

ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO TURBINA A VAPOR EM CICLO SIMPLES A PARTIR DE BIOMASSA

George Kamisaki

Renato de Castro Valente

Tiago Heier

Humberto Araujo Machado

Faculdade de Tecnologia de Resende – FAT

Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ

Estrada Resende-Riachuelo, s/n, Morada da Colina, 27523-000

Resende, RJ

machado@fat.uerj.br

Resumo. Neste trabalho, é proposta a implementação de um sistema de cogeração a partir de biomassa disponível em uma planta industrial automobilística. O estudo de caso possibilitou avaliar, dentro do universo da cogeração, uma das configurações possíveis para fornecimento alternativo de eletricidade, concomitante a uma análise de custos de energia a partir de recursos não utilizados. Os fatores apresentados, associados à crise atual do setor energético brasileiro, à falta de garantia na oferta de energia e aos riscos de interrupção no fornecimento, representam a justificativa deste trabalho.

Palavras chave: Cogeração, Biomassa, Viabilidade econômica.

1. Introdução

O setor energético vem atravessando uma fase de reestruturação profunda, envolvendo modificações na sua legislação e um processo de privatização. Este cenário impossibilita os investimentos necessários para garantir a oferta de energia. Por outro lado, o consumo de energia vem apresentando um crescimento significativo, principalmente no setor residencial, desde a implantação do “Plano Real” em 1994.

O Plano Decenal da Eletrobrás 1997-2006 (Eletrobrás, 1995/1996) previu que a capacidade hidráulica instalada não teria condições de suprir as previsões de consumo. Estava prevista a construção de termelétricas contando com a participação de capital privado. Em fevereiro de 2000, inúmeros incentivos foram definidos pelo MME – Ministério de Minas e Energia – para tentar viabilizar as UTE’s – Usinas Termelétricas – a gás natural, incentivos estes que sempre foram recusados aos cogeneradores com biomassa.

Apesar das muitas vantagens da geração descentralizada e da cogeração, persistem dificuldades para sua implantação. Existe dentro do setor elétrico uma supervalorização do potencial hidrelétrico, mesmo com as restrições existentes ao aumento do parque hidrelétrico e com os impactos ambientais provocados pelas usinas. Recentemente, as grandes térmicas a gás natural tornaram-se objeto da mesma supervalorização. Nas concessionárias, a compra de excedentes de autoprodutores ainda é vista com reservas, que se apóiam no questionamento da qualidade do serviço prestado, com exigências que muitas vezes não são cumpridas pela própria empresa. Estudos sobre cogeração em diversos segmentos realizaram análises técnicas e econômicas da cogeração a partir de biomassa, bem como seus aspectos ambientais e sociais. Observou-se que apesar das vantagens para os setores envolvidos e dos benefícios ambientais aportados, esta opção para produção de eletricidade ainda encontra barreiras impedindo sua implementação em larga escala, principalmente não-tecnológicas, tais como a legislação e a regulamentação inadequadas, além de existirem dificuldades de negociações entre as partes (Eletrobrás, 1999).

As tecnologias de cogeração podem ser separadas em dois grandes grupos, de acordo com a ordem relativa de geração de potência e calor: os ciclos *topping* e os ciclos *bottoming* (Eletropaulo, 1982), Fig. (1). Nas tecnologias que operam segundo o ciclo *topping*, os gases de combustão a uma temperatura mais elevada são utilizados para geração de eletricidade ou de energia mecânica. O calor rejeitado pelo sistema de geração de potência é utilizado para atender os requisitos de energia térmica do processo; assim, esta modalidade de cogeração produz energia elétrica ou mecânica para depois recuperar calor, que é fornecido geralmente na forma de vapor para o processo (podendo também fornecer água quente ou fria e ar quente ou frio). Esta é a configuração mais comum dos processos de cogeração. As tecnologias que operam segundo o ciclo *bottoming* envolvem a recuperação direta de calor residual (que normalmente é descarregado na atmosfera), para a produção de vapor e energia mecânica ou elétrica (em turbinas de condensação e/ou contrapressão). Nesse tipo de tecnologia, primeiro a energia térmica é usada no processo, e então a energia dos gases de exaustão é utilizada para a produção de energia elétrica ou mecânica. Apenas os ciclos *topping* podem fornecer real economia na energia primária, pois a maioria das aplicações dos processos requer vapor de baixa pressão, que é convenientemente produzido neste ciclo.

