

CONEM 2016
CONGRESSO NACIONAL DE
ENGENHARIA MECÂNICA

21-25
AGOSTO DE 2016
FORTALEZA - CEARÁ

ANÁLISE DO USO DE GÁS DE SÍNTESE EM MICROTURBINAS A GÁS

Joice Laís Pereira, engjoicelais@outlook.com¹

Electo Lora Silva, electo@unifei.edu.br²

¹Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Av. B P S, 1303 - Pinheirinho, Itajubá - MG, 37500-903.

² Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Av. B P S, 1303 - Pinheirinho, Itajubá - MG, 37500-903

Resumo: A biomassa tem despontado como fonte de energia com potencial para substituição dos combustíveis fósseis. Ao ser gaseificada a biomassa produz um gás, chamado gás de síntese, que apresenta características como baixo poder calorífico e composição variável. Esse gás pode ser utilizado em máquinas térmicas como motores e turbinas a gás. A maior dificuldade em se utilizar esse gás em microturbinas está relacionada ao aumento do fluxo de combustível para compensar o baixo poder calorífico que tal combustível possui em relação ao gás natural, principal combustível utilizado nesses dispositivos. As alternativas para a sua utilização em microturbinas podem ser i) misturas com outros combustíveis com alto poder calorífico, ii) ajustes nos parâmetros operacionais como razão de compressão e temperatura de entrada na turbina (TIT), iii) modificações técnicas na turbina e no compressor e iv) aumento do poder calorífico do gás de síntese produzido a partir da operação com diferentes fluidos de trabalho durante a gaseificação. Este artigo apresenta uma revisão bibliográfica holística dos principais estudos realizados sobre o uso do gás de síntese em microturbinas apresentando os principais resultados e potenciais para desenvolvimento de novos estudos. Estudos recentes demonstram que um poder calorífico mínimo de 8 MJ/Nm³ é o necessário para garantir um funcionamento estável da micro-turbina sem afetar sua eficiência e quando se tem um poder calorífico de 11 MJ/Nm³ a turbina atinge condições de estabilidade muito próximas as condições atingidas quando se utiliza apenas gás natural. Percebe-se que os ajustes dos parâmetros da micro-turbinas, como razão de compressão, temperatura de entrada na turbina e velocidade de rotação variável do compressor não são viáveis sob o ponto de vista da potência de saída, eficiência e campo de temperatura do combustor. As modificações no compressor e na turbina, apesar de não serem comumente empregadas devido à dificuldade de se alterar as configurações das microturbinas como palhetas do compressor e ajuste das pás estacionárias da turbina, se mostraram viáveis sob tais aspectos. O aumento do poder calorífico do gás de síntese é uma alternativa que permite adaptá-lo as características operacionais da microturbina fazendo com que a mesma atinja um ponto de operação estável sem requerer grandes modificações estruturais. Para tanto, é necessário uma avaliação do processo de gaseificação utilizando diferentes fluidos de trabalho.

Palavras-chave: Biomassa, gaseificação, gás de síntese, microturbinas a gás.

1. INTRODUÇÃO

A busca por recursos energéticos renováveis tem dado a biomassa toda a relevância perdida durante a revolução industrial após a descoberta do carvão (Basu, 2013). Tal relevância é devido, principalmente, as crescentes preocupações em relação as mudanças climáticas causadas pela utilização excessiva de combustíveis fósseis.

O maior problema associado a utilização de biomassa é sua baixa densidade energética em relação aos combustíveis fósseis. Por exemplo, a biomassa seca de madeira possui um Poder Calorífico Inferior (PCI) em torno de 12-15 GJ/t enquanto o PCI do carvão sub-betuminoso varia de 20-25 GJ/t (Agência Internacional de Energia, 2007).

Os usos mais comuns da biomassa para geração de energia são a combustão direta seguida pela gaseificação, carbonização e pirólise (Basu, 2013). A gaseificação da biomassa envolve a oxidação parcial da biomassa sólida, na presença de calor, em combustíveis líquidos ou gasosos (Baruah e Baruah, 2014).

O gás produzido através da gaseificação é chamado gás de síntese ou "syngas" e consiste, essencialmente, de H₂, CO, CO₂ e N₂ (Ahmed et. al., 2014) em proporção variável em função, principalmente, das características da biomassa, do design do gaseificador e dos parâmetros de operação (Sharma, 2011). Além da composição variável outra característica fundamental do syngas é seu baixo poder calorífico (Liu e Weng, 2009).

O syngas pode ser utilizado em turbinas a gás e em outros sistemas de geração de energia como motores à combustão interna e células a combustíveis (Ahmed et. al., 2014). A utilização de gás de síntese em microturbinas é uma opção aplicável para a geração distribuída de energia. Em comparação com outras máquinas de combustão interna,

a microturbina a gás oferece várias vantagens, tais como: elevada relação peso/potência, baixas emissões e flexibilidade de combustível (Sadig *et. al.*, 2014).

As características do syngas, composição variável e baixo poder calorífico, podem causar mudanças na operação de microturbinas que foram, originalmente, desenvolvidas para operarem com gás natural. Portanto, alguns possíveis ajustes e métodos de modificação devem ser utilizados para possibilitar o funcionamento correto das microturbinas utilizando syngas.

