

**LEONARDO CLEMENTE**

**AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS FINANCEIROS E RISCOS ASSOCIADOS  
DE UMA TÍPICA USINA DE CO-GERAÇÃO SUCRO-ALCOOLEIRA**

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Especialista. Curso de Pós-Graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Fabio Ramos, Ph.D.

CURITIBA

2003

**LEONARDO CLEMENTE**

**AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS FINANCEIROS E RISCOS ASSOCIADOS  
DE UMA TÍPICA USINA DE CO-GERAÇÃO SUCRO-ALCOOLEIRA**

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Especialista. Curso de Pós-Graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Fabio Ramos, Ph.D.

CURITIBA

2003

Dedico este trabalho à minha esposa, pessoa maravilhosa que admiro demais.

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar, agradeço ao meu orientador e amigo, Professor Fabio Ramos, pessoa exemplar e que sempre me motivou para que eu pudesse seguir em frente em minhas aspirações.

Aos meus companheiros de trabalho da RHE que, na verdade, são todos co-autores deste trabalho. Estas pessoas são, de fato, minha segunda família. Sentindo-se desta forma o ambiente de trabalho se torna agradável e inspirador.

*"O máximo da eficiência é obtido fazendo certo as coisas e o máximo da eficácia, fazendo as coisas certas".*

*Peter Drucker*

*"Vigie seus pensamentos, porque eles se tornarão palavras; vigie suas palavras, porque elas se tornarão atos; vigie seus atos, porque eles se tornarão seus hábitos; vigie seus hábitos, porque eles se tornarão o seu caráter; vigie seu caráter, porque ele será o seu destino".*

*Poeta Anônimo Americano*

## SUMÁRIO

	<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>vii</b>
	<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>viii</b>
	<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....</b>	<b>ix</b>
	<b>RESUMO.....</b>	<b>xi</b>
<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>01</b>
<b>2.</b>	<b>A CO-GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR.....</b>	<b>04</b>
2.1.	CONCEITOS E INFORMAÇÕES FUNDAMENTAIS.....	05
2.1.1.	Geração Distribuída.....	05
2.1.2.	Co-geração.....	06
2.1.3.	Biomassa.....	07
2.1.4.	Bagaço de cana-de-açúcar.....	09
2.2.	BREVE HISTÓRICO.....	11
2.2.1.	Histórico da cana-de-açúcar.....	11
2.2.2.	A co-geração no Mundo.....	12
2.2.3.	A co-geração no Brasil.....	16
2.3.	COMO A ENERGIA É GERADA.....	19
2.4.	TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS.....	24
2.5.	POTENCIAL DE GERAÇÃO.....	31
2.6.	A COMERCIALIZAÇÃO.....	36
2.7.	A SAZONALIDADE.....	41
2.8.	A QUESTÃO AMBIENTAL.....	43
2.9.	VANTAGENS E DESVANTAGENS EM RELAÇÃO A OUTRAS FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	45
2.10.	BARREIRAS E DIFICULDADES PARA SE DESENVOLVER ESTE TIPO DE FONTE DE GERAÇÃO DE ENERGIA.....	52
<b>3.</b>	<b>AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS FINANCEIROS E RISCOS ASSOCIADOS DE UMA TÍPICA USINA DE CO-GERAÇÃO SUCRO-ALCOOLEIRA.....</b>	<b>56</b>
3.1.	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	57

3.2.	HIPÓTESES ADOTADAS.....	59
3.3.	AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS FINANCEIROS E RISCOS ASSOCIADOS.....	61
3.3.1.	Considerando toda a vida útil da usina.....	61
3.3.2.	Considerando ano a ano.....	68
4.	<b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>73</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>78</b>

## LISTA DE TABELAS

TABELA	1 - Linha do tempo da cana-de-açúcar.....	11
TABELA	2 - Comparação da co-geração com outras fontes de geração.....	50
TABELA	3 - Variação dos montantes de energia contratados bilateralmente.....	60
TABELA	4 - Dados utilizados para a avaliação econômico-financeira da usina durante toda sua vida útil.....	62
TABELA	5 - Valores esperados mensais de 2000 cenários de preços do MAE (R\$/MWh)..	63
TABELA	6 - Resultados de valores esperados anuais da operação no MAE.....	64
TABELA	7 - Valores presente líquidos, com operações no MAE.....	64
TABELA	8 - Valor presente líquido, sem operações no MAE.....	65
TABELA	9 - Dados utilizados para a avaliação econômico-financeira da usina considerando ano a ano.....	69
TABELA	10 - Valores esperados mensais de 2000 cenários de preços do MAE para 2003 (R\$/MWh).....	70
TABELA	11 - Resultados de valores esperados anuais da operação no MAE para 2003.....	70
TABELA	12 - Valores esperados presente da receita líquida para 2003, com operações no MAE.....	71
TABELA	13 - Valor esperado presente da receita líquida para 2003, sem operações no MAE.....	71

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA	1 - Sistema <i>topping cycle</i> .....	20
FIGURA	2 - Sistema <i>bottoming cycle</i> .....	21
FIGURA	3 - Sistema de co-geração com turbinas a vapor e turbinas a gás.....	21
FIGURA	4 - Sistema em ciclo combinado.....	22
FIGURA	5 - A co-geração de energia elétrica com bagaço de cana-de-açúcar.....	23
FIGURA	6 - Comparativo do excesso de geração de eletricidade entre as tecnologias disponíveis para co-geração de energia com bagaço de cana-de-açúcar.....	26
FIGURA	7 - Potencial de geração de excedentes de eletricidade no setor sucro-alcooleiro do Brasil.....	32
FIGURA	8 - Energia média gerada pela usina e montantes de compra e venda no MAE.....	59
FIGURA	9 - Curva de Frequência do Valor Presente Líquido.....	65
FIGURA	10 - Curva de Frequência da Mínima Reserva Financeira.....	67
FIGURA	11 - Curva de Frequência do Valor Presente da Receita Líquida para 2003.....	72
FIGURA	12 - Curva de Frequência da Mínima Reserva Financeira para 2003.....	72

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	- Autoprodutor de Energia Elétrica
BIG/GT	- <i>Biomass Integrated Gasification Gas Turbine</i>
BIG/GTCC	- <i>Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle</i>
BIG/ISTIG	- <i>Biomass Integrated Gasification Intercooled Steam Injected Gas Turbine</i>
BIG/STIG	- <i>Biomass Integrated Gasification Steam Injected Gas Turbine</i>
BNDES	- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCPE	- Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CENBIO	- Centro Nacional de Referência em Biomassa
CEST	- <i>Condensing Extraction Steam Turbine</i>
COFINS	- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CO	- Monóxido de Carbono
CO <sub>2</sub>	- Dióxido de Carbono
CPOC	- Curso de Pós-Graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica
CTC	- Ciclo Tradicional de Contrapressão
ELETRORÁS	- Centrais Elétricas Brasileiras S/A
EUA	- Estados Unidos da América
FUA	- <i>Power Plant and Industrial Fuel Use Act</i>
ICMS	- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INEE	- Instituto Nacional de Eficiência Energética
ISS	- Imposto Sobre Serviço
MAE	- Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCT	- Ministério de Ciência e Tecnologia

