

# **ANÁLISE DA UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL COMO COMBUSTÍVEL EM USINAS SUCROALCOOLEIRAS PARA PERMITIR A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA COMERCIALIZAÇÃO DURANTE TODO O ANO.**

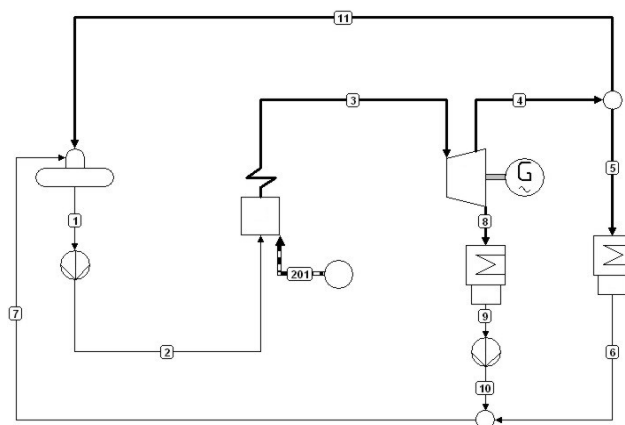
Flávio Moreti Campitelli, Ricardo Alan Verdú Ramos, Ricardo Agudo Romão Júnior, Thales Brandão Uchôa. – Ciências Térmicas - Engenharia Mecânica - Departamento de Engenharia Mecânica – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – Campus de Ilha Solteira.

O racionamento de energia elétrica em 2001 mostrou a necessidade de uma maior diversificação da matriz energética brasileira, além de deixar evidente a falta de um planejamento estratégico no setor e a insuficiência de investimentos em geração e distribuição de energia. A implantação do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) acabou não surtindo os efeitos desejados. A tentativa mais recente de aumentar a participação de outras fontes de energia na matriz elétrica brasileira, como o gás natural e a biomassa, foi o lançamento do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Diante deste contexto, a região oeste do Estado de São Paulo, passou a oferecer grandes oportunidades de investimentos na área energética após a construção do Gasoduto Bolívia/Brasil e, principalmente, devido a grande expansão do setor sucroalcooleiro na região, assim o planejamento energético e o estabelecimento das condições para as quais a cogeração pode ser praticada, visando à comercialização da energia excedente, passaram a ser aspectos de importante consideração, uma vez que a região oeste paulista possui várias linhas de transmissão de energia elétrica, facilitando a integração com o mercado consumidor.

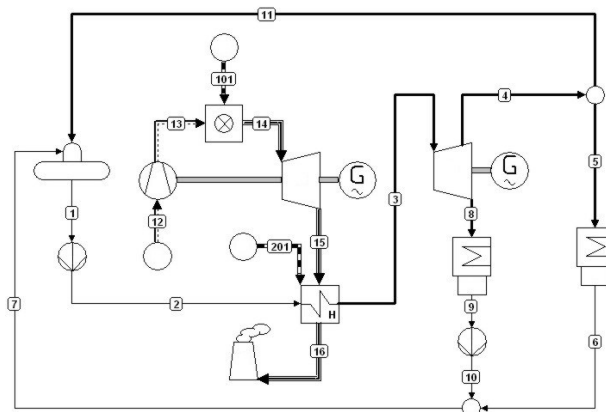
No presente trabalho será analisada a possibilidade de aproveitamento do gás natural como combustível suplementar em usinas de açúcar e álcool do oeste paulista que ficam próximas ao gasoduto. A modificação das plantas tradicionais dessas usinas para permitir o uso combinado do gás natural e do bagaço de cana para geração de eletricidade e vapor necessários para os processos, bem como possibilitar a comercialização do excedente de energia elétrica, requer um estudo termodinâmico bastante minucioso, bem como uma criteriosa análise da viabilidade técnica e econômica.

Inicialmente, foram analisadas algumas plantas de usinas sucroalcooleiras do oeste paulista que ficam próximas a rede de distribuição de gás natural. A partir desta análise foi escolhida uma planta básica representativa desse seguimento industrial, conforme mostrado na Fig. 1, sendo identificadas todas as suas características operacionais.

Foram efetuados estudos considerando a configuração típica apresentada na Fig. 1, primeiramente utilizando bagaço de cana como usualmente é feito (Caso 1) e depois utilizando gás natural como combustível, através da introdução de queimadores apropriados nas caldeiras (Caso 2), no sentido de se aumentar a produção de energia na safra e/ou possibilitar a produção de energia também na entre safra. Posteriormente, foi estudada uma situação que envolveria maiores investimentos, mas que ampliaria bastante a capacidade de produção de energia, que seria através da modificação da planta atual com a instalação de uma turbina a gás e uma caldeira de recuperação de calor (Caso 3), conforme mostra a Fig. 2.