O principal desafio está associado à baixa densidade energética desse combustível. O poder calorífico do gás de síntese é mais baixo do que os combustíveis fósseis gasosos correspondentes de modo que fluxos de combustível mais elevados são necessários para se alcançar as mesmas cargas térmicas (Ahmed *et.al.*, 2014). Dessa maneira, para a mesma potência gerada, a taxa de fluxo de gás síntese pode chegar em sete vezes ao volume equivalente do gás natural (Sadig *et. al.*, 2014).

Estudos sobre o funcionamento de microturbinas a gás utilizando syngas tem sido objeto de pesquisa de muitos pesquisadores. Tais estudos mostraram que é possível a utilização desse gás em microturbinas de maneira considerada satisfatória a partir de modificações nas microturbinas. Este estudo tem o objetivo de apresentar os principais aspectos relativos ao uso do gás de síntese em microturbinas disponíveis nas literaturas especializadas.

2. OVERVIEW DO PROCESSO DE GASEIFICAÇÃO DA BIOMASSA

A gaseificação de biomassa é um processo complexo envolvendo várias reações químicas, processos de transferência de calor e massa e mudanças de pressão (Baruah e Baruah, 2014). É definida como um processo de oxidação parcial termoquímica em que substâncias carbonáceas (biomassa, carvão e plásticos) são convertidas em gás na presença de um agente de gaseificação (ar, vapor, oxigênio, CO_2 ou uma mistura desses). O gás gerado consiste, principalmente, de H_2 , CO , CO_2 e N_2 , pequenas partículas de carvão (resíduos de sólidos carbonáceos), cinzas, alcatrão e óleos (Ruiz *et al.*, 2013).

O processo de gaseificação da biomassa sólida acontece em quatro etapas, sendo eles (i) aquecimento e secagem, (ii) pirólise, (iii) oxidação (combustão) e (iv) gaseificação, apresentados na Fig. 1 com as respectivas faixas de temperatura em que ocorrem.



Figura 1: Etapas do processo de gaseificação.

A figura 2 ilustra os principais aspectos do processo de gaseificação. A partir disso é perceptível a quantidade de variáveis que podem influenciar este processo, desde a seleção do tipo de biomassa utilizada e suas características e passando pela seleção do gaseificador que irão influenciar os parâmetros de operação até o sistema de limpeza de gases utilizados para a remoção das impurezas do gás de síntese produzido. Todas essas variáveis irão afetar a composição final do gás e suas características (Sharma, 2011). Sob o ponto de vista da biomassa, as características que exercem maior influência sobre o processo de gaseificação são teor de umidade, matéria volátil, teor de cinzas, carvão, condutividade térmica e constituintes orgânicos e inorgânicos (Sharma, 2011). Os modelos matemáticos são ferramentas muito úteis para representar a situação real do processo de gaseificação. Essa representação matemática do processo ajuda a obter uma visão sobre a influência significativa que os parâmetros de operação exercem sobre o desempenho do gaseificador (Baruah e Baruah, 2014). O conhecimento permite que se manipule todas essas variáveis a fim de se otimizar o processo e adequá-lo para se produzir um gás que possua as características necessárias para a sua utilização em máquinas específicas, como as microturbinas a gás, de maneira mais eficiente.

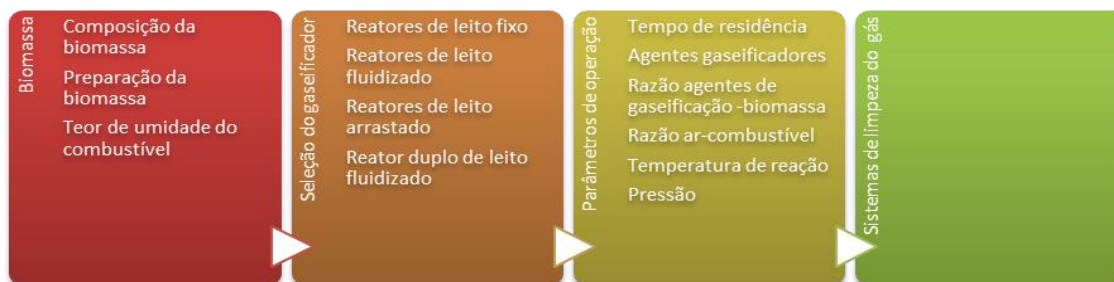


Figura 2: Aspectos relevantes do processo de gaseificação de Ruiz *et al.* (2012).

3. EXPERIÊNCIAS DE UTILIZAÇÃO DE GÁS DE SÍNTESE EM MICROTURBINAS A GÁS

O uso de gás de síntese em turbinas a gás enfrenta vários problemas (Pilidis e Ferreira, 2001). A primeira questão a ser resolvida quando se trata da utilização de gases de síntese em microturbinas são grandes fluxos de gases para o combustor (Liu e Weng, 2009). Isso é devido ao baixo poder calorífico do gás de síntese ($4\text{-}6\text{MJ/Nm}^3$) (Basu, 2013), obtido da gaseificação da biomassa. Portanto, é necessário uma mudança no design da câmara de combustão e nas palhetas guias de entrada da turbina para a sua operação confiável apenas com gás de síntese (Datta et al., 2010). No entanto, em ciclos a gás, a mudança de relação entre fluxo de massa e pressão causam uma mudança no ponto de operação e eficiência das turbinas a gás (Liu e Weng, 2009).