MDL	- Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	- Ministério de Minas e Energia
MRE	- Mecanismo de Realocação de Energia
NEA	- <i>National Energy Act</i>
NECPA	- <i>National Energy Conservation Policy Act</i>
NETA	- <i>National Energy Tax Act</i>
NGPA	- <i>Natural Gas Policy Act</i>
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
O <sub>2</sub>	- Oxigênio Livre
O&M	- Operação e Manutenção
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PIE	- Produtor Independente de Energia Elétrica
PIS	- Programa de Integração Social
PROÁLCOOL	- Programa do Álcool Combustível Brasileiro
PROINFA	- Programa Nacional de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PURPA	- <i>Power Utilities Regulatory Policies Act</i>
TA	- Taxa de Aplicação
TE	- Taxa de Empréstimo
TIR	- Taxa Interna de Retorno
UFPR	- Universidade Federal do Paraná
UNICA	- União da Agroindústria Canavieira de São Paulo
VPL	- Valor Presente Líquido

# Resumo

Esta monografia apresenta uma avaliação do retorno financeiro de uma típica usina de co-geração sucro-alcooleira inserida no submercado sudeste, considerando para tanto algumas hipóteses de comercialização de energia (variação do montante contratado bilateralmente e do montante exposto ao preço do MAE). Avalia-se, ainda, os riscos associados aos valores esperados deste retorno, dado as incertezas quanto aos preços do MAE, uma vez que estes preços afetam o fluxo de caixa do empreendimento, por variações no lucro. Também, procura-se dimensionar as mínimas reservas financeiras necessárias para mitigação dos riscos associados aos valores esperados do retorno. Para servir de apoio para o melhor entendimento sobre a co-geração sucro-alcooleira, anteriormente à apresentação das avaliações supracitadas, apresenta-se uma compilação de informações a respeito do assunto, cujos tópicos são os seguintes: conceitos e informações fundamentais, histórico, explicações sobre o funcionamento de sistemas de co-geração, tecnologias disponíveis, potencial de geração, as questões de comercialização, sazonalidade e meio ambiente, bem como vantagens e desvantagens em relação a outras fontes de geração e barreiras e dificuldades para se desenvolver este tipo de fonte de geração de energia elétrica. Por fim, apresenta-se as conclusões referentes a este trabalho e recomendações para trabalhos futuros e complementares.

**Palavras-chave:** Co-geração; Sucro-alcooleiro; Comercialização; Energia Elétrica; Avaliação Econômico-Financeira; Análise de Riscos; Mitigação de Riscos.

# Capítulo 1

## Introdução

No mundo todo a geração de energia elétrica em sistemas de co-geração com o uso do bagaço de cana-de-açúcar é prática bastante comum, assim como em todos os segmentos industriais intensivos em eletricidade e calor nos quais existe disponibilidade de resíduos de processo com características combustíveis.

No Brasil, a cana-de-açúcar e seus resíduos, diferentemente de outras fontes energéticas, apresentam características específicas particularmente importantes, pois além da energia elétrica, também se produz o álcool combustível e o açúcar.

A produção de açúcar no Brasil é suficiente para o abastecimento interno e também para o suprimento de parte do mercado externo. O álcool combustível é produzido com tecnologia totalmente nacional e é utilizado para mistura na gasolina e para uso direto. Se a co-geração utilizando-se dos resíduos de cana for melhor explorada no país, a competitividade dos produtos açúcar e álcool serão maiores do que são atualmente, aumentando assim a possibilidade de exportação e abertura do mercado externo de álcool.

Outro fator favorável para a implementação e/ou modernização de unidades de co-geração com resíduos de cana, dentre muitos outros, é que a safra de cana-de-açúcar na região Centro-Sul do Brasil coincide com o período seco do setor elétrico brasileiro, ou seja, o período em que geralmente não existe água disponível nos reservatórios das usinas hidrelétricas do sistema interligado brasileiro para suprimento da demanda.

Ao longo dos últimos anos o setor sucro-alcooleiro tem tentado deixar de desperdiçar seu enorme potencial geração, pois se trata de uma matéria-prima que é queimada a cada safra em todo o país. Deixar de desperdiçar esse potencial não significa só resolver uma questão conjuntural, mas solucionar um problema estrutural que vai além da energia elétrica. O uso do

álcool na matriz energética representa a expansão do cultivo da cana e, em consequência, da oferta de energia, o que atende uma política energética baseada em fontes renováveis e limpas.

A adoção de uma política favorável e com incentivos para a geração de energia elétrica a partir dos resíduos da cana seria muito benéfica para o Brasil em termos mundiais, pois mostra que o país está formulando uma proposta responsável. Esta política energética traria também muitos outros benefícios, como o desenvolvimento do interior do país, ocupando terras ociosas, gerando empregos para uma mão-de-obra pouco qualificada e desenvolvendo a indústria de base nacional.

Ao longo deste trabalho pretende-se demonstrar a viabilidade da geração sucro-alcooleira no âmbito do setor elétrico brasileiro, abordando questões fundamentais, tais como: tecnologias disponíveis e a forma com que a energia é gerada, potencial de geração, comercialização de excedentes, sazonalidade e os riscos inerentes, questões ambientais, vantagens e desvantagens em relação a outras fontes de geração, barreiras e dificuldades para o desenvolvimento desta matriz energética, além de uma avaliação dos resultados financeiros e riscos associados de uma usina típica.

## Capítulo 2

### **A co-geração de Energia Elétrica com bagaço de cana-de-açúcar**

## 2.1. CONCEITOS E INFORMAÇÕES FUNDAMENTAIS

### 2.1.1. Geração Distribuída

Em geral se considera como geração distribuída ou geração descentralizada de energia qualquer fonte geradora com produção destinada, em sua maior parte, a cargas locais ou próximas, alimentadas sem necessidade de transporte da energia através da rede de transmissão.

Podem ser consideradas como geração descentralizada de energia, qualquer que seja seu uso (na base, na ponta ou para ambos os fins), as seguintes fontes:

- Co-geração: produção simultânea de energia térmica e de energia elétrica, a partir de combustíveis;
- Pequenas centrais elétricas de qualquer natureza (hidrelétricas, eólicas, térmicas, fotovoltaicas, etc...) até 30 MW de potência instalada, sem restrição de qual seja o proprietário (produtor independente, autprodutor, concessionária, etc...);
- Frio/calor distrital: produção simultânea, para distribuição comercial, de água gelada ou quente ou vapor, para resfriamento ou aquecimento, e de energia elétrica;
- Outras fontes energéticas: uso de geradores de emergência para a geração de energia elétrica ou disponibilização de energia já contratada que não venha a ser usada durante certo período;
- Redução da demanda pelo controle *on-line* do consumo;
- Armazenamento de energia elétrica para posterior reinjeção na rede.

### 2.1.2. Co-geração

Co-geração de energia é a geração simultânea de energia mecânica e térmica, a partir de uma fonte primária de energia, com a produção de vapor<sup>1</sup>. A relação da menor (térmica ou mecânica), deve ser no mínimo 10% do total.

