

VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA ENERGIA CO-GERADA DO BAGAÇO DE CANA *IN NATURA*¹

Marcos R. Escobar²

1 - INTRODUÇÃO

Já é notória e sabida pelos agentes econômicos: as fontes alternativas de geração de energia vêm se tornando cada vez mais viáveis e estão ocupando um espaço cada vez maior na matriz energética nacional. Além do menor custo em MWh de implantação, em relação às fontes como nuclear, termelétrica a gás e a diesel, eólica e até mesmo hidráulica, esse tipo de energia (como a co-geração de bagaço de cana por exemplo) é considerada como “ecologicamente correta”.

Esse contexto, de energia barata e limpa, tem incentivado uma experiência pioneira do setor sucroalcooleiro nacional: a geração de energia elétrica por meio do bagaço de cana-de-açúcar. Segundo o Centro (2001), o potencial econômico equivalente da co-geração do setor sucroalcooleiro passível de ser implantado, seria de 3.852MW.

Estima-se que somente no Estado de São Paulo, região responsável por 90% da energia co-gerada, há um excedente de 460MW sendo comercializados pelas usinas. Ou seja, 11,9% do potencial do Estado está sendo vendido às concessionárias de energia elétrica.

Apesar das vantagens que a co-geração apresenta, por falta de políticas coordenadas entre os agentes econômicos e governo, o excedente de bagaço de cana não vem encontrando uma utilização economicamente viável. A produção de energia da cana-de-açúcar não apenas se mostra relevante na realidade atual, mas tem enormes potencialidades a serem desenvolvidas. As informações globais coligidas mostram a relevância econômico-social da co-geração para a economia paulista e brasileira (geração de novas

tecnologias, empregos e renda).

Todas as interpretações existentes sobre a co-geração, embora contribuam com elementos isoladamente importantes, respondem apenas parcialmente à questão fundamental: por que a co-geração não se desenvolve adequadamente ao potencial de geração existente?

A hipótese principal do trabalho é que não está havendo uma coordenação entre os agentes e o governo, quando se relaciona toda a cadeia produtiva de energia. Como o estudo mostrará, a viabilidade econômica do projeto de co-geração só é possível para projetos de médio porte (até 20MW). Investimentos maiores (acima de 50MW) não se viabilizam devido aos custos maiores em MWh em relação aos projetos de pequeno e médio porte. Portanto, o objetivo principal deste trabalho é verificar a viabilidade econômica e financeira de projetos de co-geração de energia elétrica, oriunda do bagaço de cana-de-açúcar.

Para a análise, utilizaram-se como metodologia dados primários e secundários. Os dados primários foram obtidos através de entrevistas com especialistas da área do estudo, a partir de formulação de questionário aberto, de forma que os entrevistados fizeram livre relato a respeito do assunto. Os especialistas, como foram chamados, são diretores de empresas e usinas, pesquisadores de instituições de pesquisa, comercializadores de energia, empresários, produtores e pessoas ligadas à área de co-geração de energia. Quanto aos dados secundários, estes foram obtidos das seguintes entidades: Companhia de Força e Luz (CPFL), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Ministério das Minas e Energia (MME), Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO) e União das Agroindústrias de Açúcar e Alcool (ÚNICA).

O trabalho está organizado em três partes. Na seção 2, a pretensão do estudo restringe-se a apresentar resumida e organizada o funcionamento do setor elétrico nacional. Os propósitos aí são: mostrar o funcionamento

¹Este trabalho, para conclusão do curso de pós-graduação “Especialização em Comercialização de *commodities* do setor sucroalcooleiro”, foi realizado juntamente pelo CEPEA/USP/ESALQ em parceria com a União das Usinas do Oeste Paulista (UDOP). O autor agradece a colaboração da graduanda em Administração de Empresa, Janaina Garcia de Oliveira.

²Economista da CPFL, Mestre (e-mail: marcosescobar@cpfl.com.br).

do setor elétrico, as mudanças estruturais que ocorreram com a privatização, planejamento estratégico e a co-geração dentro do segmento elétrico nacional.

A seção 3 descreve o processo de co-geração nos âmbitos nacional e no Estado de São Paulo, maior produtor de energia co-gerada oriunda da cana-de-açúcar. Portanto, analisem-se neste capítulo a origem e a evolução da comercialização e dos volumes da co-geração no Brasil, desde 1987 até os dias atuais.

Nas seções 4 e 5 é representado o escopo do trabalho. Nesta parte, evidenciam-se as viabilidades econômicas e financeiras num projeto de co-geração de energia elétrica, com o intuito de mostrar que, para projetos de médio porte, a viabilidade econômica é viável e interessante para as usinas de açúcar e álcool. Para projetos de grande porte, com a atual circunstância de preço baixo de energia e elevados juros nos empréstimos, a viabilidade não se completa.

2 - ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Segundo Souza e Burnquist (2000), energia é a propriedade de um sistema que lhe permite realizar trabalho. Existem várias formas de energia: potencial, mecânica, química, eletromagnética, elétrica, calorífica, etc. A energia elétrica - ou eletricidade - é uma dessas formas, podendo ser gerada através de fontes renováveis de energia (a força das águas e dos ventos, o sol e a biomassa) ou não renováveis (combustíveis fósseis e nucleares). No Brasil, onde é grande o volume de recursos hídricos, a opção hidráulica é a mais utilizada e somente pequena parcela é produzida a partir de outras fontes de geração, sobretudo de fontes termelétricas.

Conforme Santana e Oliveira (1999), o sistema elétrico brasileiro caracteriza-se pela existência de grandes usinas hidrelétricas, com reservatórios plurianuais, localizados em diferentes bacias hidrográficas, em geral interligadas por extensas linhas de transmissão, e uma pequena participação da geração térmica, algo em torno de 5% do total da capacidade instalada (Figura 1 e Tabela 1).

A possibilidade de interligação de bacias localizadas em diferentes regiões geográficas assegura ao sistema brasileiro um importante

ganho energético, que consiste em tirar proveito das diferenças sazonais de produção, garantindo a complementaridade entre os diversos regimes hidrográficos. Dado que o sistema tem a predominância de centrais hidrelétricas, a grande distância entre as fontes geradoras e os centros de carga obriga a construção de longas redes de transmissão.

A característica de fontes hidráulicas pode ser verificada na tabela 1. Devido aos baixos custos de produção, em relação às demais fontes, aos elevados investimentos feitos pelo Estado nos anos 70s e 80s e devido às grandes disponibilidades de águas no País, a energia hidráulica tem uma representação em torno de 90% da energia produzida.

TABELA 1 - Capacidade Instalada, por Tipo de Geração, Brasil, 2001

Tipo de geração	Capacidade instalada (MW)
Eólica	19
PCHs	1.485
Usinas térmicas	9.573
Usinas hidrelétricas	59.165
Usinas nucleares	1.966
Total	72.208

Fonte: Ministério (2001).

