

Estudo de viabilidade econômica de plantas de purificação de biogás, membrana *versus* lavagem por amina

Mario Augusto Alexandre Coelho¹

José de Souza²

Lirio Schaeffer³

Elton Gimenez Rossini⁴

Resumo

O setor de transportes ocupa um espaço importantíssimo na economia mundial. No Brasil o modal rodoviário é o mais expressivo no transporte de cargas, bem como também no transporte de passageiros. A perda de competitividade do álcool em relação aos combustíveis fósseis, a partir do final de 2009 e início de 2010, fez com que houvesse um aumento do consumo da gasolina tipo C e, com isso, uma diminuição considerável da parcela de comercialização de biocombustíveis no mercado interno brasileiro. O biometano produzido a partir do biogás é uma alternativa viável economicamente aos combustíveis fósseis. As plantas de purificação mais eficientes e econômicas são as que empregam lavagem por amina e as que utilizam membranas para a separação dos constituintes do biogás. Este estudo identificou que a alternativa que utiliza a solução de amina é a mais viável economicamente quando é possível empregar o calor, produzido pelos motores geradores de energia, no aquecimento da amina para a sua regeneração. Já a tecnologia por membrana se torna a melhor opção quando a energia elétrica apresenta um custo baixo para o seu emprego.

Palavras-chave: Biocombustível, biometano, purificação de biogás, lavagem por amina, membrana.

¹ Laboratório de Transformação Mecânica – LdTM – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul – RS – Brasil mariocoelho@ecoterra-bio.com.br

² Instituto SENAI de Inovação – Soluções Integradas em Metalmeccânica – Rio Grande do Sul – RS – Brasil souza.jose@senairs.org.br

³ Laboratório de Transformação Mecânica – LdTM – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul – RS – Brasil schaeffer@ufrgs.br

⁴ Engenharia em Energia - Universidade Estadual do Rio Grande do Sul – RS – Brasil eee2007r@gmail.com

Study on the economic feasibility of biogas upgrading plants, membrane *versus* amine scrubbing

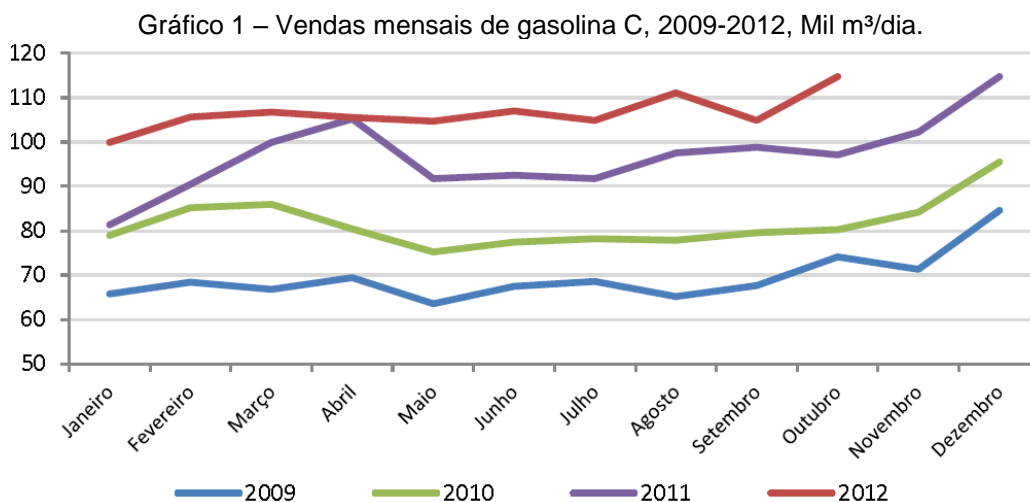
Abstract

The transport sector occupies an important niche in the global economy. In Brazil the road mode is the most significant to the transportation of cargo and passengers. The loss of alcohol competitiveness on fossil fuels, from late 2009 and early 2010, caused an increased consumption of the gasoline type C and, thus, a considerable decrease in the share of biofuels in the Brazilian domestic market. The bio-methane produced from biogas is an economically feasible alternative to the fossil fuels. There are different types of technologies for the biogas upgrading into methane and CO₂. The more efficient and economical upgrading plants are those which use amine scrubbing technology and employing membranes to separate the constituents of biogas. This study identified that the alternative of amine scrubbing is the most economically feasible when it is possible to employ the heat produced by the engine power generators, in heating the amine to its regeneration. Membrane technology becomes the best option when the electricity has a low cost.

