpram os rigorosos limites de emissão de poluentes impostos pelas normas Euro VI(...)”.

Também a necessidade de especificações europeias para o gás natural/biometano é referida na diretiva 2014/94/UE:

“(40) A infraestrutura comum para o gás natural exige especificações técnicas comuns ao nível do equipamento e da qualidade do gás. A qualidade do gás natural utilizado na União depende da sua origem, dos seus constituintes, por exemplo, biometano misturado com gás natural, e do modo como o gás natural é tratado ao longo da cadeia de distribuição. Assim, a multiplicação das características técnicas poderá impedir a utilização ótima dos motores e reduzir a sua eficácia energética. A este respeito, o Comité Técnico CEN/TC 408 — Comité de Projeto está a elaborar um conjunto de especificações de qualidade para o gás natural utilizado nos transportes e para a injeção de biometano na rede de gás natural.”

No âmbito dos planos de ação nacionais para o desenvolvimento das infraestrutura para os combustíveis alternativos, a diretiva 2014/94/UE vem ainda definir que, no caso do GNC, os

Estados Membros deverão garantir que, até 31 de dezembro de 2020, exista um número adequado de postos de abastecimento acessíveis ao público nas zonas densamente povoadas e que a 31 de dezembro de 2025, esse número de postos de abastecimento permita a circulação ao longo da rede RTE-T de base existente. No caso do GNL, o regulamento impõe que os estados membros devem também assegurar que em 31 de dezembro de 2025, caso haja procura, exista um número de postos de abastecimento, pelo menos ao longo da rede RTE-T, que permita a circulação de veículos pesados a GNL na União Europeia. Contudo, salvaguarda-se que essa instalação estará dependente de uma análise custo/benefício ambiental.

5.5 Barreiras legais e recomendações finais orientadoras na definição de políticas

A promoção da produção e da utilização do biometano passa pela necessidade da criação de um sistema de incentivos ou de financiamento que garantam a competitividade do biometano, face a outras energias convencionais. Paralelamente, tal como referido anteriormente no ponto 5.3., o Decreto-Lei nº 231/2012 veio permitir que os gases não convencionais (biogás e gás proveniente de biomassa ou outros gases) possam ser injetados na rede de gás natural, desde que garantidos padrões de qualidade, segurança e os procedimentos relativos ao licenciamento das instalações de tratamento destes gases (sistemas de “upgrading”). A regulamentação das especificações, assim como os procedimentos necessários ao licenciamento das instalações assumem um papel fundamental em todo este processo, sendo que a sua não implementação na legislação nacional constitui uma das principais barreiras ao desenvolvimento do mercado nesta área.

Para além das questões relacionadas com a regulamentação técnica, o desenvolvimento do setor do GN/biometano poderá ser incrementado, dando relevo aos seguintes aspetos:

- A promoção da produção de biometano passa também pela aposta na investigação e desenvolvimento na área das fontes endógenas de biomassa em Portugal, nomeadamente nos processos tecnológicos de produção de metano de acordo com as fontes de biomassa disponíveis;
- Garantindo que a energia elétrica produzida nas instalações de produção de biometano seja absorvida pela rede elétrica nacional;

- Em virtude dos elevados investimentos necessários no caso de novas instalações, nomeadamente em sistemas de digestão anaeróbia, sistemas de “upgrading” ou mesmo em tecnologias de gaseificação, tornam-se particularmente relevantes nas primeiras fases de desenvolvimento instrumentos de apoio ao financiamento destas unidades, os quais poderão ser de índole pública ou privada, sendo importante que os requisitos legais promovam a cooperação entre os intervenientes no processo;
- Um sistema de incentivos ao aproveitamento do calor gerado nas unidades nas unidades de biogás, o qual poderia ser comercializado quer a nível industrial quer doméstico, contribuirá também para a sustentabilidade e desenvolvimento do setor;
- Uma tomada de consciência por parte dos decisores políticos e de todos os intervenientes no mercado que, no caso da tecnologia de digestão anaeróbia, para além dos benefícios a nível da remuneração elétrica, é necessário serem contabilizados muitos outros benefícios, nomeadamente aspetos ambientais e de saúde pública, questões de desenvolvimento agrícola e industrial, para além dos postos de trabalho da malha social a eles associados;
- A existência de incentivos ao crescimento do número de veículos em circulação movidos a gás natural/biometano.