O Brasil detém grandes bacias hidrográficas e ótimas condições topográficas - podendo gerar energia elétrica a um baixo custo marginal, além de existir forte dependência do combustível fóssil internacional. Esses baixos custos marginais, das grandes usinas hidrelétricas, foram possíveis devido às escalas de produção e pelas economias de escala observadas com a interligação através dos sistemas de transmissão. Com isso, o Brasil possui um dos custos de energia industrial mais baixos, por MWh, do mundo (Tabela 2).

TABELA 2 - Preços/Tarifas de Energia Elétrica no Setor Industrial, por País, 2001

País	US\$/MWh
Japão	142,00
Itália	83,00
Bolívia	64,00
Reino Unido	62,00
México	41,50
Brasil	37,50
Venezuela	22,00

Fonte: Ministério (2001).

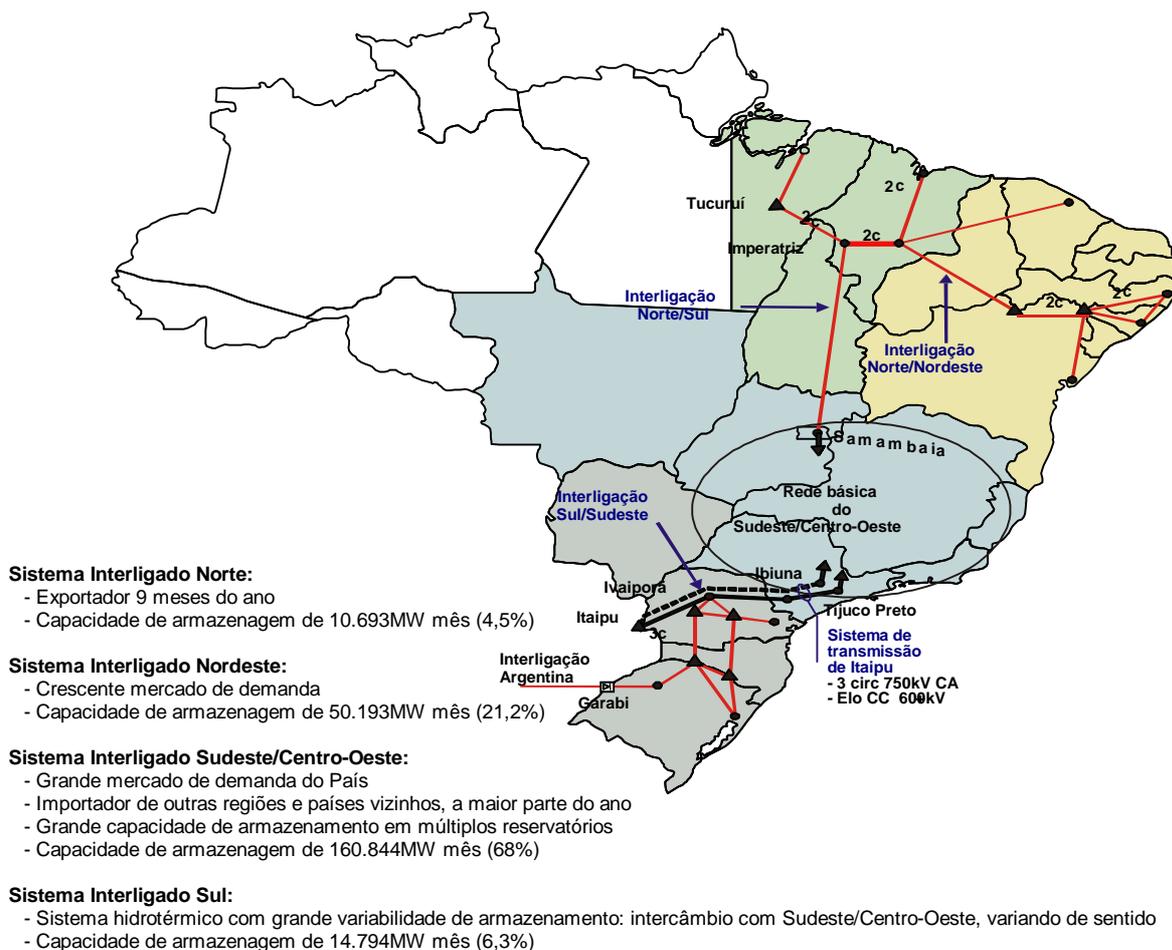


Figura 1 - Operação Integrada Otimizada.

Fonte: ONS - Operador Nacional de Sistemas, 2001. Disponível em: <www.ons.com.br>.

O setor de energia elétrica, até meados dos anos 60s, era privado, a oferta de energia era controlada por dois grandes grupos estrangeiros (Light e Anford). A estatização ocorreu a partir de 1963, quando começaram a ser construídas as grandes hidrelétricas e a oferta de energia aumentou em dez vezes, até 1996.

Porém, foi a partir de 1970 que o setor elétrico brasileiro teve como empreendedor e gestor o Estado. No entanto, devido às dificuldades de financiamento de novos investimentos no setor e aos problemas de eficiência econômica, na década de 90, teve início um novo processo de reestruturação do setor elétrico nacional baseado no ingresso do capital privado nacional e internacional.

Com os reflexos da crise externa (redução dos fluxos internacionais de capitais e altos volumes de pagamento de juros da dívida exter-

na), juntamente com a falência do “Estado empreendedor”, o setor elétrico não poderia deixar de sentir as diversas dificuldades, como a falta de novos recursos, que todos os segmentos da economia enfrentava. Prova disso é que os investimentos no setor elétrico, que haviam sido de US\$15 bilhões em 1987, desabaram para algo em torno de US\$4,2 bilhões em 2000.

Devido às diversas dificuldades encontradas na década de 80, como a falta de novos investimentos no setor elétrico, inicia-se, na década de 90, um processo de reestruturação do segmento de energia no Brasil. Em 1995, esse processo é acelerado devido às reais possibilidades de *blecautes*, em razão do aumento da demanda de eletricidade, provocada pelo Plano Real em 1994, e pela falta de novos investimentos, ocasionando redução na oferta de novos empreendimentos no setor elétrico.

O novo processo começa com a saída do “Estado empreendedor” dando lugar à competição nos diversos segmentos do setor elétrico. Dos grandes monopólios estatais nos setores de Geração, Transmissão, Comercialização e Distribuição, inicia-se a competição seletiva nos segmentos de Geração, Comercialização e Distribuição, ficando a Transmissão ainda nas mãos do Estado. Nessa nova fase, o Estado incentiva as privatizações com o objetivo de aumentar a competitividade e alavancar novos investimentos, principalmente em Geração e Distribuição de energia. Na figura 2, pode-se verificar como ficou a nova segmentação do setor elétrico nacional.

