

## Avaliação econômica da co-geração em ciclo combinado com gaseificação de biomassa e gás natural no setor sucroalcooleiro

Vicente Corrêa Neto<sup>1</sup>  
Maurício Tiomno Tolmasquim<sup>2</sup>

### 1 - Introdução

Embora a biomassa tenha sido o primeiro vetor energético empregado pela Humanidade e ainda seja uma fonte energética de importância, a produção de eletricidade a partir da biomassa é restrita (WALTER e NOGUEIRA, 1997).

Diversas são as alternativas tecnológicas para geração de energia elétrica a partir da biomassa do setor sucroalcooleiro considerando desde o ciclo tradicional de contrapressão atualmente aplicado, novos ciclos a vapor de elevada pressão e os sistemas integrados de gaseificação da biomassa e turbinas a gás. Para estes sistemas integrados de gaseificação da biomassa e turbinas a gás, nomeados BIG/GT, diferentes variações estão atualmente disponíveis e cada uma apresenta particularidades e pontos críticos que definem a adequação de cada alternativa.

<sup>1</sup> Mestre em Ciências pelo Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ (Vicente@montreal.com.br)

<sup>2</sup> Coordenador do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e Presidente da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético ([tolmasquim@ppe.ufrj.br](mailto:tolmasquim@ppe.ufrj.br))

### 1 - Introdução

Embora a biomassa tenha sido o primeiro vetor energético empregado pela Humanidade e ainda seja uma fonte energética de importância, a produção de eletricidade a partir da biomassa é restrita (WALTER e NOGUEIRA, 1997).

Diversas são as alternativas tecnológicas para geração de energia elétrica a partir da biomassa do setor sucroalcooleiro considerando desde o ciclo tradicional de contrapressão atualmente aplicado, novos ciclos a vapor de elevada pressão e os sistemas integrados de gaseificação da biomassa e turbinas a gás. Para estes sistemas integrados de gaseificação da biomassa e turbinas a gás, nomeados BIG/GT, diferentes variações estão atualmente disponíveis e cada uma apresenta particularidades e pontos críticos que definem a adequação de cada alternativa.

No novo ambiente do setor elétrico brasileiro, onde as figuras legais mais importantes já estão definidas e o marco regulatório da estrutura competitiva já foi estabelecido, encontra-se a oportunidade real de comercialização de excedentes de energia elétrica produzida por sistemas de co-geração da indústria sucroalcooleira brasileira. Nesta indústria, a geração de vapor de processo e energia elétrica já se faz com a biomassa resultante do processamento da cana-de-açúcar, o bagaço de cana, entretanto, este nunca foi um processo eficiente do ponto de vista energético.

Já há alguns anos se discute a conveniência de se promover um melhor aproveitamento do potencial de geração elétrica do bagaço e, mais recentemente, introduziu-se a perspectiva de aproveitamento da palha e das pontas da planta, disponibilizadas por uma colheita sem queima.

No âmbito internacional diversas ações vem sendo desenvolvidas para concretizar a viabilidade de geração de energia elétrica a partir da biomassa de diversas naturezas, entre elas o Projeto de Geração de Energia por Biomassa – Bagaço de Cana-de-açúcar e Resíduos - BRA/96/G31, desenvolvidos no âmbito do projeto GEF (Global Environmental Facility), ao qual a COPERSUCAR está associada.

Uma das vias tecnológicas para valorização da biomassa e conversão de seu potencial energético em energia elétrica, também estudada no projeto acima citado, é aquela que integra um sistema de gaseificação de biomassa a um ciclo combinado de geração termoelétrica, sendo o combustível gaseificado consumido em uma turbina a gás. Esta tecnologia, ainda em fase de aprimoramento, apresenta excelentes perspectivas de viabilidade comercial e eficiência significativamente superior a queima direta da biomassa em caldeiras para geração de vapor.

Neste contexto, estudamos a viabilidade técnica e econômica de projetos de geração de energia elétrica utilizando a tecnologia de geração termelétrica em ciclo combinado, operando em co-geração, integrada a sistemas de gaseificação de biomassa para a produção de gás combustível, conhecida pela sigla BIG/GTCC, originada no inglês *Biomass Integrated Gasification Combined Cycle Gas Turbine*, utilizando como combustível a biomassa produzida na indústria sucroalcooleira brasileira e gás natural como complementação em duas das quatro condições operacionais analisadas.

## ***2 - O desenvolvimento das tecnologias de geração termoelétrica com turbomáquinas e o uso de biomassa como combustível***

A produção de energia mecânica ou elétrica a partir da transformação da energia química contida nos combustíveis, entre tantas outras alternativas hoje disponíveis, como a energia potencial das águas e dos ventos e a energia radiante do sol, só é conseguida através de processos elaborados e de equipamentos desenvolvidos pela humanidade.

Em particular, a transformação da energia térmica disponibilizada pelos combustíveis em energia mecânica, processo fundamental de uma termoelétrica, é realizada por diferentes equipamentos cuja construção é baseada em algum dos diversos ciclos termodinâmicos, entre eles o Ciclo Brayton e o Ciclo Rankine. Há muito os conceitos teóricos foram estabelecidos e o desenvolvimento dos equipamentos se perpetua até os dias atuais.

Neste momento uma revolução está em processo na tecnologia de geração termoelétrica no mundo e seu principal agente é a aplicação das novas e eficientes plantas baseadas em turbinas a gás (MACCHI, 1991). Os principais agentes desta transformação das turbinas a gás são o desenvolvimento dos sistemas eletrônicos de controle, da fluido dinâmica, da metalurgia e de novos materiais.