- **Constrangimentos e incentivos à utilização do GN/biometano como combustível veicular**

Relativamente a este último ponto relacionado com os incentivos à utilização veicular do gás natural/biometano, têm sido apontados alguns constrangimentos, se bem que a nível legislativo, quer com a publicação da Lei nº 13/2013 que veio estabelecer o regime jurídico da utilização do GPL e do GN em veículos, quer com a mais recente legislação da “fiscalidade verde”⁵⁷, já estão implementadas medidas que tenderão a fomentar o desenvolvimento do setor. Assim, enumeram-se alguns **constrangimentos** que têm sido apontados:

O reduzido número de postos de abastecimento público de VGN (ver tópico 5.4. e Tabela 5.10);

⁵⁷ Lei nº 82-D/2014, de 31 de Dezembro que “Procede à alteração das normas fiscais ambientais nos sectores da energia e emissões, transportes, água, resíduos, ordenamento do território, florestas e biodiversidade, introduzindo ainda um regime de tributação dos sacos de plástico e um regime de incentivo ao abate de veículos em fim de vida, no quadro de uma reforma da fiscalidade ambiental”.

- Ao nível da rede de transporte público de passageiros a ausência de emissões de licenças para táxis a gás natural, ou incentivos para abate de táxis diesel antigos e a sua substituição por veículos a gás natural;
- Dificuldade de disponibilização por parte das autarquias de terrenos urbanos para a instalação de postos GNC e GNL. Pôr exemplo, Lisboa não dispõe de nenhum posto de abastecimento público, contrariamente ao que acontece na maioria das capitais europeias;
- Concretamente no caso do GNL a ausência de uma infraestrutura de postos abastecimento que permita a utilização de transportes de mercadorias movidos a GNL a longas distâncias, de acordo com as mais recentes orientações da união europeia ao nível da mobilidade na RTE-T (ver tópico 4.4.);
- No caso do incentivo ao abate de viaturas, a “lei da fiscalidade verde” (Lei nº 82-D/2014) não prevê incentivo para os veículos a gás, contrariamente ao que acontece com outro tipo de veículos que são promovidos. Assim, esta lei veio introduzir um regime excepcional de incentivo fiscal à destruição de automóveis ligeiros em fim de vida, que se traduz na redução do imposto sobre veículos (ISV) até à sua concorrência, quando aplicável, ou na atribuição de subsídios, que podem atingir 4.500€, no caso de introdução no consumo de um veículo elétrico novo; 3.250€, no caso de introdução no consumo de veículo híbrido *plug-in* novo; 1.000€, no caso de introdução no consumo de veículo quadriciclo pesado elétrico novo.

Relativamente a **incentivos** a Lei nº 82-D/2014, conhecida como “lei da fiscalidade verde” veio estabelecer algumas medidas que vão no sentido da promoção da utilização do GN/biometano em veículos. Os incentivos previstos são a seguir expostos.⁵⁸

Benefícios em IRS

- Consagra a redução das taxas de tributação autónoma de 10%, e 20% para, respetivamente, 5% e 10%, no caso de viaturas híbridas *plug-in* e para 7,5% e 15%, no caso das viaturas movidas a gás natural veicular (GNV) e gases de petróleo liquefeito (GPL).