Algumas experiências tem sido adotadas em grandes turbinas para a utilização de gás de síntese, já que as mesmas podem ser ajustadas em grande escala para se adequarem a utilização do gás de síntese. Por exemplo, a capacidade de fluxo da turbina pode ser aumentada em 10%, a razão de compressão pode ser aumentada em 12% e a potência de saída pode ser aumentada em 20% para o modelo 9F de turbina a gás da GE (Charles e Nielson, 1998). Ao mesmo tempo existem três bicos de áreas variáveis que podem ser ajustados para diminuir o fluxo no compressor. No entanto, os métodos de ajuste empregados em grandes turbinas não são totalmente adequados para as microturbinas a gás porque ambas se tratam de diferentes mecanismos de operação (Bozza et al., 2005).

A seguir são apresentados aspectos de diversos estudos realizados sobre a utilização de gás de síntese em microturbinas a gás.

3.1. Utilização de gás de síntese em microturbinas sem modificações técnicas

Rabou et al. (2008) e Sadig et al. (2014) realizaram testes em turbinas sem modificações técnicas nas mesmas, apenas mudando o índice de combustível, um parâmetro de software que permite que o sistema de operação da turbina lide com as propriedades de queima de uma gama de gases (Rabou et al., 2008). Dessa maneira, eles utilizaram gás de síntese em microturbinas a gás em mistura com outros combustíveis e verificaram que é possível uma microturbina a gás, projetada inicialmente para operar com um combustível de origem fóssil que possui elevado poder calorífico, operar com um gás de síntese. No entanto, são observadas pequenas diferenças no comportamento das microturbinas em relação as configurações padrões (Rabou et al., 2008).

Rabou et al. (2008) utilizou uma microturbina a gás Capstone C30, 30kWe operando com gás de síntese e uma mistura de gás de síntese com gás natural. O gás de síntese, obtido através da gaseificação a 850°C com ar a pressão atmosférica em um gaseificador de leito fluidizado, contém cerca de 7% de H_2 , 17% de CO , 15% de CO_2 , 4% CH_4 e 2% de outros hidrocarbonetos, 2% de H_2O e um balanço de N_2 e Ar do ar, e possui um poder calorífico em torno de 6 MJ/Nm^3 .

Inicialmente, a microturbina começou a operar com gás natural até que as condições de operação estavam estáveis, então, gradualmente adicionou-se gás de síntese no gás natural. Quando o gás de síntese foi adicionado, as válvulas de combustível ficaram com a máxima abertura e limitou-se a vazão mássica do gás de síntese em $25\text{ Nm}^3/\text{h}$. Na figura 3 pode ser observado o fluxo total de gás na operação da microturbina com gás natural e com a mistura de gás síntese e gás natural em função da potência de saída.

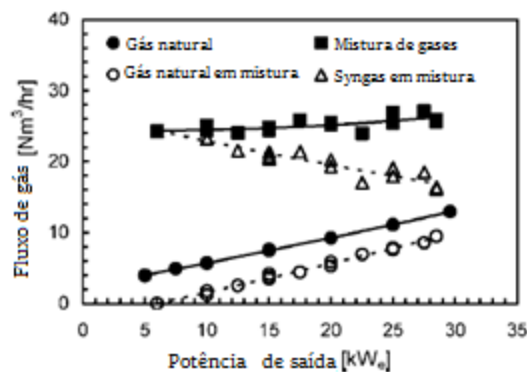


Figura 3: Fluxo de gás durante a operação da microturbina com gás natural ou com a mistura de gás de síntese e gás natural em função da potência de saída. Os símbolos abertos mostram a contribuição do gás natural e do gás de síntese na mistura de Rabou et al. (2008).

Para a potência total e a abertura completa da válvula de combustível, a mistura de gases contém 65% de gás de síntese por volume. Neste ponto, o gás de síntese contribui apenas 26% para o poder calorífico da mistura que é de 15 MJ/Nm^3 . Rabou et al (2008) constataram que a eficiência elétrica total da microturbina na potência total é de aproximadamente 26% quando o gás de síntese é adicionado. No entanto, mais energia é utilizada para comprimir o maior volume de gás.

Em carga parcial, a máxima contribuição de gás de síntese pode ser aumentada conforme mostrado na figura 4. Rabou et al. (2008) constataram que em dada configuração de potência, o sistema de operação da microturbina tenta alcançar uma certa combinação de velocidade da turbina e temperatura do gás. O sistema compensa a capacidade térmica mais elevada do maior fluxo de gás combustível por um fluxo de ar menor e, assim, a velocidade da turbina é ligeiramente reduzida.

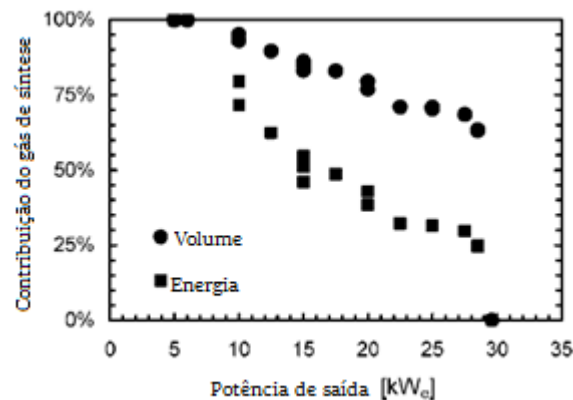


Figura 4: Máxima contribuição do gás de síntese, por volume e energia, na entrada de combustível da microturbina em função da potência de saída. Fonte: Rabou et al., 2014.