Keywords: Biofuels, bio-methane, biogas upgrading, amine scrubbing, membrane.

1 INTRODUÇÃO

No Brasil o modal rodoviário responde por 59% da movimentação de cargas e 48% do transporte interestadual de passageiros (mp_005). Isto faz com que os combustíveis utilizados para o transporte de bens e pessoas tenham grande importância na economia do País. Qualquer variação do custo dos combustíveis impacta diretamente sobre o custo das mercadorias e por conseguinte de forma significativa no PIB. O gráfico 1 mostra o aumento do consumo de gasolina tipo C entre os anos de 2009 e 2012 (estudo temático ANP – 2012).

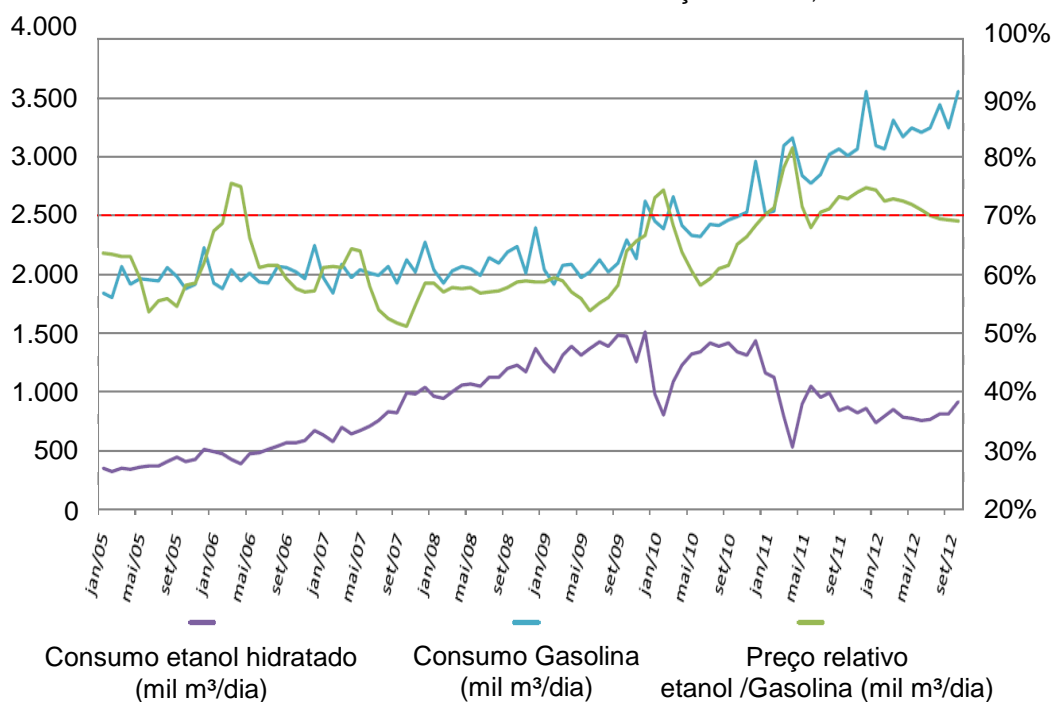


Fonte: ANP, 2012.

A principal causa do aumento da demanda pela gasolina tipo C é o aumento do preço do etanol hidratado a partir de 2010. Desde então o preço do álcool não diminuiu. Conforme mostra o gráfico 2, quando o preço do álcool supera 70% do preço da gasolina, não compensa abastecer com este combustível. Este fato ocorre desde 2010 para a grande maioria dos Estados brasileiros. Com isso a busca por alternativas mais baratas, principalmente de biocombustíveis, que possam substituir parte dos combustíveis fósseis, assume grande importância. E o biometano aparece como uma excelente alternativa de substituição aos combustíveis fósseis (MOTTA *et al.*, 2014). Hoje é possível produzir biogás no Brasil com tecnologia alemã de última geração a partir de plantas energéticas e resíduos de produção animal e agroindustrial (COELHO *et al.*, 2014).

