

TERMOCONOMIA APLICADA NO ESTUDO DOS CICLOS DE OPERAÇÃO DE UMA USINA TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL

Fabiano P. Branco, Ricardo A. Romão Júnior, Flávio M. Campitelli, Cassio R. M. Maia, Ricardo A. V. Ramos

NUPLEN – Núcleo de Planejamento Energético, Geração e Cogeração de Energia.

Departamento de Engenharia Mecânica, UNESP – Campus de Ilha Solteira, Av. Brasil, nº. 56, CEP 15385-000, Ilha Solteira, SP.

nuplen@dem.feis.unesp.br

Resumo. Este trabalho apresenta análises termodinâmicas, termoeconômicas e econômicas de uma usina termelétrica a gás natural operando em ciclos aberto e combinado. Na análise termodinâmica são aplicadas as equações de conservação da massa e energia, considerando-se volumes de controle envolvendo cada equipamento das plantas. A utilização da segunda lei da termodinâmica possibilita não só a avaliação do desempenho de cada componente, mas também da planta como um todo, permitindo-se quantificar as irreversibilidades verificadas nos diversos processos. Através da análise termoeconômica são avaliados os reflexos dos custos de capital e de combustível na composição dos custos envolvidos na geração da eletricidade. Por fim, é realizado um estudo econômico, levando-se em consideração a potência produzida, os custos de investimento inicial, o custo do gás natural e o preço de venda da energia, confirmando-se que a operação em ciclo combinado é mais viável sob todos os aspectos.

Palavras chaves: energia, termoeconomia, usina termelétrica, gás natural.

1. Introdução, Objetivos e Revisão da Literatura

Embora tenha havido incentivos do governo para a diversificação da matriz energética brasileira, hoje ainda fortemente dependente da hidroeletricidade, principalmente no que diz respeito à utilização do gás natural da Bolívia através do Plano Prioritário de Termoeletricidade (PPT), não foi surtido o efeito necessário para garantir o atendimento da demanda crescente de energia de modo a evitar um novo racionamento. Assim, foi criado mais recentemente o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), visando à geração independente e descentralizada e a participação de capital privado no sistema energético brasileiro.

Uma outra forma de aumentar a produção de energia elétrica seria através da conversão das usinas termelétricas a gás natural que operam atualmente em ciclo aberto para ciclo combinado, uma vez que as plantas que operam com turbinas a gás em ciclo aberto possuem uma eficiência térmica baixa, pois a temperatura dos gases de exaustão, que são desperdiçados para a atmosfera, é elevada. Já as plantas que operam em ciclo combinado, utilizando turbinas a gás e a vapor associadas, ambas gerando energia elétrica a partir da queima do mesmo combustível, são muito mais eficientes, pois aproveitam a alta temperatura dos gases de exaustão das turbinas em uma caldeira de recuperação de calor.

O presente trabalho tem por objetivo analisar uma usina termelétrica a gás natural da PETROBRAS, situada em Três Lagoas (MS), que atualmente opera com quatro turbinas a gás (Marca GE, Modelo PG6101 6FA) em ciclo aberto, e propor uma alternativa para operação em ciclo combinado, evidenciando as vantagens decorrentes desta modificação.

A avaliação da eficiência de utilização da energia e da viabilidade de plantas térmicas pode ser feita através de análises termodinâmicas, termoeconômicas e econômicas, sendo este o objeto de vários trabalhos existentes na literatura dentre os quais serão destacados a seguir alguns mais relacionados ao presente trabalho.

Negri *et al.* (1997) realizaram uma análise de uma usina termelétrica com turbina a gás e identificaram as eficiências e os custos dos seus diversos equipamentos, observando que o custo específico no compressor é maior que o custo da energia elétrica, indicando uma significativa absorção de trabalho no ciclo e sugerindo que qualquer melhoria desse equipamento apontaria para a redução do custo final da energia elétrica produzida.

Azola & Andrade (1999) apresentaram uma metodologia para a internalização dos custos de investimento e operação para as diversas tecnologias de usinas termelétricas disponíveis no mercado mundial. Foi apresentada uma estrutura de custos por tipo de tecnologia e o custo de geração adaptado às condições locais. Através do levantamento dessas informações foi feita uma avaliação dos vários aspectos que influenciam a implantação de novas usinas.

Negri & Vieira (1999) apresentaram detalhes de requisitos técnicos e comerciais para análise e seleção de projetos termelétricos de ciclo combinado. Com base em uma experiência de seleção e classificação de um projeto de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) para uma usina termelétrica com cogeração de energia elétrica e vapor, foram apresentados os requisitos técnico-econômicos.

Logrado (2000) desenvolveu uma ferramenta computacional para análise e otimização termoeconômica de turbinas a gás e ciclos combinados. O modelo termoeconômico proposto baseia-se na teoria do custo exergético para a determinação da importância de cada componente do sistema, sob o ponto de vista termoeconômico. O modelo econômico implementado permite fazer estimativas de capital investido e análise temporal do investimento. Esses modelos foram testados utilizando-se dados disponíveis na literatura e alguns parâmetros foram ajustados, sendo destaca a metodologia de determinação dos custos dos equipamentos que compõem o ciclo. Ainda foram analisadas quatro instalações reais, uma usina com turbina a gás e outras três usinas com ciclo combinado.

Espírito Santo (2001) apresentou alguns métodos de representação matemática de processos físicos envolvidos em

plantas térmicas de geração de eletricidade, desenvolvendo a compilação computacional dos métodos para permitir o tratamento de novas situações para analisar o desempenho fora da situação de projeto e verificando parâmetros de influência. Entre os casos considerados, destaca-se o estudo de uma termelétrica em ciclo combinado com dois níveis de pressão. Os resultados obtidos revelaram a possibilidade de otimização da planta térmica e permitiram mensurar os benefícios da implementação de novos sistemas ou da melhora do desempenho dos sistemas existentes.

Pinhel *et al.* (2001) abordaram aspectos de risco e de retorno para usinas termelétricas, considerando diferentes níveis de flexibilidade da usina e parcelas da capacidade contratadas no longo prazo, através das características técnico-econômicas do investimento (eficiência energética, custos fixos, custos variáveis, estrutura e custo de financiamento, etc.). Foi concluído que a flexibilidade de operação tem um papel importante na atratividade do investimento e na redução dos riscos para o investidor e que alternativas de aumento da flexibilização da operação devem ser priorizadas, citando como exemplo a estratégia de cogeração (usando a parcela inflexível do contrato de gás para atender a demanda de energia e vapor do consumidor) e o incentivo ao desenvolvimento do mercado secundário de gás, permitindo contratos com níveis menores de *take or pay* e, em consequência, maior flexibilização na operação das termelétricas.