Como mostrado na figura 4, para uma contribuição de 100% de gás de síntese a potência máxima atingida pela microturbina é de 5 kW_e. Na figura 5, é mostrado os resultados da operação da microturbina apenas com gás de síntese. Apesar do poder calorífico inferior de 6 MJ/Nm³ permitir o funcionamento por curtos períodos, picos de concentração de CO no gás de exaustão mostram que a combustão é instável, por representar, principalmente a combustão incompleta de hidrocarbonetos. De acordo com Rabou et al. (2008) a eficiência elétrica total da turbina a 5 kW_e é de 14% e deve ser levado em conta que a microturbina está operando apenas com 1/6 da sua potência de saída.

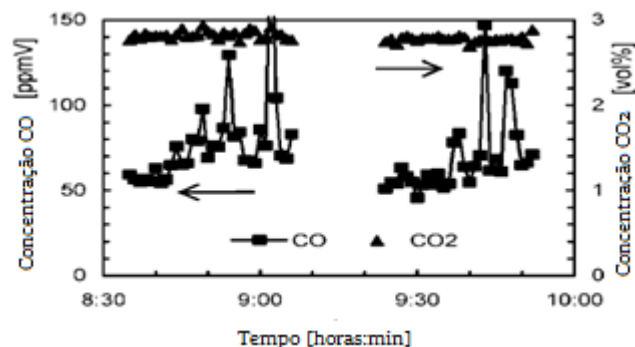


Figura 5: Concentrações de CO e CO₂ no gás de exaustão da microturbina durante sua operação a 5kW_e com 100% de gás de síntese. Os dados do segundo teste são deslocados em tempo para coincidir com o eixo. Dados medidos com cerca de 18% de O₂ nos gases exaustão secos de Rabou et al (2008).

A figura 6 mostra os resultados com a operação a 7,5kW_e com uma mistura de 93% e 7% de gás natural por volume (72% e 28% de energia). A mistura de combustível possui um poder calorífico de 8 MJ/Nm³ e foi comprovado que este é o menor limite para uma operação estável em potência reduzida desta microturbina (Rabou et al., 2008). O aumento limitado no poder calorífico torna a combustão estável o suficiente para impedir os sinais sonoros de chama de sopro e de reignição, mas as flutuações na concentração de CO nos gases de exaustão indicam que a combustão ainda está na borda de instabilidade. A eficiência elétrica total é de 17% para 7,5 kW_e, tanto com a utilização apenas de gás natural quanto para quase 100% de gás de síntese.

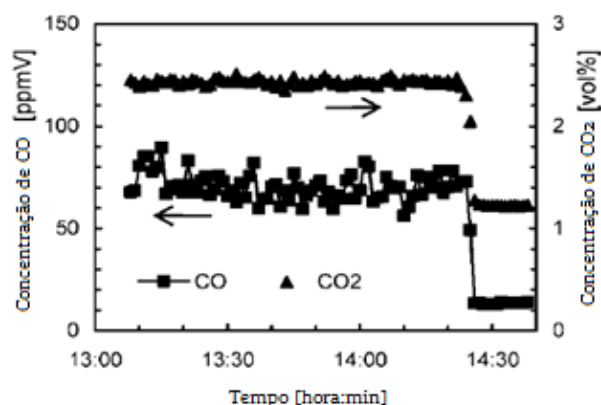


Figura 6: Concentrações de CO e CO₂ nos gases de exatidão da microturbina a gás durante operação de 7,5 kW com uma mistura de 93% de gás de síntese e 7% de gás natural. Os dados de 14:25 são para a operação com 100% de gás natural. Os dados medidos são para 18% de O₂ nos gases secos de exatidão de Rabou et al (2014).

A figura 7 mostra o resultado para uma operação de 15kW com uma mistura de 80% de gás de síntese e 20% de gás natural por volume (43% e 57% por conteúdo de energia). A mistura de gás combustível tem um poder calorífico médio de 11 MJ/Nm³. Claramente pode se perceber que a concentração de CO nos gases de exatidão são mais estáveis do que aquela operação de 7,5 kW com um menor poder calorífico. A concentração média de CO nos gases de exatidão é 2 vezes menor do que na potência de 7,5 kW mas é praticamente a mesma para a operação com 100% de gás natural nessa potência de saída. A eficiência elétrica total para a potência de 15 kW é 22% e novamente, não é afetada pelo uso de uma mistura de gás de síntese ao invés de apenas gás natural.

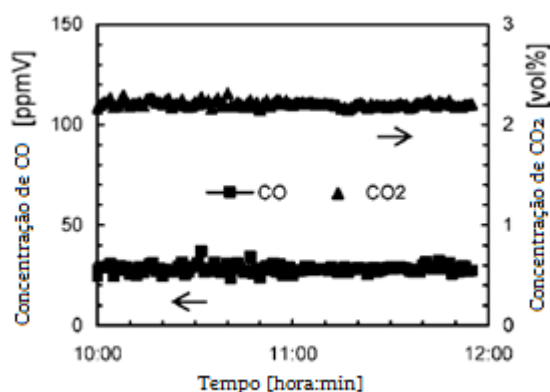


Figura 7: Concentração de CO e CO₂ nos gases de exatidão da microturbina a gás com operação de 15kW com uma mistura de 80% vol. de gás de síntese e 20% vol. de gás natural. Os dados medidos são para 18% de O₂ nos gases de exatidão secos de Rabou et al (2014).

