

SIMULAÇÃO TÉRMICA E AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA APLICAÇÃO DA COGERAÇÃO A UMA INDÚSTRIA DE CERÂMICA DE REVESTIMENTO

Ricardo Alexandre Pereira Borba

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica.
borba@cet.ufsc.br

Marcelo Augusto Milan da Silva

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica.
milan@cet.ufsc.br

Roberto Wolf Francisco Junior

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica.
Roberto@cet.ufsc.br

Edson Bazzo

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica.
ebazzo@emc.ufsc.br

Resumo. *As perspectivas de crescimento econômico para o Brasil nos próximos anos fazem com que todas as atenções apontem para o setor de energia como condição básica para sustentação deste crescimento. Este cenário aliado à disponibilidade do gás natural e ao potencial do setor cerâmico catarinense motivou este estudo. Através da aplicação da 1ª Lei da Termodinâmica determinou-se o sistema de cogeração que melhor se adapta às necessidades da planta industrial objeto do estudo. Foram considerados os efeitos das variações das condições operacionais do sistema de cogeração sobre o desempenho das turbinas a gás. Os parâmetros analisados foram demanda elétrica, demanda térmica, temperatura ambiente, e seus efeitos sobre a potência gerada, o consumo específico de combustível, temperatura e massa dos gases de exaustão. Com base no sistema ótimo encontrado, foi então avaliada a economicidade do sistema de cogeração. Os resultados obtidos servem de referência para avaliação técnica e econômica de sistemas similares, além de possibilitar verificação do impacto de não se considerar as variações de performance da máquina em suas análises. Trabalhos prosseguem no sentido de aprimorar o modelo de simulação de sistemas de cogeração, levando em conta a variação real de todos os parâmetros em função do tempo considerados relevantes.*

Palavras chave: cogeração, turbinas a gás, simulação numérica, indústria cerâmica

1. Introdução

O Plano Decenal de Expansão 1999/2008 da ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A., incentiva a geração distribuída a ser empreendida principalmente pela iniciativa privada, na forma de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), de centrais de cogeração e de Fontes Alternativas de Energia (FAE), como energia eólica, fotovoltaica e biomassa. A finalidade é evitar o iminente colapso do setor de geração de energia elétrica no Brasil. Com a crescente participação de agentes privados, a geração distribuída certamente terá influência na programação de obras de geração e transmissão no horizonte de curto prazo. Sistemas de cogeração garantem excelentes oportunidades de negócio, com ganhos em eficiência energética, econômico e ambiental.

Em todo mundo verifica-se hoje um grande interesse e expressivo incentivo a cogeração, devido a sua elevada eficiência obtida ao associar a geração elétrica e térmica em um único sistema, além da possibilidade de se aplicar uma fonte de energia limpa, que é o caso da biomassa e do gás natural.

A questão ambiental nunca esteve tão intimamente ligada à questão energética como neste início de milênio. O esgotamento da capacidade do planeta de absorver toda a poluição gerada tem causado vários efeitos climáticos, chamando a atenção da sociedade para este problema. Além disso, a população, que aumenta a taxas cada vez maiores, tem demandado cada vez mais energia para atender aos padrões da vida moderna.

Esta elevada demanda de energia, que caracteriza as economias modernas, é uma das principais causas de um dos maiores problemas ambientais da atualidade, a emissão de CO₂ na atmosfera. Para reduzir essas emissões, sem prejudicar o desenvolvimento econômico, as principais estratégias são substituir os combustíveis fósseis por outras fontes não emissoras (ou renováveis), como a hidráulica, a solar e a biomassa sustentável, além de conservar ou usar mais eficientemente todas as formas convencionais de energia. Nesse aspecto a cogeração ganha grande destaque uma

vez que pode-se atingir eficiências da ordem de 85 a 90%, enquanto outras formas de geração, a base de combustíveis fósseis, atingem no máximo 50% (geração termelétrica em ciclo combinado).

A indústria cerâmica de revestimento, apesar de não ser classificada como uma indústria energointensiva, tem uma grande demanda de energia, com uma participação de cerca de 10 a 15% no custo total de produção. Por isso qualquer medida de eficiência energética tem em geral uma elevada incidência no custo final do produto acabado. A atomização da barbotina, nos processos via úmida representa um consumo energético importante com demandas térmicas ao redor de 40% do total consumido em uma fábrica. Na substituição da energia térmica demandada pela atomização é que se encontra o grande potencial de cogeração da indústria cerâmica. Os gases quentes necessários à atomização da barbotina, que atualmente são gerados com gás natural, óleo combustível ou carvão mineral, podem ser substituídos pelos gases de combustão provenientes de um motor ou turbina a gás, cuja energia mecânica de ponta de eixo é utilizada para geração de eletricidade.

Este estudo foi realizado com base em uma indústria do pó cerâmico de Criciúma-SC, onde foram coletados todos os dados relativos ao processo de fabricação, além das demandas térmicas e elétricas e dados climáticos da região para posterior simulação do sistema de cogeração. Todos os dados levantados se referem ao ano de 2001. O objetivo deste trabalho é quantificar a diferença existente entre a análise técnico-econômica baseada em condições médias de consumo térmico e elétrico da fábrica, e a turbina a gás operando segundo condições fixas e outra análise, mais elaborada, onde a demanda térmica e elétrica instantânea são avaliadas juntamente com fatores ambientais que afetam o desempenho das turbinas a gás.

Dados de demanda térmica e elétrica foram coletados a cada hora na fábrica estudada, dados ambientais foram compilados a cada hora e o desempenho de cinco turbinas a gás foi avaliado com ajuda de códigos computacionais comercialmente disponíveis. No total, foram 8760 horas simuladas com dados reais. Uma análise de sensibilidade econômica foi também realizada, com a finalidade de se identificar o impacto dos parâmetros chave na viabilidade econômica do sistema de cogeração proposto.