Arrieta & Lora (2003) realizaram um estudo da influência da temperatura ambiente sobre o desempenho de uma planta de potência operando em ciclo combinado com duas turbinas a gás que produzem 175 MW cada e uma turbina a vapor que produz 254 MW. O estudo mostrou que na faixa de temperaturas ambiente entre 0 a 35 °C pode ocorrer uma variação de até 75 MW na potência do ciclo e de 3,4 % na eficiência do ciclo. Também foi mostrada a utilização da queima suplementar como uma alternativa para a diminuição da potência em decorrência da temperatura ambiente.

Modesto (2004) realizou uma análise termoeconômica do sistema de geração de potência de uma siderúrgica e formulou uma proposta de repotenciamento baseada em ciclos combinados com caldeiras de recuperação com um, dois e três níveis de pressão de geração de vapor. Foi realizada uma análise dos diferentes parâmetros que influenciam no desempenho das plantas propostas, considerando-se a disponibilidade de gases para geração e a demanda de energia para a usina siderúrgica e foram determinados e comparados os custos exergéticos e monetários de produção de potência, tendo sido observado que o ciclo combinado de três níveis de pressão é o que tem o menor custo exergético.

Guerreiro *et al.* (2006) apresentaram um panorama sobre as características técnico-econômicas das termelétricas a gás natural levando em consideração vários parâmetros e visando a expansão do sistema elétrico brasileiro. Eles concluíram que, embora as mesmas possam representar ganhos de confiabilidade no sistema e flexibilidade operacional, o custo do gás é ainda relativamente alto e sua disponibilidade tem causado preocupação aos investidores, de modo que sugerem a construção de usinas termelétricas bi-combustível, as quais poderiam operar com gás natural e outros combustíveis tais como derivados de petróleo ou mesmo biomassa.

2. Descrição das Plantas

A combinação de turbinas de gás com turbinas a vapor em plantas de potência térmica pode ser realizada de vários modos que resultam em diferentes tipos de sistemas térmicos, equipamentos e características de operação, que são decisivos para a definição de características energéticas, econômicas e ecológicas da instalação.

Neste trabalho serão estudadas duas configurações de planta termelétrica, as quais são mostradas na Fig. 1. A primeira delas se trata da configuração atual da UTE Três Lagoas com operação em ciclo aberto (Caso 1) e a segunda se trata de uma configuração futura para operação em ciclo combinado (Caso 2), que consiste na incorporação de uma caldeira de recuperação de calor de um nível de pressão para cada uma das turbinas a gás existentes, duas turbinas a vapor, além de outros acessórios. A Tab. 1 mostra as características dos principais equipamentos dessas plantas.

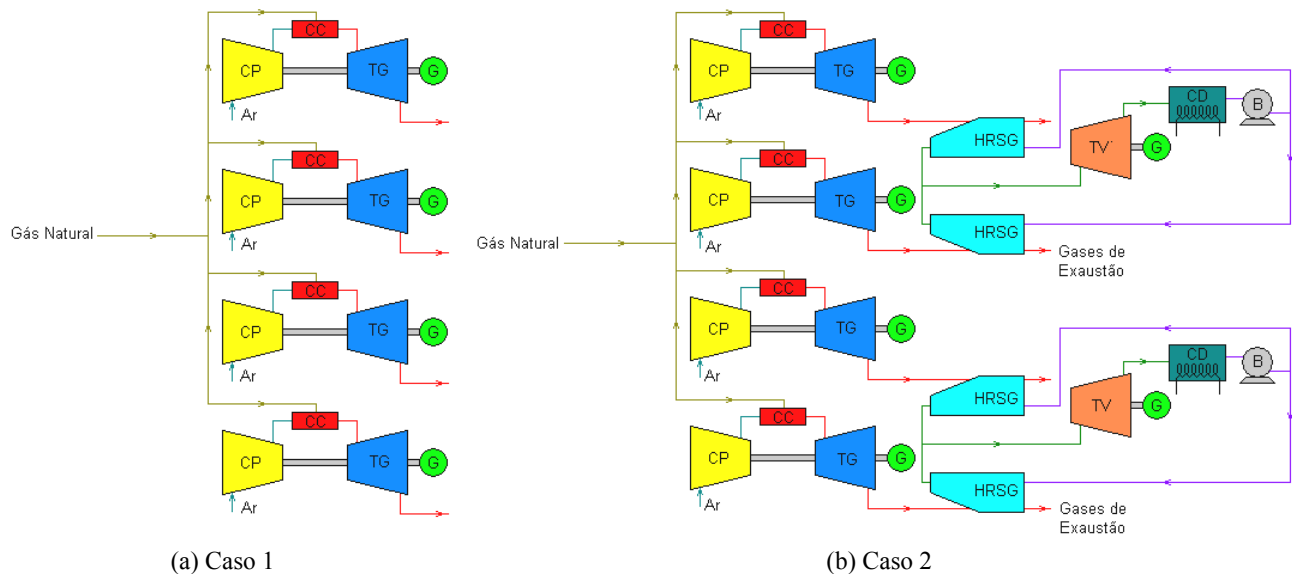


Figura 1. Configurações atual e futura da termelétrica com operação em ciclo aberto (Caso 1) e combinado (Caso 2).

Tabela 1. Dados característicos dos principais equipamentos das plantas termelétricas.

Eficiência isentrópica do compressor (%)	87,0
Eficiência isentrópica da expansão (%)	92,0
Eficiência dos geradores (%)	95,0
Eficiência da turbina a gás (%)	27,0
Eficiência da câmara de combustão (%)	90,0
Razão de compressão	14,5
Temperatura na entrada do expansor (°C)	1.230
Perda de carga câmara de combustão (%)	2,6
Temperatura dos gases de exaustão (°C)	600,0
Fluxo de ar no compressor (kg/s)	197,5
Fluxo de gases de exaustão (kg/s)	202,2
Consumo de gás na turbina (kg/s)	4,71
Potência elétrica da turbina a gás (MW)	73,6
Potência elétrica da turbina a vapor (MW)	65,3
Eficiência isentrópica turbina a vapor (%)	86,0
Eficiência isentrópica das bombas (%)	75,0
<i>Pinch point</i> (°C)	17,0
<i>Approach</i> (°C)	10,0

3. Metodologia

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, considerando um volume de controle (VC) para de cada um dos equipamentos (Kotas, 1995 e Horlock, 1997).