Os ciclos a vapor hoje encontram seu avanço limitado pela maturidade da sua tecnologia, pelo menos no que diz respeito à máquina motriz, entretanto, as turbinas a vapor desempenham importante papel nesta revolução, participando em uma nova posição nos ciclos térmicos com recuperação de calor, tais como os ciclos em co-geração e os ciclos combinados.

Na geração de vapor modernas caldeiras de leito fluidizado e sistemas eficientes de tratamento de efluentes estão reduzindo as restrições ambientais a utilização de combustíveis como o carvão e os óleos pesados ou refugados, revitalizando a aplicação das turbinas a vapor em Ciclos Rankine. Por outro lado, as tecnologias de gaseificação proporcionam a aplicação destes combustíveis em turbinas a gás, e outros anteriormente não atrativos, como a biomassa de diversas origens, respeitadas as condições de adaptabilidade de cada combustível a máquina motriz.

A melhor compreensão desta mudança em favor das modernas e avançadas tecnologias, concebidas para combustíveis “limpos”, se obtêm com um aprofundamento das tendências e do desenvolvimento das tecnologias estacionárias de geração com turbomáquinas, em particular os ciclos a gás e a vapor e sua integração em sistemas de co-geração e ciclo combinado. As turbinas a gás têm um papel preponderante no ciclo combinado e se destacam o seu desenvolvimento tecnológico, a natureza de sua concepção, industrial ou aeroderivativa, e as sofisticações possíveis nos ciclos a gás que conferem maior eficiência ou potência.

A operação das turbinas a gás em nosso trabalho é concebida para se realizar com combustível resultante da gaseificação de biomassa e por esse motivo se torna imprescindível avaliar a influência da natureza dos combustíveis e seu poder calorífico sobre as turbinas a gás, os fatores que influenciam a eficiência e disponibilidade das máquinas motrizes e a adaptabilidade dos modelos comerciais de turbinas a gás a combustíveis de baixo poder calorífico.

O ciclo combinado é uma central termoelétrica constituída por dois ou mais ciclos termodinâmicos em uma mesma planta cuja finalidade exclusiva é produzir energia elétrica. Diferentes máquinas térmicas e processos podem ser combinados, seja trabalhando com meios fluidos distintos, ou com meios fluidos iguais, e ciclos empregando as mais diferentes substâncias podem ser construídos. Contudo, até o presente momento, um tipo de ciclo combinado tem encontrado ampla aplicação, qual seja, a utilização de turbinas a gás (ciclo Brayton) juntamente com turbinas a vapor (ciclo Rankine) (CUNHA, 2000).

Neste ciclo a energia térmica contida nos gases quentes exaustos pela turbina a gás é utilizada em uma caldeira de recuperação para produzir vapor. Este vapor é então utilizado como fluido de acionamento em uma turbina a vapor para gerar trabalho adicional. Nesta construção a turbina a vapor deve ser do tipo chamado condensação. Neste equipamento o vapor após realizar todo o trabalho nas rodas da turbina, expandido até os limites mínimos de vácuo normais em ciclos a vapor, é encaminhado ao condensador, um grande trocador de calor, onde entra em contato indireto com um meio em menor temperatura e se condensa para voltar em ciclo fechado a caldeira. É importante ressaltar que não há nenhum aproveitamento térmico da energia, ou seja, não se realiza aplicação de calor útil.

O acréscimo de potência alcançado em um ciclo combinado é, em geral, da ordem de 50 % da potência da turbina a gás e a eficiência global passa da média de 30 % do ciclo simples e atinge valores em torno dos 55 a 60 % em ciclos combinados comerciais. Os gases de exaustão das turbinas a gás são ricos em oxigênio devido a necessidade de ar para refrigeração, fazendo com que a quantidade ar admitida atinja valores da ordem de 300% do excesso de ar de combustão, carregando consigo o calor rejeitado. Por esse motivo podem ser utilizados como comburente em uma caldeira de recuperação para efetuar uma queima suplementar, gerando quantidade de vapor até 2,5 vezes maior que a gerada em uma caldeira puramente de recuperação de calor dos gases.

Um aspecto importante a ser considerado nessas plantas diz respeito ao sistema de tratamento de água. Desmineralização (e polimento, em caso de altas pressões) deve ser utilizada de forma a manter a qualidade da água dentro de padrões aceitáveis. Teores de sólidos dissolvidos, condutividade, sílica e sódio são parâmetros a serem estritamente controlados.

O histórico de desenvolvimento do ciclo combinado é marcado por uma elevação de eficiência da ordem de 1 % por ano na década de 80 e início dos anos 90, passando de 43 % para 58 % de eficiência global em 15 (quinze) anos (Private Power Executive Handbook '98).

Na co-geração realizada com o ciclo combinado a turbina a vapor ou a própria caldeira de recuperação devem oferecer as possibilidades de fornecimento de vapor em condições de fornecer energia térmica aos processos, seja através de contrapressão, extração intermediária da turbina a vapor ou extração da caldeira de recuperação. É quando se condensa e muda de fase, do estado gasoso para estado líquido, que o vapor libera maior quantidade de energia, devido a seu calor latente. Quando este processo ocorre em um condensador, como em uma turbina a vapor de condensação pura, ele não realiza um trabalho térmico útil. Com a extração do vapor para uso em processos esta energia de condensação é aproveitada para um serviço térmico e configura uma co-geração. As alternativas para realizar a co-geração em um ciclo combinado estão relacionadas a forma com se recupera o vapor, antes ou depois da turbina a vapor a construção de um sistema de co-geração cuja máquina térmica é um ciclo combinado pode ser realizada com uma das três alternativas de captação de vapor descritas,

ou combinação delas, mas os fatores determinantes serão, principalmente, a limitação de investimento, mas também a flexibilidade operacional e a compatibilidade com o processo consumidor.