2. Levantamento de Dados

O sistema de secagem de barbotina existente opera utilizando o óleo combustível A1 ($PCI = 39.774 \text{ kJ/kg}$) para suprimento da energia térmica. O sistema consiste de uma fornalha com capacidade instalada de 12 MW e de um atomizador com capacidade nominal de produção de 16 ton/h de barbotina. De acordo com as medições de campo, o sistema opera com capacidade aproximada de 6 MW. Ar de diluição é misturado ao fluxo de gases de exaustão, reduzindo a temperatura na entrada do atomizador para valores da ordem de 425°C , variando durante o dia.

O perfil de temperatura ao longo do ano de 2001, foi obtido através do controle de produção do atomizador com leituras realizadas através de termopares tipo K. Este controle também registra os horários em que o atomizador não está operando.

A vazão de gases quentes foi determinada a partir do campo de velocidades determinado na saída da fornalha, com o auxílio de um tubo de Pitot duplo e de um micromanômetro digital modelo Dwyer 40D 477-1, de acordo com o método de centróide de áreas iguais (Delmée, 1982). Na Fig. (1) é mostrada a instalação atual da fornalha, onde está indicado o local de medição da vazão dos gases, próximo à saída da fornalha. O tubo de Pitot utilizado permite medir diretamente a pressão dinâmica dos gases, que está associada à velocidade local.

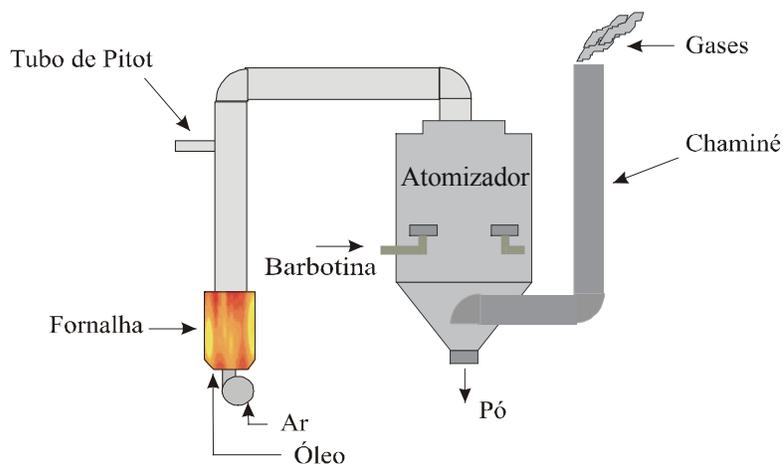


Figura 1. Planta existente do sistema de atomização

O valor encontrado para a vazão dos gases quentes corresponde a 13 kg/s, valor este considerado constante ao longo deste estudo. Com os valores de vazão e temperatura dos gases quentes utilizados no atomizador, a cada hora, tem-se o valor da carga térmica requerida, nas condições atuais, para a produção de pó ao longo do ano, valor este utilizado para estudar as alternativas do sistema de cogeração.

A Fig. (2) apresenta o perfil de demanda térmica do atomizador ao longo de 2001. Observa-se uma demanda quase constante, em torno de 6.000 kW durante os períodos em que o atomizador opera. É importante também destacar as paradas da fábrica por questões de mercado, registradas pela ausência total de demanda térmica do atomizador.

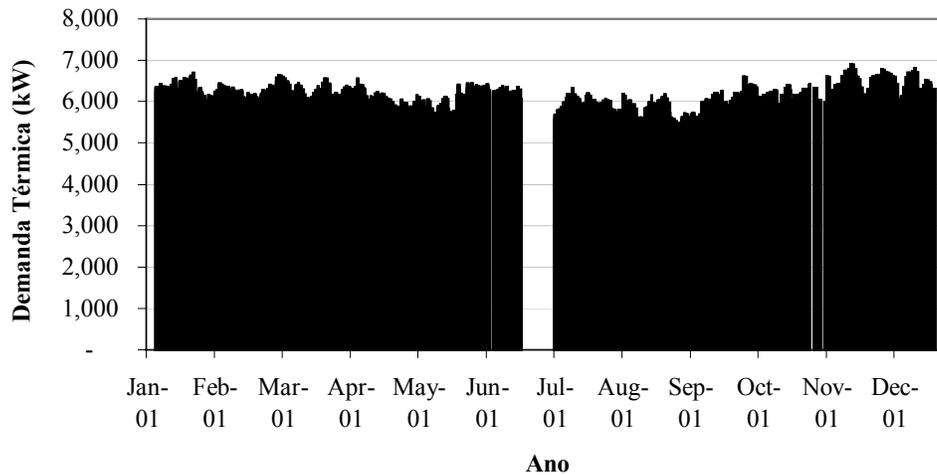


Figura 2. Perfil do consumo de demanda térmica do atomizador ao longo do ano de 2001

A partir da demanda térmica horária determinou-se o consumo de óleo combustível (OC_{atom}), utilizado para a comparação dos custos operacionais antes e depois da cogeração. Este cálculo foi necessário pelo fato da empresa não dispor de sistema de medição do consumo instantâneo de combustível no atomizador.

$$OC_{atom} = \frac{Q}{PCI_{OC} \cdot \eta_{queima_{OC}}} \cdot 3600 \quad (1)$$

onde Q representa a demanda térmica do atomizador (kW), PCI_{OC} representa o poder calorífico inferior do óleo combustível A1 (39.774 kJ/kg) e $\eta_{queima_{OC}}$ representa a eficiência da queima do óleo combustível ($\eta_{queima_{OC}} = 80\%$).