O segmento elétrico tinha a seguinte situação antes da reestruturação:

- O setor era 99% estatal.
- A situação era apontada como um verdadeiro colapso, e o Estado era incapaz de arcar com os investimentos necessários.
- Construções paralisadas (mais de 20 obras).
- Custos altíssimos para a energia de novas usinas (em alguns casos, mais de US\$100/MWh).
- Tarifa “equalizada” para todo o País, mantida artificialmente baixa.
- Total descapitalização das empresas do sistema Eletrobrás.
- Inadimplência generalizada no setor.

Com o novo modelo, privado e competitivo (leis n.9.074/95, 9.427/96 e 9.648/98), o setor elétrico brasileiro passa a ter as seguintes características:

- Separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização.
- Competição na geração e na comercialização, para garantir eficiência e baixo custo da energia.
- Monopólio natural na distribuição e na transmissão.
- Recursos da iniciativa privada, para garantir a expansão.
- Regras específicas nos contratos de concessão, para garantir confiabilidade e qualidade no fornecimento.

Com a mudança, o Estado buscava equacionar os diversos problemas então encontrados no segmento elétrico nacional. Os resultados do processo de privatização iniciado no Brasil podem ser vistos na tabela 3.

Portanto, de acordo com a tabela 3, foram investidos pela iniciativa privada US\$30,6 bilhões, ou seja, apenas 30% de tudo que o Estado podia disponibilizar quando se refere à totalidade

do segmento elétrico nacional (Geração, Distribuição, Comercialização e Transmissão). O Estado brasileiro detém em torno de 70% de toda a energia gerada no Brasil, além de monopolizar, ainda, as grandes linhas de transmissão.

TABELA 3 - Privatizações no Setor Elétrico Brasileiro, 1997
(US\$ milhão)

Privatização	Receita com venda	Dívidas transferidas	Total
Geração	2.669	3.092	5.761
Distribuição	19.706	5.138	24.844
Total	22.375	8.230	30.605

Fonte: BNDES (2000).

Questões, como a crise energética “apagão” ocorrida em 2001, indefinição da formação dos preços do mercado SPOT e/ou à vista (Preço MAE), a não liquidação financeira dos montantes de energia comercializados no âmbito do Mercado Atacadista de Energia, mais a crise de fluxo capital estrangeiro fizeram com que o processo de privatização fosse interrompido³.

O processo de privatização ficou incompleto (Tabela 4). Das metas estabelecidas, o Estado brasileiro conseguiu somente a venda de 70% da distribuição e 22% da geração. No caso da transmissão, todo o segmento continuaria sendo dirigido e administrado pelo Estado brasileiro (BNDES, 2001).

TABELA 4 - Processo Interrompido das Privatizações, Brasil, 2001
(em %)

Privatização	Estado	Iniciativa privada
Geração	78	22
Distribuição	30	70
Transmissão	0	0

Fonte: BNDES (2001).

Somente quatro empresas de geração são privatizadas: Cachoeira Dourada, Gerasul, CESP Paranapanema e CESP Tietê. Por consequência, as grandes atividades de geração e transmissão ainda não foram concluídas.

De acordo com a ANEEL (www.aneel.gov.br), o setor elétrico brasileiro precisa crescer

³Essas questões não serão analisadas neste trabalho, sendo necessárias outras avaliações setoriais para uma melhor compreensão.

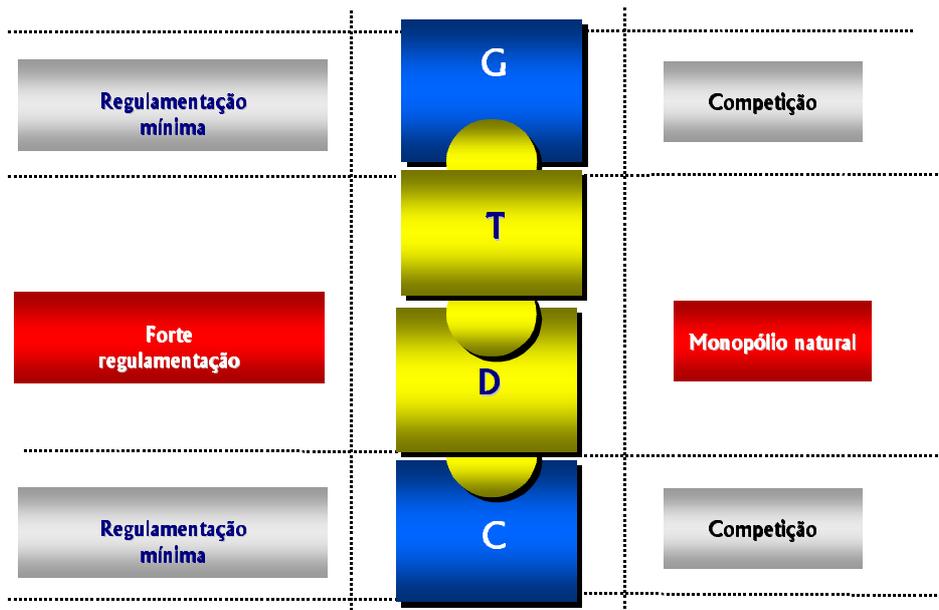


Figura 2 - Concepção do Novo Modelo Energético Brasileiro.
Fonte: Ministério (2001).

em torno de 40% até 2009 para atender a carga. Em 2009, a capacidade instalada precisa estar em 103.000MVA (Tabela 5). Há a necessidade de investimentos, em geração e transmissão, de R\$165 bilhões. Segundo a mesma fonte, praticamente irá dobrar a capacidade instalada em geração e transmissão no Brasil. Portanto, vultosos investimentos precisam ser efetuados para atender a forte demanda por capital e equipamentos nesse segmento.

TABELA 5 - Plano de Expansão do Segmento Energético Brasileiro, 1996, 2001, 2004 e 2009

Ano	Geração	Transmissão	Subestação
	capacidade instalada (MVA)	LT EAT (km)	
1996	55.885	62.487	136
2001	68.539	70.344	159
2004	80.490	80.747	178
2009	103.00	112.000	236

Fonte: ANEEL (2001).

Portanto, para que os investimentos acompanhem o aumento da demanda por energia elétrica nos próximos anos, o setor conta com algumas medidas de curto prazo, entre elas:

- Programa prioritário de termelétricas.
- Importação de energia (5.400MW autorizados, estima-se em 9.200MW).
- Incentivo às Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs).

cas (PCHs).

- Conservação de energia elétrica.
- Finalização e criação de novos empreendimentos em usinas hidráulicas.
- Estímulo à co-geração de energias oriundas do setor sucroalcooleiro.

