

ANÁLISE DA UTILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL PARA COGERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA USINA DE AÇÚCAR E ÁLCOOL

Thales Uchôa, Flávio Campitelli, Marcos Mashiba, Glauber Rocha e Ricardo Ramos

UNESP – Campus de Ilha Solteira – Departamento de Engenharia Mecânica

Av. Brasil, 56 – CEP: 15385-000 – Ilha Solteira, SP – Email: ramos@dem.feis.unesp.br

Resumo

Neste trabalho é analisada a possibilidade de aproveitamento do gás natural como combustível complementar em usinas sucroalcooleiras, que se situam nas proximidades do gasoduto, com a finalidade de não só aumentar a quantidade de energia para comercialização, como também permitir a operação durante todo o ano. Para tanto, é feito um estudo termodinâmico minucioso, bem como uma criteriosa análise da viabilidade técnica e econômica para diversas configurações que envolvem modificações das plantas tradicionais existentes nessas usinas para permitir o uso combinado do gás natural e do bagaço de cana para geração elétrica e vapor necessários para os processos, bem como possibilitar a comercialização da energia elétrica excedente. Foi verificado que o uso do gás natural em ciclo combinado pode ser uma alternativa interessante, desde que existam condições favoráveis ao retorno dos investimentos a serem realizados.

1. Introdução e Objetivos

O crescente aumento do consumo de energia e a falta de água nos reservatórios provocaram um racionamento de energia elétrica em 2001, mostrando a necessidade de um planejamento estratégico para promover uma maior diversificação da matriz energética brasileira, hoje ainda altamente dependente da hidroeletricidade.

Diante deste contexto, alguns programas governamentais foram implantados, tais como o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), visando suprir o déficit de eletricidade através da geração independente e descentralizada de energia e a participação de capital privado nos investimentos.

Assim, o planejamento energético e o estabelecimento das condições para a cogeração visando à comercialização da energia excedente, se tornaram importantes, ainda mais no setor sucroalcooleiro que tem um grande potencial no país. Isso, associado à disponibilidade de gás natural e de linhas de transmissão nas proximidades de algumas usinas de açúcar e álcool no oeste paulista, acabou motivando a realização deste trabalho, no qual será analisada a viabilidade do aproveitamento do gás natural como combustível complementar ao bagaço de cana, com a finalidade de não só aumentar a quantidade de energia para comercialização, como também permitir a operação durante todo o ano.

Existem diversos trabalhos relacionados à cogeração de energia, sendo que os que trouxeram alguma contribuição para o presente trabalho foram: Almeida *et al.* (1996), Carvalho & Nogueira (1996), Coelho *et al.* (1997), Negri *et al.* (1999), Vieira & Pellegrini (1999), Balestieri *et al.* (1999), Prieto *et al.* (2001) e Zamboni *et al.* (2003).

2. Metodologia

Foi considerada uma configuração proposta para a Destilaria Pioneiros situada na cidade de Sud Mennucci (SP), como mostrada na Figura 1, que consiste de um ciclo combinado com uma turbina a gás e uma caldeira de recuperação, com queima suplementar de bagaço de cana (140 t/h de vapor), e com uma turbina a vapor de extração-condensação que aciona um gerador elétrico de 40 MVA. Os acionamentos da moenda serão feitos por motores elétricos. A Tabela 1 mostra os dados gerais da planta considerada.

$$\sum_{i=l}^n \dot{Q}_{vc} - \dot{W}_{vc} + \sum_{i=l}^n \dot{m}_e h_e - \sum_{i=l}^n \dot{m}_s h_s = 0 \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^n \dot{Q}_i \left(1 - \frac{T_o}{T_i} \right) - \dot{W}_{vc} + \sum_{i=1}^n \dot{m}_e ex_e - \sum_{i=1}^n \dot{m}_s ex_s = \dot{I}_{vc} \quad (3)$$

onde:

- $\dot{m}_e$ - Fluxo de massa que entra no volume de controle (kg/s);
- $\dot{m}_s$ - Fluxo de massa que sai do volume de controle (kg/s);
- h_e - Entalpia específica na entrada do volume de controle (kJ/kg);
- h_s - Entalpia específica na saída do volume de controle (kJ/kg);
- ex_e - Exergia específica na entrada do volume de controle (kJ/kg);
- ex_s - Exergia específica na saída do volume de controle (kJ/kg);
- T_i - Temperatura superficial do volume de controle (K);
- T_o - Temperatura do fluido no estado de referência (K);
- $\dot{I}_{vc}$ - Taxa de irreversibilidade no volume de controle (kW);
- $\dot{Q}_{vc}$ - Fluxo de calor no volume de controle (kW);
- $\dot{W}_{vc}$ - Potência referente ao volume de controle (kW).