A demanda elétrica foi determinada com auxílio do controlador de demanda SiSACS, instalado na empresa. No sentido de se obter uma informação representativa do perfil da demanda elétrica, é feita uma leitura a cada 15 minutos, sendo a demanda horária a média das quatro leituras realizadas a cada hora. As quedas da demanda elétrica ao longo de 2001 podem ser verificadas nos períodos em que a produção parou por questões de mercado, quando o consumo registrado era proveniente de equipamentos que não podem ser desligados e o de setores administrativos.

Na Fig. (3) é mostrada a média do perfil de demanda obtida ao longo das 24 horas de operação durante o ano de 2001, onde se verifica uma pequena variação nas demandas entre 1.400 e 1.700 kW, uniforme ao longo do ano, se excluído da análise os períodos em que a produção foi paralisada. O perfil diário de demanda diário é semelhante ao anual, com leve queda da demanda durante o horário de ponta.

Para simular a performance de operação do sistema de cogeração foram obtidos dados climáticos diários do ano de 2001 da região onde se localiza a empresa avaliada. (CLIMERH – Centro Integrado de Meteorologia e Recurso Hídricos). Os dados são levantados na Estação Agrometeorológica Principal de Urussanga localizada a cerca de 25 km da empresa. Os dados obtidos foram Temperatura Máxima (T_{max}), Temperatura Mínima (T_{min}), Umidade Relativa (ϕ) às 9:00, 15:00 e 21:00h.

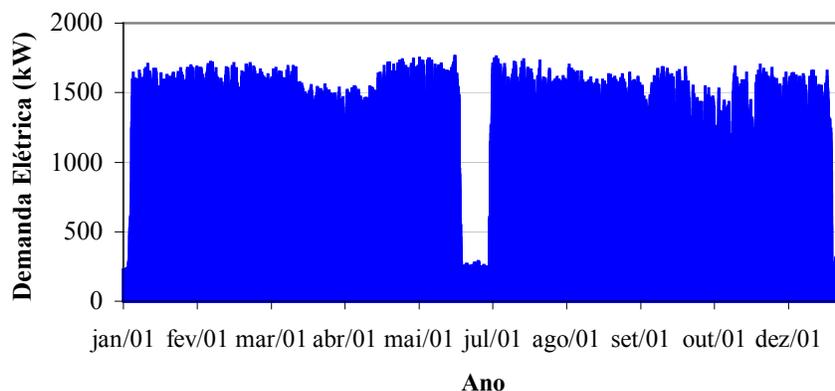


Figura 3. Perfil do consumo de energia elétrica da fábrica ao longo do ano de 2001.

3. Modelo de Simulação

Em termos gerais, o sistema de cogeração proposto para indústrias de cerâmica de revestimento consiste basicamente de um turbogerador, de uma câmara de pós-combustão e do sistema de atomização existente (ver Fig. 4). De acordo com avaliação preliminar, envolvendo diferentes configurações, o sistema de cogeração que melhor se aplica para implementação na indústria cerâmica inclui a turbina a gás como máquina motriz, por proporcionar maiores temperaturas e maior volume de gases de exaustão, relativamente aos motores de combustão interna.

O modelo desenvolvido considera o período de um ano de operação, aplicado a condição real de uma empresa, utilizando dados operacionais e climáticos para avaliar o real desempenho dos equipamentos e sistema de cogeração. Os resultados obtidos são comparados com os resultados obtidos com métodos utilizados para se avaliar um sistema de cogeração de modo simplificado. Na escolha da melhor alternativa técnica e econômica procura-se atender as necessidades de energia térmica do atomizador e de energia elétrica da fábrica.

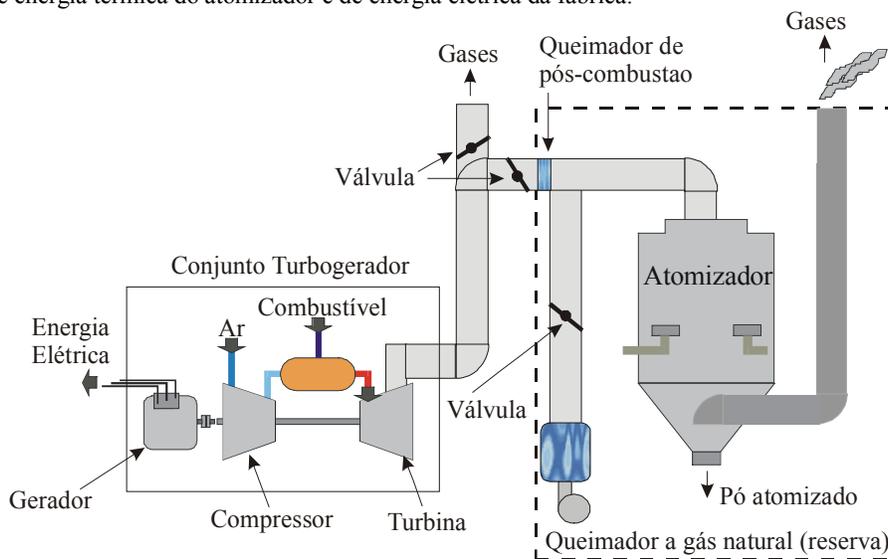


Figura 4. Sistema de cogeração proposto.

4. Modelagem do Sistema Térmico

O modelo de simulação se sustenta na Primeira Lei da Termodinâmica, levando em conta os balanços de massa e de energia no conjunto turbogerador, câmara de pós-combustão e atomizador. Na expectativa de simular todos os casos possíveis, tanto em paridade térmica quanto elétrica, as equações resultantes foram programadas e resolvidas com o auxílio do código computacional EES (Engineering Equation Solver) versão 6.181 do ano de 2001, produzido por F-Chart Software. O EES é um código computacional que permite tratar problemas termodinâmicos de forma amigável, permitindo ainda a criação de várias sub-rotinas e possibilitando a geração de programas executáveis, além de conter bibliotecas internas com as propriedades termofísicas de diversos componentes químicos. Todos os dados nominais das

máquinas estão referenciados às condições ISO. Neste trabalho assume-se que a planta de cogeração esteja instalada em local ao nível do mar.