Entre as várias vias tecnológicas existentes para a geração de energia elétrica a partir da biomassa, a utilização de ciclos Brayton, o ciclo das turbinas a gás, exige proceder a gaseificação da biomassa para que o combustível gasoso resultante seja queimado nos combustores das turbinas a gás. Estes novos sistemas permitem uma geração de energia elétrica em quantidades expressivamente superiores aos ciclos tradicionais, convertendo a energia da biomassa de forma mais eficiente.

A tecnologia atualmente empregada nas instalações de álcool e açúcar brasileiras são os sistemas de geração a vapor de baixa pressão com uso do vapor expandido para processo, neste trabalho nomeados CTC (Ciclo Tradicional de Contrapressão). Os sistemas a vapor de maior pressão de trabalho e ciclos de condensação-extração, conhecidos por CEST (Condensing Extraction Steam Turbine), assim como as tecnologias de gaseificação integrada a turbina a gás e cogeração, cuja denominação é BIG/GT (Biomass Integrated Gasification Gas Turbine), fazem parte da esfera de inovações tecnológicas propostas para viabilizar a melhora do aproveitamento dos recursos energéticos da biomassa, especialmente o bagaço de cana e a biomassa vegetal adicional. A tecnologia de gaseificação integrada a turbina a gás e cogeração pode ser dividida em dois conjuntos principais. O primeiro engloba o aprimoramento do ciclo BIG/GT com injeção de vapor na turbinas a gás, aumentando sua potência, conhecidos como BIG/STIG (Biomass Integrated Gasification Steam Injected Gas Turbine) ou acrescidos de resfriadores intermediários de ar no compressor, conhecidos como BIG/ISTIG (Biomass Integrated Gasification Intercooled Steam Injected Gas Turbine). O segundo é do sistema de gaseificação de biomassa BIG/GT integrado em um ciclo combinado, conhecido como BIG/GTCC (Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle).

Futuro promissor poderão ter as plantas de cogeração a partir de gaseificação de biomassa, combinando ciclos de turbina a gás e gerador de vapor, conhecidos como sistema BIG/GT. As possibilidades da tecnologia tradicional (CTC) e sua transformação em ciclos CEST (Condensing Extraction Steam Turbine) são consideráveis devido, principalmente, a maturidade tecnológica desta opção e as limitações de capital vividas pelo setor para realizar grandes investimentos, não sendo permitido excluir da análise sua aplicação no panorama brasileiro.

Apesar da atratividade das tecnologias com injeção de vapor na turbina a gás, como por exemplo os altos excedentes de energia elétrica, mesmo operando em cogeração e a inexistência de circuito de condensação de vapor, que reduz o capital imobilizado sem uso durante a safra, estes sistemas esbarram em dois pontos fundamentais que podem inviabilizar sua aplicação: a qualidade do vapor d'água para a adequada operação e vida útil destas turbinas é rígida. Esta necessidade imperiosa está associada a sistemas de tratamento sofisticados para produção de água desmineralizada, de elevado custo, que será inteiramente devolvida a atmosfera junto aos gases de exaustão, elevando o custo operacional; como a água não é reaproveitada se torna condição obrigatória a disponibilidade de recursos hídricos abundantes na área da instalação.

Principalmente este último ponto desqualifica a tecnologia para regiões como o Nordeste brasileiro ou mesmo o Centro-Sul, que também já começa a apresentar sinais de esgotamento dos recursos hídricos, em especial o estado de São Paulo. Como se não fosse suficiente, a atividade sucroalcooleira já é por natureza um grande consumidor deste recurso e a elevação de seu uso não se apresenta estrategicamente interessante.

Por outro lado, apesar das elevadas eficiências projetadas para os ciclos combinados baseados em combustíveis gaseificados derivados da biomassa, os aspectos tecnológicos e a confiabilidade dos sistemas são ainda um o ponto crítico do seu desenvolvimento. Com este pensamento, o programa norte americano de desenvolvimento de energia a partir da biomassa do Departamento de Energia dos EUA (US DOE Biomass Power Program), em cooperação com o Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica

(EPRI), o Laboratório Nacional Oak Ridge (ORNL) e agências estaduais de energia realizaram um acordo para financiar estudos de caso (CRAIG et al., 1995).

A análise econômica dos sistemas em desenvolvimento é elaborada em função da *n-ésima* planta, a planta ideal que representa o desempenho econômico definitivo para a tecnologia em questão. Ao longo dos últimos anos um grande número de organizações projetou este desempenho definitivo para sistemas de energia baseados na biomassa. Estas projeções alcançam uma larga faixa de custo e desempenho e causam uma inevitável relutância nos potenciais investidores da tecnologia (CRAIG et al., 1995). O caminho adequado a unificação destas diversas estimativas deve ser percorrido em parceria pelos desenvolvedores de *hardware* e as empresas de engenharia.

Um estudo foi realizado para a Agência de Proteção Ambiental - EPA (TURNURE et al., 1995) para avaliar o impacto da penetração de diversas tecnologias de geração de energia elétrica no mercado nos próximos anos e o seu efeito nas emissões de carbono na atmosfera. Para equacionar as disparidades entre as projeções de investimento inicial e eficiência de diversos ciclos termelétricos publicadas na literatura foi realizado um painel constituído por representantes do National Renewable Energy Laboratory (NREL), Electric Power Research Institute (EPRI), Princeton Center for Energy and environmental Studies, Environmental Protection Agency (EPA), USDA e Colorado School of Mines e um consenso foi estabelecido. A Tabela 1 apresenta os resultados do painel para as tecnologias de geração termoelétrica que utilizam a gaseificação de biomassa.