3.2- Adaptações técnicas nas microturbinas a gás para utilização de gás de síntese

A partir dos resultados de Rabou *et al.* (2008) pode-se perceber que apesar de ser possível uma turbina operar apenas com gás de síntese, ela não consegue atingir a sua potência total sem que haja uma alteração no fluxo de combustível e que a combustão é instável, como pode ser percebido pelos picos de concentração de CO presente nos gases de exatidão.

Liu e Weng (2009) também realizaram análises em uma microturbina a gás modelo C30 da Capstone, utilizando o software *Matlab/Simulink*. O objetivo era identificar possíveis ajustes e adaptações técnicas nas turbinas para a sua operação com gás de síntese. O modelo criado para a microturbina foi desenvolvido através dos dados reais de desempenho da máquina em modo estacionário. A taxa de compressão do compressor é 3,2 e a temperatura de entrada na turbina (TIT) é 1113K. A vazão mássica de 0,31kg/s de gás é necessária para produzir 30kW de potência com uma eficiência de 26% nas condições de ISO. A microturbina a gás é equipada com um compressor centrífugo, uma turbina radial, câmara de combustão e um recuperador. O combustível utilizado foi um gás de síntese representativo obtido da gaseificação da biomassa.

3.2.1- Ajuste da microturbina a gás

Ao se aumentar o fluxo de combustível nas microturbinas para compensar a diminuição do poder calorífico a temperatura de entrada na turbina (*Temperature Inlet Turbine - TIT*) também irá aumentar acarretando em um aumento da potência de saída e da eficiência da turbina, fazendo com que a mesma passe a operar em condições para as quais não foi projetada (Liu e Weng, 2009). Assim, propõe-se três situações de simulação. A primeira é que a potência de saída da microturbina atinja o valor de projeto (caso 2) e a segunda é que a TIT atinja o valor de projeto (caso 3). Os resultados são apresentados na figura 8 e foram comparados com os valores da condição padrão que a turbina foi projetada (caso 1). Percebe-se que o fluxo de gás de síntese será 10 vezes maior do que as condições de projeto, para os casos 2 e 3, fazendo com que exista uma diferença de fluxo entre o compressor e a turbina impossibilitando os mesmos de trabalharem juntos.

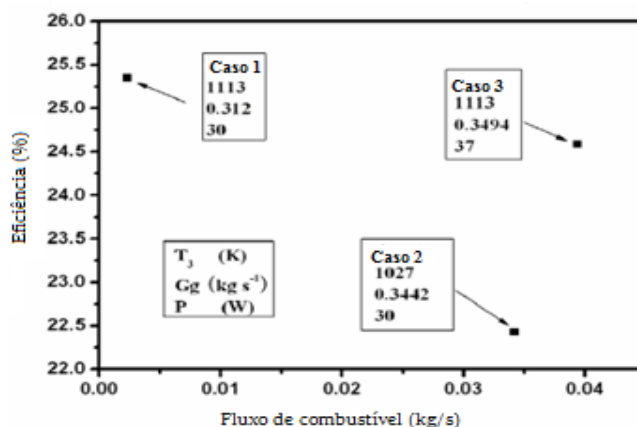


Figura 8: Diferentes condições de operação da microturbina de Liu e Weng (2009).

Dessa maneira, a razão de pressão do compressor deve ser aumentada o máximo possível porque não se pode aumentar a capacidade de fluxo da turbina sem aumentar também a capacidade de fluxo do compressor (Liu e Weng, 2009). Mas se a razão de compressão não pode aumentar demasiadamente a TIT teria que diminuir na mesma proporção para fazer a correspondência. Liu e Weng (2009) propõem então, que o processo deveria ser ajustar primeiramente a razão de compressão no máximo possível e então diminuir a TIT até alcançar a correspondência entre turbina e compressor. Este é um método simples comumente empregado em grandes turbinas. Mas, no entanto, ao aplicar esse método em microturbinas, a eficiência e potência de saída diminuem e o compressor passa a operar perto da margem de surge, que é um estado em que o compressor não funcionará da maneira adequada e então, deve-se ser mantida uma margem de segurança tanto maior quanto possível desta região. A tabela 1 apresenta os resultados encontrados quando se aumentou a razão de compressão ao máximo, caso 4, em comparação com as propriedades de projeto da microturbina, caso 1.

Tabela 1: Dados dos parâmetros para o ajuste da razão de compressão e da TIT da microturbina

		Caso 1	Caso 4
Compressor	Velocidade de rotação	N	N
	Razão de compressão	3,2	3,257
	Fluxo de saída kg/s	0,31	0,288
	Temperatura de entrada K	444	446,8
	Potência kW	47,1	44,42
Câmara de combustão	Pressão de saída kPa	319,3	324,98
	Eficiência	0,818	0,82
	Fluxo de combustível Kg/s	0,002368	0,02527
	Temperatura de entrada K	839	662,7
	Pressão de saída kPa	309,7	316,7
	Temperatura de saída K	1113	888,3
	Temperatura de saída K	912	718
Turbina	Fluxo de saída kg/s	0,312368	0,3164
	Potência kW	77,1	62,61
Micro turbina a gás	Eficiência	0,8164	0,8127
	Potência de saída kW	30	17,69
	Eficiência %	25,35	17,89

Fonte: Adaptado de Liu e Weng, 2009.