O biometano produzido a partir do biogás pode ser vendido aos clientes residenciais e para a indústria, em substituição ao gás natural, e para abastecimento de carros adaptados para gás natural veicular (GNV) (SOUZA *et al.*, 2015). Além disso o CO₂ produzido juntamente com o biometano pode ser mais uma alternativa de renda para o investidor por possuir uma diversidade de aplicações que vão desde a sua venda para a indústria de refrigerantes, emprego em soldas MIG, extintores de incêndio, refrigeração, secagem de grãos, entre outros.

Gráfico 2 – Consumo de Etanol e Gasolina e Preço Relativo, 2005-2012.



Fonte: ANP, 2012.

No mercado de gás residencial os preços são atraentes, como mostra a tabela 1 da COPERGAS de Pernambuco, Brasil. Os preços com impostos variam de R\$3,75/m³, para a faixa de consumo de 0 a 30 m³/mês, à R\$2,15 para a faixa de consumo acima de 3.000 m³/mês.

Tabela 1: FATURAMENTO MENSAL – TABELA DE TARIFAS - Residencial
Vigência: a partir de 01/06/2015.

FAIXA DE CONSUMO	PREÇO (R\$/m ³)	PREÇO (R\$/MMBTU)	PREÇO (R\$/m ³)	PREÇO (R\$/MMBTU)
(m ³ / mês)	S/Impostos	S/Impostos	C/Impostos	C/Impostos
0 a 30	2,7696	74,28	3,7554	100,72
31 a 150	1,9840	53,21	2,6902	72,15
151 a 750	1,7481	46,88	2,3703	63,57
751 a 3.000	1,6694	44,77	2,2636	60,71
acima de 3.000	1,5909	42,67	2,1572	57,86

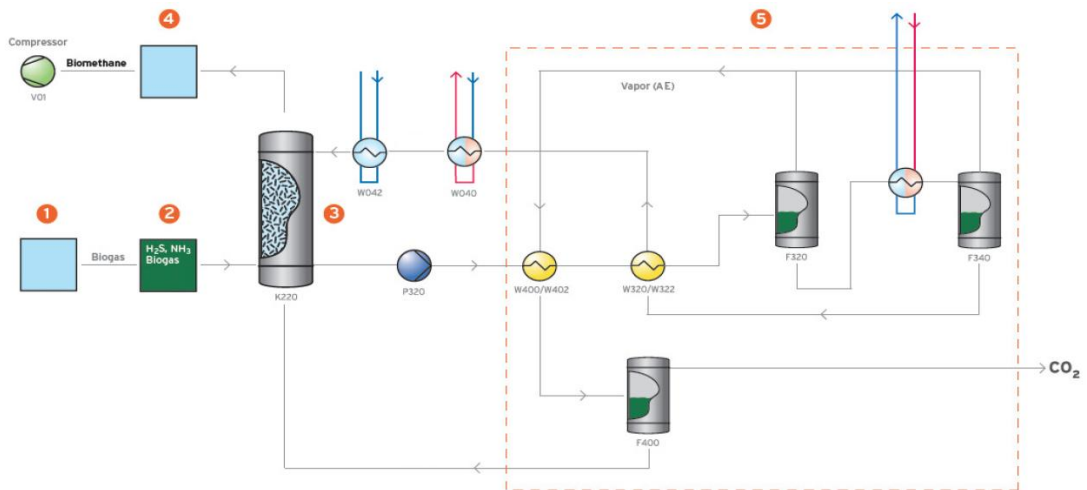
Fonte: COPERGAS, 2015.