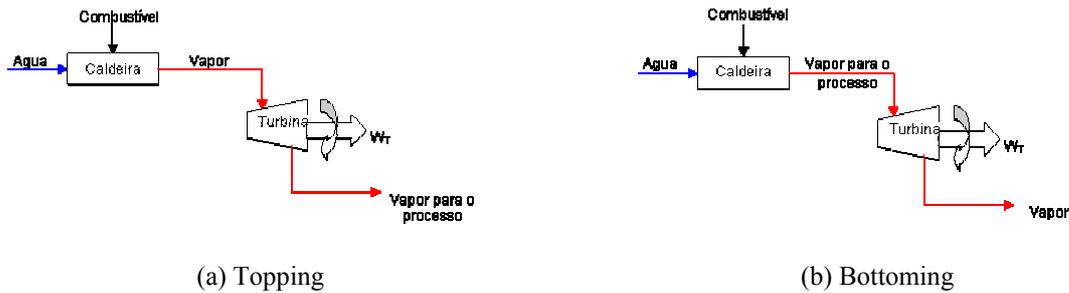


Figura 1. Sistemas de cogeração.

Neste trabalho é realizado um estudo de caso em uma indústria situada em Porto Real, no Rio de Janeiro, para análise do potencial energético da cogeração utilizando um ciclo simples com turbina a vapor a partir de biomassa disponível na planta. A biomassa processada como combustível na caldeira consiste basicamente de madeira de pinho, e é proveniente dos *pallets* utilizados no processo de montagem dos veículos. O vapor produzido na caldeira, além de ser necessário no processo da pintura, é também usado para produção de energia elétrica, através da cogeração. A metodologia empregada leva em conta a análise puramente energética do sistema proposta para cogeração. Uma análise exérgica completar seria de interesse, para possível comparação entre os resultados obtidos pelas duas metodologias (Sánchez Prieto et al., 2001).

2. Análise Econômica da cogeração

O método de cálculo aplicado na avaliação de investimentos de capital em plantas de geração térmica de energia será o das Receitas Requeridas, o qual inclui todos os custos do serviço de geração de energia elétrica, quais sejam: combustível, despesas de operação e manutenção (O&M), depreciação, impostos, juros e renda líquida. As Receitas Requeridas ou Requisitos de Receitas são o montante que deve ser arrecadado dos consumidores para compensar o proprietário da planta pelos gastos de implantação e funcionamento. Este montante é dividido em dois componentes: Encargos de Capital e Despesas (Clementino, 2004).

Retorno dos recursos não financiados (<i>Equity</i>)	Retorno mínimo aceitável	Encargos de capital	Requisitos das receitas
Retorno dos recursos financiados (dívida)			
Depreciação			
Imposto de renda sobre o retorno mínimo aceitável do <i>Equity</i>			
Taxas de propriedade e seguros			
Custos com combustíveis			
Custos com O&M (operação e manutenção)			

Figura 2. Partes integrantes das receitas requeridas.

Os encargos de capital são receitas necessárias ao pagamento dos custos relacionados ao capital. É igual à soma do retorno da dívida (capital obtido por financiamento), retorno do *equity* (capital próprio empregado), imposto de renda, depreciação contábil, taxas de propriedade e seguros.

Uma forma de avaliar o capital necessário ao empreendimento é pelo custo total da planta, o qual incluiria todos os custos diretos e indiretos para erguer as instalações desde o início das obras até a data de colocação em operação. Esse custo é composto por parcelas distribuídas ao longo do tempo de construção, perfazendo o montante final. Somando os desembolsos feitos, levando-se em consideração a inflação, a prazos regulares, obtém-se o *Dinheiro Total Gasto (DTG)*:

$$DTG = \sum_{j=1}^N D_j \tag{1}$$

$$D_j = \left[\frac{I}{(I + a_a)^n} \right] C_j \quad (2)$$

Sendo:

N = Período de construção em anos;

j = Ano em que o montante será gasto;

C_j = Montante do Custo Total da Planta que será gasto a cada ano da construção;

n = Número de anos em que incide a taxa de juros ou de desconto;

a_a = Aumento aparente = aumento real + inflação;

D_j = Parcela do desembolso previsto durante a construção.

Se sobre cada parcela de desembolso for aplicada uma taxa de juros referente ao retorno mínimo aceitável do capital investido, serão obtidas as parcelas de *Investimento Total na Planta (ITP)*, de modo que a diferença entre o *ITP* e o *DTG* corresponde aos *Juros Durante a Construção (JDC)*.

$$ITP = \sum_{j=1}^N I_j \quad (3)$$

$$I_j = \left[\frac{(I + i)^n}{(I + a_a)^n} \right] C_j \quad (4)$$

Sendo:

I = Taxa de juros;

I_2 = Parcela do Investimento Total da Planta.

$$JDC = ITP - DTG \quad (5)$$

Uma vez calculado o *ITP*, deve-se também acrescentar as *Despesas do Proprietário (DP)*, que correspondem ao gasto com terras, inventário e partida da máquina, perfazendo o chamado *Capital Total Necessário (CTN)*.

$$CTN = ITP + DP \quad (6)$$

O Retorno mínimo aceitável do capital investido é a quantia paga aos investidores pelo uso do dinheiro, que provém da emissão ou venda de ações (*equity*) ou hipotecando ativos físicos da empresa. Cada empresa tem sua própria taxa de retorno mínimo cujo caráter diz respeito à análise de um investimento em comparação com a lucratividade da mesma. Neste trabalho, o valor do retorno mínimo aceitável será de 11,5%, conforme Tab. 1.