Neste trabalho são consideradas algumas hipóteses, como: processos em regime permanente; variação de energia cinética e potencial desprezível; ar, gás natural e gases de combustão são considerados misturas de gases ideais; processos são considerados adiabático em todos os equipamentos com exceção do trocador de calor no qual um parâmetro de eficiência define a transferência de calor ao ambiente.

Assim, são calculadas as potências (\dot{W}), a eficiência pela primeira lei da termodinâmica (η) baseada no processo isoentrópico (*iso*) e a eficiência pela segunda lei da termodinâmica (ψ), para os principais equipamentos das plantas, como compressor (*cp*), turbina a gás (*tg*), turbina a vapor (*tv*) e caldeira de recuperação (*hrsg*), em função dos fluxos de massa (\dot{m}), entalpias e entropias específicas (h e ex) nas entradas e saídas (e e s), bem como do calor (Q), através das seguintes equações:

$$\dot{W}_{cp} = \dot{m}_{ar} (h_s - h_e)_{cp} \quad (1)$$

$$\eta_{cp} = \frac{\dot{m}_{ar} (h_{s_{iso}} - h_e)_{cp}}{\dot{W}_{cp}} \quad (2)$$

$$\psi_{cp} = \frac{\dot{m}_{ar} (ex_s - ex_e)_{cp}}{\dot{W}_{cp}} \quad (3)$$

$$\dot{W}_{tg} = \dot{m}_{gases} (h_e - h_s)_{tg} \quad (4)$$

$$\eta_{tg} = \frac{(h_e - h_s)_{tg}}{(h_e - h_{s_{iso}})_{tg}} \quad (5)$$

$$\psi_{tg} = \frac{\dot{W}_{tg}}{\dot{m}_{gases} (ex_e - ex_s)_{tg}} \quad (6)$$

$$\dot{W}_{tv} = \dot{m}_{vapor}(h_e - h_s)_{tv} \quad (7)$$

$$\eta_{tv} = \frac{\dot{W}_{tv}}{\dot{m}_{vapor}(h_e - h_s)_{tv}} \quad (8)$$

$$\psi_{tv} = \frac{\dot{W}_{tv}}{\dot{m}_{vapor}(ex_e - ex_s)_{tv}} \quad (9)$$

$$\eta_{hrsg} = \frac{Q_{hrsg}}{\dot{m}_{gases} h_{e_{gases}}} \quad (10)$$

$$\psi_{hrsg} = \frac{\sum \dot{m}_{vapor} ex_{vapor} - \dot{m}_{agua} ex_{agua}}{\dot{m}_{gases} ex_{gases} + \dot{W}_{bomba}} \quad (11)$$

As potências e as eficiências da primeira e segunda leis da termodinâmica para os ciclos de Brayton, de Rankine e global são dadas, respectivamente, por:

$$\dot{W}_{Brayton} = \dot{W}_{tg} - \dot{W}_{cp} \quad (12)$$

$$\eta_{Brayton} = \frac{\dot{W}_{tg}}{\dot{m}_{gn} PCI_{gn}} \quad (13)$$

$$\psi_{Brayton} = \frac{\dot{W}_{gt}}{\dot{m}_{gn} ex_{gn} + \dot{m}_{ar} ex_{ar}} \quad (14)$$

$$\dot{W}_{Rankine} = \dot{W}_{tv} - \dot{W}_{bomba} \quad (15)$$

$$\eta_{Rankine} = \frac{\dot{W}_{Rankine}}{Q_{hrsg}} \quad (16)$$

$$\psi_{Rankine} = \frac{\dot{W}_{Rankine}}{\dot{m}_{gases}(ex_e - ex_s)_{hrsg}} \quad (17)$$

$$\dot{W}_{global} = \dot{W}_{Brayton} + \dot{W}_{Rankine} \quad (18)$$

$$\eta_{global} = \frac{\dot{W}_{global}}{\dot{m}_{gn} PCI_{gn}} \quad (19)$$

$$\psi_{global} = \frac{\dot{W}_{global}}{\dot{m}_{gn} ex_{gn} + \dot{m}_{ar} ex_{ar}} \quad (20)$$

Em algumas das equações apresentadas anteriormente tem-se que:

$$\dot{m}_{gases} = \dot{m}_{ar} + \dot{m}_{gn} \quad (21)$$

$$ex = ex_{física} + ex_{química} \quad (22)$$

sendo:

$$ex_{física} = (h - h_o) - T_o(s - s_o) \quad (23)$$

$$ex_{química} = \sum (\mu_i - \mu_{0,i}) x_i \quad (24)$$

onde:

x_i : Fração molar de cada componente do combustível (%);

$ex_{física}$: Exergia física específica (kJ/kg);

$ex_{química}$: Exergia química específica (kJ/kg).

Para determinação da exergia química específica do gás natural (gn) é utilizada a equação a seguir:

$$ex_{química} = \sum_{i=n} x_i Ex_i^o + \bar{R} T_0 \sum_{i=n} x_i \ln x_i \quad (25)$$

onde:

Ex_i^o : Exergia química molar de cada componente do combustível (kJ/kmol);

\bar{R} : Constante universal dos gases.

A Tab. 2 mostra os valores da exergia química molar para os principais componentes do gás natural a $T_0 = 25 \text{ °C}$ e $P_0 = 1 \text{ atm}$, de acordo com Szargut *et al.* (1988)

Tabela 2. Exergia química molar dos principais componentes do gás natural.

Substância		Ex_i^o (kJ/kmol)
Metano	CH ₄	836.510
Etano	C ₂ H ₆	1.504.360
Propano	C ₃ H ₈	2.163.190
Pentano	C ₅ H ₁₂	3.477.050
Dióxido de Carbono	CO ₂	20.140
Nitrogênio	N ₂	720

Depois de análise termodinâmica, é feita uma análise de termoeconômica para determinação dos custos de produção, utilizando-se a Teoria do Custo Exergético e o Método das Extrações para a partição dos custos (Lozano & Valero, 1993).