Desse modo, este estudo se limitará à co-geração de energia elétrica oriunda do segmento sucroalcooleiro brasileiro. Segundo estimativas do Centro (2001), o potencial técnico de geração de eletricidade calculado pelo setor sucroalcooleiro atinge 3.852MW. O trabalho justifica-se pela real necessidade de energia que o País precisará ter para os próximos anos. A co-geração, portanto, seria uma fonte interessante para atender o crescimento energético que o Brasil tanto necessita. Esta é a tarefa que se pretende realizar deste ponto em diante, de modo mais detalhado.

3 - ENERGIA ELÉTRICA CO-GERADA NO ÂMBITO ELÉTRICO NACIONAL

3.1 - Definição de Energia Oriunda de Co-Geração

Segundo Xavier (2001), co-geração é uma terminologia usada para um conjunto de tecnologias usadas na geração de energia, de pe-

queno e médio porte, geralmente aplicada no local ou muito próximo aos centros de carga, que aproximam a geração elétrica do consumidor.

Conforme Castro e Quiros apud Xavier (2001), a co-geração refere-se a qualquer forma de produção simultânea de energia térmica e elétrica, para auto-consumo ou venda a terceiros, utilizando um subproduto da atividade principal como combustível para as caldeiras, com a finalidade de produzir altas temperaturas e vapor de alta pressão que aciona um turbogerador para a produção de eletricidade. Parte desta energia também é aproveitada nos processos industriais, uma vez que esta tenha passado por uma turbina aumentando a eficiência da energia disponível no combustível. Ao recuperar parte da energia térmica, a co-geração pode reduzir consideravelmente os requerimentos energéticos de um sistema, o que oferece uma economia potencial significativa.

Para Xavier (2001), os sistemas de co-geração são uma alternativa eficiente, face aos sistemas tradicionais do sistema elétrico. A co-geração é uma tecnologia já introduzida e desenvolvida no setor industrial, devido às suas inquestionáveis vantagens, sendo um processo energético baseado em centrais térmicas que produzem vapor e eletricidade, os quais são depois utilizados para o consumo.

Uma das grandes vantagens da utilização da co-geração é a da redução de custos energéticos que este tipo de energia consegue obter. A energia oriunda da co-geração possui dois aspectos importantes: o primeiro é que a energia resultante do processo de co-geração é mais econômica que a fornecida pelas concessionárias e o segundo pode-se considerar que a energia térmica produzida simultaneamente com a elétrica e a motriz tem um custo muito inferior aos outros sistemas.

No Brasil, a co-geração foi iniciada com a regulamentação do decreto-lei n. 1.872, de 21 de maio de 1981, que permitia aos concessionários de serviço público de eletricidade adquirir energia elétrica excedente gerada por autoprodutores, com a utilização de fontes energéticas que não empregavam combustíveis derivados de petróleo.

A energia elétrica excedente a que se referia o decreto consistia na diferença entre a geração elétrica, que pode ser obtida pela plena utilização da capacidade instalada do autoprodu-

tor, e o seu consumo próprio. Em situações excepcionais, caracterizadas pela escassez de energia elétrica, ou sua perspectiva, poderia ser determinado aos autoprodutores o suprimento compulsório dessa energia aos concessionários de serviços públicos de eletricidade.

Com a nova regulamentação da indústria de eletricidade, a partir de 1995 surgiram novos agentes no setor, ficando estabelecida através do decreto n. 2.003 de 10 de setembro de 1996, a nova regulamentação da produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor.

Os sistemas de co-geração consistem em uma tecnologia que está evoluindo muito nos últimos anos, tornando esta alternativa de produção elétrica atraente para muitas indústrias e instalações comerciais. No entanto, o uso da co-geração é pouco expressivo face à geração centralizada, que foi extremamente privilegiada no passado, e a oferta de outros combustíveis como o gás natural, que ficou pouco significativa na matriz energética brasileira.

Segundo Xavier (2001) a energia de co-geração, oriunda de pequenas centrais termelétricas, é vista como complemento de infraestrutura importante nas áreas agrícolas, urbana e industrial, por expandir a oferta de eletricidade em prazo relativamente curto.

Na seção a seguir, verificar-se-á a importância da energia co-gerada dentro do setor sucroalcooleiro.

3.2 - Características da Atividade de Co-geração no Setor Sucroalcooleiro

Desde que a agroindústria canavieira foi introduzida no Brasil transcorreram quase três séculos para que fosse cogitado o uso de bagaço de cana moída nos engenhos como combustível. Para Cohen (1998), apesar do uso tardio da biomassa, este foi o primeiro material utilizado como fonte de energia. O uso da biomassa ficou bastante reduzido desde o início deste século, quando os combustíveis fósseis, mais fáceis de transportar e com maiores poderes caloríficos, tornaram-se amplamente disponíveis.

Entretanto, segundo Nagaoka (2002), alguns fatores vêm induzindo um rápido desenvolvimento do uso da biomassa no que se refere à geração de energia. Enquadram-se, aqui, as

restrições ambientais ao uso intensivo de combustíveis fósseis, além do baixo custo operacional que este tipo de energia possui em relação aos meios convencionais.

Alguns anos atrás, o bagaço de cana era tratado como um resíduo industrial, sendo incinerado nas próprias unidades sucroalcooleiras para a geração de vapor. Não havia a idéia que o bagaço era uma fonte rica e barata na geração de energia. Os equipamentos nas usinas eram desenvolvidos (caldeiras, turbinas, etc.), justamente com o objetivo de queimar e consumir o máximo possível de bagaço, evitando, portanto, o transtorno que este resíduo trazia para a unidade fabril (sujeira, espaço, transporte, etc.).

O bagaço, além de sua importância energética, pode também ser usado na fabricação de papéis, rações para animais e compensados para as indústrias de móveis. Mas é na geração de energia que o bagaço tem a sua maior importância. Em alguns países, como a Dinamarca, a energia co-gerada chega a 40%, na Holanda a 28% e na Alemanha a 15%. No Brasil, da totalidade energética, apenas 3% são oriundos da co-geração.

De acordo com Leid; Chan; Pinto (1998), para a produção de 1MWh de energia, através do sistema de co-geração, são necessárias 6,5 toneladas de bagaço. Estudos mais recentes, verificados nas entrevistas em usinas, mostram que esses números vêm caindo muito em função da entrada de novas tecnologias. Há usinas onde esta relação fica em 3 toneladas, ou até menos, para a geração de 1MWh.

Os investimentos necessários à implantação da energia de co-geração são inferiores aos necessários para a produção de energia através do sistema hidráulico. Segundo especialistas do setor, o custo do MWh nas construções de novas usinas hidráulicas está em torno de US\$30, enquanto na co-geração esse montante cai para algo em torno de US\$18 e US\$20.