⁵⁸ Baseado em informação retirada de <http://ind.millenniumbcp.pt/pt/geral/fiscalidade/Pages/Fiscalidade-verde.aspx>

Benefícios em IRC

- Consagra a redução das taxas de tributação autónoma de 10%, 27,5% e 35% para, respetivamente, 5%, 10% e 17,5%, no caso de viaturas híbridas plug-in e para 7,5%, 15% e 27,5%, no caso das viaturas movidas a gás natural veicular (GNV) e gases de petróleo liquefeito (GPL).
- É introduzida uma majoração, para efeitos de determinação do lucro tributável em sede de IRC e da categoria B do IRS com contabilidade organizada, dos gastos suportados com a aquisição de eletricidade, GNV (gás natural veicular) e GPL (gases de petróleo liquefeito) para o abastecimento de veículos. No caso da eletricidade, os gastos são considerados em 130% do seu valor e, no caso do GNV e GPL, em 120% do respetivo montante. São elegíveis para o benefício, os gastos suportados com o abastecimento de:
 - a) veículos de transporte público de passageiros com lotação igual ou superior a 22 lugares;
 - b) veículos de transporte rodoviário de mercadorias, público ou por conta de outrem, com peso bruto igual ou superior a 3,5 t;
 - c) veículos afetos ao transporte de táxi.

Em qualquer dos casos, os sujeitos passivos deverão estar devidamente licenciados para operar e os veículos em causa deverão encontrar-se registados como ativo fixo tangível.

Depreciação de viaturas

- Alterações a nível do montante máximo permitido para depreciação de viaturas empresariais, sendo que os veículos a GNV ou GPL têm um teto máximo de 37.500€, contra o valor base de 25.000€ para os veículos convencionais.

IVA

- É consagrada a possibilidade de dedução de 50% do IVA suportado em despesas referentes à aquisição, importação e locação de viaturas de turismo movidas a gás natural veicular (GNV) ou a gases de petróleo liquefeito (GPL), ou de viaturas transformadas em viaturas a GNV ou GPL.

ISV

- A lei da reforma da fiscalidade verde recentemente publicada consagra a aplicação de uma taxa intermédia, em função do tipo de veículo, sendo esta taxa de 40% do imposto, para os automóveis ligeiros de passageiros que utilizem exclusivamente como combustível GPL ou gás natural.

Concluindo, pode afirmar-se que ao nível da promoção do biometano, embora Portugal se encontre numa situação aquém do que já acontece em grande parte dos países da Europa, a implementação de regulamentação quanto a especificações para o biometano, aliada a uma tomada de consciência por parte dos decisores políticos, dos diversos intervenientes neste mercado e até por parte da população em geral para a problemática da necessidade da redução global das emissões de gases com efeito de estufa, tenderá a que a médio prazo estejamos em linha com a Europa nesta matéria. Tal como referido anteriormente, independentemente da necessidade de existirem especificações nacionais para o biometano a ser injetado na rede, uma uniformização de especificações a nível Europeu constituirá, certamente, um impulso ao desenvolvimento deste setor de mercado. Também a diretiva europeia 2014/94/CE, ao estabelecer metas e prazos para a implementação a nível europeu de uma infraestrutura ao nível de postos de abastecimento de veículos a GN, vem “pressionar” os estados membros para um especial enfoque na promoção do biometano. Ainda as medidas já consagradas na legislação, nomeadamente o Decreto-Lei nº 231/2012, a Lei nº13/2013 e a mais recente “Lei da fiscalidade verde” já constituem um incentivo nesta matéria.

6. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES FINAIS

Como resultado do estudo, identifica-se um potencial global de produção de biometano com origem em vários tipos de biomassa da ordem dos 1,7 G Nm³/ano, a que correspondem 18.752 GWh/ano. Os resíduos e culturas orgânicas biodegradáveis podem ser usados como matérias-primas para a produção de biogás. Por sua vez, as matérias de difícil biodegradação podem ser processadas por via térmica para produção de gás de síntese. Complementarmente à utilização de resíduos para produção de gás combustível, existe a opção das culturas energéticas secundárias desde que não provoquem ILUC (“indirect land use change”).