A palavra co-gerador é usada para representar a empresa que possui em suas instalações equipamentos de co-geração.

O combustível usado pelo co-gerador pode ser convencional (gás, óleo, carvão, etc...) ou algum tipo de resíduo agroindustrial (cavacos de madeira, bagaço, palha de arroz, etc...).

São muitas as atividades industriais e, algumas vezes, comerciais, que se utilizam de grandes quantidades de energia térmica, podendo ser frio ou calor. A necessidade de calor sempre é maior, sobretudo na agroindústria e na indústria de transformação, como açúcar e álcool, sucos de frutas, beneficiamento de arroz e de madeira, extração de óleo vegetal, papel e celulose, tinturaria, cervejaria, cimento, vidro, cerâmica, produtos químicos e alimentos em geral. [KOBBLITZ, 1998]

Já o frio (congelamento, climatização de ambientes, etc...) em larga escala é utilizado pelos segmentos de frigoríficos e sucos, tecelagem, hospitais, hotéis, shoppings, etc...

Do ponto de vista empresarial, podemos resumir dizendo que a co-geração é sinônimo de diminuição de custos, com diminuição de dependência energética. Para as empresas que têm condições para co-gerar em suas instalações, esta pode ser a forma mais econômica para atender

---

<sup>1</sup> O produto é normalmente o vapor usado no processo. Na verdade, o produto é o calor que pode se apresentar de diversas outras formas, como frio, ar comprimido, água quente, ar frio, água fria, etc...

as necessidades internas de vapor (e/ou frio) e de eletricidade, reduzir custos de operação e aumentar a confiabilidade de suprimento.

### 2.1.3. Biomassa

Do ponto de vista energético, biomassa é toda matéria orgânica, de origem animal ou vegetal, que pode ser utilizada na produção de energia. [ANEEL, 2002]

A quantidade de biomassa existente na Terra é da ordem de dois trilhões de toneladas, o que significa cerca de 400 toneladas *per capita*. Em termos energéticos, isso corresponde a mais ou menos 3000 EJ por ano; ou seja, oito vezes o consumo mundial de energia primária (da ordem de 400 EJ por ano) [RAMAGE & SCURLOCK, 1996].

Uma das principais vantagens da biomassa é que, embora de eficiência reduzida, seu aproveitamento pode ser feito diretamente, através da combustão em fornos, caldeiras, etc. Além disso, a médio e longo prazo, a exaustão de fontes não-renováveis e as pressões ambientalistas acarretarão maior aproveitamento energético da biomassa.

Embora grande parte da biomassa seja de difícil contabilização, devido ao uso não comercial, estima-se que, atualmente, ela representa cerca de 14% de todo o consumo mundial de energia primária. Esse índice é superior ao do carvão mineral e similar ao do gás natural e ao da eletricidade. Nos países em desenvolvimento, essa parcela aumenta para 34%, chegando a 60% na África. No Brasil, a biomassa representa cerca de 20% da oferta primária de energia.

A precariedade e falta de informações oficiais sobre o uso da biomassa para fins energéticos são obstáculos para sua utilização. Contudo, essa imagem relativamente pobre da biomassa está mudando gradativamente.

No Brasil, além da produção de álcool, queima em fornos, caldeiras e outros usos não-comerciais, a biomassa apresenta grande potencial no setor de geração de energia elétrica. O setor sucro-alcooleiro gera uma grande quantidade de resíduos, que pode ser aproveitada na geração de eletricidade, principalmente em sistemas de co-geração. A produção de madeira, em forma de lenha, carvão vegetal ou toras também gera uma grande quantidade de resíduos, que pode igualmente ser aproveitada na geração de energia elétrica.

A quantidade de energia aproveitável a partir de resíduos de extração vegetal é função do poder calorífico desses resíduos. Também pesa sobre a decisão econômica de implantação de usinas de aproveitamento o transporte desses resíduos até as usinas. O tipo de produção de madeira, atividade extrativista ou reflorestamento, influi na distribuição espacial dos resíduos gerados. Nos casos de extração seletiva e beneficiamento descentralizado, o aproveitamento de resíduos pode se tornar economicamente inviável. Os estados brasileiros com maior potencial de aproveitamento de resíduos da madeira para a geração de energia elétrica são: Pará (atividade extrativista) e São Paulo (reflorestamento).

Ao contrário da produção de madeira, o cultivo e o beneficiamento da cana são realizados em grandes e contínuas extensões e o aproveitamento de resíduos (bagaço, palha, etc.) é facilitado pela centralização dos processos de produção. O Estado de São Paulo é o maior produtor nacional de cana-de-açúcar. Entre os demais estados, destacam-se Paraná e Pernambuco.

Existem ainda outros combustíveis possíveis de serem usados para co-geração, como o dendê, o buriti, o babaçu e a andiroba, fartamente encontrados na Região Amazônica, além de resíduos agrícolas, encontrados nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, com destaque para os Estados do Paraná e Rio Grande do Sul.

No caso específico do Estado de São Paulo, o mais industrializado do país, com uma densidade populacional superior à da China, a produção de biomassa energética, através da cana-de-açúcar, é intensa, sendo comparável à produção de energia hidráulica. Isso se deve ao fato de o Estado ser importador de eletricidade (40% do que consome) e exportador de álcool para o resto do país. Verifica-se, portanto, que, apesar da produção de biomassa ser mundialmente considerada uma atividade extremamente demandante de terras, mesmo numa região com alta densidade demográfica é possível encontrar áreas para essa atividade.

Segundo dados do Balanço Energético Nacional de 1999, a participação da biomassa na produção de energia elétrica é resumida a cerca de 3%, dividida entre o bagaço de cana-de-açúcar (1,2%), os resíduos madeiros da indústria de papel e celulose (0,8%), resíduos agrícolas e silvícolas diversos (0,6%) e a lenha (0,2%) [MME, 1999].

#### **2.1.4. Bagaço de cana-de-açúcar**

Atualmente, o recurso de maior potencial para geração de energia elétrica é o bagaço de cana-de-açúcar. A alta produtividade alcançada pela lavoura canavieira, acrescida de ganhos sucessivos nos processos de transformação da biomassa sucro-alcooleira, tem disponibilizado enorme quantidade de matéria orgânica sob a forma de bagaço nas usinas e destilarias de cana-de-açúcar, interligadas aos principais sistemas elétricos, que atendem a grandes centros de consumo dos estados das regiões Sul e Sudeste.

Historicamente a cana de açúcar é um dos principais produtos agrícolas do Brasil, sendo cultivada desde a época da colonização. Do seu processo de industrialização obtém-se como produtos o açúcar nas suas mais variadas formas e tipos, o álcool (anidro e hidratado), o vinhoto e o bagaço. O bagaço é um subproduto inevitável tanto no processo para produção de álcool quanto no de açúcar.