A análise de custo de exergético normalmente envolve o balanço de custos formulado separadamente para cada componente. Assim, para um componente k que recebe calor e gera energia, resulta:

$$\sum_{saída} (c \dot{E}x)_k + (c_w \dot{W})_k = (c_Q \dot{E}x_Q)_k + \sum_{entrada} (c \dot{E}x)_k + \dot{Z}_k \quad (26)$$

onde:

c : Custo específico (US\$/kJ);

$\dot{E}x$: Taxa de exergia (kW);

Q : Sub-índice referente ao calor recebido;

w : Sub-índice referente à potência gerada;

\dot{W} : Geração de potência (kW);

\dot{Z} : Taxa de custo de investimento, operação e manutenção (US\$/s).

De acordo com a metodologia adotada o custo de vapor de alta pressão (c_{vap}) é o mesmo do vapor de baixa pressão (c_{vbp}) na turbina a vapor e o custo do combustível (c_{comb}) é o mesmo dos gases de exaustão na turbina de gás (c_{gases}):

$$c_{vap} = c_{vbp} \quad (\text{Turbina a Vapor}) \quad (27)$$

$$c_{comb} = c_{gases} \quad (\text{Turbina a Gás}) \quad (28)$$

Para definição dos custos do capital investido nos equipamentos e para análise econômica foi considerada uma taxa de juros anual igual a 12 %, uma vida útil de 20 anos; operação e custos de manutenção igual a 5 % do capital investido e 8.600 horas de operação por ano. Os custos dos equipamentos instalados são mostrados na Tab. 3 e foram tomados com base em Modesto (2004) e *Word Gas Turbine Handbook* (2001-2002).

Tabela 3. Custos unitários dos principais equipamentos da planta.

Equipamento	Custo Estimado (10 ⁶ US\$)
Turbina a Gás	22,51
Turbina a Vapor	15,45
Caldeira de Recuperação	2,48
Condensador	0,86
Bomba	0,46

Os custos devem ser amortizados durante o período de vida útil da planta. Assim, o valor a ser amortizado pode ser calculado para cada equipamento usando a formulação proposta por Bejan *et al.* (1996):

$$A = VI \left[\frac{j(1+j)^N}{(1+j)^N - 1} \right] \quad (29)$$

onde:

- A : Valor anual da amortização do equipamento (US\$/ano);
- VI : Valor do investimento no equipamento (US\$);
- j : Taxa de juros anual (%);
- N : Período de amortização (anos).

Com a definição do período de amortização, da taxa de juros e do período de operação, são calculadas as taxas de amortização anual (\dot{Z}) dos equipamentos das plantas estudadas.

O custo exerético específico do combustível (c_{comb}) é calculado por:

$$c_{comb} = \frac{C_{comb}}{Ex_{comb}} \quad (30)$$

onde:

- C_{comb} : Custo do combustível (US\$/kJ);
- Ex_{comb} : Exergia do combustível (kJ/kg).

Por fim, através da análise econômica por meio das técnicas apresentadas por Horlock (1997), são determinados o Tempo de Retorno do Investimento (TRI), o Valor Atual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), através da análise do fluxo de caixa acumulativo ao longo da vida útil de cada planta estudada.

Técnicas baseadas nos fluxos de caixa são as mais utilizadas para descrever a interação entre as despesas com capital e os benefícios obtidos anualmente com a implantação de um projeto. O método consiste em atualizar até o ano zero de operação os benefícios obtidos durante a vida útil do projeto a uma taxa de desconto e , depois, esses valores são somados e descontados do capital gasto inicialmente, o valor resultante é denominado como o Valor Atual Líquido (VAL). O método VAL demonstra explicitamente o lucro real líquido que o investidor deve receber ao longo da vida útil do projeto, sendo definido por:

$$VAL = \sum_{k=1}^N \frac{BEN}{(1+j)^k} - CTI \quad (31)$$

onde:

- BEN : Benefício anual obtido (US\$/ano);
- j : Taxa de desconto adotada (%);
- N : Período analisado (anos);
- CTI : Capital total investido no início de operação do projeto (US\$).

Vale destacar que, se o VAL for maior ou igual a zero haverá um retorno igual ou maior que o custo de capital investido, viabilizando o projeto, por outro lado, se o VAL for menor que zero, o projeto se torna economicamente inviável.

A Fig. 2 apresenta uma variação do cálculo do VAL que possibilita visualizar graficamente o período em que o fluxo de caixa atualizado e acumulativo anula o investimento inicial (CTI). Neste ponto de intersecção, os benefícios obtidos com o projeto implantado retomam o investimento inicial a uma taxa de desconto (j). Este método é denominado de *Discount Cash Flow* e a intersecção no ponto zero possibilita determinar a Taxa de Retorno sobre o Investimento (TRI). Uma deficiência do TRI é que não são considerados os fluxos de caixa após o ponto em que os mesmos anulam o investimento de capital, e, também, não é mostrado o lucro que pode ser obtido com a instalação.

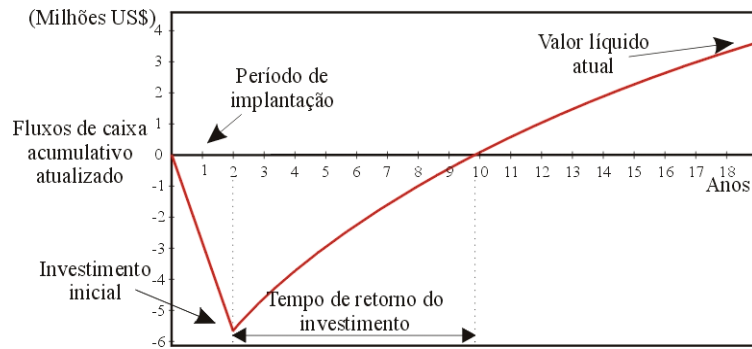


Figura 2. Demonstração do fluxo de caixa acumulativo ao longo do tempo de implantação e operação de uma planta.

No entanto, a técnica de análise mais usada para avaliar alternativas de investimento é a Taxa Interna de Retorno (*TIR*), definida como a taxa de desconto que leva ao valor atual das entradas de caixa de um sistema a se igualar a zero ao longo da vida útil (*N*) do sistema considerado. Trata-se de um critério mais objetivo, no qual a decisão para avaliar o projeto baseia-se no custo de capital. A *TIR* é determinada iterativamente, através de tentativa e erro, pela equação:

$$\sum_{k=0}^N \frac{BEN}{(1 + TIR)^k} = 0 \tag{32}$$

Vale destacar que, se a *TIR* for maior ou igual ao custo do capital ou taxa de desconto adotada, deve-se aceitar o projeto, caso contrário, deve-se rejeitar o projeto.