No Rio Grande do Sul as empresas estão pagando em média R\$1,60/m³ (com impostos). O valor sem imposto varia de R\$1,2921/m³ para empresas que consomem entre 15.001 e 25.000 m³/dia até R\$2,1136/m³ para aquelas que consomem entre 1 e 150 m³/dia (SULGÁS – RS, 2015). O biometano surge como possibilidade de aumento de renda para donos de agroindústrias e produtores rurais, mas também como aliado do Governo para baixar o custo dos combustíveis e diversificar a matriz energética brasileira (COELHO *et al.*, 2014).

2 METODOLOGIA

Os processos utilizados para a purificação do biogás em metano e dióxido de carbono, e que foram analisados neste estudo, são os de lavagem de amina e separação por membrana. Na Figura 1 é possível visualizar o processo de lavagem por amina.

Figura 1: Processo para purificação de biogás – Lavagem de Amina.



Conforme a numeração da figura o processo pode ser descrito da seguinte forma:

- 1. Secagem** – no primeiro estágio o biogás saturado com vapor de água é secado. Esta secagem é necessária para que a relação de concentração de amina não se altere.
- 2. Dessulfurização** – todo o resíduo de enxofre presente no biogás bruto necessita ser removido antes do processo de lavagem de amina iniciar. Isto é feito através de um sistema de filtros de carvão ativado com revestimento especial. O enxofre elementar fica retido no interior do sistema.
- 3. Separação do CO₂ do biogás** – durante a lavagem de amina o biogás, seco e dessulfurizado, flui através da coluna de lavagem. A solução de lavagem é uma solução de amina aquosa, que flui de cima para baixo em contrafluxo do gás. O processo de lavagem ocorre à 40°C. O CO₂ é absorvido pela solução de amina e ao contrário disto o metano não reage com a solução de lavagem e por isso pode ser removido no topo da coluna com alto teor de biometano. A perda de metano no processo é menos de 0,1%.
- 4. Resfriamento e secagem do biometano** – depois da purificação o biometano precisa ser secado e resfriado novamente. Isto acontece através de um trocador de calor. Neste, o gás, que ainda contém vapor de amina e água, condensa na superfície de refrigeração antes de ser levado de volta para o ciclo de lavagem.

grandes partículas sólidas do gás; no segundo, um filtro de carvão ativado (filtro de adsorção) limpa o gás de partículas de óleo remanescentes e outros materiais; finalmente, mais aerossóis e partículas são retidas na superfície do micro filtro.

5. Separação – O número e a interconexão dos módulos geralmente dependem do grau de separação e pureza desejados de metano. O padrão da tecnologia de membrana da *MT-Biomethan* é equipado com um separador de três estágios: *i)* os módulos de membrana do primeiro estágio separam a corrente de alimentação do biogás bruto, pré-limpo, em metano enriquecido, retido, e em dióxido de carbono, permeado; *ii)* no segundo estágio ocorre uma separação precisa dos componentes do gás. O material retido no primeiro estágio passa por um segundo processo de separação. Isto resulta na pureza de metano desejada. Este material retido é jogado para a planta de injeção. O permeado retorna para o estágio de compressão do processo; *iii)* o terceiro estágio, também uma separação fina, é carregado no lado da alimentação com o permeado do primeiro estágio. O material retido contendo metano é conduzido de volta para o estágio de compressão e, misturado com o permeado do segundo estágio, passa pelo processo mais uma vez. Devido ao baixo teor de metano de aproximadamente 0,5 %, o CO² permeado do terceiro estágio, ao contrário, é jogado para uma pós-combustão como gás de perda.

A capacidade instalada das plantas de amina e de membrana é de 1.400 m³ cada uma.

Os itens utilizados para o cálculo dos custos de investimento e operação da planta de amina e para a planta de membrana estão descritos na tabela 2.

Tabela 2: Itens considerados para o cálculo do CAPEX e OPEX das plantas de Amina e Membrana.