Devido à grandeza dos números do setor sucro-alcooleiro no Brasil, não se pode tratar a cana-de-açúcar, apenas como mais um produto, mas sim como o principal tipo de biomassa energética, base para todo o agronegócio sucro-alcooleiro, representado por 350 indústrias de açúcar e álcool e 1.000.000 empregos diretos e indiretos em todo o Brasil. [CENBIO, 2003]

Na produção de etanol, cerca de 28% da cana é transformada em bagaço. Em termos energéticos, o bagaço equivale a 49,5%, o etanol a 43,2% e o vinhoto a 7,3%. Em 1998, foram produzidos cerca de 84,3 milhões de toneladas de bagaço de cana-de-açúcar. Desse montante, somente 3,8 milhões de toneladas (4,5%) foram utilizados na produção de energia elétrica; o restante foi utilizado para produção de calor em caldeiras de baixa eficiência, nas indústrias de produção de álcool etílico (43%), de alimentos e bebidas – açúcar e aguardente (53,3%) – e, em menor escala, nas indústrias de papel e celulose (0,1%). [ANEEL, 2002]

## 2.2. BREVE HISTÓRICO

### 2.2.1. Histórico da cana-de-açúcar

A palavra que originou o nome açúcar é, provavelmente, “grão”, *sarkar*, em sânscrito. No leste da Índia, o açúcar era chamado *shekar*, enquanto os povos árabes o conheciam como *al zucar*, que se transformou no espanhol *azucar*, e daí, *açúcar*, em português. Na França, o açúcar é chamado de *sucré* e, na Alemanha, de *zucker*, daí o inglês *sugar*.

Na Tabela 1 apresentada a seguir é possível verificar a linha do tempo da cana-de-açúcar.

**TABELA 1** – Linha do tempo da cana-de-açúcar

Tempo	Descrição
10.000 A.C.	Domesticação do açúcar na Papua Nova Guiné e expansão na Polinésia.
1.000 A.C.	Expansão da cultura na Península Malaia, na Indochina e Baía de Bengala.
640	Início da expansão da cultura da cana-de-açúcar no Mediterrâneo.
Séc. IX	Primeira descrição do processo de cultura e fabricação do açúcar na China.
1176	Primeira referência a massara (prensa), em Palermo.
Séc. XII	Primeira referência à roda vertical, na China.
1425	D. Henrique manda buscar na Sicília as primeiras mudas de cana que foram plantadas na Ilha da Madeira.
1480	Envio das primeiras mudas de cana da Ilha da Madeira para as Ilhas Canárias, por ordem do governador D. Pedro de Vera.
1490	Primeira referência ao açúcar em Cabo Verde.
1516	O rei D. Manuel, de Portugal, promulga o primeiro alvará tratando de promover o plantio da cana, determinando que se encontrasse gente “prática capaz de dar princípio a um engenho de açúcar no Brasil”. Construção do primeiro engenho em La Española por Gonzalo Eanes Veloza, casado com uma mulher da Ilha da Madeira.
1532	Martin Afonso de Souza funda o primeiro engenho de açúcar brasileiro, em São Vicente, litoral de São Paulo.
1535	Jerônimo de Albuquerque funda o primeiro engenho de açúcar no Nordeste, em Pernambuco, chamado de engenho Nossa Senhora da Ajuda, nas proximidades de Olinda.
1613	Primeira referência no Brasil ao novo engenho de três cilindros.
1650	Descoberta do trem jamaicano na Ilha de Jamaica.
1751	Introdução da cana-de-açúcar na Louisiana.
1801	Primeira fábrica de açúcar de beterraba em Kunern, na Alemanha.
1802	Imigrantes chineses na ilha Lanai (Hawai) iniciam fabricação de açúcar.

<b>Tempo</b>	<b>Descrição</b>
1806	Início do uso do trem jamaicano no Brasil
1811	Bloqueio continental de Napoleão Bonaparte promove a cultura da beterraba.
1815	Primeiro engenho a vapor na ilha de Itaparica (Brasil).
1822	Introdução da máquina a vapor na Louisiana.
1823	Primeiras experiências de cultivo da cana-de-açúcar em Port Macquarie (Austrália).
1830	Descoberta da caldeira de vacuum por Norbert Rillius, natural de New Orleans.
1837	Início do uso de cilindros de ferro no Brasil.
1838	Fabricação de papel a partir do bagaço da cana em Martinica.
1879	Descoberta da sacarina e seu comércio em 1901.
1933	Crise leva à criação do Instituto do açúcar e do álcool, no Brasil.
1939 - 1945	Japoneses extraem açúcar da batata doce.
1985	O Brasil aposta
1985	O Brasil aposta na fabricação de álcool como combustível, hoje considerado pouco poluente.

Fonte: União da Agroindústria Canavieira de São Paulo – UNICA, 2003.

### **2.2.2. A co-geração no Mundo**

A tecnologia de co-geração não é nova, mas seu emprego foi limitado até a década de 1980 pela dificuldade de competir com a energia elétrica oferecida pelas concessionárias. Estas produzem com custos baixos, dadas as escalas de produção permitidas nas usinas de grande porte e pelas economias de escopo observadas com a interligação através dos sistemas de transmissão.

Esta característica da tecnologia foi reconhecida na legislação do setor elétrico de quase todo o mundo a partir dos anos 20, inclusive no Brasil, e cristalizou o conceito de monopólio natural para o serviço de energia elétrica.

Anteriormente à primeira crise do petróleo, de 1973, os produtos energéticos eram pouco valorizados. Em consequência, as usinas de açúcar então existentes não demonstravam maior interesse em otimizar o aproveitamento energético do bagaço da cana-de-açúcar. Ao contrário, como a geração de possíveis excedentes de bagaço implicava custos adicionais para as usinas, devido à necessidade de sua remoção, buscava-se, deliberadamente, uma baixa eficiência de seu aproveitamento.

Com a valorização dos energéticos, a partir da elevação dos preços do petróleo no mercado internacional, manifestou-se um crescente interesse dos empresários da agroindústria canavieira em melhorar o aproveitamento do potencial energético de seus subprodutos, especialmente do bagaço.

#### **2.2.2.1. Estados Unidos**

Os primeiros sistemas de co-geração instalados ao redor do mundo datam da primeira década deste século, quando o fornecimento de energia elétrica proveniente de grandes centrais ainda era raro. Era, portanto, comum que consumidores de energia elétrica de médio e grande porte instalassem eles mesmos suas próprias centrais de geração de energia. Esta situação perdurou até a década de 40 e neste período os sistemas de co-geração chegaram a representar 50% de toda a energia elétrica gerada nos Estados Unidos.

Com a proliferação das grandes centrais elétricas, que conseguiam fornecer energia abundante e barata, os sistemas de co-geração foram gradualmente perdendo participação, caindo nos Estados Unidos para aproximadamente 3% no início da década de 70.

No entanto esta situação começou a ser modificada a partir do primeiro choque do petróleo em 1973, reforçada em 1978 pelo segundo choque. Necessitando mudar rapidamente o quadro energético, diversos países criaram programas de conservação de energia, com incentivos que visavam reduzir o consumo e a dependência do petróleo importado.