Liu e Weng (2009) propõem, então, como solução para resolver o problema de correspondência entre a turbina e o compressor ajuste do próprio compressor para reduzir o fluxo de ar através dele. Esse ajuste pode ser feito no regulador de pressão de entrada ou de saída do compressor ou através da velocidade de rotação variável. Qualquer método resultará no aumento de potência consumida no compressor e o ajuste da velocidade de rotação variável é a melhor maneira do ponto de vista do consumo de potência (Liu e Weng, 2009). A tabela 2 apresenta os dados para o ajuste da velocidade nominal do compressor para 0,95 e 0,90 da velocidade nominal, caso 5 e 6 respectivamente, em comparação com o caso dos parâmetros de projeto da microturbina, caso 1.

Tabela 2: Dados dos parâmetros para o ajuste da velocidade de rotação variável do compressor

		Caso 1	Caso 5	Caso 6
Compressor	Velocidade de rotação	N	0,95 N	0,9 N
	Razão de compressão	3,2	3,09	2,634
	Fluxo de saída kg/s	0,31	0,2782	0,2688
	Temperatura de entrada K	444	439,6	418
	Potência kW	47,1	40,8	33,33
Câmara de combustão	Pressão de saída kPa	319,3	308,3	262,8
	Eficiência	0,818	0,8176	0,8107
	Fluxo de combustível Kg/s	0,002368	0,03224	0,03188
	Temperatura de entrada K	839	807,9	886,2
	Pressão de saída kPa	309,7	300,6	255,6
	Temperatura de saída K	1113	1072	1144
	Temperatura de saída K	912	877,5	964,1
Turbina	Fluxo de saída kg/s	0,312368	0,3135	0,3037
	Potência kW	77,1	70,72	63,35
Micro turbina a gás	Eficiência	0,8164	0,80072	0,8148
	Potência de saída kW	30	30	30
	Eficiência %	25,35	23,73	24,07

Fonte: Adaptado de Liu e Weng, 2009.

3.2.2- Modificações no compressor e turbina

Em geral microturbinas a gás não adotam a tecnologia de bicos de áreas variáveis ou pás estacionárias, a palheta do compressor é muito fina e modificações no bico de área variável ou na pá estacionária são muito difíceis (Liu e Weng, 2009). Portanto, pode se realizar modificações no compressor e na turbina.

Para se realizar a modificação no compressor, diminui-se o fluxo de ar e mantém-se a taxa de compressão inalterada. A TIT irá diminuir devido a diminuição do fluxo de combustível. Espera-se então que a TIT atinja seu valor de projeto (nesse ponto a potência de saída é superior ao valor de projeto e a vazão mássica de combustível também). Para proteger a turbina, depois desse ponto a TIT deve ser mantida constante. Então, mantém-se a TIT constante e diminui o fluxo no compressor até que a potência de saída volte ao seu valor de projeto (figura 9).

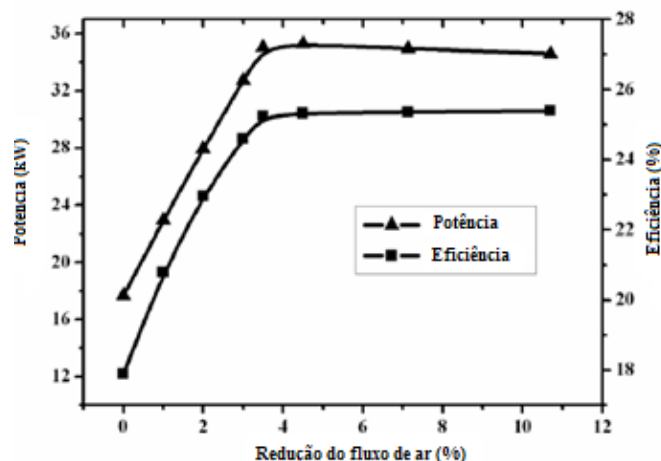


Figura 9: Efeitos do fluxo de ar no compressor na eficiência e na potência da turbina de Liu e Weng, 2009.

Também pode-se melhorar a operação se a capacidade de fluxo da turbina pode ser modificada. Mudar a configuração do ângulo ou altura da pá estacionária pode aumentar a área de fluxo da turbina e melhorar a operação. A TIT aumentaria com o aumento da capacidade de fluxo, o que causaria o aumento da potência de saída e da eficiência até que a TIT atinja o valor de projeto. Depois desse ponto o aumento da capacidade de fluxo da turbina causa o decréscimo da pressão de entrada na turbina e da razão de compressão do compressor. A potência e eficiência ainda diminuirão vagarosamente porque o fluxo de massa do gás mantém o aumento da temperatura. A relação de potência e capacidade de fluxo da turbina é mostrada na figura 10.