Base de Dados		
Horas de operação	8.322	
Percentual de Metano no Biogás	52%	
Valor do Calor Superior	5,18 kWh/Nm ³	
Valor do Calor Inferior	5,75 kWh/Nm ³	
Custos do Investimento	Amina	Membrana
Conversor de Volume de Biogás	X	
Conversor de Volume de Biometano	X	X
Filtro de carvão ativado	X	X
Primeira carga de carvão ativado	X	X
Queimador de emergência	X	
Distribuição de Biogás	X	X
Extração de calor	X	
Medidor do fluxo de biogás		X
Analizador de Biogás		X
Distribuição de Biogás		X
Controlador do fornecimento de ar autônomo		X
Gravador dos dados de operação		X
Acesso remoto		X
Tela do painel de toque – HMI 24"		X
Medidor automático de H ₂ S contínuo		X

Recirculador de Gás Biometano		X
Estação de regulação de pressão		X
Secador por adsorção	X	
Compressor (8 bar)	X	
Planejamento e engenharia	X	X
Montagem e supervisão local	X	X
Guindastes	X	X
Transporte	X	X
Fundações	X	X
Inspetor	X	X
Licenciamento	X	X
Obras civis	X	X
Estática	X	X
Custos de Operação	Amina	Membrana
Carvão Ativado	X	X
Solução de amina	X	
Perda específica de metano	0,10%	0,50%
Consumo de Eletricidade	X	X
Calor demandado para regeneração	X	
Custo de extração de calor	X	
Custos de mão de obra		X
Custos de manutenção por m ³ de biogás	X	X
Custo anual do gerenciamento da membrana		X
Custo anual de manutenção do compressor		X
Custo anual de manutenção das membranas		X
Custo de manutenção anual	X	

As plantas de purificação, como as consideradas neste trabalho, têm uma vida útil de pelo menos 20 anos.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na escolha do tipo de planta de purificação é preciso analisar, primeiramente, a composição do biogás disponível para a produção do biometano e CO₂. Quando a composição deste biogás for constante durante a sua produção e for possível limpá-lo e secá-lo de forma a deixar os níveis de enxofre, nitrogênio e oxigênio de acordo com as exigências necessárias para a separação do metano e do dióxido de carbono, então a opção pela Amina ou Membrana se dará em função do CAPEX e OPEX da planta de purificação. Quando o Biogás a ser utilizado for o de aterro, será preciso observar a composição do mesmo, pois normalmente os teores de N, O e S, podem ser altos. O maior problema neste caso são os teores elevados de nitrogênio, oxigênio e siloxanos, devido ao custo de sua separação. A resolução ANP nº 8, de 30 de janeiro de 2015, estipula o teor mínimo de 96,5% de metano para ser comercializado ao consumidor final ou para ser injetado na rede de distribuição do Gás Natural. A exceção ocorre na região norte abastecidas pelo Gás Natural de Urutu, onde os limites variam de 90,0 a 94,0%. Conforme esta resolução, o limite máximo para o CO₂ + O₂ + N₂ é de 10% no Norte do País, e 3,5% para o restante das regiões brasileiras. Para o enxofre total o limite é de no máximo 70 mg/m³ e para o gás sulfídrico (H₂S) máximo de 10 mg/m³ em todo o País, sem exceção. No Biogás de aterro os níveis de nitrogênio podem ultrapassar os 20% e o oxigênio pode estar acima de 4%. Neste caso o desafio é baixar os níveis de N e O com o menor custo possível até os níveis aceitáveis pela ANP. Mas a presença de

siloxanos, se houver, podem danificar as membranas de purificação e isto faz com que a opção pela planta de Amina seja a mais recomendada. Mesmo assim nitrogênio e oxigênio continuam sendo problema, pois estes devem ser retirados antes de entrarem para a lavagem de amina. Com relação aos custos de operação é preciso levar em conta: a quantidade de carvão ativado a ser utilizado por ano; as perdas específicas de metano, que no caso da membrana com dois estágios pode ser de 0,5% e na Amina de até 0,1%; e o consumo de energia elétrica, que no caso da membrana pode ser de até 0,23 kW/m³ de biogás e na planta de Amina de até 0,07 kW/m³ de biogás. Na tabela 3 é possível comparar os principais itens relativos aos custos de operação das plantas de Amina e Membrana, de 1000 m³/h e de 500 m³/h.