Tabela 1. Retorno Anual do Capital Investido com uma Inflação Anual de 5% (Clementino, 2004).

TIPO DE TÍTULOS	RAZÃO DE CAPITALIZAÇÃO [%]	CUSTO ANUAL DO CAPITAL INVESTIDO [%]	RETORNO ANUAL DO CAPITAL INVESTIDO [%]
Dívida	45	10	4,5
Ações Preferenciais	10	10	1,0
Ações Ordinárias	45	13,4	6,0
Retorno Anual Total:			11,5

A depreciação será calculada através do método da Linha Reta baseada na depreciação comum, onde a variável Anos de Depreciação é igual à Vida Contábil.

O imposto de renda é considerado no cálculo da taxa de desconto. Essa taxa, usada nos cálculos de valor presente, é tida como o peso do custo do capital. Muitas empresas adotam, como neste trabalho, a seguinte fórmula:

$$i_{des-dep} = COM - t(R) \quad (7)$$

Sendo:

$i_{des-dep}$ = Taxa de Desconto depois do imposto;

COM = Custo do Dinheiro (*Cost of Money*);

t = Taxa do Imposto de Renda;

R_D = Retorno da Dívida.

Em relação às taxas de propriedade e seguros dos Requisitos de Receitas, a porcentagem a ser considerada nos cálculos será 2% do DTG.

As despesas correspondem aos custos relacionados com a produção da planta durante sua vida contábil. Essas despesas são constituídas de duas partes: os custos com combustível e os custos com O&M.

O consumo de combustível em uma planta está associado à capacidade nominal da planta em MW, horas de funcionamento, fator de capacidade e rendimento da tecnologia utilizada. Pode ser calculado da seguinte forma:

$$Comb = \frac{CN.Ha.FC}{\eta_t} \quad (8)$$

Sendo:

$Comb$ = Combustível necessário anual;

CN = Capacidade nominal da planta em MW, por exemplo;

Ha = Número de horas de funcionamento por ano = 8760 horas;

FC = Fator de capacidade;

η_t = Rendimento da tecnologia utilizada na planta.

Os custos com O&M são subdivididos em Fixos, independentes do fator de capacidade da planta e geralmente expressos em R\$/ kW.ano, e Variáveis, dependentes do fator de capacidade da planta e geralmente expressos em R\$/ Wh. De acordo com a tecnologia utilizada na planta, diferentes custos de O&M se aplicam, como mostra a Tab. 2.

Tabela 2. Valores de Custos Fixos e Variáveis de O&M (Clementino, 2004).

Tecnologia	Custos Fixos [R\$/ kW.ano]	Custos Variáveis [R\$..10 ³ / kWh]
Combustão em massa	225,34	34,58
Combustão de carvão	57,00	11,40
Turbina a gás simples	1,90	19,00
Turbina a gás ciclo combinado	7,5	7,50

O processo de nivelção de valores é uma técnica que consiste em tomar uma série de valores irregulares de despesas anuais, convertê-los em uma soma (valor presente) no início do período estudado e redistribuí-los de modo uniforme ao longo dos anos. A nivelção dos valores pode ser obtida pelas seguintes equações:

$$L_n = \frac{k(I - k^n)}{a_n(I - k)} \quad (9)$$

Sendo:

n = Número de anos em que incide a taxa de juros ou de desconto;

a_r = Aumento real anual;

a_i = Aumento anual devido à inflação;

a_a = Aumento aparente anual = $[(1 + a_r)(1 + a_i)] - 1$

i_{des} = Taxa de Desconto;

$k = \frac{1 + a_a}{1 + i_{des}}$ = Constante do fator de nivelção;

$a_n = FA = \text{Fator Anual} = \frac{1}{(1 + i_{des})^1} + \frac{1}{(1 + i_{des})^2} + \dots + \frac{1}{(1 + i_{des})^n}$

$$\ell_{O\&M} = (w_{in})(L_n) \quad (10)$$

Sendo:

$\ell_{O\&M}$ = Valor submetido ao processo de nivelção final;

w_{in} = Quantia monetária inicial a ser submetida ao processo de nivelção;

L_n = Fator de nivelção;

3. Proposta para a instalação do sistema de cogeração

3.1. Introdução

É proposta a instalação de um sistema de cogeração na planta automobilística da montadora Peugeot-Citroën, situada em Porto Real, no Estado do Rio de Janeiro. Os dados utilizados para os cálculos de análises técnica e econômica, foram obtidos a partir de estimativas feitas em empresas da região, cujas atividades desenvolvidas são semelhantes.

Operando desde 2001, a montadora de Porto Real tem passado por sucessivos programas de expansão e modernização. A média parcial de produção para o ano de 2005 atinge a marca de 334 veículos por dia (desconsiderando finais de semana), cujo objetivo é manter a produção em 382 veículos por dia.