3.3 - Potencial da Co-geração no Setor Sucroalcooleiro

A energia oriunda da co-geração de bagaço de cana-de-açúcar tem sido capaz de suprir, não somente o consumo de energia das usinas no processo industrial, como seu excedente tem sido comercializado junto às distribui-

doras e comercializadoras de energia elétrica. Segundo Souza e Burnquist (2000), a usina sucroalcooleira paulista São Francisco, localizada na região de Sertãozinho, Estado de São Paulo, em conjunto com a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), foi a pioneira na venda de energia gerada através do bagaço de cana, em 1987.

Após a celebração do contrato entre a usina São Francisco e a CPFL, foram celebrados outros contratos de permuta de energia com usinas de açúcar e álcool, todos com períodos de curto prazo. Somente em 1993 é que vieram a ser celebrados contratos de longo prazo - 10 anos (XAVIER, 2001). O projeto despertou interesse da Eletrobrás que, desde então, sempre veicula a intenção de dinamizar a co-geração de energia elétrica por parte do setor sucroalcooleiro em nível nacional.

A co-geração, além de reduzir significativamente os custos industriais das usinas, é uma fonte de geração que tem sua importância para o sistema elétrico nacional, pois coincide com o momento de baixos índices pluviométricos (estação de seca), quando os reservatórios das usinas hidrelétricas apresentam baixos níveis de armazenamento.

Nessa época, para atender ao consumo de energia elétrica, torna-se necessária a entrada em operação no sistema elétrico de usinas termelétricas com fontes de geração que representam custo marginal superior ao de fontes hidrelétricas. Por isso, existe o interesse pelas comercializadoras de energia por este tipo de geração.

Atualmente, a energia de biomassa é responsável por 38% do total da co-geração. Fica acima do segmento de papel e celulose (27%), química (15%), siderúrgica (13%) e refino (7%). Isso mostra a importância que a energia co-gerada vem apresentando no contexto do setor elétrico nacional (Figura 3).

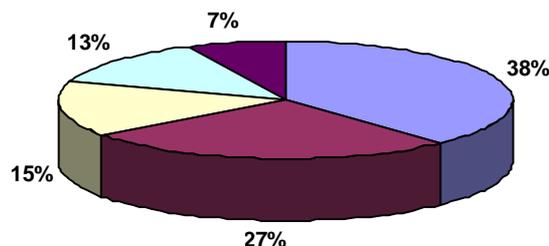


Figura 3 - Participação dos Setores na Capacidade Instalada de Co-Geração, Brasil, 2001.
Fonte: Ministério (2001).

A potência instalada do segmento de co-geração na Região Sudeste era da ordem de 619MW em 1999, concentrada no Estado de São Paulo em um universo de 131 usinas (SOUZA e BURNQUIST, 2000).

De acordo com o estudo feito por Centro (2001), o potencial técnico atual de geração de eletricidade para o setor de usinas de açúcar e álcool atinge 3.852MW. Entretanto, apesar do potencial existente, os dados levantados pelo mesmo instituto mostram que, em 2001, apenas 132MW eram disponibilizados como excedente de geração. Ou seja, 28 usinas estavam vendendo energia excedente oriunda do bagaço de cana-de-açúcar, correspondendo a 10,54% do potencial técnico destas unidades, e apenas 3,4% do potencial técnico possível para o País.

Há também, segundo o Centro (2001), projetos em implantação nas diferentes regiões, totalizando perspectivas de 1.578MW excedentes (348MW em curto prazo, mais 772MW em médio prazo e mais 458MW em longo prazo). Mesmo assim, estes valores correspondem a apenas 28% do potencial técnico máximo que poderia ser obtido com as tecnologias mais eficientes.

Na região Centro-Sul, por exemplo, foram comercializadas 125MW em 2001 e previsão de mais 1.302MW em projetos previstos pelas usinas, mas sendo ainda valores reduzidos (42%) quando comparados com o potencial de até 3.117MW. Na Região Norte-Nordeste, foram vendidos, em 2001, 7,4MW e projetos previstos para 275MW, para um potencial técnico de 735MW, ou seja, 37% do total (CENTRO, 2001).

3.4 - O Potencial de Co-geração no Estado de São Paulo

No Brasil, há por volta de 308 usinas sucroalcooleiras representando uma moagem de 300 milhões de toneladas de cana-de-açúcar. Desse total, o Estado de São Paulo é responsável por volta de 65% de toda cana moída no Brasil, o que possibilita um excedente de bagaço de 55 milhões de toneladas. Há, somente em São Paulo, 172 usinas termelétricas sendo que, 141 usinas são do segmento sucroalcooleiro. Segundo a ANEEL, o Estado paulista foi responsável por uma co-geração de 1.100MW em 2002.

As distribuidoras do Estado de São Paulo vêm adquirindo, desde 1987, energia co-

gerada pelo setor sucroalcooleiro. Naquele ano foram adquiridos 4,9MW de demanda e 2,7GWh de consumo. A evolução da demanda (MW) e consumo (MWh) co-gerados pelo setor sucroalcooleiro, fornecidos às distribuidoras paulistas no período 1987 a 2003 é mostrada na tabela 6.

TABELA 6 - Montante em MW e MWh Adquirido pelas Distribuidoras no Estado de São Paulo, 1987-2003

Ano	Potência (MW)	Energia (MWh)
1987	4,9	2.700
1988	4,3	10.400
1989	3,1	7.400
1990	4,5	16.800
1991	8,7	26.100
1992	10,2	27.200
1993	12,1	49.300
1994	17,4	52.100
1995	14,2	57.130
1996	19,0	95.760
1997	22,0	110.880
1998	26,0	128.000
1999	36,00	181.440
2000	60,00	302.400
2001	105,00	529.200
2002	250,00	1.008.000
2003 ¹	460,00	2.255.000

¹Estimativa

Fonte: Cia Paulista de Força e Luz (CPFL).

Fica claro que a co-geração vem crescendo a taxas significativas (Tabela 6). Entre 1987 e 2003, os excedentes exportáveis cresceram 9.687%, ou seja, um crescimento médio anual de 33,17%. Observa-se que é a partir de 2001 que a geração oriunda do segmento sucroalcooleiro começa a crescer a passos largos. Esse aumento pode ser explicado pelo racionamento de energia "apagão" ocorrido naquele ano. Em 2001, devido à possibilidade de falta de energia, as distribuidoras acabaram tendo de pagar preços melhores pela energia adquirida das usinas.

O aumento do valor do MWh pago pela distribuidoras incentivou várias empresas a investirem em grandes projetos de geração de energia. Segundo Xavier (2001), a empresa "praticamente triplicou a compra de energia adquirida do setor sucroalcooleiro". O aumento dos preços da energia mais o incentivo do BNDES, via financiamento de longo prazo, fizeram com que as usinas passassem a ver a co-geração como um terceiro negócio dentro do segmento de açúcar e álcool".