Neste ambiente foi editado em 1978 nos Estados Unidos o NEA - *National Energy Act*, contendo basicamente cinco blocos independentes:

- PURPA – *Power Utilities Regulatory Policies Act*;
- FUA - *Power Plant and Industrial Fuel Use Act*;

- NGPA - *Natural Gas Policy Act*;
- NETA - *National Energy Tax Act*; e,
- NECPA - *National Energy Conservation Policy Act*.

Dos cinco blocos acima o PURPA foi o que diretamente incentivou o desenvolvimento dos sistemas de co-geração. A legislação norte-americana correlata ao PURPA restringiu o monopólio aos segmentos de transmissão e distribuição elétrica<sup>2</sup> e incentivou a geração descentralizada, sobretudo com a co-geração, que aumentava a eficiência no uso de derivados do petróleo. O resultado prático foi mostrar que a competição era viável. A tal ponto que a co-geração explodiu a partir de meados da década de 1980, quando os preços do petróleo tinham voltado para os níveis históricos anteriores à crise.

Como consequência do PURPA a tecnologia da co-geração também se desenvolveu muito, aumentando a viabilidade econômica e a abrangência do seu emprego, sobretudo com base no gás natural. Os efeitos principais foram: i) a redução dos custos dos equipamentos e ii) o desenvolvimento de equipamentos para potências cada vez menores.

#### **2.2.2.2. Dinamarca**

Na Dinamarca, onde a co-geração responde hoje por 27,5% da energia elétrica produzida, qualquer adição de novas unidades de geração só poderá ser feita por meio de sistemas de co-geração ou por emprego de fontes de energia alternativa, como energia eólica ou solar.

[CHEMICAL ENGINEERING, 1992]

---

<sup>2</sup> Em essência a lei obrigou as concessionárias a comprarem toda a energia de um co-gerador que lhe fosse oferecida, pagando o equivalente ao que lhe custaria para entregar aquele mesmo bloco de energia no mesmo local. Pela teoria econômica, este critério do “custo evitado” deixaria a concessionária indiferente e incentivaria a entrada de novos produtores que tivessem custos de geração locais mais baixos. A prática confirmou este ponto. A lei foi substituída em 1992 por um esquema ainda mais aberto à competição.

Como resultado do programa dinamarquês, os sistemas de co-geração proliferaram e obtém elevada eficiência global, com inúmeras usinas associando as intensas necessidades de aquecimento (por meio de água quente) à produção de energia elétrica, em centrais distritais. Estes sistemas normalmente empregam termoacumulação de água quente, nivelando a demanda de aquecimento ao longo do dia.

#### **2.2.2.3. Holanda**

Na Holanda, a co-geração representa 20% da energia elétrica gerada pelo país, sendo este um dos percentuais mais elevados de co-geração na Europa. [ROUKENS, 1992]

Embora a participação da co-geração neste país seja elevada, seus planos para esta década incluem o aumento da participação destes sistemas, sendo os mesmos considerados preferenciais e fortemente suportados por incentivos.

#### **2.2.2.4. França**

Em muitos países, fenômenos semelhantes vêm sendo observados quando a legislação liberaliza o mercado de geração de energia elétrica. Um exemplo importante, dadas algumas semelhanças com o Brasil, vem sendo observado na França. Este país tem um importante parque de geração baseado em grandes unidades nucleares. Tradicionalmente, dificultou a co-geração, que por isso participa na geração total com uma proporção bem abaixo do restante da Europa. Pequenas modificações da legislação em 1994 e 1996 (em parte induzida por exigências do Mercado Comum Europeu), facilitaram o comércio de excedentes de energia co-gerada.

#### **2.2.2.5. Outros países do mundo**

Diversos países da Europa desenvolveram programas para incentivo a co-geração, como por exemplo, a Itália e a Espanha, países com pouca disponibilidade de combustíveis fósseis.

Verifica-se hoje em todo mundo um grande interesse e expressivos incentivos a co-geração, principalmente devido à elevada eficiência possível de ser obtida ao associar a geração elétrica e térmica em um único sistema, e pelo emprego preferencial de uma fonte de energia limpa.

### **2.2.3. A co-geração no Brasil**

Desde a sua implantação e em maior escala a partir da metade do século XX, as indústrias do setor sucro-alcooleiro desenvolveram instalações próprias de geração elétrica, seja através de pequenos aproveitamentos hidrelétricos, óleo diesel, e depois, face à indisponibilidade de energia elétrica e aos seus custos, adotaram-se sistemas de geração, em processo de co-geração, ajustados às necessidades do processamento industrial da cana-de-açúcar, utilizando o bagaço.

Em seguida às crises do petróleo houve uma explosão criativa na busca de soluções alternativas para atender as necessidades energéticas. De todas as iniciativas importantes, a única que viveu um ciclo completo foi o programa do álcool combustível brasileiro - Proálcool, que conseguiu realizar uma transformação de mercado, tarefa considerada impossível na época, pela necessidade de reestruturar a oferta e de criar uma tecnologia nova para alavancar a demanda. Embora incentivado por um programa de governo, foi realizado pela iniciativa privada.

O Proálcool foi o maior programa comercial de utilização de biomassa para produção de energia no mundo. Representou a iniciativa de maior sucesso mundial, na substituição de derivados de petróleo no setor automotivo, mediante o uso do álcool como combustível único nos veículos movidos a álcool hidratado.

O programa, criado em 1975 pelo governo federal brasileiro, numa tentativa de amenizar o problema energético, teve como objetivo principal a redução de importação de petróleo. Naquela época o mundo vivia o primeiro choque do petróleo. O Brasil comprava 80% do

petróleo consumido e com a alta de preços entre 1973 e 1974, o país teve que enfrentar o crescimento da importação que passou de US\$ 600 milhões para mais de US\$ 22 bilhões. Além da redução de importação de petróleo, também era necessário amenizar os efeitos de uma crise no setor do açúcar, decorrente da queda de suas cotações no mercado mundial. Assim, o Programa viabilizou a continuidade do abastecimento de combustíveis automotivos baseados no uso da biomassa, através do incentivo à produção de álcool nas unidades açucareiras e destilarias independentes, e do financiamento ao desenvolvimento de motores apropriados pela indústria automobilística, e de uma extensa rede de distribuição do combustível.

Ao final dos anos 80, quase 5 milhões de veículos, essencialmente de passeio, eram movidos a álcool hidratado (96% álcool, 4% gasolina). Além disto, cerca de 6,5 milhões de automóveis a gasolina passaram a utilizar uma mistura de, aproximadamente, 22% etanol e 78% gasolina. Nesta mesma época, a produção nacional de álcool atingiu a marca de 12 bilhões de litros anuais, com uma capacidade instalada de 16 bilhões de litros, em destilarias anexas e autônomas (Destilarias e anexas são aquelas capazes de produzir álcool e açúcar em proporções variáveis, enquanto destilarias autônomas são aquelas que se dedicam exclusivamente à produção de álcool). Esta situação proporcionou ao país expressiva economia em divisas e significativa melhoria nas condições do ar nas grandes metrópoles (a emissão de CO por automóveis movidos a gasolina é 1,8 vezes maior do que aqueles movidos a álcool).