As exergias específicas na entrada e saída de cada equipamento são calculadas, respectivamente, por:

$$ex_e = (h - h_o)_e - T_o(s - s_o)_e \quad (4)$$

$$ex_s = (h - h_o)_s - T_o(s - s_o)_s \quad (5)$$

onde:

- h - Entalpia específica do vapor (kJ/kg);
- s - Entropia específica do vapor (kJ/kg K);
- h_o - Entalpia da água para o estado de referência (104,86 kJ/kg);
- s_o - Entropia da água para o estado de referência (0,367 kJ/kg K).

As eficiências definidas pela primeira lei (η) e pela segunda lei da termodinâmica (ψ) são calculadas para cada equipamento, através de um conjunto de equações termodinâmicas clássicas, conforme segue abaixo:

$$\eta = \frac{\dot{W}}{\dot{m} \Delta h_{iso}} \quad (6)$$

$$\psi = \frac{\Delta h_{real}}{ex_e - ex_s} \quad (7)$$

onde:

- Δh_{iso} - Diferença entre as entalpias de entrada e saída do equipamento, para processo isoentrópico (kJ/kg);
- Δh_{real} - Diferença real entre as entalpias de entrada e saída do equipamento (kJ/kg);
- $\dot{m}$ - Fluxo de massa (líquido ou vapor) no equipamento (kg/s).

Para o cálculo da exergia específica do bagaço da cana (ex_{bag}) 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, conforme segue:

$$ex_{bag} = \beta (PCI_{bag} + L_{água} Z_{água}) + ex_{água} Z_{água} \quad (8)$$

sendo:

$$\beta = \frac{1,0412 + 0,2160 \left(\frac{Z_{H_2}}{Z_C} \right) - 0,2499 \left(\frac{Z_{O_2}}{Z_C} \right) [1 + 0,7884 \left(\frac{Z_{H_2}}{Z_C} \right)] - 0,0450 \left(\frac{Z_{N_2}}{Z_C} \right)}{1 - 0,3035 \left(\frac{Z_{O_2}}{Z_C} \right)} \quad (9)$$

onde:

- β - Função das frações de massa dos componentes do bagaço (%);
- Z_{H_2} - Fração em massa de hidrogênio no bagaço (6,4%);
- Z_{O_2} - Fração em massa de oxigênio no bagaço (43,3%);
- Z_{N_2} - Fração em massa de nitrogênio no bagaço (0,0%);
- Z_C - Fração em massa de carbono no bagaço (46,3%);
- $Z_{água}$ - Fração em massa de água no bagaço úmido (50%);
- PCI_{bag} - Poder Calorífico Inferior do bagaço (7736 kJ/kg);
- $L_{água}$ - Entalpia de vaporização da água (2442 kJ/kg);
- $ex_{água}$ - Exergia química da água líquida (50 kJ/kg).

Para o cálculo da exergia específica do gás natural (e_{gn}) 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, conforme segue:

$$e_{gn} = e_f + e_q \quad (10)$$

$$e_q = \sum_{i=n} X_i M_i Ex_i^o \quad (11)$$

sendo:

- e_f - Exergia física do gás natural (tomado como gás ideal);
- e_q - Exergia química do gás natural;
- X_i - Fração molar de cada componente do combustível;
- M_i - Peso molecular de cada componente do combustível (kg/kmol);
- Ex_i^o - Exergia química de cada componente do combustível (kJ/kg).

Os valores da fração molar, peso molecular e exergia química para os principais componentes do gás natural foram obtidos em Szargut *et al.* (1988).

Na caracterização dos índices de desempenho, vários são os indicadores, sendo uma prática comum avaliar a eficiência dos sistemas de cogeração através da chamada Eficiência de Primeira Lei ou Fator de Utilização de Energia (*FUE*). Este parâmetro é a relação entre a energia térmica ou eletromecânica aproveitada no ciclo e a energia do combustível gasto para na geração do vapor, conforme segue:

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_U}{\dot{m}_{comb} PCI} \quad (12)$$

sendo:

- $\dot{Q}_U$ - Fluxo de calor útil para o processo (kW);
- $\dot{W}$ - Potência produzida (kW);

$\dot{m}_{comb}$ - Vazão mássica de combustível (kg/s);

PCI - Poder calorífico inferior do combustível (kJ/kg).