**Figura 1** – Arranjo típico de uma usina sucroalcooleira do oeste paulista (Casos 1 e 2).



**Figura 2** – Planta modificada de uma usina sucroalcooleira do oeste paulista (Caso 3).

As condições de operação dos equipamentos utilizados estão apresentadas na Tab. 1.

**Tabela 1** – Características operacionais das plantas.

<b>Ciclo a gás</b>	
Rendimento isentrópico do compressor	0,85
Rendimento isentrópico da expansão	0,91
Rendimento mecânico do gerador	0,95
Rendimento elétrico do gerador	0,95
Razão de compressão	17,5:1
PCI Gás Natural	48400 kJ/kg
<b>Ciclo a vapor</b>	
Rendimento isentrópico da turbina a vapor	0,87
Rendimento isentrópico das bombas	0,75
Rendimento mecânico do gerador	0,95
Rendimento elétrico do gerador	0,95
PCI Bagaço de Cana	7736 kJ/kg

Para se realizar uma análise energética e exergética de uma planta devem ser feitos balanços de massa, energia e exergia, e definidas as eficiências pela primeira e segunda lei da termodinâmica, bem como as irreversibilidades, considerando um volume de controle para de cada um dos equipamentos que a compõem (Kotas, 1995 e Horlock, 1997).

Para o cálculo da exergia específica do bagaço da cana é utilizada a equação apresentada por Szargut *et al.* (1988), que leva em conta a correlação entre a exergia química e o poder calorífico inferior do combustível, considerando a relação entre as frações em massa de oxigênio e carbono, a composição elementar do combustível, e o conteúdo de cinza e de umidade.

Para o cálculo da exergia específica do gás natural é utilizada a equação apresentada por Kotas (1995), que leva em conta a correlação entre a exergia química e o poder calorífico inferior do combustível, considerando a relação entre as frações em massa de oxigênio e carbono, a composição elementar do combustível, e o conteúdo de cinza e de umidade.

Após a análise termodinâmica, é realizada uma análise econômica. Uma metodologia usualmente utilizada (Bejan *et al.*, 1996) adota métodos de partição de custos onde são associados aos produtos (energia elétrica e térmica), os custos dos insumos (gás natural, bagaço e água) e equipamentos requeridos para sua obtenção.

Neste trabalho o método de partição de custos considerado é o método da extração, no qual o custo de vapor de alta deve ser igual ao custo do vapor de processo na turbina a vapor e o custo do combustível deve ser igual ao custo dos gases de exaustão na turbina a gás, pois este método valoriza melhor o produto a ser comercializado pela usina.

Para a definição dos custos de capital investidos nos equipamentos, foi utilizado um fator de amortização anual, considerando uma taxa de juros de 12% ao ano e vida útil de 20 anos; custos

anuais de operação e manutenção da ordem de 1% do capital investido em custos variáveis e de 9% do capital investido em custos fixos e um número de horas de operação anual igual a 7000 h. Além disso, foi considerado um fator de capacidade da instalação, que é a relação entre a energia total produzida durante o ano todo e a máxima produção de energia, supondo que a instalação funcione 24 horas por dia em plena carga, como sendo de 75%.

Os custos dos principais equipamentos instalados são dados na Tab. 2 (Garagatti Arriola, 2000 e *World Gas Turbine Handbook*, 2001-2002). Dessa forma, pode-se calcular o custo de cada componente da planta de potência com amortização.

**Tabela 2** – Custos dos principais equipamentos da planta.

Equipamento	Custo estimado [US\$]
Caldeira	4000000
Turbina a Vapor	6000000
Condensador	340000
Bomba	30000
Caldeira de recuperação	4000000

Os custos dos combustíveis foram estimados de acordo com os valores de mercado, sendo considerado US\$ 140,00/t (US\$  $2,7 \cdot 10^{-3}$ /MJ) para o gás natural e US\$ 7,00/t (US\$  $0,67 \cdot 10^{-3}$ /MJ) para o bagaço de cana.

A resolução dos sistemas de equações resultantes será efetuada utilizando-se o programa EES® (*Engineering Equation Solver*), desenvolvido por Klein & Alvarado (1995), que permite a determinação das propriedades termodinâmicas do sistema, como entalpia e entropia, possibilitando a realização de cálculos de uma maneira simples e eficiente, sem a necessidade de se recorrer a tabelas termodinâmicas. Vale ressaltar que foi adotado como estado de referência o definido pela temperatura de 25 °C e pressão de 101,3 kPa.

Para a realização dos cálculos utiliza-se os valores de vazão, pressão, temperatura e entalpia nos principais pontos das plantas, sendo que alguns deles são dados de projeto e/ou operação e outros foram calculados através das equações envolvidas e/ou tabelas de propriedades termodinâmicas.

Na Tabela 3 são mostrados os valores do fluxo exergético e do custo específico nos principais pontos das plantas, de acordo com as Figs. 1 e 2.