A Figura 1 apresenta uma correlação entre os diversos estudos analisados e as estimativas de custos. As linhas na figura representam as curvas de fator de escala 0,8 que extrapolam os valores de investimento em relação a potência da unidade. Estas curvas são construídas com base nos valores estimados no painel do EPA para os sistemas de alta e baixa tecnologias.

A maior atratividade dos sistemas BIG/GTCC está relacionada a mercados específicos, ou nichos de mercado, tais como projetos com subprodutos economicamente atrativos, áreas com restrições a combustíveis fósseis ou com custos elevados, áreas com prioridade de desenvolvimento rural, áreas com disponibilidade de rejeitos ou resíduos diversos e áreas onde os custos da biomassa são significativamente baixos.

### **3 - Análise econômica**

Um investidor ou analista de política energética pode usar uma variedade de indicadores para avaliar a atratividade financeira de um projeto de geração de energia elétrica. A escolha depende frequentemente do propósito da análise porém, a maioria começa com estimativas do custo de capital do projeto, produção de energia elétrica projetada, rendas anuais, despesas e deduções (GEORGE, SCHWEIZER, 1997). A metodologia de avaliação econômica difere de acordo com o perfil do investidor e seus objetivos, mas para todos ela constitui um conjunto de indicadores que permitem a comparação por diferentes critérios.

Para calcular os indicadores é preparado um demonstrativo de resultados de cada exercício, que apresenta a receita líquida anual do projeto para a construção do seu fluxo de caixa ao longo de sua vida útil. Este demonstrativo contempla todas as entradas e saídas de capital a cada ano, incluindo-se as receitas diretas e indiretas, os custos de investimento, custos operacionais fixos e variáveis, a depreciação dos equipamentos e as deduções dos impostos (PUCCINI et al., 1992). Com base no fluxo de caixa do projeto diversas análises econômicas e financeiras podem ser desenvolvidas com o objetivo de quantificar sua atratividade para aquele que realizará o investimento e os principais indicadores utilizados na avaliação econômica são: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Tempo de Retorno do Investimento (*Payback*) e, um especificamente importante na análise de projetos de geração de energia, o Custo da Energia (COE).

Neste artigo apresentamos os indicadores resultantes da avaliação econômica da co-geração em ciclo combinado com gaseificação de biomassa e gás natural no setor sucroalcooleiro, calculados em um modelo de avaliação econômica cujas premissas principais e as diferentes condições operacionais estudadas estão apresentadas a seguir.

### 3.1 - A economicidade de projetos termelétricos

Os projetos de geração termoelétrica apresentam características peculiares e conhecer a influência destas sobre a economicidade do projeto é fundamental para proporcionar uma análise econômica satisfatória. Consideramos durante a construção do modelo alguns importantes aspectos concernentes à sua economicidade, que passamos a apresentar. As usinas termoelétricas apresentam eficiências teóricas que variam entre 20 e 50%, dependendo do ciclo, do combustível e dos auxiliares. As eficiências entre 55 e 60 % são alcançadas por ciclos combinados nas bancadas de testes em condições ambientais perfeitas e com auxiliares externos.

A equação econômica da oferta de energia elétrica de origem termoelétrica passa por três termos principais: os investimentos e os custos de capital, os juros dos financiamentos concedidos e a tributação e o custo de combustível. Devido a relativamente baixa eficiência energética da conversão termodinâmica de combustíveis em eletricidade, temos três alternativas de intervenção para a melhora da economicidade:

#### I. Reduzir os custos do capital

O preço dos equipamentos internacionais não são negociáveis, ao contrário, atualmente encontram-se supervalorizados devido a uma alta demanda mundial;

Aumentar e garantir o fator de utilização, uma vez que o custo do capital é inversamente proporcional a produção de energia;

Garantir a remuneração da produção, vendida ou não, para poder viabilizar a oferta de energia termoelétrica;

Escolher ciclos mais baratos, mesmo se o consumo específico for maior.

#### II. Reduzir os custos financeiros

Reduzir os juros, por subsídio ou redução do fator de risco e garantir o financiamento;

Aumentar o prazo de financiamento para sustentar o *cash flow* no início do empreendimento;

Reduzir a carga tributária - impostos ou prazo de depreciação;

Compensar uma parte dos custos por bônus de antecipação ou outra operação casada.

#### III. Redução do custo de combustível

Na realidade deve-se reduzir os custos operacionais mas o mais significativo deles é o custo do combustível. Essa redução pode ser feita de dois modos:

Utilizar um combustível menos nobre;

Administrar o custo do combustível aproveitando diversos mecanismos, como o consumo interruptível e os excessos de oferta, devendo para isso possuir plantas multicomcombustíveis;

Operar apenas nos picos de demanda, quando o valor da energia elétrica é suficientemente elevado para remunerar o investimento, e o custo total de combustível pode ser compensado.

### 3.2 - Considerações sobre as tarifas, os custos e suas variações

Na construção de um modelo de avaliação econômica de geração de energia elétrica adotam-se uma série de valores atribuídos às diferentes variáveis, entre elas a tarifa de comercialização da energia elétrica gerada, os custos operacionais e as tarifas do combustível, no caso de geração termoelétrica.

As tarifas de energia elétrica e dos combustíveis variam de forma significativa ao longo da vida útil do projeto devido às variações de oferta do mercado em sistemas concorrenciais ou por administração de políticas macroeconômicas em mercados onde prevalece o controle estatal. Sua incerteza é tanto maior quanto menor o amadurecimento do mercado ou a instabilidade econômica do país ou região. Seu impacto sobre as receitas do projeto exigem uma preocupação extra com a análise dos cenários futuros e as perspectivas econômicas do país, considerando indicadores macroeconômicos como PIB, população, inflação e desenvolvimento do mercado consumidor.