O Índice de Poupança de Energia (IPE) refere-se à economia de energia de combustível obtida por sistemas de cogeração em comparação a plantas convencionais que produzem separadamente energia elétrica e térmica e é definido como:

$$IPE = \frac{\dot{m}_{comb} PCI}{\frac{\dot{W}}{\eta_{term_ref}} + \frac{\dot{Q}_U}{\eta_{cald_ref}}} \quad (13)$$

sendo:

η_{term_ref} - Eficiência térmica de uma planta de potência de referência (adotada 40%);

η_{cald_ref} - Eficiência térmica de caldeiras que produzem apenas vapor saturado (adotada 77%).

O Índice de Geração de Potência (IGP) é o critério definido para calcular separadamente a eficiência da geração de potência, descontando no insumo de energia aquela utilizada para fins puramente de aquecimento.

$$IGP = \frac{\dot{W}}{\dot{m}_{comb} PCI - \dot{Q}_U / \eta_{cald}} \quad (14)$$

sendo:

η_{cald} - Eficiência térmica das caldeiras da unidade.

O custo efetivo de um sistema de cogeração está diretamente relacionado com a quantidade de potência elétrica que este possa produzir para uma dada quantidade de calor utilizada no processo. É por isso que um critério importante num sistema de cogeração é a Razão Potência/Calor (RPC):

$$RPC = \frac{\dot{W}}{\dot{Q}_U} \quad (15)$$

Após a análise termodinâmica, realiza-se a análise termoeconômica para a determinação dos custos de produção. A teoria do custo exergético (Lozano & Valero, 1993) foi empregada para determinação dos custos dos principais fluxos dos sistemas considerados.

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. A equação básica utilizada no balanço de custos numa análise termoeconômica para sistemas é assim definida:

$$C_{prod} Ex_{prod} = C_{ins} Ex_{ins} + C_{equip} \quad (16)$$

Neste trabalho o método de partição de custos considerado é o método da extração, no qual o custo de vapor de alta (c_{va}) deve ser igual ao custo do vapor de processo (c_{vb}) na turbina a vapor e o custo do combustível (c_{comb}) deve ser igual ao custo dos gases de exaustão na turbina a gás (c_{ge}), pois este método valoriza melhor o produto a ser comercializado pela usina. Neste caso tem-se:

$$\text{Para a turbina a vapor: } c_{va} = c_{vb} \quad (17)$$

$$\text{Para a turbina a gás: } c_{comb} = c_{ge} \quad (18)$$

Para a definição dos custos de capital investidos nos equipamentos, foi utilizado um fator de amortização anual (f_a), 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 (f_{omv}) e de 9% do capital investido em custos fixos (f_{omf}) e um número de horas de operação anual (T_o) igual a 7000 h. Além disso, foi considerado um fator de capacidade da instalação (FC), 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 Tabela 2 (Garagatti Arriola, 2000 e World Gas Turbine Handbook, 2001-2002).

Tabela 2: Custos dos principais equipamentos da planta.

Equipamento	Custo estimado [US\$]
Caldeira	$I_{Cald} = 4000000$
Turbina a Vapor	$I_{TV} = 6000000$
Condensador	$I_{CD} = 340000$
Bomba	$I_B = 30000$
Turbina a Gás	$I_{TG} = 400 W_{TG} (kW)$
Caldeira de recuperação	$I_{Caldrec} = 4000000$

Dessa forma, pode-se calcular o custo de cada componente da planta de potência com amortização (C_a):

$$C_a = I (f_a + f_{omf} - FC f_{omv}) \quad (19)$$

O custo final dos componentes (C), em [US\$/s], é dado por:

$$C = C_a / (T_o 3600) \quad (20)$$

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

3. Resultados

Primeiramente, são apresentados na Tabela 3 os dados de vazão, pressão, temperatura, entalpia, entropia e exergia específica nos principais pontos da planta, 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.

Nessas condições, as potências geradas pela turbina a gás e a de vapor são, respectivamente, 13.108 e 29.979 kW e as eficiências calculadas pela primeira e a segunda lei da termodinâmica são, respectivamente, 85% e 31,6%.

Na Tabela 4 são apresentados os índices de desempenho baseados na primeira lei da termodinâmica, a saber: fator de utilização de energia (*FUE*), índice de geração de potência (*IGP*), índice de poupança de energia (*IPE*) e razão potência/calor (*RPC*).

Os custos de produção de energia elétrica e de vapor de processo em função dos custos do gás natural e do bagaço são apresentados, respectivamente, nas Figuras 2 e 3.