Os principais prédios da montadora e suas respectivas funções são:

- Chaparia – setor responsável pela formação da carroceria utilizando-se processos de solda.
- Pintura – prédio responsável pela pré-limpeza, pintura, aplicação de vedação, entre outras funções.
- Montagem – prédio responsável pela montagem das guarnições, equipamentos, chicotes, entre outros, na carroceria.
- SAD – Prédio responsável pela parte administrativa da empresa, onde nela se localiza o setor de compras, vendas, RH, entre outras.
- Utilidades – Prédio responsável pela produção e controle de água quente, refrigeração, água gelada, ar pneumático, entre outras.

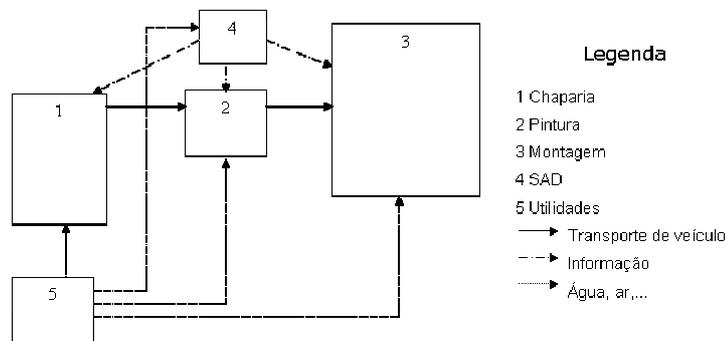


Figura 3. Fluxograma da Produção.

A fabricação de um veículo envolve várias etapas, ferramentas, equipamentos, recursos e componentes. Os componentes e ferramentas utilizados na fabricação do veículo são fornecidos por empresas localizadas no Brasil e no mundo. Para se realizar o transporte de peças e ferramentas são necessárias acondicioná-las em embalagens que garantam a qualidade, segurança e facilitem o transporte. As principais embalagens utilizadas são: *pallets*, *racks* de madeira e embalagens de papelão. Atualmente, só a montadora descarta em média 47 toneladas de madeira por dia e 59 toneladas de papel por dia, sendo que o Tecnopolo, região onde esta e outras fábricas estão situadas, perfaz um total de mais de 150 toneladas de madeira por dia. O papel é vendido para empresas de reciclagem a um valor simbólico, apenas com a finalidade de eliminação do material atendendo ao certificado ISO 14000. A madeira é doada a fabricantes de sofás. Para se realizar o descarte da madeira, a montadora pagava o transporte até as empresas de reciclagem sem cobrar nada pelo material. Atualmente foi realizado um acordo onde o transporte é pago pela recicladora.

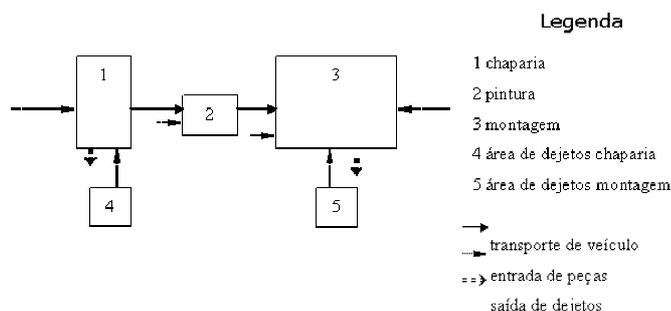


Figura 4. Transporte de material na produção.



Figura 5. Transporte e armazenamento dos *pallets*.

Os principais recursos utilizados na fabricação do veículo são a água, obtida gratuitamente dos lençóis freáticos localizados sob a fábrica e bombeada até o reservatório de onde é distribuído para os prédios, o ar comprimido, obtido na própria planta para ser utilizado pelas ferramentas na produção dos veículos, e a energia elétrica, fornecida pela concessionária Ampla. O custo da energia fornecida pela Ampla é em média R\$ 0,167/kWh e as principais desvantagens nesse tipo de serviço são as oscilações e o risco de falha na distribuição. As oscilações de energia já causaram grandes prejuízos à montadora, pois causam a queima de equipamentos além de problemas no processo de pintura. Quando ocorre a queda de energia deixam de ser produzidos 1 veículo a cada 3 minutos de parada e, dependendo do tempo da parada, poderá ocorrer a perda total da carroceria na pintura. Uma parada de 30 minutos, por exemplo, acarretará os seguintes problemas:

- Perda de aproximadamente 30 carrocerias devido aos banhos e estufa da pintura;
- Necessidade de retrabalhar aproximadamente 15 veículos;
- Prejuízo devido à parada dos operadores e maquinários;
- Parada de mais 30 minutos da produção devido à necessidade de reaquecimento da estufa;
- Deixarão de ser produzidos 60 carros atrasando o cronograma;