**Tabela 3** – Fluxo exergético e custo específico nos principais pontos das plantas.

Ponto	Fluxo exergético (kW)	Custo Específico (US\$/MJ)		
		Caso 1	Caso 2	Caso 3
1	1498	0,0824	0,2048	0,0833
2	1888	0,0655	0,1626	0,0663
3	55510	0,0053	0,0136	0,0053
4	21650	0,0053	0,0136	0,0053
5	20800	0,0053	0,0136	0,0053
6	874,4	0,1290	0,3259	0,1305
7	846,5	0,1404	0,3488	0,1421
8	507,9	0,0053	0,0136	0,0053
9	8,64	0,6710	1,1570	0,6748
10	9,62	0,6313	1,0680	0,6347
11	858,2	0,0053	0,0136	0,0053
15	8374	-	-	0,0027

As potências geradas nas turbinas de vapor e a gás respectivamente são 29.979 e 13.108 kW e os custos unitários de geração de eletricidade e vapor para cada um dos casos estudados são apresentados na Tab. 4.

**Tabela 4** – Custos unitários de geração de eletricidade e vapor para cada configuração.

<b>Descrição dos custos</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>
Custo eletricidade TV (US\$/MWh)	27,73	60,88	27,99
Custo eletricidade TG (US\$/MWh)	-	-	36,48
Custo médio eletricidade (US\$/MWh)	27,73	60,88	30,57
Custo vapor para o processo (US\$/t)	3,29	8,45	3,33

Neste trabalho foram apresentadas alternativas para verificar a possibilidade do uso do gás natural na indústria sucroalcooleira como insumo complementar ao bagaço de cana, com o objetivo de aumentar a produção de energia na safra e/ou viabilizá-la durante a entre safra, permitindo ao setor uma maior flexibilidade na comercialização dessa energia.

Num primeiro momento, foi estudada a planta atual de uma usina sucroalcooleira, que usa o bagaço de cana para a geração de vapor (Caso 1). Neste caso, o custo unitário da produção de energia elétrica e de produção de vapor para processo foram, respectivamente, US\$ 27,73/MWh e US\$ 3,29/t.

Mantendo-se as mesmas condições de operação e substituindo o bagaço de cana pelo gás natural como combustível (Caso 2), o custo unitário da energia elétrica passou para US\$ 60,88/MWh, resultando um aumento de 119,5%, e o custo unitário do vapor passou para US\$ 8,45/MWh, representando um aumento de 156,8 %. Vale ressaltar que não foram considerados os custos da instalação dos queimadores de gás natural na caldeira, uma vez que estes valores são relativamente pequenos comparados com os dos outros equipamentos. Desse modo, a utilização de gás natural como combustível na caldeira só seria viável em uma situação excepcional de falta de bagaço.

Após a adaptação da planta atual para um ciclo combinado, com a introdução de uma turbina a gás e a substituição da caldeira convencional por uma caldeira de recuperação com alimentação complementar de bagaço de cana (Caso 3), foram obtidos os valores de US\$ 27,99/MWh para o custo unitário de produção de energia elétrica na turbina a vapor, de US\$ 36,48/MWh na turbina a gás e de US\$ 3,33/t para a produção de vapor para o processo. Para efeito comparativo com os casos anteriormente estudados, o custo médio ponderado da geração de eletricidade no ciclo combinado ficou em US\$ 30,57/MWh, o que representa um aumento de 10,2 % em relação ao ciclo simples com bagaço de cana e uma diminuição de 49,8 % em relação ao ciclo simples que opera com gás natural.

Finalizando, vale lembrar que os custos de instalação das tubulações para interligação com o gasoduto não foram considerados nesta análise preliminar, mas sabe-se que os mesmos refletirão diretamente na viabilidade econômica da utilização do gás natural pela usina sucroalcooleira.

## **Referências Bibliográficas**

- BEJAN, A., TSATSARONIS, G., MORAN, M. Thermal Design & Optimization, John Wiley & Sons, 542 p., New York, USA, 1996.
- GARAGATTI ARRIOLA, D.W. Sistema de tri e tetra combinado de cogeração: avaliação exergetica e termoeconômica, Dissertação de Mestrado, USP, 206 p., São Paulo, 2000.
- HORLOCK, J.H. Cogeneration – Combined Heat and Power (CHP): Thermodynamics and Economics, Krieger Publishing Co., 226 p., Florida, USA, 1997.
- KOTAS, T.J. The Exergy Method of Thermal Plant Analysis, Krieger Publishing Co., 328 p., Florida, USA, 1995.
- KLEIN S.A., AIVARADO, F.L. EES – Engineering Equation Solver. F-Chart Software, Middleton, 1995.
- SZARGUT, J., MORRIS, D.R., STEWARD, F.R. Exergy Analysis of Thermal, Chemical and Metallurgical Process, Hemisphere Publishing Co., 330 p., New York, USA, 1988.
- World Gas Turbine Handbook, 2001-2002.