Na Tabela 5 são mostrados os custos unitários de geração de eletricidade e vapor, tendo como base os custos de R\$ 25,00 por tonelada de bagaço de cana e de R\$ 0,50 por m³ de gás natural.

Tabela 3: Propriedades nos principais pontos da planta.

Pontos	$\dot{m}$ (t/h)	T (°C)	P (kPa)	h (kJ/kg)	s (kJ/kgK)	b (kJ/kg)
1	140,0	105	237	440,1	1,362	38,5
2	140,0	105,7	9.200	452,5	1,37	48,6
3	140,0	530	6.600	3.486	6,919	1.427
4	125,0	148,1	237	2.762	7,187	623,7
5	120,0	148,1	237	2.762	7,187	623,7
6	120,0	90	237	376,9	1,192	26,2
7	135,0	84,7	237	354,9	1,13	22,6
8	15,0	42,6	8,5	2.322	7,395	121,8
9	15,0	42,7	8,5	178,7	0,6078	2,074
10	15,0	42,7	237	179	0,6081	2,309
11	5,0	148,1	237	2.762	7,187	623,7
12	187,2	25	101,3	298,6	5,692	0
13	187,2	453,7	1.773	742,2	5,787	415,1
14	190,0	1.060	1.773	1.435	6,477	902,3
15	190,0	435,4	101,3	722,6	6,581	158,7
16	247,4	160	101,3	434,9	6,069	23,9

Tabela 4: Índices de desempenho da planta.

Índice	<i>FUE</i>	<i>IGP</i>	<i>IPE</i>	<i>RPC</i>
Valor	0,707	0,555	0,806	0,610

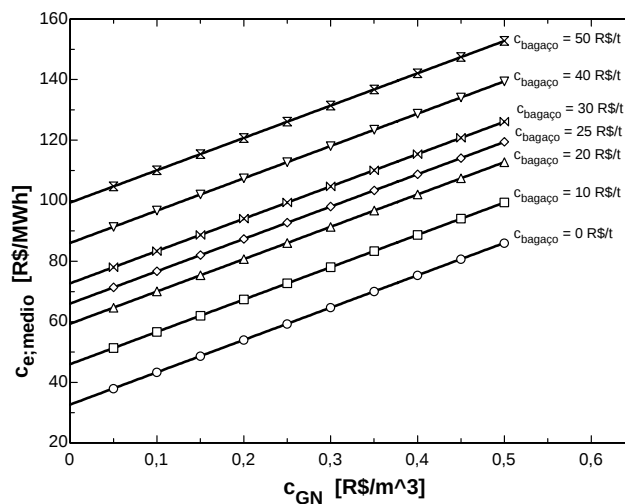


Figura 2: Custo médio da energia gerada em função do custo do bagaço e do custo do gás natural.

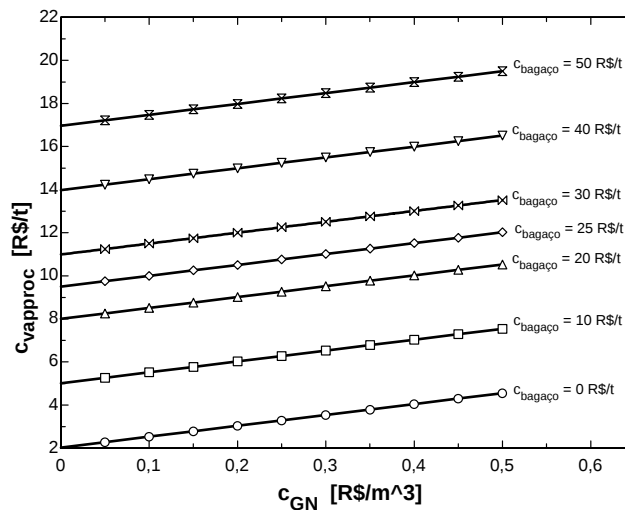


Figura 3: Custo médio do vapor de processo em função do custo do bagaço e do custo do gás natural.

Tabela 5: Custos unitários de geração de eletricidade e vapor.

Custo de geração de eletricidade (R\$/MWh)	121,80
Custo de geração do vapor de processo (R\$/t)	12,33
Quantidade de eletricidade produzida (MW)	43,087
Quantidade de bagaço consumida (t/h)	56,9
Quantidade de bagaço excedente (t/h)	8,5
Volume de gás consumido (m³/h)	4.603
Número de horas de operação (h)	5.000

4. Conclusões

O uso do gás natural em como combustível complementar pode ser uma alternativa interessante para novos projetos na indústria sucroalcooleira, embora exija investimentos de grande porte, sendo importante se estabelecer regras claras e estáveis que viabilizem a comercialização da energia gerada e possibilitem esses investimentos.