A *TIR* dá muito mais informações sobre os retornos relativos ao investimento inicial que o *VAL*. Assim, embora o *VAL* seja teoricamente preferível, a *TIR* é mais popular devido ao fato de se poder relacioná-la diretamente aos dados disponíveis de decisão.

Por fim, para solução das equações termodinâmicas, termoeconômicas e econômicas, foi utilizado 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, tendo sido adotado como referência o estado definido pela temperatura de 25 °C e pressão de 101,3 kPa.

4. Resultados

A análise termodinâmica foi realizada em todos os equipamentos das plantas e na Tab. 4 são apresentados os resultados das eficiências térmicas globais pela primeira e segunda leis da termodinâmica, bem como a produção de potência global, para cada caso estudado.

Tabela 4. Eficiências globais e produção de energia nas plantas.

Parâmetros	Caso 1	Caso 2
η_{global} (%)	27,0	38,8
ψ_{global} (%)	34,0	48,9
\dot{W}_{global} (MW)	294,4	425,0

Analisando-se a Tab. 4 podem ser observados aumentos consideráveis nas eficiências globais do ciclo combinado com relação ao ciclo aberto, sendo de 11,8 pontos percentuais de acordo com a primeira lei e 14,9 pontos percentuais de acordo com a segunda lei da termodinâmica. Verifica-se também um aumento de 130,6 MW (44,4 %) na produção de potência para operação em ciclo combinado, devido ao melhor aproveitamento do combustível, através da recuperação de calor dos gases de exaustão.

A Tab. 5 apresenta os custos exergoeconômicos médios e exergéticos unitários para produção de eletricidade em cada caso considerado, sendo verificado uma redução considerável desses valores na operação em ciclo combinado (19,66 % e 33,0 %, respectivamente).

Tabela 5. Custos exergoeconômico médio e exergético unitário para produção de eletricidade.

Custo	Caso 1	Caso 2
Custo Exergoeconômico Médio (US\$/MWh)	36,26	29,13
Custo Exergético Unitário	3,09	2,07

Por meio de uma análise econômica, foi avaliada a viabilidade da implantação do ciclo combinado levando-se em conta a produção de energia, investimentos realizados, custo do gás natural e preço de venda da eletricidade.

O custo de gás natural foi considerado como sendo US\$8,81/MWh, que é um valor estabelecido pelo Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) e nenhuma mudança deste valor é considerada durante a vida útil das plantas.

Baseado nestas considerações, nas Figs. 4 e 5 são mostrados o fluxos monetários acumulados durante a vida útil das plantas dos Casos 1 e 2, respectivamente, em função dos preços de venda de eletricidade, considerando um período de construção de dois anos, no qual são feitos todos os investimentos.

A Tab. 6 mostra a Taxa de Retorno do Investimento (TRI), o Valor Atual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), em função do preço de venda da energia, com base nas informações das Figs. 3 e 4.

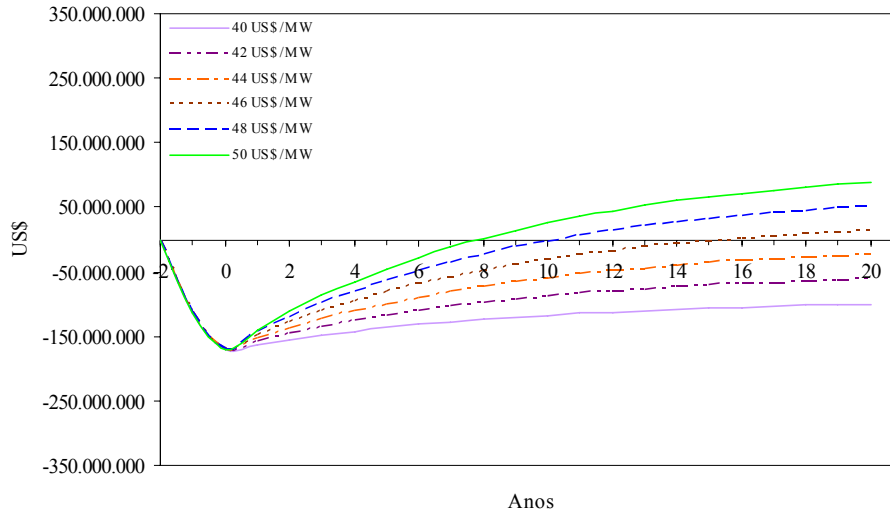


Figura 3. Fluxo de caixa acumulado ao longo do tempo de implantação e operação da planta do Caso 1.

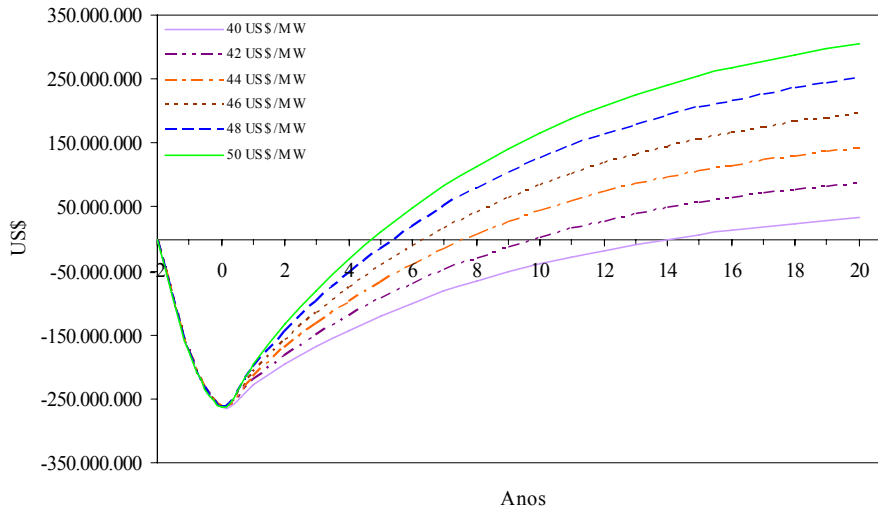


Figura 4. Fluxo de caixa acumulado ao longo do tempo de implantação e operação da planta do Caso 2.

Tabela 6. Taxa de Retorno do Investimento, Valor Líquido Atual e Taxa Interna de Retorno, em função do preço de venda da eletricidade.