No Estado de São Paulo, existem por volta de 31 usinas (10% do total das usinas brasileiras) gerando excedentes comercializados junto às distribuidoras (85% vendem para a CPFL). Esses empreendimentos são responsáveis pela geração de 2.222.116MWh (Tabela 7). A energia adquirida pelas distribuidoras é capaz de suprir o consumo de 1.450.000 residências no Estado de São Paulo, no período de safra (maio a novembro).

Apesar da evolução positiva do volume de co-geração ao longo dos últimos anos, o montante comercializado atualmente pelo setor sucroalcooleiro (448MW) representa 16% do potencial de co-geração sucroalcooleira existente no Estado de São Paulo, estimado pela própria área de comercialização e planejamento da CPFL.

Caso a região de São Paulo venha atingir seu potencial de geração, que é de 2.800MW, o segmento de co-geração de bagaço de cana seria responsável pelo atendimento, durante a safra, de 10 milhões de residências.

Na tabela 7 é possível verificar as usinas que vendem seus excedentes de energia para as distribuidoras de energia. Os maiores co-geradores, nesta ordem, são: Vale do Rosário (65MW), Equipav (54MW), Grupo Zillo (50MW), Colombo (30MW), Usina Santa Adélia (20MW) e Usina Alto Alegre (20MW).

Estimativa apresentada pelo Centro (2001) sugere que esses valores seriam ainda mais representativos se o setor utilizasse tecnologias mais modernas (caldeiras de 60 bar⁴, com acionamento de múltiplos estágios para acionamento de moendas com potencial de geração de eletricidade excedente de até 30KWh/tc), capazes de elevar o potencial de co-geração para 4.000MW.

Pode-se argumentar que, considerando esse potencial de 4.000MW, o segmento de co-geração em São Paulo seria responsável por 5,56% da capacidade instalada no setor elétrico nacional, no caso, da ordem de 72.000MW. Quando se considera a capacidade apenas no estado paulista, estimada em 20.000MW, esse potencial de co-geração do setor sucroalcooleiro representaria cerca de 20%, evidenciando a importância dessa energia renovável para a matriz energética paulista.

Todavia, esses valores econômicos po-

deriam ser mais representativos se todo o potencial fosse aproveitado. Na próxima seção, verificar-se-ão algumas variáveis econômicas e financeiras como taxa de atratividade, retorno sobre o investimento, tarifas de compra e venda de energia, financiamentos e prazos de contratos. O objetivo da seção seguinte é mostrar a possibilidade em aumentar os investimentos e a capacidade de geração de energia no setor sucroalcooleiro pelos preços atuais da energia.

4 - VIABILIDADE ECONÔMICA DA ENERGIA CO-GERADA

Em termos técnicos, co-geração é a geração simultânea de energia térmica, mecânica ou elétrica, produzida a partir de um mesmo combustível (gás natural, resíduo de madeira, bagaço de cana, etc.). A energia mecânica pode ser utilizada para acionamento de equipamentos (como, por exemplo, moendas numa usina de açúcar e álcool) ou transformada em energia elétrica em um gerador.

O processo de co-geração é utilizado nos segmentos industriais que utilizam vapor e eletricidade no processo industrial, ou seja, nos seguintes ramos de atividades: açúcar e álcool; alimentos e bebidas; papel e celulose; têxtil; químico, petroquímico e siderúrgico.

Para o setor elétrico, a co-geração é de particular importância por representar a geração de energia descentralizada, próxima aos pontos de carga, não necessitando de maiores investimentos em transmissão. Para o País, a co-geração no setor sucroalcooleiro tem a vantagem adicional de utilizar combustível e equipamentos nacionais, colaborando para a dinamização do setor de máquinas e equipamentos. Para a sociedade, há o benefício de se tratar de combustível limpo e renovável, com balanço praticamente nulo nas emissões de carbono, e colaborar para garantia na oferta de empregos do setor, concentrados de forma significativa na zona rural (CENTRO, 2001).

Atualmente, é relevante o fato de que a maior parte das usinas do setor está enfrentando a necessidade de troca de equipamentos por estarem no final de sua vida "útil". Por este motivo, esta seria uma excelente oportunidade para a introdução de equipamentos mais eficientes

⁴Unidade de medida de pressão.

TABELA 7 - Usinas que Comercializam Energia Oriunda da Co-Geração, Estado de São Paulo, 2003

Usina	Potência (MW)	Energia (MWh)
Alta Mogiana	11,0	43.600
Galo Bravo	1,5	6.600
Nardini	3,5	16.716
Guarani	12,5	73.200
Santa Cruz	1,5	5.800
Santa Elisa	30,0	151.200
Santo Antonio	15,50	63.240
Grupo Zillo	50,0	252.000
Santa Cândida	14,50	75.000
Usina da Serra	8,0	40.000
Vale do Rosário	65,0	325.000
Virálcool	6,0	30.000
Santa Adélia	20,0	83.000
Da pedra	18,0	100.000
Pitangueiras	2,50	11.500
MB	1,5	6.500
Colombo	30,0	151.200
Andrade	11,0	38.000
Crisciumal	3,0	15.120
Zanin	1,5	7.560
Corona	3,5	17.640
São Martinho	3,5	17.640
Éster	1,0	5.040
Alto Alegre	20,0	100.000
Moema	12,0	60.480
São José da Estiva	7,0	35.280
Equipav	54,0	270.000
Cerradinho	15,0	75.600
Cocal	21,0	105.840
Nova América	11,0	55.440
Rafard	1,5	7.560
Zanin	1,5	7.560
Total	457,5	2.253.316

Fonte: CPFL e Usinas de Açúcar e Álcool.

(caldeiras de pressão mais elevadas e turbinas mais eficientes), comercializados no País, mas ainda não utilizados em grande parte por estas usinas.

Entretanto, observando esses fatos tão relevantes para o setor sucroalcooleiro, o objetivo desta seção é mostrar a viabilidade, ou não, da implantação de um projeto de co-geração dentro de uma unidade industrial.

Particular atenção merece a “Operação-Programa para Empreendimentos à Co-geração de Energia Elétrica a partir de resíduos de cana-de-açúcar”, criada pelo BNDES com a finalidade de incentivar projetos de geração de eletricidade a partir da cana. Observa-se que em vários casos as usinas optam por aumentar significativamente sua produção de cana, mas não há investimento em tecnologias mais eficientes no que se refere à co-geração de energia. Portanto,

o trabalho proporá um estudo de exportação de 15MW (investimentos necessários em equipamentos e instalações), mostrando a alternativa do financiamento do BNDES na viabilidade econômica do projeto.

4.1 - Operação Programa do BNDES para Financiamento na Co-geração

No dia 23 de maio de 2001, foi criada pelo BNDES, a Operação Programa de financiamento para projetos de geração de energia elétrica, oriunda de co-geração de bagaço de cana.