Como o Brasil tinha potenciais hidrelétricos de baixo custo, o programa ficou circunscrito à substituição da gasolina. A possibilidade de se aproveitar as enormes quantidades de biomassa para produzir eletricidade, portanto, ficou circunscrita ao atendimento das necessidades das usinas que continuaram assim a operar com uma baixa eficiência energética.

Posteriormente, a baixa dos preços do petróleo tornou o álcool pouco competitivo, exigindo subsídios para a manutenção do programa. Atualmente, é baixa a produção de veículos

novos a álcool, mas a recente elevação dos preços internacionais do petróleo cria perspectivas promissoras para o álcool combustível. Mais ainda porque o álcool tem tido seu reconhecimento na comunidade internacional como uma das possíveis soluções aos problemas ambientais destacando-se como um dos melhores candidatos a ser apoiados com políticas de financiamento (Mecanismos de Desenvolvimento Limpo - MDL), segundo o estabelecido no Protocolo de Kyoto.

No Brasil a co-geração vem sendo aplicada nas usinas de açúcar e álcool e em sistemas isolados com um mínimo de integração com o sistema público. Em países com uma industrialização semelhante à do Brasil e onde há oferta de gás natural, a co-geração representa entre 10 e 20% da potência instalada. No Brasil não ultrapassa 4%, compreendendo neste total as unidades das usinas sucro-alcooleiras. Entretanto, há muito espaço para o crescimento deste tipo de fonte de geração de energia no país, pois além dos incentivos prometidos pelo novo Governo Federal à geração descentralizada de energia elétrica, o potencial de geração do setor sucro-alcooleiro é muito grande, conforme demonstrado no item 2.5 deste trabalho.

### 2.3. COMO A ENERGIA É GERADA

Uma instalação de co-geração é uma usina termelétrica em que o calor produzido é usado de diferentes formas no processo produtivo (vapor, eletricidade, frio, etc...) e que aproveita até 90% da energia contida do combustível. A eficiência de uma termelétrica convencional não ultrapassa os 50%.

A co-geração de energia aproveita-se do fato da atividade já necessitar de energia térmica para produzir, a um custo muito baixo, também energia mecânica, que pode servir tanto para acionar um compressor ou bomba, como um gerador de energia elétrica.

Admite-se, portanto, que todas essas atividades já são usuárias de alguma forma de energia primária para atendimento de suas necessidades térmicas. As fontes podem ser um tipo de combustível, como óleo, gás, bagaço de cana, cavaco de madeira, casca de arroz, pneu velho picado, dentre outros, ou a própria energia elétrica, para acionar compressores de amônia, visando produzir frio, por exemplo.

Para certas indústrias, como a canavieira, papelreira e alimentícia, ainda é possível usar resíduos em substituição aos combustíveis tradicionais para acionar as unidades de co-geração, com ganhos ainda mais importantes, pois transforma lixo industrial em energia útil. Além disso, quando a produção de energia elétrica é superior às necessidades do co-gerador, há também a possibilidade de comercializar a energia excedente a terceiros, diversificando seus negócios.

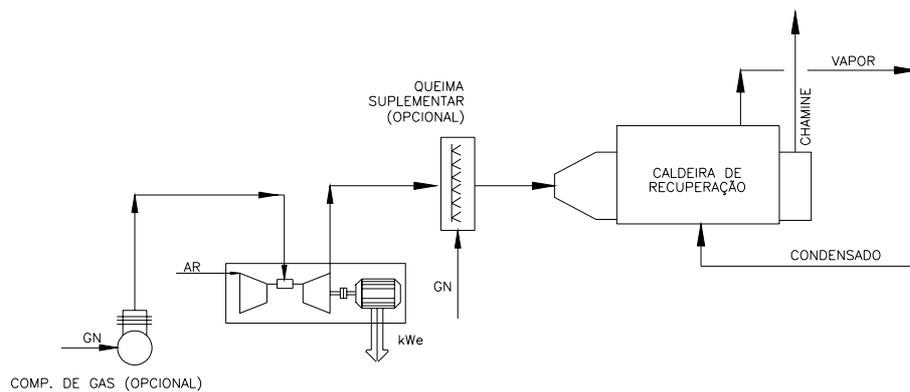
Um sistema padrão de co-geração consiste de uma turbina a vapor ou de combustão (turbina a gás), que aciona um gerador de corrente elétrica, e um trocador de calor, que recupera o calor residual e (ou) gás de exaustão, para produzir água quente ou vapor. Desse modo, gasta-se até 30% a menos de combustível do que seria necessário para produzir calor de geração e de

processo separadamente e amplia-se a eficiência térmica do sistema, podendo atingir um índice de 90%. [ANEEL, 2002]

Na verdade, os sistemas são basicamente separados em dois grandes grupos, em função da seqüência de utilização da energia, podendo ser de *topping cycle* ou *bottoming cycle*.

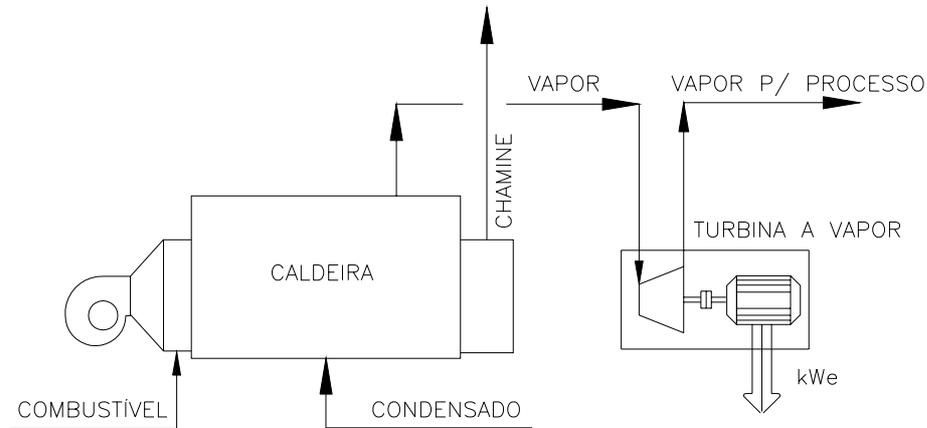
Nos sistemas tipo "*topping cycle*", o energético (gás natural, por exemplo) é usado primeiramente na produção de energia elétrica (ou mecânica) em turbinas ou motores a gás e o calor rejeitado é recuperado para o sistema térmico, conforme demonstrado na Figura 1 a seguir.