Preço de Venda da Eletricidade (US\$/MWh)	Caso 1			Caso 2		
	VAL (US\$)	TIR (%)	TRI (%)	VAL (US\$)	TIR (%)	TRI (%)
40	-100.033.605,00	1,00	-	32.735.721,00	13,95	70,35
42	-62.197.883,00	5,70	-	87.051.701,00	17,06	49,35
44	-24.362.742,00	9,66	-	141.367.580,00	20,06	38,60
46	13.472.399,00	13,24	78,45	195683.460,00	22,99	31,85
48	51.307.539,00	16,61	51,60	249.999.339,00	25,87	27,20
50	89.142.680,00	19,83	39,25	304.315.219,00	28,72	23,70

Os resultados obtidos mostram que para operação em ciclo aberto (Caso 1) o preço mínimo aceitável para a venda de energia é de US\$ 46/MWh para que a *TIR* se mantenha acima de 12 %, que é a taxa de juros admitida, porém, esse valor não estabelece um alto *VAL*, o que pode não ser atrativo para a empresa investir nesse empreendimento, embora tenha como vantagem custos menores de investimento, um menor tempo de implantação e a possibilidade de uma expansão futura para o ciclo combinado. No caso de operação em ciclo combinado (Caso 2) verifica-se uma diminuição sensível no preço mínimo para venda de energia (US\$ 42/MWh), graças ao melhor aproveitamento da energia do combustível, sendo que o benefício conseguido com a venda possibilita uma taxa de retorno e valor líquido maior para o investidor, entretanto esse tipo empreendimento requer um maior investimento inicial.

A Fig. 5 mostra a variação do custo de produção da eletricidade em função do custo do gás natural para cada um dos casos estudados. Pode-se observar um aumento linear dos custos de produção de energia em função do custo do gás natural, conforme esperado. No entanto, o custo do gás natural afeta de forma mais significativa o Caso 1, como pode ser visto através da inclinação mais acentuada da reta com relação ao Caso 2.

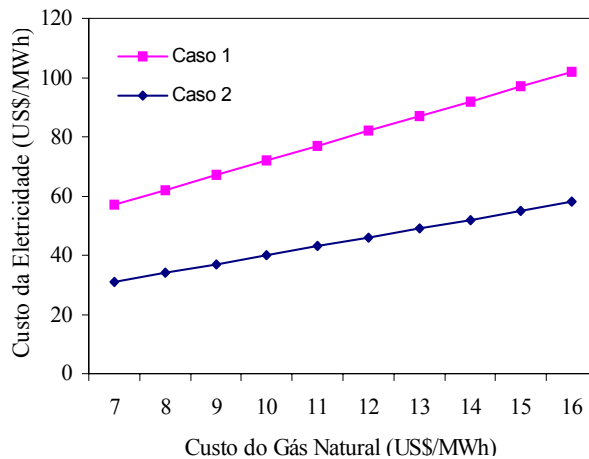


Figura 5. Custo de produção da eletricidade em função do custo de gás natural.

Para complementar os estudos, nas Figs. 6 a 13 são apresentadas as influências de algumas variáveis, tais como: temperatura ambiente, pressão na saída da turbina a gás, *pinch point* na caldeira de recuperação, pressão do condensado e pressão de alta na turbina a vapor, sobre o rendimento e a potência, entre outros parâmetros importantes do ciclo combinado. Vale destacar que esta análise foi limitada aos intervalos de variações possíveis para cada uma desses parâmetros, variando-se uma delas por vez e mantendo-se as outras constantes e iguais ao valor utilizado no Caso 2.

Na Fig. 6 pode-se perceber a grande influência da temperatura ambiente no rendimento (até 2,8 %) e na potência do ciclo (até 32,5 MW), para uma variação típica dessa temperatura entre 15 a 45 °C. Uma alternativa para diminuir a influência da temperatura ambiente para manter a potência do ciclo constante é a utilização de queima suplementar na caldeira, mesmo que isso diminua ainda mais seu rendimento.

Na Fig. 7 nota-se que uma variação de 5 kPa na pressão de saída da turbina a gás pode variar a sua potência em até 2 MW. Entretanto, há um aumento na entalpia dos gases na saída da turbina a gás e essa energia é aproveitada na caldeira de recuperação, porém de forma menos efetiva devido às menores eficiências dos componentes do ciclo a vapor se comparado aos componentes do ciclo da turbina a gás no processo.

A Fig. 8 mostra a variação da potência da turbina a gás e da potência da turbina a vapor, separadamente, em função da pressão de saída da turbina a gás e a Fig. 9 mostra a influência da perda de carga do lado dos gases na potência total do ciclo combinado. Em ambas as figuras observa-se que é importante o controle da perda de carga na caldeira de recuperação através da limpeza e manutenção de seus equipamentos, principalmente do lado dos gases.

Na Fig. 10 observa-se, que quanto menor o *pinch point*, maior é a eficiência da caldeira de recuperação e, conseqüentemente, há um aumento na potência produzida, entretanto, maior é o custo da caldeira de recuperação, pois a área de troca de calor aumenta consideravelmente.

Na Fig. 11 pode ser visto que a eficiência da caldeira de recuperação varia pouco com a pressão de entrada do condensado, devido à pequena influência da pressão sobre a entalpia da água. Apesar de pouco modificar a eficiência da caldeira, esse parâmetro influencia o custo de alguns equipamentos e acessórios, como a bomba, o desaerador e as tubulações.

Através da Fig. 12 verifica-se que, quanto maior a pressão de operação na caldeira, menor será a produção de vapor, diminuindo o aproveitamento dos gases de exaustão. Como conseqüência disso, menor será sua eficiência. Por sua vez, a potência na turbina a vapor aumenta com a pressão, pois o salto entálpico entre a entrada e saída da turbina a vapor também aumenta.

O aumento da potência pode ser observado pelo comportamento do título na saída da turbina a vapor, que diminui conforme o aumento da pressão, como mostra a Fig. 13. Isso significa que uma maior parte da energia do vapor está sendo convertida em potência elétrica no gerador.

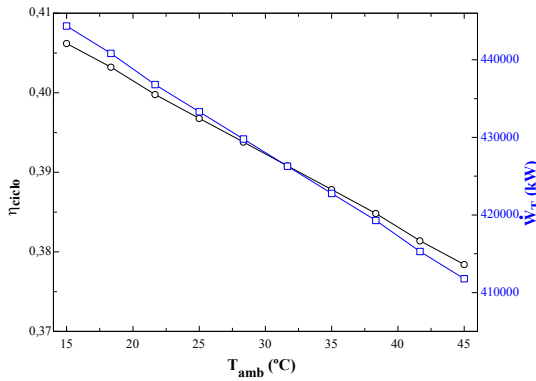


Figura 6. Variação do rendimento e da potência total, em função da temperatura ambiente.