O estudo avaliou as diferentes barreiras associadas à produção e utilização de biometano em Portugal, apresentando-se as seguintes recomendações com base nas fraquezas identificadas pela análise SWOT:

- Concepção e implementação de mecanismos que promovam a cooperação entre operadores da agropecuária e responsáveis por instalações de produção de biogás;
- Elaboração e implementação de legislação específica relativa aos parâmetros de qualidade de diferentes matérias-primas para digestão anaeróbia (incluindo colheitas de culturas energéticas secundárias) na produção de biometano;
- Produção de suporte normativo que possibilite atividade relacionada com a qualificação de pessoal e a certificação de entidades em matéria de conversão e testes aplicáveis ao setor veicular;
- Criação de mecanismos de promoção de desenvolvimento e aplicação de tecnologia nacional relativamente à produção de biogás, gás de síntese e biometano;
- Integração das medidas de promoção do biometano numa visão estratégica integrada de redução global das emissões de gases com efeito de estufa para o setor transportador no seu todo (rodoviário – ligeiros, pesados de mercadorias de curta e longa distância; marítimo e aviação).

A utilização de biometano como substituto do gás natural obriga a regulamentar os parâmetros de controlo da qualidade do combustível, bem como as condições de injeção na rede de distribuição quando aplicável. Recomenda-se para o efeito o acompanhamento dos trabalhos da Comissão de Normalização Europeia.

Os aspetos que se demonstraram relevantes e que poderão constituir barreiras estão principalmente relacionados com a logística, tanto relativa às matérias-primas como relativamente ao biometano, para além dos aspetos económicos. Neste contexto foram consideradas três alternativas:

- i. Produção descentralizada de biometano associada a cada unidade produtora de biogás, opção que poderá ser para implementação a curto prazo e com aplicação nas seguintes situações:
 - Aterro com excesso de biogás ou sem motores geradores;
 - Digestor de RSU's
 - Digestor da agropecuária ou de lamas que possa ser adaptado para acolher uma maior quantidade de resíduos; e
 - Digestor industrial.

- ii. Constituição de *clusters* de operadores de produção de biogás, implementando uma unidade de conversão para biometano para servir o conjunto de operadores, o que se estima ser de difícil execução face ao distanciamento entre unidades, podendo ser uma opção para encarar a médio prazo, e dependente do progresso do setor de produção de biogás no futuro; e,

- iii. Construção de uma central recetora de matérias-primas com produção centralizada de biogás e sua conversão em biometano, levando a reunir um conjunto de entidades (agricultores, ETAR's, etc.) para fornecimento das matérias-primas e implementar uma logística nacional de recolha para encaminhá-las, na sua totalidade, para uma instalação de produção de biometano, o que se estima poder ser planeado para implementação a médio ou longo prazo.

A tipologia de projetos inovadores deverá considerar estas 3 alternativas, e no caso de se pretender dinamizar um projeto piloto recorrendo à primeira opção, devem ser considerados tipologias em que existam unidades de produção de biogás já construídas, se possível, em funcionamento, numa escala mínima superior a 50 m³/h. Poderão também ser consideradas unidades desativadas; no entanto, deverá ser efetuada uma análise rigorosa em termos técnicos e económicos relativamente à sua adaptação para re-operação a fim de determinar a

sua viabilidade. Nesta situação, a aplicação em veículos como GNV afigura-se como uma solução viável, a curto prazo.

A comparação técnica e económica poderá igualmente ser feita através de projetos que considerem diferentes tipos de escoamento e uso final para o biometano, sendo expectável que a injeção do biometano na rede de GN seja economicamente menos vantajosa. No entanto, considerando a possibilidade de no futuro ser possível obter uma maior produção em biometano (> 250 m³/h), a sua injeção na rede de GN poderá ser competitiva.

Em aplicações do biometano para utilização como combustível veicular, recomenda-se o recurso ao auto-consumo ou a unidades autónomas de bio-GNC a ser instaladas em postos de abastecimento de combustível.