A potência nominal é obtida através de catálogos de fabricantes que representa a potência elétrica produzida pelo gerador considerando a operação da máquina com gás natural. Nestes dados já estão incluídos as perdas na caixa de redução e a eficiência do gerador. As implicações das perdas de carga nos filtros de entrada e saída e o consumo de equipamentos auxiliares não são considerados.

O consumo específico representa a relação entre a energia inserida na máquina, na forma de combustível, e a potência útil na saída do gerador. Para as turbinas utilizadas na geração de energia utiliza-se comumente o termo “heat rate”. Este parâmetro é independente do poder calorífico de combustível. Portanto a partir dele pode-se, por exemplo, calcular o consumo de gás natural de diferentes fontes. Cada turbina tem um consumo específico diferente apresentado nos catálogos dos fabricantes.

A temperatura dos gases de exaustão é um dado de extrema importância em aplicações onde a energia térmica contida nos gases de exaustão é aproveitada, como cogeração e geração em ciclo combinado. Este dado representa a temperatura dos gases da combustão após a expansão na turbina e, para os casos acima citados, quanto maior melhor para otimizar a eficiência do ciclo. Comparando-se com o caso da cogeração na indústria cerâmica, é importante que esta temperatura esteja o mais próxima possível do ponto de operação do atomizador, evitando-se assim um consumo adicional de combustível. Este dado também é fornecido pelo fabricante para cada turbina.

Assim como a temperatura de exaustão, o fluxo de massa é muito importante para a geração de potência. Em conjunto com a temperatura, o fluxo de massa determina a quantidade de energia disponível para aproveitamento. Portanto, quanto maior este valor maior o aproveitamento. No caso da cogeração na indústria cerâmica a quantidade de gases que saem irão determinar se o fluxo é suficiente para atender o atomizador, ou se é necessário retirar uma quantidade de gases ou adicionar ar externo. O fluxo de massa dos gases de exaustão é informado pelos fabricantes.

As seguintes premissas básicas são consideradas no modelo de simulação proposto:

- Dados nominais estabelecidos para a condição ISO;
- Influência de parâmetros ambientais e operacionais;
- Curvas de desempenho de turbinas a gás como componente único.

O modelo não considera separadamente o desempenho individual do compressor, câmara de combustão e turbina, mas se utiliza de curvas de desempenho para simular o comportamento de toda máquina como se fosse um componente único. As curvas de desempenho foram obtidas de catálogos de fabricantes, que apresentam a influência da variação da carga e da temperatura ambiente sobre a potência elétrica gerada (W_{ger}), o rendimento térmico da turbina (η_T), o fluxo de massa (M_{gases}) e a temperatura dos gases de exaustão (T_{gases}). A influência de outros parâmetros como umidade do ar, altitude, perda de carga na entrada e saída e consumo de eletricidade de equipamentos auxiliares, não é informada pelos fabricantes. HARVEY, CARCASI & BERTSSON (2000) apresentam artigo técnico já chamando a atenção para as dificuldades enfrentadas para se conseguir dados completos das máquinas junto aos fabricantes e lembravam da importância destes dados para desenvolver projetos de pesquisa.

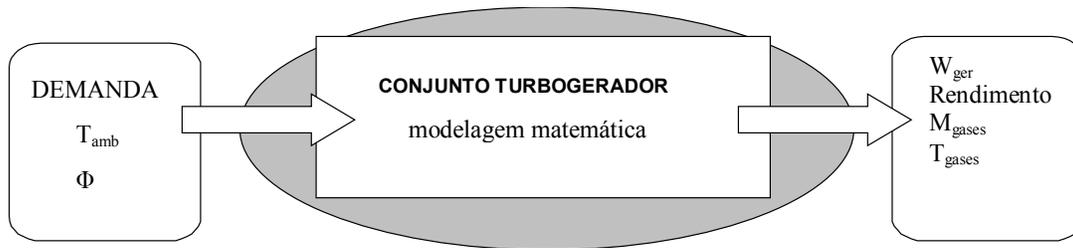


Figura 5. Esquema do modelo de simulação

Quando se trabalha com variação de desempenho de equipamentos, a equação obtida através dos gráficos dos fabricantes se caracteriza por ser polinômios de duas variáveis: carga (L) e temperatura ambiente (T_{amb}). Estes polinômios fornecem fatores de correção para a potência elétrica gerada, eficiência térmica, massa dos gases e temperatura dos gases de exaustão.

Geralmente o atomizador opera em depressão, com um ventilador centrífugo succionando os gases de exaustão. Por conta disso, a perda de carga no duto de saída não é considerada. Esta variável torna-se indispensável principalmente quando, no sistema de cogeração, a turbina a gás opera em conjunto com uma caldeira de recuperação para produção de vapor.

Como a Estação Agrometeorológica Principal de Urussanga ainda não é automatizada não estavam disponíveis os dados de temperatura ao longo das 24 horas de cada dia. Uma vez que a simulação necessitava destes valores foi necessário determiná-los a partir dos valores típicos de comportamento da temperatura ambiente em função da hora do dia para cada mês do ano. Estes valores são apresentados por LAMBERTS, GOULART & FIRMINO (1998 p. 56-61) com 1% de incerteza para a cidade de Florianópolis e foram plotados conforme a Fig. (6).