Os prejuízos devido à queda de energia podem chegar a casa dos milhões. O gráfico seguinte, Fig. 6, mostra o consumo médio de energia elétrica, desconsiderando os finais de semana (baixo consumo):

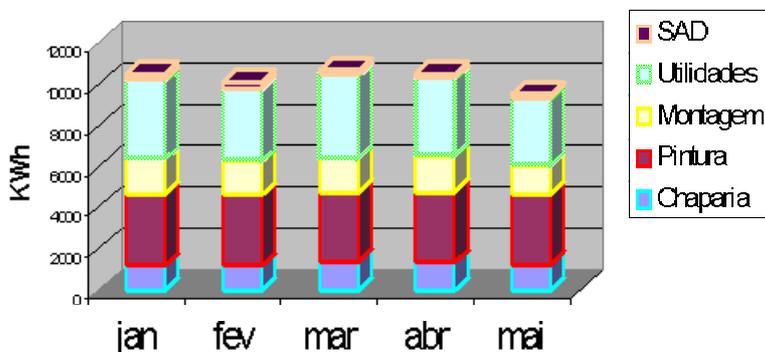


Figura 6. Consumo mensal de energia elétrica da planta em 2005.

A partir do gráfico, é possível identificar as seguintes observações:

- O consumo máximo de energia elétrica na fábrica oscila em torno de 10.000 kW / h.
- As áreas de Utilidades e Pintura são as que mais consomem energia elétrica.

A necessidade maior de energia elétrica nas áreas de Utilidades e de Pintura, deve-se aos processos termodinâmicos pertinentes a cada uma delas, Fig. (7). O setor de Utilidades fornece água para toda fábrica, realizando seu tratamento e controle de temperatura requeridos pelo processo. Um exemplo é o fornecimento de 250 toneladas de água à temperatura de 92°C para a Pintura, por meio de um boiler exclusivamente projetado para isso.

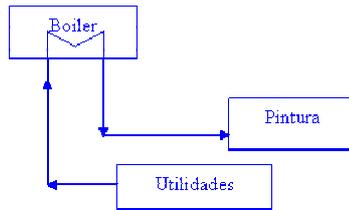


Figura 7. Fluxograma da instalação existente.

3.2. Sistema proposto

A disponibilidade de biomassa existente, a necessidade de aquecimento de água para a área de Pintura e a possibilidade de produzir energia elétrica que atenda a toda fábrica, indicam uma oportunidade de introduzir o processo de cogeração de energia elétrica. O boiler existente na área de Utilidades opera em baixa pressão pela queima de gás natural, sem condições de superaquecer água suficiente para fornecer calor ao processo e ainda produzir trabalho na turbina. Dessa forma, o boiler seria substituído por um ciclo termodinâmico constituído por: um condensador, agora responsável pelo aquecimento do fluido frio (água direcionada à área da Pintura); uma caldeira de leito fluidizado borbulhante capaz de produzir calor e trabalho suficiente, já que opera em alta pressão e também é a mais adequada para a queima de biomassa, permitindo ainda a substituição do óleo diesel; uma turbina a vapor a condensação, já que o processo fornece combustível barato e não necessita de vapor (somente indiretamente para aquecer a água destinada à área da Pintura); uma bomba capaz de circular o fluido dentro do ciclo. A Fig. 8 mostra a instalação proposta que corresponde a uma unidade motora simples a vapor operando segundo um ciclo de Rankine.

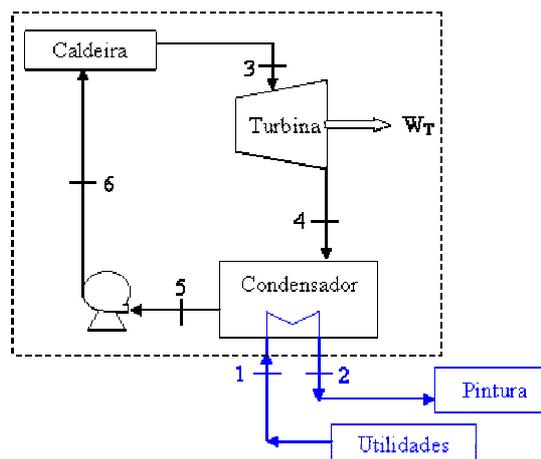


Figura 8. Fluxograma da instalação proposta.

3.3. Análise termodinâmica do sistema

As características técnicas adotadas foram:

- a) Combustível a ser utilizado – biomassa disponível:
Pinho (*pallet*): 150 t/dia – 7 t/h – PCI = 4500 kcal/kg (Trevisan, 1994)
- b) Caldeira:
Pressão de vapor na saída da caldeira: 44 bar (ALSTOM, 2000)
Temperatura do vapor na saída da caldeira: 430 °C (ALSTOM, 2000)
Rendimento adotado: 79% (Velásquez, 2000)
- c) Turbina:
Pressão do vapor na saída da turbina: 0.1 bar (ALSTOM, 2000)

Tabela 3. Estado termodinâmico em cada ponto da instalação.