7. Referências Bibliográficas

- [1] - European Biogas Association (2013). *EBA's Biomethane fact sheet*.
- [2] –Jakub Niesner, David Jecha & Petr Stehl (2013). “Biogas Upgrading Technologies: State of Art Review in European Region”. *Chemical Engineering Transactions*. Vol. **35**. Pp. 517-522. (DOI: 10.3303/CET1335086)
- [3] – RA Dagle, DL King, XS Li, R Xing, KA Spies, Y Zhu. JE Rainbolt, L Li & B Braunberger. “Derived Warm Syngas Purification and CO₂ Capture-Assisted Methane Production” (2014). *Final report*. Pacific North-West National Laboratory. Departamento de Energia dos Estados Unidos da América.
- [4] – Changning Wu, Dayong Tian & Yi Chengy (2010). “CFD-DEM Simulation of Syngas-to-Methane Process in a Fluidized-Bed Reactor”. *Proceedings da 13ª Conferencia Internacional sobre Fluidização*. Publicado: ECI Digital Archives – Artigo 98.
- [5] – REN (2012). Dados Técnicos – Gás Natural.
- [6] – J. Quintela Cavaleiro (2014). *Gás Natural: Uma Nova Energia na Mobilidade* . Ed. Nova Causa. ISBN 978-989.8515-11-7. Depósito Legal 381587/14.
- [7] Isabel Cabrita, Filomena Pinto, Helena Lopes, Fernando Oliveira Marques & Isabel Paula Marques (2000). *Resíduos Industriais*. Ed. INETI e DGE. Lisboa (PT). Financiamento PEDIP II. ISBN 972-676-179-4. Depósito Legal 157093/00.
- [8] CCE – Centro para a Conservação de Energia (2000). *Guia técnico de biogás*. Lisboa (PT). ISBN 972-852-12-19.
- [9] – Forum Energias Renováveis em Portugal: Uma contribuição para os objectivos de Política Energética e Ambiental (2002). Editores: Helder Gonçalves, António Joyce & Luís Silva. Ed. ADENE / INETI. ISBN 972-8646-05-04.
- [10] Cronin, C., Lo, K.V. (1998). “Anaerobic treatment of brewery wastewater using UASB reactors seeded with activated sludge”. *Bioresource Technology* **64**. pp 33-38.
- [11] Demirel, B., Yenigun, O., Onay T.T. (2005). “Anaerobic treatment of dairy wastewaters: a review”. *Process Biochemistry* **40**. pp 2583-2595
- [12] Moletta, R. (2005). “Winery and distillery wastewater treatment by anaerobic digestion”. *Water Science and Technology* **51-1**. pp 137-144.
- [13] Paraskeva, P., Diamadopoulos, E. (2006). “Technologies for olive mill wastewater (OMW) treatment: a review”. *Journal of Chemical Technology and Biotechnology* **81**. pp 1475- 1485.