Tabela 3: Comparativo do custo de operação – Membrana dois estágios x Amina.

	Membrana 2 estágios		Amina	
	1000 m ³	500 m ³	500 m ³	1000 m ³
Custos de Operação				
Carvão ativado t/ano	4 a 5	2 a 2,5	2 a 2,5	4 a 5
Perda de metano	0,50%	0,50%	0,10%	0,10%
Perda de CH ₄ em kW/a.a.	276.082	138.041	25.308	50.615
Consumo kWh/m ³ biogás	0,23	0,23	0,07	0,07
Mão-de-obra horas/dia	0,5	0,5	0,5	0,5
Manutenção €/m ³ biogás	€ 0,67	€ 0,89	€ 1,35	€ 0,97
Manutenção do Compressor a.a.	€ 25.000,00	€ 12.500,00		
Manutenção (membrana) a.a.	€ 30.400,00	€ 24.400,00		
Custos ao Ano				
Carvão Ativado	€ 11.133,00	€ 5.566,00	€ 5.566,00	€ 11.133,00
Perda de Metano	€ 16.565,00	€ 8.282,00	€ 506,00	€ 1.012,00
Consumo de Eletricidade	€ 145.635,00	€ 72.818,00	€ 29.959,00	€ 59.918,00
Manutenção da planta	€ 58.138,00	€ 39.638,00	€ 57.999,00	€ 82.548,00
Calor para regeneração			€ 69.505,00	€ 85.882,00
Manutenção calor regeneração			€ 5.912,00	€ 6.488,00
Ganho c/ extração de calor (+)			€ 15.448,00	€ 19.310,00
TOTAL	€ 231.471,00	€ 126.304,00	€ 153.999,00	€ 227.671,00

Se colocarmos um valor fictício para o custo da energia elétrica, para efeito comparativo entre as plantas de purificação, de 7,6 centavos de Euro/kWh, é possível verificar que o custo de energia elétrica para a planta de membrana é significativo e, ao mesmo tempo, bem superior aos valores da planta de amina. No caso da Amina o custo do calor deve ser bem analisado. Se utilizarmos o valor de 3,20 centavos de Euro/kWh para a planta de 500 m³/h e 2,00 centavos de Euro/kWh para a planta de 1000 m³/h verificamos que o custo relativo a geração do calor impacta também no custo de manutenção deste tipo de planta de purificação. Neste caso percebe-se um efeito de escala. Quanto maior a planta menor o custo relativo a geração deste calor para a regeneração da amina. É preciso observar também as perdas de metano em cada sistema. Se considerarmos o preço fictício de 0,66 Euros/m³ de metano verificamos que as perdas de

receita, em relação a este item, podem ser significativas. No caso da membrana as perdas são maiores do que na planta de Amina. Na tabela 4 estão os valores relativos aos custos referentes às perdas de metano, aumento do custo de eletricidade e aumento do custo de geração de calor, caso estas perdas de metano e aumentos dos custos de energia ocorressem nas devidas proporções indicadas na primeira coluna.

Tabela 4: Projeções dos aumentos do custo de operação em função da perda de metano, aumento da energia elétrica e aumento do custo da energia térmica.

	Membrana 2 estágios		Amina	
	1000 m ³	500 m ³	500 m ³	1000 m ³
Se houvesse perda de metano de: ...(%)				
1%	€ 16.565,00	€ 8.282,00	€ 4.555,00	€ 9.111,00
2%	€ 49.695,00	€ 24.847,00	€ 9.617,00	€ 19.234,00
3%	€ 82.825,00	€ 41.412,00	€ 14.678,00	€ 29.357,00
4%	€ 115.955,00	€ 57.977,00	€ 19.740,00	€ 39.480,00
5%	€ 149.084,00	€ 74.542,00	€ 24.801,00	€ 49.603,00
Se o custo da eletricidade aumentasse - em centavos de Euro				
0,5	€ 10.403,00	€ 5.201,00	€ 1.872,00	€ 3.745,00
1,0	€ 20.805,00	€ 10.403,00	€ 3.745,00	€ 7.490,00
1,5	€ 31.208,00	€ 15.604,00	€ 5.617,00	€ 11.235,00
2,0	€ 41.610,00	€ 20.805,00	€ 7.490,00	€ 14.980,00
Se o custo da energia do calor aumentasse - centavos de Euro				
0,5			€ 10.860,00	€ 21.720,00
1,0			€ 21.720,00	€ 43.441,00
1,5			€ 32.581,00	€ 65.161,00
2,0			€ 43.441,00	€ 86.882,00