Ponto	1	2	3	4	5	6
Pressão	4.5 atm	4.5 atm	44 atm	0.1 atm	0.1 atm	44 atm
Temperatura	80 °C	92 °C	430 °C			
Estado					Líqu. Sat.	

A partir dos dados técnicos gerais referentes aos equipamentos que constituem a instalação a ser feita, foram inicialmente calculadas as entalpias de saída reais dos equipamentos. A seguir, obtém-se a quantidade de calor trocada no condensador, bem como a vazão de fluido quente (água do ciclo termodinâmico) necessária, considerando troca de calor a pressão constante:

$$\dot{Q}_{VC} = 15.500.000 \left[\frac{kcal}{h} \right] \quad (11)$$

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}_{VC}}{(h_5 - h_4)} = \frac{-15.500.000}{(45,45 - 515,99)} = 32.940,88 \left[\frac{kg}{h} \right] = 9,15 \left[\frac{kg}{s} \right] \quad (12)$$

Aplicando a 1ª Lei da Termodinâmica na caldeira, obtém-se a quantidade de calor gerado no ciclo; munido deste dado e admitindo que o rendimento da caldeira é de 79%, foi obtida a quantidade de combustível necessária à alimentação do sistema:

$$\dot{Q}_{VC} = 9,15(782,8 - 46,53) = 6.737,05 \left[\frac{kcal}{s} \right] = 28,18 [MW] \quad (13)$$

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}_{VC}}{1000 \cdot \eta \cdot PCI} = \frac{24.253.380}{1000 \cdot 0,79 \cdot 4.500} = 6,82 \left[\frac{t}{h} \right] \quad (14)$$

Com a aplicação da 1ª Lei da Termodinâmica na turbina (processo adiabático), obtém-se a potência gerada de 10,2 MW, seguindo o mesmo raciocínio para obter a potência consumida pela bomba:

$$\dot{W} = 9,15(782,8 - 515,99) = 2.441,38 \left[\frac{kcal}{s} \right] = 10,21 [MW] \quad (15)$$

$$\dot{W}_B = 9,15(45,45 - 46,53) = -9,88 \left[\frac{kcal}{s} \right] = -0,04 [MW] \quad (16)$$

Após o cálculo do calor gerado pela caldeira, da potência gerada pela turbina e da potência consumida, obtém-se a eficiência térmica do ciclo, que corresponde a aproximadamente 36,1%:

$$\eta = \frac{\dot{W}_T - |\dot{W}_B|}{\dot{Q}_{VC}} = \frac{2.441,38 - |-9,88|}{6.737,05} = 36,1\% \quad (17)$$

3.4. Análise da viabilidade econômica

Para a análise da viabilidade econômica, considerou-se o valor de 12.000 kW, que excede o valor requerido de 10.200 kW, porém foi adotado devido à possíveis oscilações de energia.

1 Dólar = 2,5 Reais (Banco Central do Brasil, maio de 2005)
 US\$ 12.000.000,00 – 12.000 kW

Quantia-referência = R\$ 30.000.000/ 12.000 kW = R\$ 2.500/ kW

Energia gerada por ano: (12 MW)(8760 horas/ ano).(0,90) = 94.608 MWh / ano

Dinheiro Total Gasto (DTG):

$$DTG = \sum_{j=1}^N D_j \quad (18)$$

$$D_j = \left[\frac{I}{(1+a_a)^n} \right] C_j \quad (19)$$

onde:

N = Período de construção em anos = 2.

j = Ano em que o montante será gasto = 1.

C_j = Montante do Custo Total da Planta que será gasto a cada ano da construção = R\$ 1.250,00.

n = Número de anos em que incide a taxa de juros ou de desconto = 1.

a_a = Aumento aparente = aumento real + inflação = 5% (no caso, considera-se só a inflação por se tratar de encargos de capital).

D_j = Parcela do desembolso previsto durante a construção = R\$ 1.190,48

DTG = R\$ 2.440,48

Investimento Total na Planta (ITP):

$$ITP = \sum_{j=1}^N I_j \quad (20)$$

$$I_j = \left[\frac{(1+i)^n}{(1+a_a)^n} \right] C_j \quad (21)$$

onde:

N = Período de construção em anos = 2.

j = Ano em que o montante será gasto = 1.