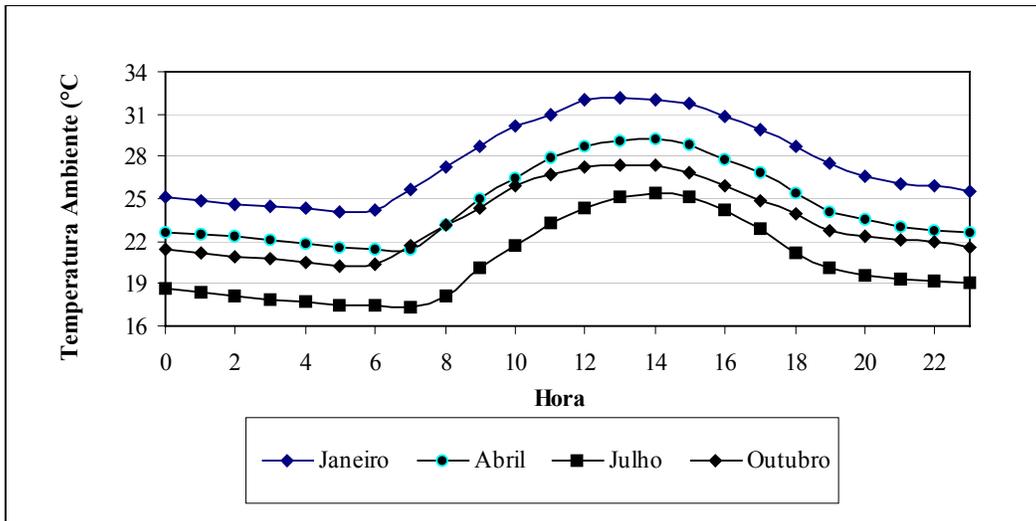


Figura 6. Curvas típicas mensais da temperatura do ar para a cidade de Florianópolis.

Utilizaram-se os dados de Florianópolis por se tratar do local, com dados disponíveis, mais próximo da cidade onde se localiza a planta industrial estudada. A partir destes polinômios típicos pode-se também simular a variação da temperatura para as outras cidades de Santa Catarina.

Para se determinar as temperaturas ao longo do dia, foram calculados a partir dos valores típicos de cada mês, coeficientes de correção da temperatura horária (*cht*) em função da $T_{\text{max típico}}$, $T_{\text{min típico}}$ e Amplitude Máxima Típica, ($\Delta T_{\text{max típico}}$). Considerou-se também que as temperaturas até às 9:00h eram influenciadas pela T_{min} e após este horário pela T_{max} . Os coeficientes de correção da temperatura horária foram determinados conforme Eq. (3) e Eq. (4).

De 0:00h até às 9:00h:

$$cht = \frac{(T_{\text{típico}} - T_{\text{min típico}})}{\Delta T_{\text{max típico}}} \tag{3}$$

onde,

$$\Delta T_{\text{max típico}} = T_{\text{max típico}} - T_{\text{min típico}}$$

Das 9:00h até às 24:00h:

$$cht = \frac{(T_{\text{típico}} - T_{\text{max típico}})}{\Delta T_{\text{max típico}}} \tag{4}$$

A partir dos coeficientes determinados (*cht*) e das T_{max} , T_{min} e ΔT_{max} disponíveis para cada dia foram calculadas as temperaturas ao longo do dia para as simulações conforme Eq. (5) e Eq. (6).

De 0:00h até às 9:00h:

$$T_{\text{amb}} = T_{\text{min}} + cht.\Delta T_{\text{max}} \tag{5}$$

Das 9:00h até às 24:00h:

$$T_{\text{amb}} = T_{\text{max}} + cht.\Delta T_{\text{max}} \tag{6}$$

A lógica desenvolvida para o funcionamento do modelo de simulação é apresentada de forma gráfica e simplificada na Fig. (7).