**FIGURA 1** – Sistema *topping cycle*



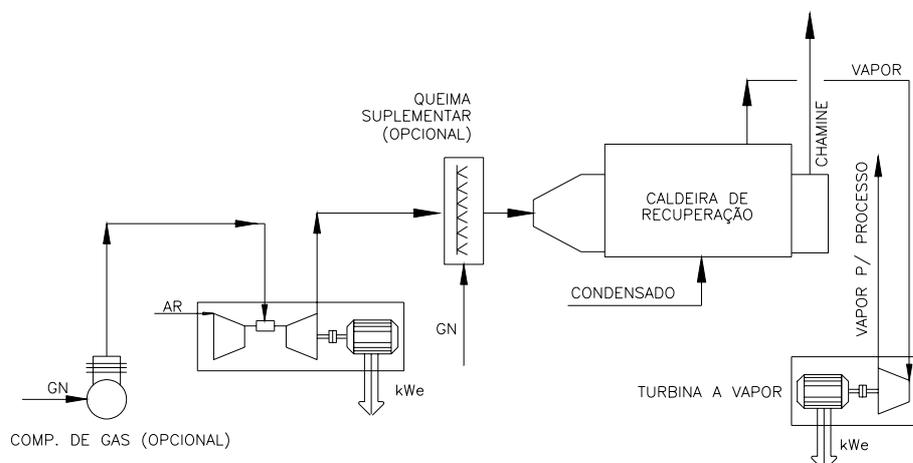
Fonte: GUIMARÃES, 1998.

Nos sistemas tipo *bottoming cycle*, o energético produz primeiramente vapor, que utilizado para produção de energia mecânica (e/ou elétrica) em turbinas a vapor, é depois repassado ao processo. A Figura 2 ilustra este sistema.

**FIGURA 2** – Sistema *bottoming cycle*

Fonte: GUIMARÃES, 1998.

Sistemas de co-geração com turbinas a vapor e turbinas a gás, associam a produção de energia elétrica em dois ciclos, primeiramente em turbinas (ou motores a gás) e depois em turbinas a vapor. O vapor gerado nas caldeiras de recuperação é parcialmente utilizado em turbinas a vapor, com extração do vapor de baixa pressão para o processo, conforme ilustrado na Figura 3. Estes sistemas são interessantes nos casos onde o uso do vapor é intermitente, sendo empregado na geração de mais energia elétrica quando da baixa utilização de vapor no processo.

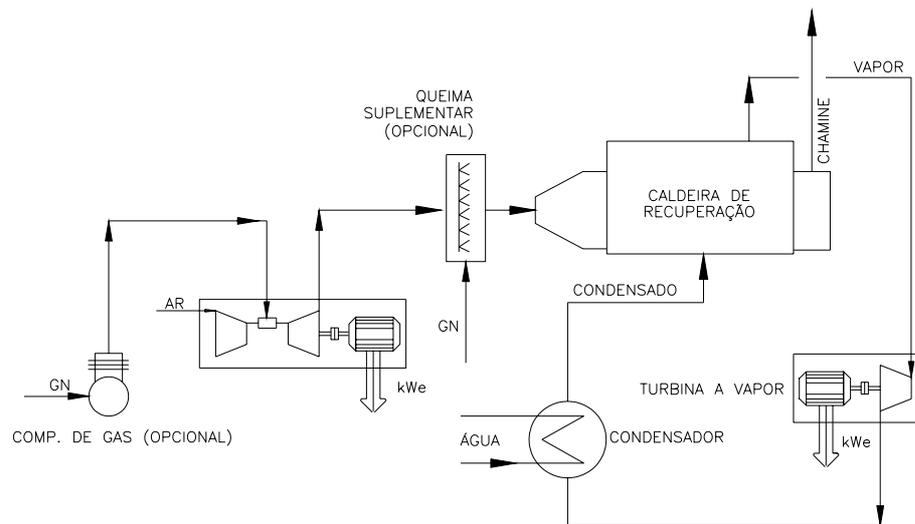
**FIGURA 3** – Sistema de co-geração com turbinas a vapor e turbinas a gás

Fonte: GUIMARÃES, 1998.

Nos sistemas de ciclo combinado, onde se produz exclusivamente energia elétrica, conforme apresentado na Figura 4, todo o vapor produzido por recuperação é empregado na turbina a vapor (de condensação). Estes sistemas não são considerados como sistemas de co-geração, sendo classificados como sistemas de geração de energia elétrica em ciclo combinado.

Os sistemas de ciclo combinado são em geral aplicados em geração de energia elétrica para as redes de distribuição, em maiores potências (em geral acima de 25 MW). Enquanto os sistemas de co-geração podem alcançar eficiência superior a 90% (normalmente acima de 75%), os sistemas de ciclo combinados têm seu limite de eficiência em 55%.

**FIGURA 4** – Sistema em ciclo combinado



Fonte: GUIMARÃES, 1998.

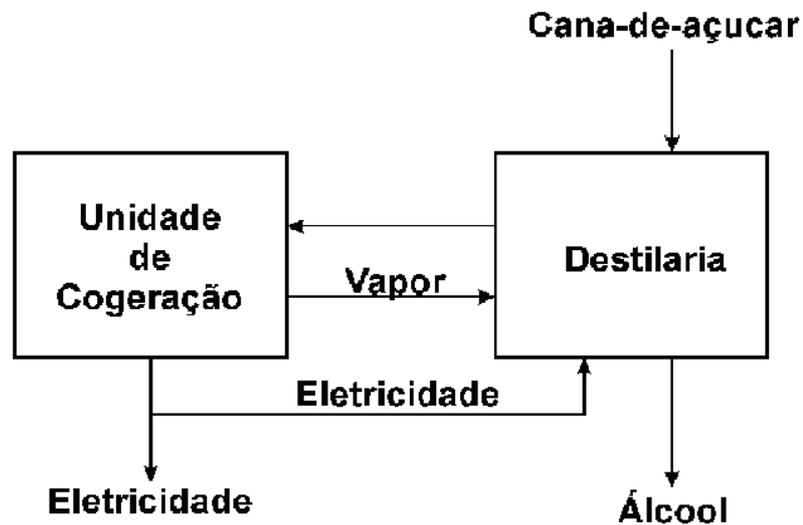
A escolha de uma das soluções acima é função do perfil de necessidades elétricas e térmicas de cada aplicação. Os sistemas *topping cycle* são de emprego mais amplo e mais difundidos, podendo empregar turbinas ou motores a gás (ou a diesel).

Uma das características mais interessantes de um ciclo com turbinas a gás (ou motores a gás) é a possibilidade de uma nova queima de gás após a descarga da mesma (queima suplementar, conforme apresentado nas Figuras 1, 3 e 4).

Nas turbinas, a vazão de ar circulada é ao redor de três a quatro vezes a necessária a combustão estequiométrica, resultando em alto teor de oxigênio livre ( $O_2$ ) na descarga (aproximadamente 15%). Isto permite que seja feita a instalação de queimadores na descarga da turbina, propiciando a elevação da temperatura dos gases. Esta característica torna-se interessante sempre que as necessidades térmicas ultrapassam a quantidade de calor disponível nos gases de descarga da turbina.

Para a co-geração de energia elétrica com bagaço de cana-de-açúcar, que é o escopo deste trabalho, tem-se as seguintes relações: em média, 280 kg de bagaço, que contém 50% de mistura, são produzidos por tonelada de cana, que é equivalente a 2,1 GJ de energia por tonelada; 90% do bagaço é queimado para produzir vapor (450 kg a 500 kg de vapor podem ser gerados com 1 tonelada de cana) que, por sua vez, pode ser usado para co-gerar eletricidade e potência mecânica para os motores da usina. Esta seqüência pode ser observada na Figura 5 a seguir.