C_j = Montante do Custo Total da Planta que será gasto a cada ano da construção = R\$ 1.250,00.

n = Número de anos em que incide a taxa de juros ou de desconto = 1

a_a = Aumento aparente = aumento real + inflação = 5% (no caso, considera-se só a inflação por se tratar de encargos de capital).

i = Taxa de juros = 11,5%

I_j = Parcela do Investimento Total da Planta = R\$ 1.327,38

ITP = Investimento Total na Planta = R\$ 2.577,38

Juros Durante a Construção (JDC):

$$JDC = ITP - DTG \quad (22)$$

DTG = Dinheiro Total Gasto = R\$ 2.440,48

JDC = Juros Durante a Construção = R\$ 136,90

Capital Total Necessário (CTN):

$$CTN = ITP + DP \quad (23)$$

DP = Despesas do Proprietário ($Start-up$) = R\$ 50,00

CTN = Custo Total Necessário = R\$ 2.627,38/ kW

Fatores EC

Inclui Encargos de Capital, VPA – fator Valor Presente Acumulado e LEV – fator dos Encargos de Capital submetidos ao processo de nivelção. Esse cálculo pode ser feito através do arquivo *ReceitasRequeridas.exe*, encontrado no site www.ericacom.br (2005), escolhendo a opção Encargos de Capital no menu principal do programa.

Encargos de Capital a partir do fator $LEV_{(15)}$:

$$EC = LEV_{(15)} CTN \quad (24)$$

$LEV_{(15)}$ = Fator dos Encargos de Capital submetidos ao processo de nivelção com depreciação de 15 anos = 0,197

CTN = Custo Total Necessário = R\$ 2.657,14/ kW . 12000 kW = R\$ 31.885.680,00

EC = Encargos de Capital em R\$/ano = R\$ 6.281.478,96

Encargos de Capital em R\$/ MWh

$$(R\$ 6.281.478,96/ \text{ano}) / (94.608 \text{ MWh}/ \text{ano}) = R\$ 66,39/ \text{MWh}$$

Custo do combustível:

Neste caso, não haverá custo de combustível (*pallets*).

Custo O&M (Operação e Manutenção):

Fixo: (R\$ 235,34/ kW.ano)(12.000 kW) =
R\$ 2.824.080,00/ ano que dividido pelos MWh/ ano chega-se a:
(R\$ 2.824.080,00/ ano) / (94.608 MWh/ ano) =
R\$ 29,85/ MWh.

Variável: (R\$ 0,03458/ kWh)(94.608.000 kWh/ ano) =
R\$ 3.271.544,64/ ano, que dividido pelos MWh/ ano chega-se a:
(R\$ 3.271.544,64/ ano) / (94.608 MWh/ ano) =
R\$ 34,58/ MWh.

Soma = R\$ 29,85/ MWh + R\$ 34,58/ MWh =
R\$ 64,43/ MWh.

Submeter com O&M (Operação e Manutenção) em R\$/ MWh ao processo de nivelção para 30 anos.

$$L_n = \frac{k(I - k^n)}{a_n(I - k)} \quad (25)$$

n = Número de anos em que incide a taxa de juros ou de desconto = 15

a_r = Aumento real anual será considerado zero.

a_i = Aumento anual devido à inflação = 5%

a_a = Aumento aparente anual = $[(1+0,05)(1+0,05)] - 1 = 0,1025$

i_{des} = Taxa de Desconto = $14 - 0,38(4,5) = 12,29\%$

$$k = \frac{I + a_a}{I + i_{des}} = \frac{I + 0,1025}{I + 0,1229} = 0,96.$$

$$a_n = FA = \text{Fator Anual} = \frac{I}{(I + 0,098)^1} + \frac{I}{(I + 0,098)^2} + \dots + \frac{I}{(I + 0,098)^{15}} = 7,694$$

$$L_{15} = \frac{0,96(I - 0,96^{15})}{7,694(I - 0,96)} = 1,43$$

$$\ell_{O\&M} = (R\$ 64,43/ \text{MWh})(1,43) = R\$ 92,03/ \text{MWh}$$

Valor das Receitas Totais:

É a soma dos R\$/ MWh dos encargos de capital, do custo do combustível e da O&M (submetidos ao processo de nivelção) para tecnologia de turbina de condensação a partir de biomassa – com cogeração.

$$\text{Encargos de Capital} = R\$ 66,39/ \text{MWh}$$

Custo de combustível	= R\$ 0,00/ MWh
Custos de O&M	= R\$ 92,03/ MWh
Receitas Requeridas Totais	= R\$ 158,42/ MWh

O custo atual da energia elétrica é de R\$ 167,16 por MWh fornecido. Já com a nova configuração, o custo de 1 MWh produzido seria de R\$ 158,42. A diferença entre o custo atual e o custo da proposta é de R\$ 8,74 por MWh, perfazendo um ganho anual de R\$ 826.873,90 uma vez assumida a produção anual de 94.608 MW.

Aparentemente, o ganho obtido dá ao investimento um caráter vantajoso, entretanto, ao considerar o custo total da planta dentro de um fluxo de caixa, a situação torna-se diferente. Analisando durante um período de 15 anos, os ganhos obtidos não são suficientes para cobrir o custo total da planta, sendo a Taxa Interna de Retorno (*TIR*) igual a 5,08% ao ano e o Valor Presente Líquido (*VPL*) igual a R\$ -10.273,00 descontado à taxa de 11,5%, o qual representa a rentabilidade desejada, portanto, do ponto de vista econômico, a proposta mostra-se inviável para a configuração apresentada.