Os custos dependem fundamentalmente da tecnologia de produção empregada, sendo de importância primordial em projetos hidrelétricos os custos financeiros do capital e em projetos termoelétricos o custo do combustível. Em ambos os casos os empréstimos realizados no exterior sofrem influência direta da taxa de câmbio e impactam o custo, assim como no segundo caso a utilização de combustível importado, agregando maior incerteza aos custos de geração.

### 3.3 - Análise de sensibilidade

A construção do modelo de análise econômica de um projeto exige a formulação do fluxo de caixa e a utilização de dados considerados certos e constantes porém, isso dificilmente ocorre, pois estes dados são valores estimados que procuram traduzir uma fotografia da realidade. Assim, os cálculos de valor presente líquido, taxa interna de retorno, custo da energia e tempo de retorno não são exatos pois os dados utilizados no seu cálculo também não são exatos e cada uma dessas variáveis modifica-se ao longo do tempo (BUARQUE, 1984).

Portanto, torna-se imprescindível a aplicação de um método que permita determinar a influência que a variação em uma das variáveis tem sobre os resultados esperados do projeto, de tal maneira que se possa conhecer aquelas que devem ser estudadas com mais profundidade e avaliadas com mais critério. Através da análise de sensibilidade verifica-se a intensidade com que as variáveis principais afetam os resultados finais do projeto.

### 3.4 - Modelo de avaliação econômica

O modelo de avaliação econômica construído e aplicado tem por objetivo identificar a viabilidade econômica da implantação de um projeto de geração de energia elétrica utilizando a tecnologia de geração termelétrica em ciclo combinado, operando em co-geração, integrada a sistemas de gaseificação de biomassa (BIG/GTCC), utilizando como combustível a biomassa disponibilizada em uma destilaria de etanol brasileira e gás natural em complementação.

A metodologia de cálculo é baseada na realização de uma Demonstração de Resultados do Exercício (DRE), considerada idêntica para cada ano da vida útil do projeto. Essa DRE repetida anualmente origina o fluxo de caixa do investimento. A demonstração de resultados do exercício é a representação das receitas e custos esperados com o projeto, incluindo as deduções com impostos, a depreciação e o imposto de renda. Como resultado final encontramos o Lucro Líquido Anual do projeto. Este demonstrativo de resultados varia em função das quatro diferentes condições operacionais estudadas.

O fluxo de caixa construído em nosso modelo contempla o investimento inicial e o lucro líquido anual numa perspectiva da vida útil do projeto. Com base neste fluxo de caixa realiza-se o cálculo da

Taxa Interna de Retorno, o Valor Presente Líquido do Investimento e o Valor Anual Líquido, os indicadores de nossa avaliação.

São parâmetros básicos que determinam o comportamento do fluxo de caixa e dos resultados finais do projeto em seu momento inicial e durante a sua vida útil o custo unitário de investimento, os custos operacionais fixos e variáveis, o preço de mercado da energia elétrica e as perspectivas de apreciação, a proporção do investimento financiado, a taxa de juros do financiamento, os prazos de carência e amortização e o fator de carga da instalação.

O Custo da Energia sofre elevada influência das condições de financiamento, e em nosso estudo não se consideram as origens do capital para investimento portanto, avaliamos este indicador variando as condições de financiamento numa faixa de 9 a 18 % a.a.

Diante das inúmeras incertezas das variáveis do projeto a análise de sensibilidade realizada no modelo calcula a taxa interna de retorno do projeto para uma faixa de variação de  $\pm 50$  % das cinco principais variáveis:

- i. Tarifa de Venda da Energia Elétrica;
- ii. Custo Unitário do Investimento;
- iii. Custo da Biomassa;
- iv. Custos de Operação e Manutenção;
- v. Fator de Carga Anual da Instalação;

Há diferentes formas de operar uma unidade termoeletrica, seja em função da variedade de combustíveis utilizáveis, seja em função dos períodos de operação da unidade. Com referência ao combustível e ao período de operação foram analisadas quatro diferentes condições operacionais possíveis:

i. **Caso I:** operação apenas na safra com consumo de toda a biomassa no período, é a condição operacional em que a totalidade da biomassa disponível, ou seja, bagaço, palha e pontas recolhidas, é consumida exclusivamente no período da safra como combustível da unidade de geração que opera exclusivamente em co-geração;

ii. **Caso II:** operação na safra e entressafra consumindo apenas biomassa distribuída uniformemente ao longo do ano, é a condição operacional em que o bagaço, e a palha e pontas recolhidas são consumidas como combustível da unidade de geração uniformemente ao longo de todo o ano operacional considerado, de 335 dias, operando em co-geração no período da safra e em geração exclusiva de energia elétrica na entressafra;

iii. **Caso III:** operação na safra e entressafra consumindo toda a biomassa no período da safra e gás natural na entressafra, é uma condição operacional parcialmente similar ao Caso I. Nesta condição operacional a totalidade da biomassa disponível é consumida exclusivamente no período da safra como combustível da unidade de geração que opera em co-geração. No período de entressafra o sistema utiliza o gás natural como combustível na unidade de geração operando exclusivamente na produção de energia elétrica;

iv. **Caso IV:** operação na safra e entressafra consumindo a biomassa e gás natural uniformemente distribuídos ao longo do ano, é uma condição operacional similar ao Caso II sendo acrescido um consumo proporcional e contínuo de gás natural a alimentação de combustível do processo. Nesta condição operacional o bagaço, a palha e as pontas recolhidas, acrescidas de uma fração de 15 % de gás natural, em relação ao poder calorífico do gás de síntese, são consumidas como combustível da unidade de geração uniformemente ao longo de todo o ano operacional considerado, de 335 dias, operando em co-geração no período da safra e em geração exclusiva de energia elétrica na entressafra.