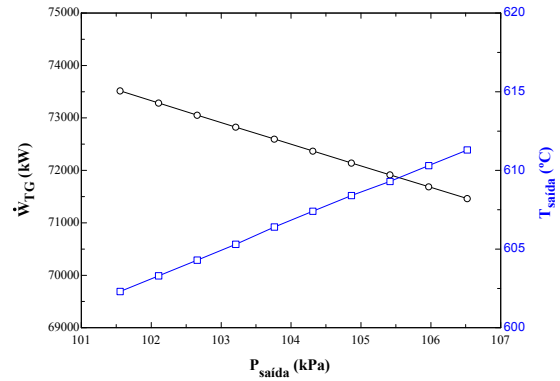


Figura 7. Potência da turbina a gás e temperatura de saída, em função da pressão de saída na turbina a gás.

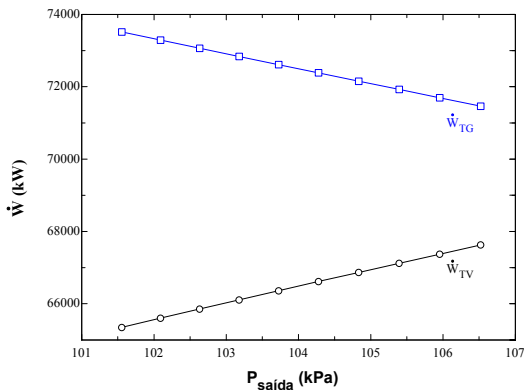


Figura 8. Potência da turbina a gás e da turbina a vapor, em função da pressão de saída na turbina a gás.

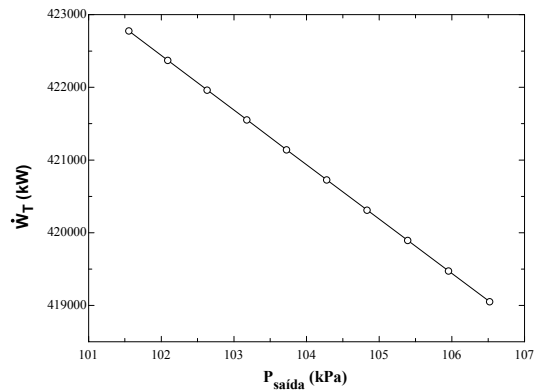


Figura 9. Potência total do ciclo combinado, em função da pressão de saída na turbina a gás.

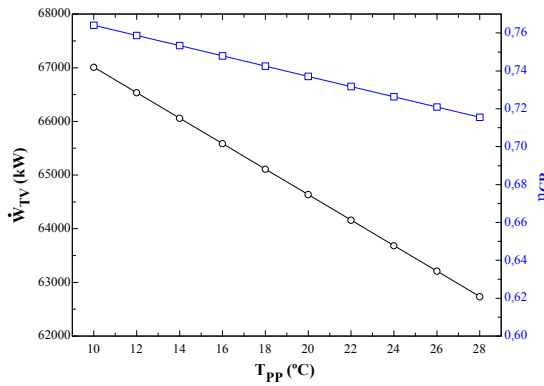


Figura 10. Potência da turbina a vapor e eficiência caldeira de recuperação, em função do *pinch point*.

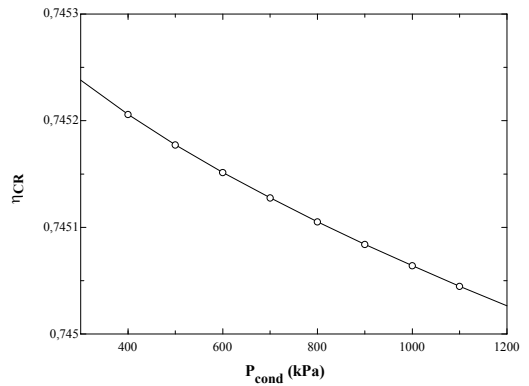


Figura 11. Eficiência da caldeira de recuperação, em função da pressão do condensado.

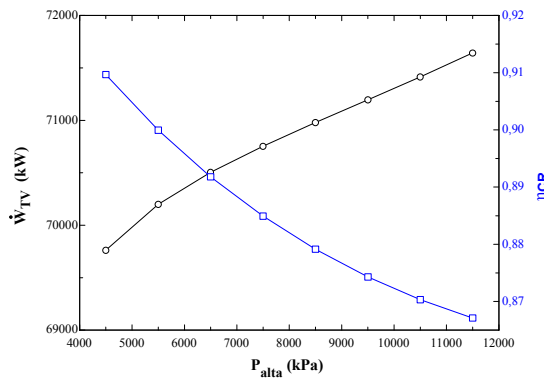


Figura 12. Potência da turbina a vapor e eficiência da caldeira, em função da pressão de alta na turbina a vapor.

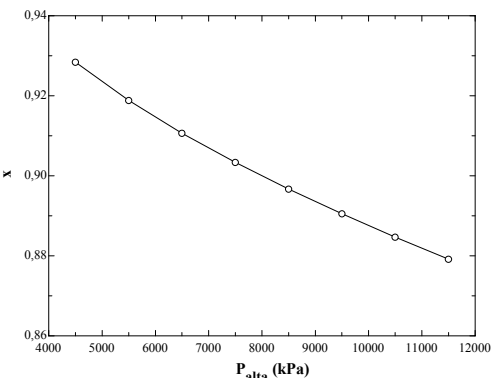


Figura 13. Título do vapor em função da pressão de alta na turbina a vapor na caldeira de recuperação.

5. Conclusões

Neste trabalho foram realizadas análises termodinâmicas, termoeconômicas e econômicas da UTE de Três Lagoas, considerando o sistema de operação atual em ciclo aberto e um sistema de operação futura em ciclo combinado que permitirá um maior aproveitamento da energia do combustível, com conseqüente aumento da produção de eletricidade e redução do impacto ambiental.