4. Conclusões

Neste trabalho foi feito o estudo da viabilidade econômica da implantação de um sistema de cogeração em um planta de produção automobilística. Foi proposto um sistema de geração de energia elétrica a partir de uma turbina a vapor operando em um ciclo Rankine, e o fornecimento de vapor à baixa pressão para o sistema de manufatura. A energia era obtida a partir de *pallets* de madeira rejeitados durante o processo de fabricação. A partir das estimativas de custo e desempenho do sistema, e da análise econômica, verificou-se que a implantação de tal sistema não era economicamente viável.

Considerando os resultados obtidos nas análises técnicas e econômicas, mantida a atual política de preços das concessionárias de energia elétrica (tarifas reduzidas para os grandes consumidores de energia), a cogeração com tecnologias mais eficientes dificilmente se viabilizará, embora tenha sido analisada apenas uma dentre diversas configurações possíveis de cogeração.

No entanto, outros fatores além da análise puramente econômica devem ser levados em conta. As dificuldades do setor elétrico quanto à garantia de disponibilidade de energia, devido às eventuais falhas e interrupções do sistema elétrico e à falta de confiabilidade da transmissão e distribuição de energia elétrica também são fatores a serem considerados perante a garantia de suprimento sem riscos de interrupção, tal como ocorre neste trabalho. A substituição dos combustíveis fósseis por biomassa mostra uma redução nas emissões de carbono, indicando a oportunidade para obtenção de créditos correspondentes às taxas de carbono, permitindo que investidores de países desenvolvidos se interessem em participar de projetos conjuntos de cogeração, dentro das perspectivas do Protocolo de Quioto.

Em vista das vantagens estratégicas, ambientais e sociais, seria importante a implementação de políticas adequadas para viabilizar o processo de cogeração a partir da biomassa em larga escala. São verificadas barreiras tecnológicas (necessidade de tecnologias mais eficientes, eventualmente, importadas) e políticas (legislação). A decisão política do governo para promover medidas preventivas quanto ao risco de racionamento, dirigem-se, entre outras, apenas à construção de usinas termelétricas, não mencionando a cogeração, tampouco campanhas de incentivo.

Vale ressaltar que este estudo foi concluído em junho de 2005. Considerando os últimos acontecimentos em relação ao fornecimento de gás e ao suprimento de petróleo, seria pertinente uma reavaliação dos valores e conclusões apresentados neste trabalho.

5. Referências

- Alstom Power -Industrial Steam Turbine, 2000, "Catálogo de Produtos", Taubaté.
- Banco Central do Brasil, www.bcb.gov.br, 2006
- Clementino, L.D. , 2004, "A Conservação de Energia por Meio da Cogeração de Energia Elétrica", Editora Érica, São Paulo.
- Eletrobrás, 1995/1996, "Plano Decenal de Expansão", Brasília.
- Eletrobrás, 1999, "Avaliação de Oportunidades de Cogeração", Rio de Janeiro.
- Eletropaulo S.A. , 1982, "Usinas Termelétricas: Características Gerais de Operação e Manutenção", Programa de Palestras para Engenheiros em Treinamento, São Paulo.
- Sánchez Prieto, M. G., Carril, T. P., Nebra, S. A., 2001, "Analysis of the Exergetic Cost of the Steam Generation System of the Cruz Alta Mill", Proceedings of 16th Brazilian Congress of Mechanical Engineering, Uberlândia.
- Trevisan, W. , 1994, "Manual Termotécnico". Edição própria, São Paulo.
- Van Wylen, J.G., Sonntag, R.E., Borgnakke, C. , 1976, "Fundamentos da Termodinâmica", Edgard Blücher, São Paulo.
- Velázquez, S.M.G. , 2000, "Cogeração de Energia no Segmento de Papel e Celulose: Contribuição à Matriz Energética do Brasil", Dissertação de Mestrado, USP, São Paulo.
- www.ERICA.com.br, 2005.

TECHNICAL AND ECONOMICAL ANALYSIS OF ELECTRICITY COGENERATION USING STEAM TURBINE IN SIMPLE CYCLE FROM BIOMASS

George Kamisaki
Renato de Castro Valente
Tiago Heier
Humberto Araujo Machado

Resende College of Technology – FAT
Rio de Janeiro State University –UERJ
Estrada Resende-Rachuelo, s/n, Morada da Colina, 27523-000
Resende, RJ
machado@fat.uerj.br

Abstract

In this work, a cogeneration system from available biomass is proposed, for application in an automobile industrial plant. The study of case has made it possible to appraise, in the realm of cogeneration, one of the possible configurations for the electricity alternative supply; meanwhile there is an energy cost-analysis from resources unused. Current factors associated with the actual crises in the Brazilian energetic field, the lack of warranty on the energy supply and the risks of supply interruption represent the reason for this paper.

Keywords: Cogeneration, Biomass, Economic viability.