- [14] Qin, W., Egolfopoulos, F.N., Tsotsis, T.T. (2001). “Fundamental and environmental aspects of landfill gas utilization for power generation”. *Chemical Eng. Journal* **82**. pp 157-172.
- [15] - Sampaio MA, Gonçalves MR, Marques IP. 2011. Anaerobic digestion challenge of raw olive mill wastewater. *Bioresour. Technol.* 102 (23), 10810-18. [doi: 10.1016/j.biortech.2011.09.001]
- [16] - Parlamento Europeu. Documento de sessão. RELATÓRIO sobre agricultura sustentável e biogás: necessidade de revisão da legislação da UE (2007/2107 INI). Comissão da Agricultura e do Desenvolvimento Rural. A6-0034/2008 7.2.2008.
[<http://ww40w.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+REPORT+A6-2008-0034+0+DOC+PDF+V0//PT>]
- [17] – Freitas P, Marques, IP. (2008). “Biogas in Portugal: attainable production from wastewaters and municipal solid wastes”. *International Conference and Exhibition Bioenergy: Challenges and Opportunities*. Universidade do Minho, Guimarães, 6-9 de Abril.
- [18] – Duarte, E., (1991), “Digestão anaeróbia e valorização de efluentes de suinicultura”. Tese de Doutoramento em Engenharia do Ambiente, Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Ciências e Tecnologia. Lisboa. Portugal.
- [19] Levantamento e investigação experimental dos digestores anaeróbios existentes no País - 2ª fase (1991). Report LNETI/DER - 0076. Lisboa. Portugal.
- [20] Di Berardino, S.; Oliveira, M.E. (1992). “Digesters Applied to Agricultural Resíduos in Portugal - Its Characteristics and Performance.” *Proceedings of 7th E.C. Conference of Biomass for Energy and Industry*. Florença. Itália.
- [21] Ferreira, Miguel. (2010). “Viabilidade técnico-económica do aproveitamento do biogás: caso de estudo em Torres Novas”. *Dissertação: Grau de Mestre em Qualidade e Gestão do Ambiente*, Universidade de Évora. Portugal.
- [22] Rodrigues M. C. “AD in Portugal”. Centro da Biomassa para a Energia. Technical Summary. AD-NETT.
- [23] Almerinda Antas e Rosa Vasques (2010). O Novo Paradigma dos Resíduos - Centrais do Século XXI. Apresentação no *Congresso da APEMETA Gestão de Resíduos – II Edição*. 14 Dezembro. Lisboa. Portugal
- [24] Ali Jalalzadeh-Azar (2010). “Technoeconomic Analysis of Biomethane production from Giogas and Pipeline Delivery”. Comunicação NREL/PR-5600-49629, Workshop: *Renewable Resources for Fuel Cells*. S. António, TX. 18 de Outubro.
- [25] Anna Paturska, Mara Repele & Gatis Bazbauers (2015). “Economic Assessment of Biomethane Supply System based on Natural Gas Infrastructure”. Conferência Internacional sobre Tecnologias Ambientais e Climáticas – *CONNECT 2014. Energy Procedia – Science Direct*. Ed. Elsevier. <https://ortus.rtu.lv/science/en/publications/19114/fulltext.pdf>

8. Glossário

Aterro Sanitário - local destinado à deposição final de resíduos sólidos gerados pela atividade humana.

Balanço de massa - Originado pela diferença entre as várias entradas e saídas de massa num determinado sistema.

Biogás - Gás constituído por 45-80 % de metano, que contém ainda monóxido de carbono e dióxido de carbono e, em menores quantidades, gás sulfídrico, amoníaco e vapor de água, o qual é produzido a partir de biomassa diversa normalmente com base em resíduos de natureza orgânica de várias proveniências.

Biometano – Gás de origem biológica constituído fundamentalmente por metano (cerca de 85-95%) e que pode ser produzido quer através da via de conversão bioquímica (biogás) ou termoquímica (gás de síntese) da biomassa.

Biocombustíveis - Combustíveis com origem em culturas energéticas ou resíduos naturais. Material resultante da atividade industrial, agricultura e floresta e resíduos domésticos pode ser utilizado para produzir este tipo de energia, considerando-se assim uma fonte de energia renovável.

British Thermal Unit [BTU]: quantidade de energia necessária para elevar a temperatura de uma libra de água desde 60°F até 61°F, à pressão de uma atmosfera.

Cluster - Concentração de empresas semelhantes que coabitam na mesma região, que comunicam e colaboram entre si por possuírem características semelhantes e assim aumentarem a sua eficiência.

Codigestão - Processo de tratamento/valorização conjunto de diferentes tipos de substratos, através de um processo de digestão anaeróbia.

Cogeração - Produção combinada de calor e eletricidade, com aproveitamento de ambos os fluxos energéticos.