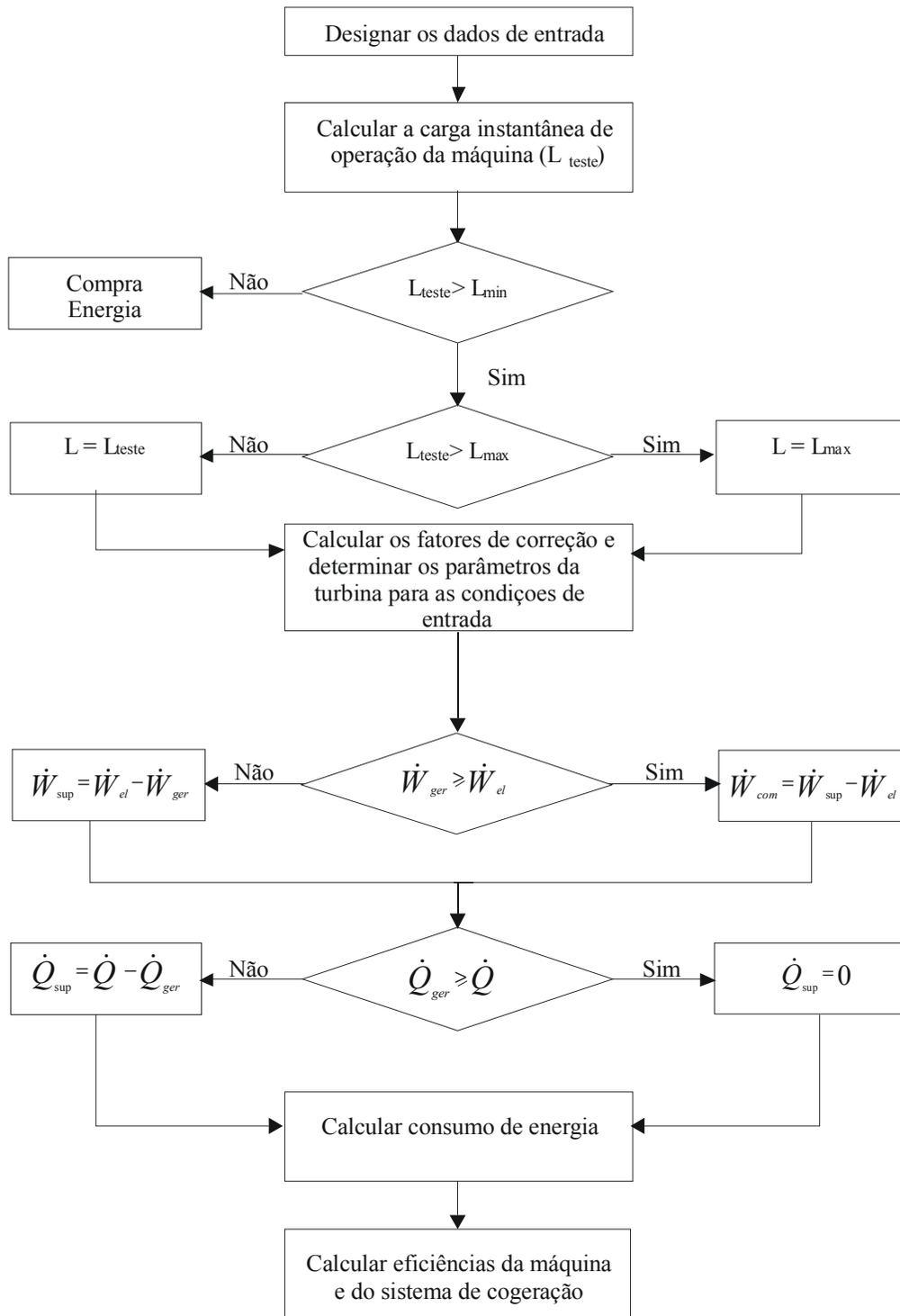


Figura 7 – Fluxograma de funcionamento do modelo de simulação.

Onde L_{teste} é a carga que a turbina a gás deveria operar para atender a demanda elétrica da fábrica, W_{el} . L_{min} é a carga mínima de operação da turbina a gás (40%), $L_{máx}$ é a carga máxima que a turbina a gás pode operar (100%). W_{ger} é a potência gerada pela turbina a gás, W_{sup} a eletricidade suplementar e W_{com} a eletricidade comercializada. Q significa a energia térmica requerida pelo atomizador, Q_{ger} a energia térmica contida nos gases de exaustão da turbina a gás, Q_{sup} a demanda térmica suplementar.

5. Análise Econômica

Uma avaliação de sistemas de cogeração só tem validade quando conjugada a avaliação econômica, para determinar a competitividade desta alternativa frente as alternativas convencionais de suprimento de energia. Como metodologia para a análise de viabilidade dos projetos de cogeração utilizou-se a TIR – Taxa Interna de Retorno. A turbina a gás utilizada para a análise técnica e econômica foi a EGT Hurricane, com potência nominal de 1 580 kW e custo específico de 699 US\$/kW segundo o Gás Turbine World Handbook (1997).

Na seqüência são listadas algumas premissas financeiras adotadas no fluxo de caixa:

Financiamento:

- Percentual do investimento financiado: 50%
- Taxa de juros: 14,5% a.a.
- TJLP: 10,0% a.a.;
- Spread básico: 2,5% a.a.;
- Spread de risco: 2,0% a.a.;
- Prazo de carência do principal: 4 anos
- Prazo de amortização do principal: 10 anos;
- Cotação do Dólar: R\$2,35.
-

Impostos e taxas:

- Imposto de renda: 25% do lucro;
- PIS/Cofins: 3,65% da receita;
- Contribuição social: 8% do lucro;
- CPMF: 0,38% sobre as saídas do caixa.
-

Receitas:

- Custo evitado da compra de energia elétrica (considerando a tarifa atualmente paga pela empresa analisada para classe de consumo horo-sazonal azul e classe de tensão A4);
- Custo evitado com a compra de óleo combustível (0,44 R\$/kg sem ICMS);
- Energia elétrica vendida (a 60% do preço de compra da energia elétrica utilizada pela empresa);

Custos operacionais:

- Custo do gás natural para cogeração (0,3054 R\$/m³ sem ICMS, tarifa PPT mais 35% para a concessionária de gás natural);
- Custo do gás natural complementar para pós-queima (0,4469 R\$/m³ sem ICMS);
- Custo da energia elétrica complementar (considerando a tarifa atualmente paga pela empresa analisada para classe de consumo horo-sazonal azul e classe de tensão A4);
- Custo de operação e manutenção (0,005 US\$/kWh gerado).
-

Outras despesas:

- Depreciação: 10% a.a.
- Custo do overhaul: é o custo de recondicionamento da turbina. Neste estudo considerou-se o valor do overhaul equivalente a 30% do valor da turbina a ser realizado no décimo ano do fluxo de caixa.

6. Resultados e Discussão

Os resultados do desempenho dos sistemas de cogeração avaliados com cada turbina foram simulados com o modelo apresentado e com duas simplificações deste, permitindo desta forma avaliar as imperfeições dos métodos simplificados e determinar até que ponto estas imperfeições podem comprometer a decisão de se investir nesta alternativa de suprimento de energia.

Método 1: Este método é o proposto por este trabalho que considera a variação de desempenho das turbinas sob diferentes condições ambientais e operacionais através da simulação horária do sistema de cogeração.

Método 2: Este método também simula o sistema de cogeração a cada hora, mas não considera a influência das condições ambientais e operacionais sob a performance das turbinas que terão portanto desempenho uniforme ao longo do ano. Neste método a variação das condições ambientais influenciará apenas as variáveis termofísicas.