Os custos relativos as perdas de metano e aumento de energia elétrica impactam mais sobre a planta de membrana do que na planta de amina. No caso da perda metano se este for de 1%, o custo é o dobro para a planta de membrana em relação a planta de amina. No caso de 5% de perdas de metano este custo triplica em relação à planta de amina. Com relação ao custo de energia elétrica, a planta de membrana apresenta um gasto três vezes maior do que a planta de amina para cada aumento, em centavos de euro, considerado na tabela 4. Já os aumentos sobre o custo de geração de calor impactam somente sobre a planta de amina.

4 CONCLUSÃO

Analisando os custos de operação de cada tipo de planta de purificação é possível concluir que os custos de energia elétrica, perdas de metano e energia térmica são determinantes para a escolha do tipo de tecnologia a ser empregada na separação do metano e dióxido de carbono. A planta de lavagem de amina possui baixo custo de energia elétrica, mas depende de energia térmica para a regeneração da amina. Se houver a possibilidade do emprego de cogeração de energia elétrica (produzido por motor a Biogás) junto a planta de purificação a opção pela planta de

lavagem de amina passa a ser interessante por possuir uma fonte de energia térmica praticamente sem custo. Com isso o calor necessário para a regeneração da amina (separação do CO₂ da Amina) virá do calor gerado pelo motor responsável pela geração de energia elétrica. Se não houver disponibilidade de energia térmica barata os fatores responsáveis pela tomada de decisão serão os custos relativos ao emprego da energia elétrica e as perdas de metano de cada tipo de planta.

5 REFERÊNCIAS

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. ***Evolução do Mercado de Combustíveis e Derivados, 2000-2012***; Estudo Temático 01/2013/SPD. Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico. Fevereiro de 2013.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. ***Resolução Nº 8, de 30 de janeiro de 2015. DOU 02 de fevereiro de 2015. Regulamento Técnico ANP Nº 1/2015.*** ISSN 1677-7042.

COPERGAS, 2015. ***Tabela de tarifas residenciais.*** Acesso em 23/07/2015. Disponível em: <http://www.copergas.com.br/atendimento-ao-cliente/tarifas/#.VbExSfkXfPI>

SULGÁS, 2015. ***Simulador de tarifas.*** Acesso em 23/07/2015. Disponível em: <http://www.sulgas.rs.gov.br/sulgas/index.php/simulador-industrial#>

COELHO, M. A, A; SOUZA, J. D; SCHAEFFER, L; ROSSINI, E. G. ***Estudo de viabilidade econômica de plantas de biogás com tecnologia de última geração.*** Revista Espacios. Vol. 35 nº(3) 2014. Pág. 02. Disponível em <http://www.revistaespacios.com/a14v35n06/14350606.html> Caracas – Venezuela, 03/2014.

SOUZA, J. D; COELHO, M. A, A; SCHAEFFER, L; ROSSINI, E. G. ***Viabilidade técnica de compressão de biogás para comercialização.*** Revista Espacios. Vol. 36 nº 6. Pág. 11. Disponível em <http://www.revistaespacios.com> Caracas – Venezuela, 03/2015.

MOTTA, C. A. O; GOMES, W. R. C; LINCK, C; SOUZA, J. D; REIS, B. P. ***Benefícios da biodigestão: uma técnica sustentável.*** In: IX SIMPÓSIO INTERNACIONAL DE QUALIDADE AMBIENTAL. Energia e ambiente – ANAIS CD ROOM – Porto Alegre – RS, Brasil, 19 a 21 de Maio de 2014.