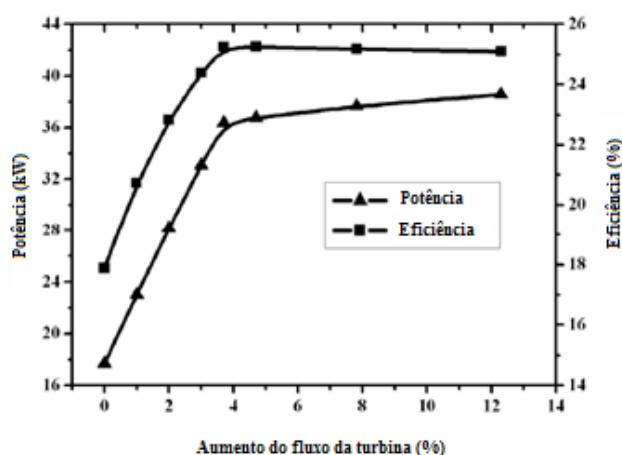


Figura 10: Efeito no aumento de fluxo de combustível sobre a potência e eficiência da turbina de Liu e Weng (2009).

As modificações na turbina e no compressor das microturbinas a gás apresentam resultados satisfatórios sob o aspecto de potência e eficiência, mas podem provocar a operação das mesmas em limites acima do padrão de projeto o que pode surtir efeitos negativos em suas estruturas.

4. CONCLUSÕES

A partir dos estudos apresentados percebe-se que analisaram-se a utilização dos gases de síntese em microturbinas a gás sob duas perspectivas: utilizando uma mistura de gás de síntese com outros combustíveis de maior poder calorífico ou através de modificações na estrutura e no funcionamento das mesmas. Ambas as alternativas têm o intuito de compensar o baixo poder calorífico dos gases de síntese.

Por um lado, sem considerar modificações e ajustes nas microturbinas, a partir de um poder calorífico de 8 MJ/Nm³ garante-se um funcionamento estável da microturbinas e quando se utiliza um poder calorífico de 11 MJ/Nm³ a turbina atinge condições de estabilidade muito próximas as condições atingidas quando se utiliza apenas gás natural. Por outro lado, os ajustes nos parâmetros da microturbinas, como razão de compressor, temperatura de entrada na turbina e velocidade de rotação variável do compressor não são viáveis do ponto de vista da potência de saída, eficiência e campo de temperatura do combustor. As modificações no compressor e na turbina, apesar de não serem comumente

empregadas devido a dificuldade de se alterar as configurações das microturbinas como palhetas do compressor e ajuste das pás estacionárias da turbina, se mostraram viáveis sob tais aspectos.

Dessa maneira, percebe-se que quando se analisa o processo de gaseificação da biomassa e de utilização do gás de síntese de uma maneira holística, buscando integrar soluções em toda a cadeia do processo de forma a otimizar as características do gás a ser utilizado nas microturbinas, levando em consideração os parâmetros da gaseificação como *design* do gaseificador e agentes da gaseificação e qual sua influência na composição e poder calorífico do gás de síntese produzido pode se chegar a resultados satisfatórios. A avaliação do potencial de aumento do poder calorífico do gás de síntese utilizando diferentes fluidos de gaseificação seria uma solução para a utilização desse gás em microturbinas. Simulações mostram que o poder calorífico do gás é diretamente proporcional à concentração dos constituintes dos gases tais como H_2 , CO e CH_4 e inversamente proporcional à concentração de H_2O e N_2 . Se alterarmos os fluidos de gaseificação também é possível incrementar o poder calorífico do gás de síntese como demonstrado nas figuras 11 e 12.

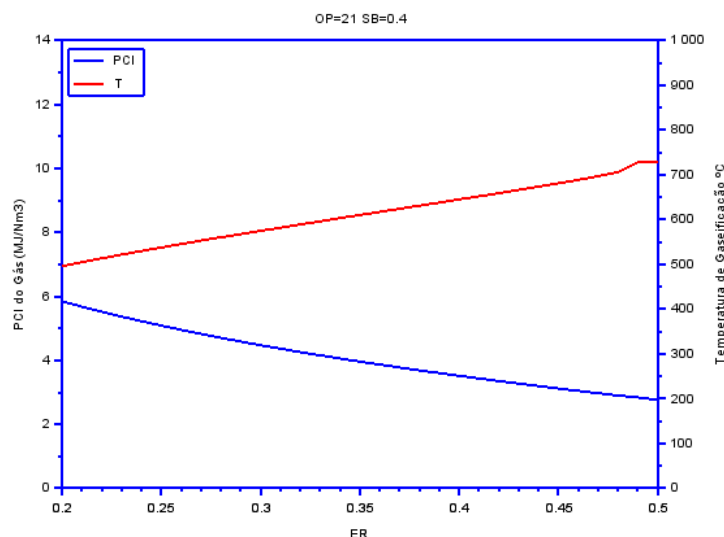


Figura 11: Poder calorífico do gás de síntese em relação razão de equivalência gaseificação com ar e relação vapor biomassa(SB) =0,4.

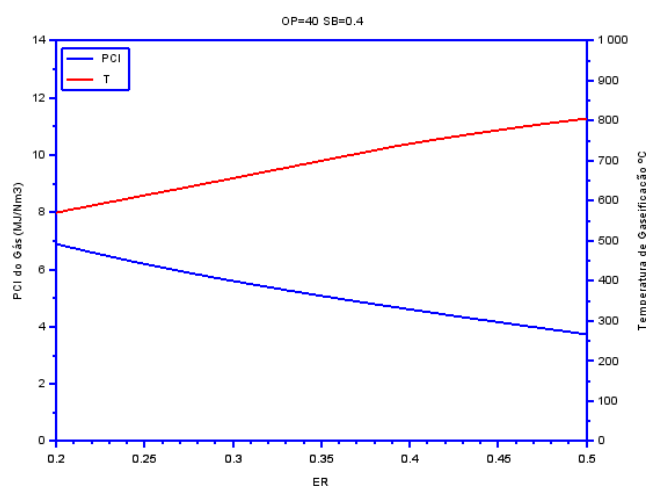


Figura 12: Poder calorífico do gás de síntese em razão vapor para mistura de oxigênio a 40% e relação vapor biomassa (SB)=0,4.