Método 3: O mais simples dentre os métodos aqui analisados trabalha com as demandas médias verificadas ao longo do ano para simular o sistema de cogeração, que por isso também não considera a variação de performance da turbina. O modelo resultante calcula os parâmetros uma única vez para dados inseridos e os resultados são considerados para se determinar o desempenho do sistema ao longo de todo o ano. O que difere este método do segundo analisado é o fato

dos dados de entrada serem únicos, assim como os de saída. Os dados de entrada resultado das médias calculadas para estes parâmetros ao longo de um ano são a demanda elétrica da fábrica de 1332 kW, massa de gases quentes para atomização de 12,97 kg/s, temperatura de atomização de 429 °C e temperatura ambiente de 25°C.

A simulação com a turbina a gás Hurricane visa avaliar o sistema de cogeração operando quase em paridade elétrica, com a potência nominal da turbina superior a demanda elétrica média e próxima dos picos registrados. A condição de paridade elétrica irá acontecer de fato no método 3 que considera apenas a demanda média da fábrica, o que permite até mesmo a comercialização da potência excedente de 198 kW.

Tabela 1: Comparação dos resultados obtidos pelos três métodos utilizados na simulação técnica do sistema

	Método 1	Método 2		Método 3	
	Valor	Valor	Incerteza	Valor	Incerteza
Potência média gerada (kW)	1.388	1.438	4%	1.580	14%
Operação a plena carga	88%	91%	3%	100%	14%
Eletricidade gerada (kWh/ano)	11.319.623	11.711.428	3%	13.461.600	19%
Demanda elétrica complementar ou de <i>back-up</i> contratada (kW)	233	181	-22%	1.332	472%
Eletricidade comprada da concessionária (kWh/ano)	854.023	459.780	-46%	319.680	-63%
Eletricidade vendida à concessionária (kWh/ano)	0	0	--	1.686.960	--
Consumo total de GN na turbina (m ³ /ano)	4.985.152	4.731.031	-5%	5.435.760	9%
Consumo total de GN na pós-queima (m ³ /ano)	762.513	624.653	-18%	817.920	7%
Rendimento médio da cogeração	71%	77%	8%	91%	28%

Nesta simulação observa-se que em 88% das horas a turbina a gás opera em plena carga, para o método 1. A causa de tamanha queda é o fato da demanda da fábrica muitas vezes não atender a carga mínima de operação (40% de carga) fazendo com que a turbina não opere. O mesmo fator faz com que a o consumo complementar de eletricidade da concessionária seja bem superior neste método.

A demanda elétrica complementar contratada junto a concessionária local ficou próxima nos método 1 e 2, sendo para estes considerada a tarifa convencional azul A4. Para o método 3 como a demanda por energia suplementar só ocorre nos períodos de parada optou-se pela tarifa de auto-produtor. Nesta tarifa o custo maior concentra-se no consumo e por isto optou-se por considerar uma demanda contratada igual a demanda média da fábrica.

O consumo médio de gás natural na turbina registra um fato interessante ao apresentar o consumo no método 3 ligeiramente maior que o método 1, apesar da eficiência térmica ter ficado 11% superior neste método. Este fato ocorreu porque no método 3 a turbina está sempre operando no máximo da potência por exportar o excedente.

Na pós-queima o consumo médio é maior no método 1, fruto da variação da performance, mas quando o dado é anualizado o consumo total passa a ser maior no método 3, justamente por não desconsiderar os períodos em que o atomizador não opera.

O real desempenho da turbina é demonstrado pelo rendimento térmico da turbina que ficou 9% abaixo do nominal. Ao se comparar os resultados dos três métodos observa-se uma disparidade muito grande do resultado do método 3, resultado do acúmulo das incertezas de vários parâmetros que influenciam no rendimento da cogeração.

Tabela 2: Indicadores econômicos do sistema de cogeração

	Método 1	Método 2		Método 3	
	Valor	Valor	Incerteza	Valor	Incerteza
INVESTIMENTO (mil R\$)					
Turbina	2.595	2.595	0%	2.595	0%
Compressor de gás natural	264	250	-5%	292	11%
Sistema de controle de carga	111	111	0%	111	0%
Projeto/Modificações/Administração	779	779	0%	779	0%
Investimento total com impostos	4.320	4.304	0%	4.354	1%
RECEITAS (mil R\$/ano)					
Custo evitado da compra de energia elétrica	1.233	1.233	0%	1.230	0%
Custo evitado com a compra de óleo combustível	1.667	1.667	0%	2.353	41%
Energia elétrica vendida	0	0	--	107	--
CUSTOS OPERACIONAIS (mil R\$/ano)					
Custo do gás natural para cogeração	1.523	1.445	-5%	1.660	9%
Custo do gás natural complementar para pós-queima	340	279	-18%	365	7%
Custo da energia elétrica de reserva	0	0	--	147	--
Custo da energia elétrica complementar	200	144	-28%	0	-100%
Custo de operação e manutenção	133	138	4%	158	19%
Custo do <i>overhaul</i> (apenas no ano 10)	779	779	0%	779	0%
INDICADORES ECONÔMICOS					
<i>Pay-back</i> simples (anos)	17,1	12,4	-28%	2,8	-82%
TIR	3,0%	11,1%	151%	28,5%	482%

Na Tab. (2) pode-se observar os resultados econômicos da cogeração utilizando-se a turbina Hurricane. Os investimentos para os três métodos é praticamente o mesmo com uma pequena diferença para o custo do compressor em função do volume de gás natural consumido.

Os valores encontrados para as receitas são os mesmos para todas as turbinas simuladas, exceto para as receitas obtidas com a energia elétrica vendida. Isto ocorre porque estes custos evitados são calculados com base nas demandas da fábrica que não se alteram a cada simulação. Já a receita obtida com a venda do excedente de energia elétrica gerada varia de acordo com cada máquina, sendo portanto, o único parâmetro com modificação. Neste caso em específico somente no modelo de cálculo convencional é que houve excedente de eletricidade que gerou uma receita extra de R\$ 107 mil.