Foram determinadas as eficiências e potências globais das plantas estudadas, tendo sido verificado um aumento considerável nesses parâmetros na planta de ciclo combinado, conforme era esperado. Também foi observado que os parâmetros que mais afetam a produção de potência em ciclos combinados são a temperatura ambiente, a perda de carga dos gases na caldeira de recuperação e o *pinch point*, embora não tenham sido feitos testes para determinação do ponto ótimo de operação, levando-se em conta os efeitos combinados de todos os parâmetros avaliados.

Foi verificado que a instalação do ciclo combinado na UTE de Três Lagoas pode ser um investimento atrativo. No entanto, seria interessante realizar uma análise mais apurada dos custos de produção da energia, através de um levantamento mais rigoroso das condições operacionais da instalação e dos custos reais de aquisição dos equipamentos. Essa questão é de suma importância, pois a partição dos custos da planta pode ser dada de maneira diferente da utilizada no presente trabalho. Outros fatores, tais como incentivos governamentais ou isenção fiscal, também podem modificar os resultados econômicos obtidos. Outro ponto crucial para tomada de decisão com relação à implantação do ciclo combinado é a incerteza atual quanto ao custo do combustível, que pode inviabilizar o investimento. O contrato de fornecimento de gás natural utilizado para estabelecer o seu preço de venda é baseado no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) e mostra-se bem vantajoso sobre o preço normal de comercialização praticado pelas distribuidoras a outros agentes consumidores que, segundo a COMGÁS, está em torno de US\$ 16,0/MWh para este tipo de aplicação com consumo acima de 20.000.000 m³ por mês.

6. Agradecimentos

Os autores agradecem ao Engenheiro Paulo Sanches da PETROBRAS pelo repasse das informações da planta da UTE de Três Lagoas (MS), bem como à FAPESP pelo suporte financeiro a um projeto de pesquisa mais amplo que envolve a análise de sistemas energéticos que utilizam biomassa e/ou gás natural (Processo 2005/01197-6), dentro do qual está inserido o presente trabalho.

7. Referências Bibliográficas

- Arrieta, F.R.P. & Lora, E.E.S., 2003, "Influence of Ambient Air Temperature in Combined Cycle Power Plant Performance", Proceedings of the 17th International Congress of Mechanical Engineering (in CD-ROM), 8 p., São Paulo.
- Azola, E.P. & Andrade, J.F.M., 1999, "Estado da Arte das Tecnologias de Geração Termelétrica: Custos da Geração no Brasil", Anais do XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (em CD-ROM), 6 p., Foz do Iguaçu.
- Bejan, A., Tsatsaronis, G. & Moran, M., 1996, "Thermal Design & Optimization", John Wiley & Sons, New York, 542 p.
- Espírito Santo, D.B., 2001, "Metodologias de Avaliação de Sistemas Térmicos de Geração de Eletricidade", Tese de Doutorado, Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 191 p., Campinas.
- Gas Turbine World Handbook, 2001-2002.
- Guerreiro, A., Lopes, J., Queiroz, R., Gorini, R., Corrêa, V., Pereira, A., Tavares, M., Soares, J., Garcia, A. & Aragão, R., 2006, "Aspectos da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil", Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia (em CD-ROM), 10 p., Rio de Janeiro.
- Horlock, J.H., 1997, "Cogeneration – Combined heat and power (CHP): Thermodynamics and economics", Krieger Publishing Co., Florida, USA, 226 p.
- Klein, S.A. & Alvarado, F.L., 1995, "EES – Engineering Equation Solver", F-Chart Software, Middleton, WI.
- Kotas, T.J., 1995, "The Exergy Method of Thermal Plant Analysis", Ed. Krieger Publishing Co., 328 p., Florida, USA.
- Logrado, C.L., 2000, "Análise e Otimização Termoeconômica de Turbina a Gás e Ciclos Combinados", Dissertação de Mestrado, UNB, 219 p., Brasília.
- Lozano, M.A. & Valero, A., 1993, "Theory of Exergetic Cost", Energy, Vol. 18, No. 9, pp 939-960.
- Modesto, M., 2004, "Repotenciamento em Sistemas de Geração de Potência na Indústria Siderúrgica Utilizando Análise Termoeconômica", Tese de Doutorado, Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 246 p., Campinas.
- Negri, J.C. & Vieira, S., 1999, "Análise de Projeto de Ciclo Combinado nas Condições Brasileiras: A visão do Empreendedor", Anais do XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (em CD-ROM), 5 p., Foz do Iguaçu.
- Negri, J.C., Vieira, S. & Oliveira Júnior, S., 1997, "Análise Termoeconômica de Plantas de Geração Termoeletrica", Anais do XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (em CD-ROM), 6 p., Belém.
- Pinhel, A.C.C., Melo, A.C.G., Gomes, L.L., Torres, R., Oliveira, A.M., Jardim, D., Maceira, M.E.P. & Caldas, R.P.,

2001, “Análise de Viabilidade de Termelétrica no Sistema Interligado Considerando Flexibilidade Operativa e Estratégias de Contratação de Energia”, Anais do XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (em CD-ROM), 6 p., Campinas.

Szargut, J., Morris, D.R. & Steward, F.R., 1988, “Exergy Analysis of Thermal, Chemical and Metallurgical Process”, Hemisphere Publishing Co., 330 p., New York, USA.

THERMOECONOMY APPLIED TO THE STUDY OF OPERATION CYCLES OF A NATURAL GAS THERMAL POWER PLANT

Fabiano P. Branco, Ricardo A. Romão Júnior, Flávio M. Campitelli, Cassio R. M. Maia, Ricardo A. V. Ramos

NUPLEN – Nucleus of Energy Planning, Generation and Cogeneration.

Mechanical Engineering Department, UNESP – Campus Ilha Solteira, Av. Brasil, nº. 56, Zip Code 15385-000, Ilha Solteira, SP.

nuplen@dem.feis.unesp.br

***Abstract.** This work presents thermodynamic, thermoeconomic and economic analyses of a natural gas thermal power plant operating in open cycle and combined cycle. In the thermodynamic analysis the mass and energy conservation equations are applied to control volumes involving each plant component. The utilization of the second thermodynamics law allows not only the performance evaluation of each component but also the global performance of the plants, quantifying the irreversibility in several processes. By means of thermoeconomic analysis, the reflexes of capital and combustible costs on the costs involved in the electricity generation are evaluated. Finally, a economic study is carried out taking into account the power production, initial investment costs, natural gas cost and price for sale the electricity, proving that the operation in combined cycle is viable in all aspects.*

Keywords: energy, thermoeconomy, natural gas, thermal power plant.