O alto custo do gás natural é ainda um fator limitante para a sua utilização em usinas sucroalcooleiras, devendo ser analisada a possibilidade da redução do custo para este fim.

Observa-se que o custo do bagaço influencia bastante os custos de produção de energia elétrica e de vapor. No entanto, o custo do mesmo não é bem definido ainda nas usinas, mas a partir do momento que se tem como produto a eletricidade, além do açúcar e do álcool, seria interessante realizar uma melhor partição de custos entre os produtos e insumos envolvidos no processo industrial das usinas. Dessa forma, um menor custo do bagaço aumentaria a atratividade da configuração estudada, viabilizando a comercialização de energia pelo preço estabelecido no PROINFA.

Por outro lado, uma melhor remuneração para o preço de venda da energia gerada pela biomassa da cana de açúcar por parte do PROINFA também contribuiria para o aproveitamento do gás natural em usinas sucroalcooleiras.

5. Referências Bibliográficas

1. Almeida, R.A., Santos, A.H.M. & Bortoni, E.C., Análise exergética e econômica de plantas térmicas sob condições de incerteza, Anais do VI Congresso Brasileiro de Ciências Térmicas e Engenharia, pp. 207-211, Rio de Janeiro, 1996.
2. Balestieri, J.A.P., Nogueira, L.A.H., Nebra, S.A., Oliveira Júnior, S. & Gallo, W.L.R., Metodologias para análise de sistemas energéticos, Anais do XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica (em CD-ROM), 11 p., Águas de Lindóia, 1999.
3. Bejan, A., Tsatsaronis, G. & Moran, M., Thermal design & optimization, John Wiley & Sons, 542 p., New York, USA, 1996.
4. Campo, E.R.B., Cerqueira, S.A.A.G. & Nebra, S.A., Análise termoeconômica de um sistema de cogeração de uma usina açucareira cubana, Anais do VI Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas, Vol. I, pp. 453-458, Florianópolis, 1996.
5. Carvalho, F.R. & Nogueira, L.A.H., Termoeconomia aplicada à manutenção de centrais termelétricas, Anais do VI Congresso Brasileiro de Ciências Térmicas e Engenharia, Vol. I, pp. 213-218, Florianópolis, 1996.
6. Coelho, S.T., Oliveira Júnior, S. & Zylbersztajn, D., Análise termoeconômica da cogeração de eletricidade a partir do bagaço de cana em uma usina de São Paulo, Anais do XIV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica (em CD-ROM), 8 p., Bauru, 1997.
7. Garagatti Arriola, D.W., Sistema de tri e tetra combinado de cogeração: Avaliação exergética e termoeconômica, Dissertação de Mestrado, USP, 206 p., São Paulo, 2000.
8. Horlock, J.H., Cogeneration – Combined heat and power (CHP): Thermodynamics and economics, Krieger Publishing Co., 226 p., Flórida, USA, 1997.
9. Kotas, T.J., The Exergy method of thermal plant analysis, Krieger Publishing Co., 328 p., Flórida, USA, 1995.
10. Klein S.A. & Alvarado, F.L., EES – Engineering Equation Solver, F-Chart Software, Middleton, WI, 1995.
11. Lozano, M.A. & Valero, A., Theory of the exergetic cost, Energy, Vol. 18, No. 9, pp. 939-960, 1993.
12. Negri, J.C., Vieira, S. & Oliveira Júnior, S., Avaliação termoeconômica como fator comparativo entre configurações de usinas termelétricas, Anais do XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (em CD-ROM), 6 p., Foz do Iguaçu, 1999.
13. Prieto, M.G.S., Carril, T.P. & Nebra, S.A., Análise do custo exergético do sistema de geração de vapor da usina Cruz Alta, Anais do XVI Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica (em CD-ROM), 10 p., Uberlândia, 2001.
14. 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.
15. Vieira, S. & Pellegrini, M.C., Cogeração em usinas sucroalcooleiras de médio porte e sua inserção no parque gerador nacional, Anais do XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica (em CD-ROM), 8 p., Águas de Lindóia, 1999.

16. World Gas Turbine Handbook, 2001-2002.

17. Zamboni, L.M., Leite, C.P., Oliveira Júnior, S. & Tribess, A., Natural gas and sugar cane bagasse based cogeneration systems, Proceedings of the 17th International Congress of Mechanical Engineering (in CD-ROM), 10 p., São Paulo, 2003.