O BNDES tinha como objetivo financiar a implantação de co-geração que utiliza resíduos de cana e que destine a venda de eletricidade excedente às concessionárias e comercializadoras de energia elétrica. O Banco fez uma dotação

inicial de R\$250 milhões, podendo chegar a R\$3 bilhões com a finalidade de financiar a geração de 3 mil MW no setor sucroalcooleiro.

A Operação Programa tem as seguintes características:

- **Capital:** 20% capital próprio e 80% BNDES.
- **Condições de financiamento:**
 - 2 anos de carência, sendo que nestes dois primeiros anos os juros deverão ser incorporados ao valor da dívida principal;
 - 10 anos de amortização (mais dois anos de carência). Pagamentos mensais durante a safra; e
 - taxa de desconto (custo de oportunidade) utilizada de 15% a.a.
- **Juros iniciais:**
 - TJLP: 9,50% a.a;
 - *spread* Básico: 1,00% a.a.
 - *spread* de risco: 2,50% a.a.
 - total: 13,00 % a.a.
- **Spread do agente** (no caso quando da ocorrência de um agente financeiro):
 - *spread* de 6% a.a.
- **Prazos:** determinados em função da capacidade de pagamento do empreendimento, da empresa ou do grupo econômico.
- **Garantias:** PPA (Power Purchase Agreements) contrato de compra e venda de energia.

4.2 - Metodologia de Cálculo da Análise Econômico-Financeira

Para a avaliação e análise econômico-financeira de um projeto de co-geração, levou-se em consideração as seguintes características, obtidas no estudo do Centro (2001) e Xavier (2001):

- alternativa de exportação de 15MW;
- uso de caldeiras de 60 bar;
- período de operação: safra;
- uso de turbinas de múltiplo estágio;
- consumo de vapor de processo: 500kg/tc;
- fator de utilização: 90%.

O investimento, para uma geração excedente de 15MW, foi estimado conforme demonstra as tabelas 8 e 9.

A análise feita indica que o *pay back*, ou seja, o prazo de retorno do investimento é de cinco anos e meio para que o empreendedor recupere o capital investido no projeto, se o fizer independente de qualquer intermediação financeira.

TABELA 8 - Volumes Financeiros e Equipamentos Necessários para o Projeto/Co-Geração, 2002

Características	Valor (R\$1.000)
Turbogerador 25MVA - contrapressão 1,5kgf/cm ²	3.000,00
Caldeira 150tVh, 63kgf/cm ² , 450 C com sistema de trat. água	7.000,00
S/E 138Kv - Trafo 20/25MVA	2.000,00
Adequação do sistema elétrico existente	950,00
Transformação das turbinas da moenda	540,00
Interligação CE S/E 138 kV e ramal 138kV	450,00
Subtotal	13.940,00
Contingências	450,00
Projetos de engenharia	210,00
Obras civis - construção de nova casa de força	600,00
Adequação das tubulações de água e vapor	600,00
Valor total do projeto	15.800,00

Fonte: CPFL e Usinas de Açúcar e Alcool.

Considerando alguns pontos importantes, como a quantidade de energia suprida (68.040MWh/ano), período de suprimento (sete meses durante a safra), investimentos necessários (R\$15,8 milhões) e lucro total anual (R\$2,2 milhões), chega-se a conclusão que com o preço da energia, de R\$75,00 o MWh, ainda é possível viabilizar um projeto de co-geração de bagaço de cana-de-açúcar.

Feita a opção para a obtenção de financiamento via BNDES, o projeto justifica-se pelo seu longo prazo. Caso o co-gerador opte pela alternativa do empréstimo direto com o BNDES, sem a intermediação de um outro agente financeiro, o empreendedor pagará o projeto já no sétimo ano. Com a intermediação de um agente financeiro (considerando que este agente cobre um *spread* de 6%), a recuperação do investimento será em dez anos.

O importante a ressaltar é que, quando o co-gerador opta pelo financiamento junto ao BNDES e consegue um contrato de compra de energia (PPA) de 10 ou 12 anos, através da concessionária local, estará correndo um risco muito baixo num projeto como este. Como a garantia exigida pelo BNDES é o próprio PPA e consideram do que as parcelas do banco vão ser amortizadas com a própria energia gerada pela usina, verifica-se que a chance do insucesso neste tipo de projeto é mínima.

TABELA 9 - Viabilidade Econômica de um Projeto de Co-Geração

Dados para análise		
MW disponibilizados	15,00	
Quantidade de meses disponibilizados/ano	7	
Fator de carga (FC)	0,90	
Horas disponibilizadas no ano	4.536	
MWh disponibilizados no ano	68.040	
Preço de venda do MWh (R\$)	75,00	
Taxa de câmbio R\$/US\$	3,50	
Preço de venda do MWh (US\$)	21,43	
INVESTIMENTO		
Custo MW instalado (R\$)	1.200.000	
Investimento total (R\$)	15.800.000	
CUSTOS DE PRODUÇÃO		
Custo do combustível por MWh	7,1	25,00
Custo de O&M por MWh	2,0	7,00
MWh disponibilizados no ano	68.040	
Custo anual do combustível (R\$)	486.000	1.701.000
Custo anual de O&M (R\$)	136.080	476.280
Custo total anual (R\$)	622.080	2.177.280
Receita total anual (R\$)	1.458.000	5.103.000
Lucro total anual (R\$)	835.920	2.925.720
Fluxo de caixa		
Investimento (R\$)	L1	L30
(15.800.000)	2.925.720	2.925.720
(12.640.000,00)		
ANÁLISE DO INVESTIMENTO		
<i>Pay back</i> (em anos)	5,40	
Programa Apoio à Co-geração - BNDES - supor 80%	Encargos	
TJLP	9,50%	
<i>Spread</i> Básico - BNDES	1,00%	
Operação Direta - <i>Spread</i> Risco - BNDES	2,50%	
Total - Opção BNDES	13,00%	
Operação Indireta - <i>Spread</i> Risco - Agente Financeiro	6,00%	
Total - Opção Agente Financeiro	19,00%	
VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DO PROJETO		
VPL - Operação Direta com BNDES		
Vida útil		
5 anos	(R\$2.349.566)	
10 anos	R\$3.235.669	
12 anos	R\$4.673.378	
20 anos	R\$7.912.456	
25 anos	R\$8.805.484	
30 anos	R\$9.290.183	
VPL - Operação Indireta com Agente Financeiro		
Vida útil		
5 anos	(R\$3.694.216)	
10 anos	R\$54.509	
12 anos	R\$849.044	
20 anos	R\$2.283.694	
25 anos	R\$2.559.548	
30 anos	R\$2.675.145	
TIR lucro constante, vida útil		
5 anos	-2,51%	
10 anos	13,12%	
12 anos	15,09%	
20 anos	17,82%	
25 anos	18,24%	
30 anos	18,40%	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Outra vantagem que o co-gerador terá, num projeto como este, é que a usina estará sendo modernizada em vários processos produtivos. Estima-se que, com a implantação da co-geração, o dono da usina estará reformando algo entre 45% e 50% de sua planta fabril. Caldeira, turbinas, casa de força, subestação, tubulações, balanço térmico, etc. são considerados como obras integradas num projeto de co-geração, automaticamente todos esses componentes e outros mais serão trocados e melhorados (novas tecnologias) no projeto de geração de energia. Além do mais, o usineiro terá ganhos indiretos consideráveis, como o aumento da eficiência industrial (aumento de produtividade) no processo de fabricação de açúcar e álcool.