Compostagem – Processo de decomposição da matéria orgânica proveniente de diversas origens (vegetal, animal, mineral), através da fermentação aeróbia promovida por uma enorme e diversificada população de microrganismos (fungos e bactérias) num ambiente controlado (temperatura, humidade e arejamento controlado), e geralmente em pilhas de forma trapezoidal.

Conversão Termoquímica – Conjunto de processos térmicos a que a biomassa é submetida, de forma a ser convertida em combustível e/ou energia.

Custos de Produção de biogás – valor indicativo do custo de conversão dos resíduos por digestão aneróbia para produção de 1 m³ de biogás bruto, contendo cerca de 60% de metano e impurezas típicas.

Custos de consumo, ou utilização, de biogás - Custo associado à utilização de 1 m³ de biogás para produção de eletricidade (envolve custos de purificação até limites de aceitação dos

motores/geradores) ou custo associado à conversão de biogás para produzir 1 m³ de biometano (envolve custos da purificação avançada e valorização e sua compressão, e injeção na rede quando aplicável).

Digestão anaeróbia - processo biológico de conversão de matéria orgânica principalmente em metano, dióxido de carbono e água, na ausência de oxigénio.

Energia primária: energia na sua forma natural (carvão, petróleo, biogás, sol, vento etc), antes de ser convertida para uso final.

Gás de Síntese - gás constituído principalmente por monóxido de carbono e hidrogénio, contendo ainda metano e dióxido de carbono em quantidades apreciáveis, obtido através de um processo de gaseificação da biomassa (também denominado “syngas”).

Gaseificação - Processo de conversão termoquímica, que se processa normalmente a temperaturas acima dos 700 °C, podendo atingir os 1000 °C, em que a biomassa é sujeita a uma sequência complexa de reações, produzindo-se um gás, normalmente designado por “syngas”, ou gás de síntese.

Gases Não Convencionais – gases com características idênticas ao gás natural gerados por processos naturais (ex: “shale gas”, hidratos de metano) ou a partir da conversão de fontes combustíveis fósseis (ex: “CBM - coal bed methane”; “CMM - coal mine methane”) ou, ainda, fabricados (ex: biometano).

Gasómetro – Reservatório para armazenamento de gás.

Matéria Biomássica – Matéria com origem nos produtos e resíduos da agricultura (incluindo substâncias vegetais e animais), resíduos da floresta e das indústrias conexas e a fracção biodegradável dos resíduos industriais e urbanos.

Metanação - Processo catalítico em que o monóxido de carbono e o dióxido de carbono do gás de síntese são convertidos em metano a um nível superior a 95% neste constituinte. O processo tem lugar através de reações químicas com hidrogénio na presença de catalisadores (usualmente à base de níquel) e a uma temperatura na ordem de 250 °C a 450 °C.

Metano - é o hidrocarboneto mais simples e o principal componente do gás natural. Encontra-se naturalmente presente no petróleo e nas jazidas de gás e pode ser produzido através de processos biológicos e termoquímicos. A molécula de metano é constituída por um átomo de carbono e quatro átomos de hidrogénio.

Pipeline – Instalações (condutas) de grande dimensão para o transporte a longa distância de gás (gasoduto), líquidos (petróleo e seus derivados) (oleoduto) e/ou sólidos pulverizados.

Processo mesófilo – Processo de degradação da matéria orgânica a uma temperatura na gama entre os 35°C e os 40°C.

Processo termófilo - Processo de degradação da matéria orgânica a uma temperatura na gama entre os 50°C e os 55°C.

Protocolo de Quioto: Protocolo internacional que estabelece compromissos para a redução da emissão de Gases com Efeito de Estufa, considerados como a causa do aquecimento global.

Sustentabilidade - termo utilizado para definir ações e atividades humanas que visam suprir as necessidades atuais da espécie humana, sem comprometer o futuro das próximas gerações. Está diretamente relacionada com o desenvolvimento económico e industrial, pois pretende permitir a utilização dos recursos naturais de forma inteligente, evitando a degradação do ambiente, e assegurar que estes se mantenham disponíveis no futuro.