Ao analisar os custos operacionais merecem destaque os custos com compra de energia elétrica complementar. Nas simulações envolvendo o modelo proposto e o simplificado optou-se pela tarifa horo sazonal azul A4 para a compra de energia elétrica complementar. Como no cálculo convencional não há compra de energia da concessionária exceto nos momentos de parada da turbina, optou-se pela compra na tarifa de auto-produto, apresentada na tabela como custo da energia elétrica de reserva. Mesmo com as diferenças na modalidade de compra os custos envolvidos ao longo do ano ficaram próximos no modelo simplificado e no cálculo convencional.

Os resultados para os custos do gás natural para a cogeração e para pós-queima, bem como para os custos de operação e manutenção são reflexos exatos dos resultados apresentados na tabela de desempenho.

Os resultados finais resumidos nos indicadores econômicos apontam uma diferença muito grande entre os métodos de simulação analisados. Pelo modelo proposto o resultado financeiro da cogeração seria muito ruim enquanto que através o cálculo convencional o empreendimento seria aprovado com uma TIR de 28,5%, muito superior a taxa referência para se investir de 20%. Assim comprova-se a necessidade de se realizar simulações detalhadas para se decidir por um investimento em sistemas de cogeração. Os resultados alcançados nesta simulação também destacam a importância de se considerar a variação das performance das turbinas, apontado pela diferença nos resultados entre o modelo proposto e o simplificado.

7. Conclusões

Resultados obtidos com o modelo de simulação proposto apontam para a necessidade de se considerar as curvas reais de demandas térmica e elétrica da empresa, além de se considerar variações na temperatura ambiente e carga de operação da turbina a gás. Diferenças significativas foram identificadas na comparação de resultados obtidos por métodos simplificados, como ocorre na avaliação econômica de sistemas de cogeração do setor industrial. Diferenças de até 482% foram identificadas quando comparada a TIR resultante de três diferentes métodos de simulação térmica.

Somente com uma análise de todos os fatores que influenciam no desempenho de turbinas a gás e na configuração do perfil real de consumo térmico e elétrico de uma empresa é que se pode garantir a viabilidade econômica de um empreendimento de cogeração. Vale ressaltar que o método que considera as variações horárias de consumo térmico e elétrico da fábrica bem como o desempenho da turbina a gás também pode apresentar erros, pois de um ano ao outro o perfil de consumo térmico e elétrico da fábrica não é o mesmo.

Trabalhos prosseguem ainda no sentido de aprimorar o modelo de simulação, levando em conta a variação real de todos os parâmetros considerados relevantes nos projetos de sistemas de cogeração aplicados à indústria de cerâmica de revestimento.

8. Agradecimentos

Os autores agradecem a colaboração dos engenheiros Fernando Menezes, Edson Darós e pessoal técnico da Cerâmica DeLucca, bem como à REDEGÁS (PETROBRAS/TBG/SCGÁS) pelo apoio financeiro prestado ao Laboratório de Combustão e Engenharia de Sistemas Térmicos do Departamento de Engenharia Mecânica da UFSC.

Este trabalho foi realizado com o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo - ANP e da Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP, através do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás Natural - PRH09-ANP/MME/MCT.

9. Referências

- Bazzo, E., 2001, “Relatório Preliminar de Acompanhamento de Atividades”, REDEGÁS, Florianópolis, SC.
- Matelli, J. A., 2001, “Sistemas de Cogeração Baseados em Células-Combustível Aplicados em Hospitais”. Dissertação de mestrado, UFSC, Florianópolis, SC.
- Delmêe, G. J. 1982, “Manual de Medição de Vazão”. Ed. Edgard Blücher, São Paulo, SP.
- Gas Turbine World – for project planning, design and construction, 1997, Vol.18, Ed. BPA, Estados Unidos.
- Lapponi, J. C., 1996, “Avaliação de Projetos de Investimento: Modelos em Excel”, Ed. Lapponi, São Paulo, SP.
- Enrique, J. E. M., Monfort, G., Cantavella, V. E., 2000, “Racionalização de Energia em Fornos de Revestimentos Cerâmicos, revista Cerâmica Industrial”, Vol 5, No. 1, São Paulo, SP
- BRASIL. Portaria Interministerial MME/MF No. 176 do Ministério de Minas e Energia e Ministério da Fazenda, de 1 de Junho de 2001. Diário oficial, Brasília, 5 jun. 2001;
- BRASIL. Resolução ANEEL No. 124 da Agência Nacional de Energia Elétrica, de 3 de Maio de 2000.
- Casarotto Filho, N., Kopittke, B.H., 1996, “Análise de Investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial”, 7 ed., São Paulo – SP, Ed. Atlas.

Thermal and Economical Analysis of a Cogeneration System in a Ceramic Industry

Ricardo Alexandre Pereira Borba

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica.
borba@cet.ufsc.br

Marcelo Augusto Milan da Silva

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica.
milan@cet.ufsc.br

Roberto Wolf Francisco Junior

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica.
Roberto@cet.ufsc.br

Edson Bazzo

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica.
ebazzo@emc.ufsc.br

Abstract. *A thermal and economical analysis is performed for a cogeneration system in a ceramic industry, in order to evaluate three different simulation methods. The analysis consists in compare the methods and study the principal differences between a method that uses the gas turbine curve performance and a real thermal and electrical load profile (method 1) with two other methods*

that are more used to evaluate cogeneration system viability. Method 1 requires a strong work to do a database of thermal and electrical demand. Gas turbine curve performance also are a difficult to obtain from manufacturers. The technical and economical results presented in this work show that is necessary to use the method 1 to do a real analysis for cogeneration systems

Keywords. *cogeneration, gas turbines, numeric simulation, ceramic industry*