Para cada condição operacional estudada obtivemos como resultados do modelo a geração de energia elétrica, investimento e rentabilidade e a curva de sensibilidade aos principais parâmetros do projeto, a saber, tarifa de venda da energia elétrica, custo unitário do investimento, custo da biomassa, custos de operação e manutenção e fator de carga anual da instalação. Obtivemos também a variação do custo da energia elétrica de cada condição operacional em função da taxa de desconto anual considerada para o projeto.

### 3.4.1 - Premissas da modelagem

Dentre as premissas e variáveis assumidas no modelo estão:

- i. A taxa de desconto de 12 % a.a.;
- ii. Os impostos, taxas e contribuições setoriais e Imposto de Renda incluídos;
- iii. A proporção entre a biomassa e o gás natural na condição operacional IV é de 85 % / 15 %, com referência ao insumo energético total;
- iv. O custo do gás natural é de US\$ 2,475/MBTU;
- v. O custo de investimento do ramal de alimentação de gás natural é calculado com distância média de 50 km a partir do gasoduto Brasil Bolívia, investimento integralmente assumido pelo projeto e investimento de US\$ 18,00 / pol. m;
- vi. A usina típica adotada está na faixa de produção com moagem de 800.000 ton.Cana/ano;
- vii. O índice adotado de retirada da palha e pontas do campo é de 50 % (LEAL, 1999);
- viii. O índice de mecanização da lavoura, a longo prazo, mantida a tecnologia atual das colhedoras é de 60 % (LEAL, 1999);
- ix. A economia com energia elétrica é computada como uma receita não operacional, com tarifa média do setor industrial no ano 2000 de R\$ 72,31/MWh<sup>1</sup> ;
- x. Custos da biomassa (palha e pontas) recolhidas no campo e entregue na usina estimado em US\$ 1,50/MBTU (LEAL, 1999);
- xi. Taxa de câmbio de R\$ 1,80/US\$;
- xii. A otimização do processo da destilaria com redução de consumo de vapor para 340 ton.Vapor/ton.Cana é aplicada no caso II;
- xiii. A Curva de Custo de Investimento e os Custos Fixos e Variáveis do sistema BIG/GTCC conforme TURNURE *et al.* (1995);
- xiv. A Curva de Eficiência a partir dos estudos de LARSON e WILLIAMS (1990), LARSON (1993), CONSONNI e LARSON (1996), além de OGDEN *et al.* (1990) e JOHANSSON *et al.* (1992);
- xv. O período de safra é de 215 dias, ou 7 meses;
- xvi. O fator de carga anual médio da unidade de geração é de 85 % no caso I e 80 % nos demais (TURNURE *et al.*, 1995);
- xvii. Disponibilidade de 270 kg de bagaço por tonelada de cana-de-açúcar moída;
- xviii. A vida útil do projeto é de 25 anos;
- xix. A depreciação é linear ao longo da vida útil;
- xx. O poder calorífico da biomassa é o mesmo para pontas, palha e bagaço, sendo o Poder Calorífico Superior 9,45 MJ/kg e o Poder Calorífico Inferior 8,75 MJ/kg, a 50 % de umidade;
- xxi. O período de manutenção programada é de 30 dias por ano;
- xxii. O poder Calorífico Superior do gás natural é de 38,8 MJ/Nm<sup>3</sup>, com referência ao gás natural boliviano (ABREU, MARTINEZ, 1999).

### 3.5 - Resultados da modelagem

Os resultados principais da modelagem realizada para cada uma das condições operacionais propostas são apresentados na Tabela 2, onde estão sumariados os parâmetros principais de cada uma.

A geração específica de energia elétrica excedente gira em torno dos 370 (kWh/ton.Cana), referenciada aos Casos I e II, onde apenas biomassa é utilizada como combustível. Nos Casos III e IV, os valores maiores computam também a energia elétrica gerada pelo gás natural como combustível. Podemos verificar que os Casos II, III e IV apresentam uma taxa interna de retorno muito próxima, assim como o Custo da Energia que, como podemos ver na Figura 2, varia significativamente com a taxa de desconto aplicada na modelagem.

Para o ciclo BIG/GTCC propriamente dito a modelagem apresenta a potência da instalação, sua eficiência em produção exclusiva de energia elétrica e em co-geração, o custo específico de instalação, a produção de energia elétrica excedente para exportação, apresentada dependendo do caso, para os períodos de safra e entressafra, discriminadas pelo horário de ponta e fora de ponta do sistema elétrico brasileiro. Para a análise econômica o modelo calcula os investimentos totais, as receitas anuais e o lucro líquido assim com a taxa interna de retorno (TIR), o valor presente líquido (VPL), o valor uniforme líquido (VUL) e o *payback* descontado.

Ao analisarmos os resultados principais da modelagem verificamos que a condição operacional descrita pelo Caso I não possui viabilidade econômica e não figura como opção. As condições operacionais dos Casos II, III e IV apresentam taxa interna de retorno praticamente iguais, o que conduz a tomada de decisão ao critério operacional.

Com esse princípio o melhor modelo operacional converge ao Caso IV que apresenta as melhores condições de estabilidade, confiabilidade e disponibilidade do ciclo. A utilização do gás natural como combustível complementar a gaseificação, controle de poder calorífico do gás combustível de alimentação da turbina e instrumento de flexibilidade operacional confere ao sistema diversas vantagens operacionais e comerciais.