Portanto, como é colocado no trabalho do Centro (2001), para se chegar ao potencial de 4.000MW dentro do Estado de São Paulo serão necessários novos estímulos para o setor de co-geração.

Como se sabe, para o setor chegar a esses volumes de energia, será necessário mudar os conceitos de produzir energia. Para a escala que o setor pretende chegar, será preciso implantar caldeiras de 80 bar (480 C), o consumo de vapor no processo precisaria cair a índices de 340kg/tc, uso intensivo da colheita da palha de cana, geração de energia no ano inteiro, utilização de todo vapor em 80 bar, utilização de toda geração de energia elétrica 80 bar com turbinas de extração e condensação, substituir os acionamentos mecânicos do preparo e da moenda por turbinas de múltiplo estágio em 21 bar. Isso tudo, ocasionaria uma excedente de até 120kWh/tc.

Com as atuais tecnologias implantadas, o custo estimado do MWh subiria para algo em torno de R\$2,5 milhões, ou seja, com os preços pagos atualmente da energia e os elevados *spreads* cobrados pelos bancos, o projeto de co-geração se pagaria num prazo de 30 anos, inviabilizando qualquer investimento nesta área.

LITERATURA CITADA

ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 2001.

BNDES. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 200, 2001.

CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA - CENBIO. **Levantamento do potencial real de co-**

Informações Econômicas, SP, v.33, n.9, set. 2003.

5 - CONCLUSÕES

O desenvolvimento deste trabalho, relativo ao estudo do ambiente institucional e das transações existentes na atividade de co-geração sucroalcooleira, enfocou a etapa da viabilidade econômica do projeto de geração de excedentes de energia, oriundos do bagaço de cana-de-açúcar.

Como se verificou no trabalho, dos 4.000MW estimados de geração, apenas 11,5% do potencial de energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro estão sendo comercializados atualmente. Depreende-se, do exposto, a necessidade de políticas especiais de incentivo à geração com biomassa, visando introduzir as tecnologias mais eficientes e a efetiva implementação do potencial existente.

Observou-se que, para projetos menores (de até 20MW de potência) o investimento se justifica. Na média, sem a intermediação bancária, o empreendedor retorna seu capital (*pay back*) por volta de cinco anos. Na presença de um banco, financiando o projeto, o retorno financeiro fica entre 7 e 10 anos, ainda assim viável considerando que a usina obterá um contrato de compra de energia (PPA) de 10 a 12 anos.

Empreendimentos acima desses montantes não são viabilizados economicamente. Além dos elevados juros e *spreads* bancários (algo entre 19%) e dos preços não atrativos pagos pelas concessionárias, o projeto precisaria de mais anos para se viabilizar.

A implementação de medidas de incentivo, como a garantia de compra da eletricidade ofertada e a efetiva oferta de preços de compra (prazo mínimo de 15 anos) que viabilizem a geração de excedente em maior escala, aparece como de total relevância, pois tornará viável o potencial mencionado.

Além disso, condições especiais de financiamento, com taxas de juros menores para o caso de tecnologias mais eficientes, certamente incentivarão a realização do enorme potencial existente no País.

geração de excedentes no setor sucroalcooleiro. Brasília, 2001.

COHEN, M. Uso de uma fonte renovável na matriz energética nacional. **DNA Cana de Açúcar**, v. 5, n. 1, p. 8-12, 1998.

ESCOBAR, M. R. **Diferenças e similaridades no complexo citrícola paulista:** suco concentrado, pasteurizado, natural e laranja de mesa. 1998. Dissertação (Mestrado em Economia Agro-Industrial). Faculdade de Engenharia Agrícola, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo.

LEID, F.; CHAN, K.; PINTO, S. S. Mudanças tecnológicas e co-geração de energia na indústria sucroalcooleira, **Rev. Ciência Tecnol. Pol. Gestão Periferia**, v. 2, n. 1, p. 1-9, 1998.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Decenal de Expansão 2003-2012.** Brasília: Secretaria de Energia/CCPE, 2001.

NAGAOKA, M. P. T. **A comercialização da energia elétrica co-gerada pelo setor sucroalcooleiro em regiões do estado de São Paulo.** 2002. Dissertação - Faculdade Ciências Agrônômicas de Botucatu, Universidade Estadual de São Paulo.

SANTANA, E. A.; OLIVEIRA, C. A. C. N. V. A. A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil. **Estudos Econômicos**, São Paulo, v. 29, n. 3, p. 367-93, jul./set. 1999.

SOUZA, Z. J.; BURNQUIST, H. L. **A comercialização da Energia elétrica co-gerada pelo setor sucroalcooleiro.** São Paulo: CEPEA/Ed. Plêiade, 2000.

XAVIER, B. J. **As dificuldades da implantação da co-geração sob os aspectos técnicos e comerciais no cenário atual.** Campinas, SP, 2001. (Relatório Interno CPFL).

VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA ENERGIA CO-GERADA DO BAGAÇO DE CANA IN NATURA

RESUMO: *Este trabalho tem como objetivo levantar hipóteses para a viabilidade econômica e financeira de projetos de co-geração de energia elétrica, oriunda do bagaço de cana-de-açúcar. Como é notório e sabido, a energia vinda de projetos de co-geração é viável devido aos seus baixos custos de produção e dos pequenos impactos causados ao meio ambiente. Apesar das vantagens que a co-geração apresenta, por falta de políticas coordenadas entre os agentes econômicos e governo, a energia excedente de bagaço de cana não vem encontrando uma situação economicamente viável.*

Palavras-chave: *co-geração, energia, viabilidade econômica, bagaço de cana.*

FINANCIAL AND ECONOMIC VIABILITY OF CO-GENERATED ENERGY FROM SUGAR CANE BAGASSE IN NATURA

ABSTRACT: *The main goal of this paper is to raise a hypothesis for the financial and economic viability of co-generation projects originated in sugar cane bagasse. It is a well-known fact that energy co-generated projects are viable considering low production costs and low environmental impact. However, despite these advantages, the lack of coordinated policies between the government and economic agents prevents the surplus of sugar cane bagasse energy from finding a viable economic situation.*

Key-words: *co-generation, energy, economic viability, sugar cane bagasse.*

Recebido em 21/03/2003. Liberado para publicação em 02/06/2003.

Informações Econômicas, SP, v.33, n.9, set. 2003.