Portanto, ao se utilizar o oxigênio como fluido de gaseificação altera-se a concentração de O_2 de 21% para 40%, provocando o decréscimo na concentração de N_2 e o aumento das concentrações de H_2 e CO o que resulta em um gás de maior poder calorífico (Huynh e Kong, 2013).

5. REFERÊNCIAS

- Ahmed E.E. K, Vaibhav K. A., Ashwani K. G., Sang C. L. Low calorific value fuelled distributed combustion with swirl for gas turbine applications. *Applied Energy* 98, 2012; 69–78.
- Baruah, D., D.C. Baruah. Modeling o biomass gasification: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39,2014; 806-815.
- Basu P. Biomass gasification and pyrolysis: practical design and theory. MA, U.S.: Elsevier; 2013.
- Datta A., R. Ganguly, L. Sarkar, Energy and exergy analyses of an externally fired gas turbine (EFGT) cycle integrated with biomass gasifier for distributed power generation, *Energy* 35 (2010) 341–350.
- Huynh, C. V., Song-Chang K.. “Performance Characteristics of a Pilot-Scale Biomass Gasifier Using Oxygen-Enriched Air and Steam.” 2013,*Fuel* 103:987–96.
- Horlock,J.H., *Advanced Gas Turbine Cycles*. s.l, Elsevier Science Ltda, 2003.
- Loeser M, Redfern MA. Modelling and simulation of a novel micro-scale combined feedstock biomass generation plant for grid-independent power supply. *International Journal of Energy Research* 2009; 34: 303–320.
- Nascimento, F. R. M., Modelagem de equilíbrio de um gaseificador co-corrente de dois estágios utilizando diferentes fluidos de gaseificação, Itajubá, 182 p. Dissertação de Mestrado (Conversão de Energia) – Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá, 2015.
- Pilidis. S.B., P. Ferreira, Comparison of externally fired and internal combustion gas turbines using biomass fuel, *J. Energy Res. Technol. Trans ASME*. 123 (2001) 291–296.
- Ruiz J.A et al. Biomass gasification for electricity generation: Review of current technology barriers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 18, 2013; 174-183.
- Sadig, H. et al., Effect of producer gas staged combustion on the performance and emissions of a single shaft micro-gas turbine running in a dual fuel mode. *Journal of the Energy Institute*, 2015. Disponível em, <http://dx.doi.org/10.1016/j.joei.2015.09.003>.
- Sharma, AK. Experimental investigations on a 20 kWe, solid biomass gasification system. *Biomass Bioenergy*, 35, 2011: 421-428.

6. RESPONSABILIDADE AUTORAL

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste trabalho.

7. AGRADECIMENTOS

Agradecimento especial à FAPEMIG pelo apoio financeiro para a participação do evento.

ANALYSIS OF SYNTHESIS GAS USE IN GAS MICROTURBINES

Joice Laís Pereira, engjoicelais@outlook.com¹

Electo Lora Silva, electo@unifei.edu.br²

¹Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Av. B P S, 1303 - Pinheirinho, Itajubá - MG, 37500-903.

² Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Av. B P S, 1303 - Pinheirinho, Itajubá - MG, 37500-903

Abstract: Biomass has emerged as a potential power-source to replace fossil fuels. Gasified biomass produces a gas called synthesis gas, with characteristics such as low calorific value and variable composition. This gas can be used in thermal machines such as engines and gas turbines. The greatest difficulty in using this gas in microturbines is related to increased fuel flow to compensate for the low calorific value that the fuel has in relation to natural gas, the main fuel used in these devices. The alternatives to its use in microturbines can be i) mixtures with other fuels with a high calorific value; ii) adjustments in the operating parameters such as compression ratio and inlet temperature to the turbine (TIT), iii) technical modifications to the turbine and the compressor; iv) increase in the calorific value of the synthesis gas produced from the operation with different working fluids during gasification. This article presents a holistic literature review of the main studies on the use of synthesis gas microturbines presenting the main results and potential for development of new studies. Recent studies show that a minimum calorific value of 8 MJ/Nm³ is necessary to ensure stable operation of the micro-turbine without affecting its efficiency, and when it has a calorific value of 11 MJ/Nm³ a turbine reaches very close to the stable conditions achieved when using only natural gas. It is noticed that the settings of the micro-turbine parameters such as compression ratio, the turbine inlet temperature and speed variable compressor rotation are not viable from the point of view of output power, efficiency, and combustor temperature range. The changes in the compressor and turbine, although not commonly used due to the difficulty of changing the microturbine's settings as compressor blades and adjust the stationary blades of the turbine have proved viable under such aspects. The increase in the calorific value of the synthesis gas is an alternative that allows it to adapt to the operational characteristics of microturbines allowing it to reach a stable operating point without requiring major structural changes. Therefore, an evaluation of the gasification process is needed using different working fluid.

Keywords: Biomass, gasification, syngas, gas microturbines.