A elevação e o controle do poder calorífico do gás combustível resultantes da gaseificação mediante a mistura com gás natural permitem a utilização de turbinas a gás de desenvolvimento tecnológico superior com maior rendimento térmico. Nessas condições de disponibilidade e confiabilidade do ciclo a energia elétrica gerada encontra uma maior aceitação no mercado, tendo seu valor apreciado e conferindo-lhe maior valor agregado.

A maior eficiência possível com turbinas a gás de alta tecnologia e a melhor condição de negociação do preço da energia elétrica vendida convergem para elevar a economicidade do projeto.

A Tabela 3 apresenta os resultados técnico-econômicos da condição operacional do Caso IV, e a Tabela 4 o detalhamento da geração de energia elétrica. A potência instalada neste caso fica num valor intermediário entre os Casos I e III e o Caso II e a operação durante a entressafra permite uma condição favorável com o fator de carga anual de 80 %, caracterizando uma alta taxa de utilização do investimento.

A Figura 3 apresenta o gráfico de análise de sensibilidade da taxa interna de retorno do caso IV, tomando como variáveis o investimento inicial, a tarifa de energia elétrica, os custos da biomassa colhida, os custos de operação e manutenção e o fator de carga médio anual da instalação.

A utilização do gás natural nesta condição operacional representa um fator estratégico fundamental. A injeção deste como combustível auxiliar na gaseificação proporciona uma estabilidade operacional superior do processo, elevando a confiabilidade do sistema.

Com resultado semelhante na confiabilidade pode-se misturar o gás natural no gás produzido no gaseificador de forma controlada para produzir uma estabilidade do poder calorífico do gás combustível que alimenta a turbina, além de aumentá-lo relativamente. Estes dois fatos são positivos para as turbinas a gás, aumentando sua disponibilidade e confiabilidade.

A disponibilidade de gás natural na planta permite ainda que na ocorrência de situações momentâneas e transientes de déficit no fornecimento de gás do gaseificador, uma mistura de gás natural e ar atmosférico seja injetada em proporções adequadas mantendo a alimentação estável dos sistema.

Esta estratégia construtiva aliada a um investimento de custo reduzido, que é a instalação de queimadores de pós-combustão na caldeira de recuperação, possibilita a manutenção da operação do processo produtivo da destilaria, ainda que o sistema de geração esteja inteiramente indisponível, através da geração de vapor com gás natural e alimentação elétrica da rede.

#### **4 - Conclusão**

No setor sucroalcooleiro as perspectivas de disponibilidade adicional de biomassa além do bagaço de cana são promissoras e os estudos de quantificação de volume e custo já estão em andamento. No que tange as turbomáquinas, em especial a turbina a gás, os aspectos técnicos estão solucionados e a utilização dos gases de baixo poder calorífico resultantes da gaseificação da biomassa é exequível. O aspecto mais significativo que merecerá sempre maior atenção é a qualidade do gás em termos de impurezas físicas ou químicas, e este ponto é mais relacionado ao desenvolvimento dos gaseificadores. É justamente no processo de gaseificação da biomassa e no gaseificador em si que se concentram a maioria das questões ainda em estudo.

As pressões ambientais e a alternativa de utilização da biomassa como combustível para a geração de energia elétrica produziram um grande esforço mundial para o desenvolvimento comercial desta tecnologia e muitos projetos e unidades de teste estão sendo realizados, criando uma massa crítica de desenvolvimento tecnológico que poderá em pouco tempo sanar as principais incertezas.

Os investimentos podem ser reduzidos com os esforços atualmente realizados para promover o uso da biomassa como fonte de geração de energia elétrica. A margem de redução do investimento inicial relacionado ao gaseificador e seus sistemas auxiliares é considerável, como podemos ver ao compararmos o custo específico de instalação considerado, da ordem de US\$ 1.300,00/kW<sub>e</sub> ao custo dos ciclos combinados atualmente disponíveis, da ordem de US\$ 750,00/kW<sub>e</sub>, para a mesma faixa de potência.

Entretanto, um aspecto será sempre atinente a esta tecnologia: seu custo de instalação e de operação deverá se manter superior aos sistemas tradicionais com combustíveis fósseis, de tal forma que sua viabilidade estará fundamentalmente atrelada a capacidade de se internalizar os benefícios ambientais por ela proporcionados.

Os custos da energia calculados para as diferentes condições operacionais são bastante superiores aos praticados no Brasil, mesmo se comparados aos valores atuais de expansão com as fontes tradicionais. Ainda que sejam inferiores ao valor máximo legalmente permitido para a fonte energética, estes valores dificilmente se realizarão no âmbito privado das relações de compra e venda de energia do mercado.

Os resultados da modelagem demonstram que as modalidades operacionais descritas pelos Caso II, III e IV apresentam viabilidade econômica com a taxa de desconto de 12 % a.a. sendo que o Custo da Energia gira em torno dos 62,00 a 63,00 US\$/MWh. A redução da taxa de desconto do projeto

do valor de referência de 12 % a.a. para 9 % a.a. reduz o Custo da Energia para aproximadamente US\$ 53,00/MWh.

É importante ressaltar que a modelagem contempla fatores realistas da operação, entre os principais o fator de carga, porém, não foi possível aplicar fatores de disponibilidade aos gaseificadores e aos ciclos para que refletissem economicamente os benefícios técnico-operacionais da utilização do gás natural no processo de gaseificação e na alimentação da turbina a gás no Caso IV devido à ausência de estudos e dados a esse respeito. Também não foi incluído no cálculo nenhuma modalidade de revisão tarifária ao longo da vida útil, nem as vantagens ambientais do projeto foram contabilizadas. Estas últimas poderiam reduzir consideravelmente o custo da energia elétrica gerada.

A disponibilidade de recursos internacionais, como os resultantes do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, podem colocar esta alternativa de geração de energia elétrica em condição de competitividade com as fontes tradicionais atuais. Por outro lado, os impostos federais e as contribuições ao setor elétrico cobradas dos geradores de energia elétrica incluem uma série de alíquotas que poderiam ser eliminadas, entre elas a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, de 9 % e a Contribuição à Reserva Global de Reversão, de 2,5 a 3 %, entre outros impostos federais que poderiam ser reduzidos a título de incentivo.

Ainda que outras fontes alternativas venham a concorrer por estes recursos, a biomassa tem a seu favor a escala de geração possível em uma única planta, enquanto a energia elétrica fotovoltaica se aplica a potências bem menores e a eólica e as pequenas centrais hidroelétricas a médias potências. Em particular, a cultura da cana-de-açúcar para este fim tem ainda em seu favor a produção de combustível líquido renovável, constituindo uma opção de central energética, não apenas elétrica.

Portanto, a viabilidade econômica desta tecnologia com os níveis de investimento e custos operacionais estimados para o seu amadurecimento dependerá fundamentalmente da internalização dos benefícios ambientais e da utilização de mecanismos de incentivo, sejam nacionais ou internacionais.

### **5 - Referências bibliográficas**

- ABREU, P. L., MARTINEZ, J. A., 1999, *Gás Natural: O Combustível do Novo Milênio*. 1 ed. Porto Alegre, Plural Comunicação.
- BUARQUE, C., 1984, *Avaliação Econômica de Projeto*, 1 ed., Rio de Janeiro, RJ, Editora Campus.
- COMBINED Cycle Budgetary Pricing – Turnkey Pricing Analysis and Turnkey Combined Cycle Prices*, 1998, Private Power Executive Handbook '98, USA.
- CONSONNI, S., LARSON, E. D., 1996, "Biomass-Gasifier / Aeroderivative Gas Turbine Combined Cycles: Part A – Technologies and Performance Modeling", *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, v.118, (Jul.), pp. 507-515.
- CONSONNI, S., LARSON, E. D., 1996, "Biomass-Gasifier / Aeroderivative Gas Turbine Combined Cycles: Part B – Performance Calculations and Economic Assessment", *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, v.118, (Jul.), pp. 516-525.
- COPERSUCAR 02, 1998, *Impactos Ambientais do Uso em Larga Escala de Sistemas BIG-GT na Indústria da Cana-de-açúcar; Processamento da Palha de Cana-de-açúcar; Resumo dos Testes de Enfardamento; Variedades de Cana com Alta Biomassa*. In: Geração de Energia por Biomassa - Bagaço da Cana-de-açúcar e Resíduos, Informativo do Centro de Tecnologia Copersucar, Projeto BRA/96/G31, Piracicaba, São Paulo, Brasil.
- CRAIG, K. R., BAIN, R. L., OVEREND, R. P., 1995, "Biomass Power Systems – Where We Are, Where We Are Going and How To Get There? The Role of Gasification". In: *EPRI Conference on New Power Generation Technology*, San Francisco, California, Oct.

- CUNHA, F., 2000, *Co-Geração e Ciclos Combinados*. 1 ed. CEFET/RJ, Rio de Janeiro.
- GEORGE, K., SCHWEIZER, T., 1997, *Renewable Energy Technology Characterizations*. In: Finance EPRI Topical Report No. TR-109496, U.S. Department of Energy, Washington, D.C., EPRI, Palo Alto, California, Dec.
- JOHANSSON, T. B., KELLY, H., REDDY, A. K. N., *et al*, 1992, *Fuels and Electricity from Renewable Sources of Energy*. 1 ed. Washington, DC, Island Press.
- LARSON, E. D., 1993, 'Technology for Electricity and Fuels From Biomass', *Revista Energy Environmet*, v. 18, pp. 567-630.
- LARSON, E. D., WILLIAMS, R. H., 1990, "Biomass-Gasifier Steam-Injected Gas Turbine Cogeneration", *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, v.112, (Apr.), pp. 157-163.
- LEAL, M. R. L. V., 1999, Comunicação pessoal, Gerência de Tecnologia Industrial – COPERSUCAR, Piracicaba, SP.
- MACCHI, E., 1991, *Power Generation Including Cogeneration*, Energetic Department – Politecnico di Milano, Milão, Itália.
- OGDEN, J. M., WILLIAMS, R. H., FULMER, M. E., *et al*, 1990, "Cogeneration Applications of Biomass Gasifier / Gas Turbine Technologies in the Cane Sugar and Alcohol Industries". In: *Energy and the Environment in the 21<sup>st</sup> Century*, pp. 310-346, Cambridge, Massachusetts, Mar.
- PUCCINI, A. L., HESS, G., MARQUES, J. L. M., PAES, L. C. M. R., 1992, *Engenharia Econômica*, 21 ed., Rio de Janeiro, RJ, Editora Bertrand Brasil.
- TURNURE, J. T., WINNETT, S., SHACKLETON, R., HOHENISTEIN, W., 1995, *Biomass Electricity: Long-Run Economics Prospects and Climate Policy Implications*. Report CP-200-8098 (DE95009230), National Renewable Energy Laboratory, Portland, OR.
- WALTER, A. C. S., NOGUEIRA, L. A. H., 1997, 'Produção de Eletricidade a partir da Biomassa'. In: Universidade do Amazonas, AM, *Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa*, 1 ed., capítulo XI, Manaus, Amazonas, Brasil.