**FIGURA 5** – A co-geração de energia elétrica com bagaço de cana-de-açúcar



Fonte: Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, 2000.

## 2.4. TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

Atualmente existe no Brasil um potencial expressivo para geração de energia elétrica com resíduos de cana-de-açúcar, que pode ser explorado em benefício de vários setores da economia, tais como: produtores de cana-de-açúcar, usinas de açúcar e álcool, fornecedores de equipamentos para a indústria sucro-alcooleira, empresas do setor elétrico e consumidores em geral.

Além dos benefícios citados acima, a exploração deste potencial também traz benefícios para o meio ambiente e agrega ao sistema uma energia de custo baixo, imune às variações internacionais do preço do petróleo e cambiais, e que pode ser disponibilizada em prazos relativamente curtos, contribuindo, desta forma, para a redução do risco de déficit do sistema elétrico brasileiro.

Dentro deste contexto, o setor canavieiro tem uma situação peculiar, pois os sistemas de vapor de muitas usinas, construídas para o Proálcool, estão no fim de sua vida útil. Assim, dentro de um curto espaço de tempo, estas usinas terão que se reequipar, optando entre manter a tecnologia atual e operar a longo prazo com baixa eficiência ou instalar sistemas mais eficientes e expandir o negócio também para o ramo de comercialização de energia, cujos excedentes superam em muito as necessidades da usina.

Na maioria das unidades de produção de álcool do Brasil o sistema utilizado é o CTC<sup>3</sup>, onde as caldeiras que produzem vapor para o estágio de destilação operam em pressões de 20 bar, gerando pequena quantidade de eletricidade (15-20 kWh/t de cana), suficiente somente para as necessidades da unidade. Isto significa que o potencial para co-geração é praticamente inexplorado, conforme será visto mais adiante neste trabalho. A melhoria mais simples para a

---

<sup>3</sup> CTC: Ciclo Tradicional de Contrapressão.

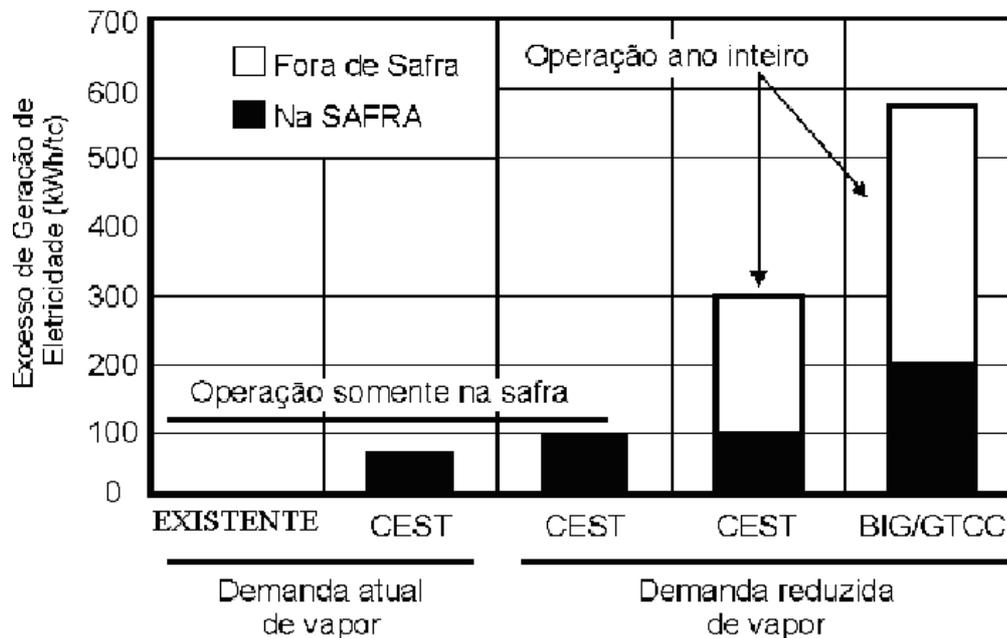
geração de eletricidade é usar turbinas de vapor do tipo condensação-extração (CEST<sup>4</sup>), com pressões de até 8 MPa e reduzir o uso de vapor de processo, que normalmente fica entre 450 kg e 500 kg, a 350 kg vapor por tonelada de cana. A eficiência para a produção de eletricidade em unidades que operam desta forma pode atingir de 10% a 20% que é maior do que a eficiência das unidades em operação atualmente no Brasil. Unidades tipo CEST são usadas rotineiramente em outras partes do mundo e são capazes de gerar um excesso de eletricidade de 80-100 kWh/t de cana que pode ser comercializada e, desta forma, auferir lucro extra ao gerador. A moderna tecnologia de gaseificadores de biomassa integrados com turbinas a gás (BIG/GT<sup>5</sup>), ainda em desenvolvimento, deverá ser capaz de produzir um excesso de eletricidade de aproximadamente 600 kWh/t de cana. Todas estas hipóteses 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.

Na Figura 6 apresentada a seguir é possível verificar uma comparação do excesso de geração de eletricidade entre as várias tecnologias disponíveis para co-geração de energia utilizando o bagaço de cana-de-açúcar como combustível.

---

<sup>4</sup> CEST: *Condensing Extraction Steam Turbine*

**FIGURA 6** – Comparativo do excesso de geração de eletricidade entre as tecnologias disponíveis para co-geração de energia com bagaço de cana-de-açúcar



Instalar um sistema CEST ou BIG/GT exige investimentos adicionais a serem recuperados vendendo o excesso de eletricidade. A venda do bagaço a um outro co-gerador poderia reduzir o custo da produção do álcool, mas aumentaria o custo de produção de eletricidade.

Para os sistemas BIG/GT, diferentes variações estão atualmente disponíveis e cada uma apresenta particularidades e pontos críticos que definem a adequação de cada alternativa. Estes sistemas de gaseificação integrada a turbina a gás e co-geração pode ser dividida em dois conjuntos principais. O primeiro engloba o aprimoramento do ciclo BIG/GT com injeção de vapor nas turbinas a gás, aumentando sua potência, conhecidos como BIG/STIG<sup>6</sup> ou acrescidos de resfriadores intermediários de ar no compressor, conhecidos como BIG/ISTIG<sup>7</sup>. O segundo é

<sup>5</sup> BIG/GT: *Biomass Integrated Gasification Gas Turbine*

<sup>6</sup> BIG/STIG: *Biomass Integrated Gasification Steam Injected Gas Turbine*.

<sup>7</sup> BIG/ISTIG: *Biomass Integrated Gasification Intercooled Steam Injected Gas Turbine*.

do sistema de gaseificação de biomassa BIG/GT integrado em um ciclo combinado, conhecido como BIG/GTCC<sup>8</sup>.

Uma das vias tecnológicas para valorização da biomassa e conversão de seu potencial energético em energia elétrica, 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.

O ciclo combinado é uma central termelétrica 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].

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 à necessidade de ar para refrigeração, fazendo com que a quantidade de 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

---

<sup>8</sup> GIG/GTCC: *Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle*.

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.

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 à 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 [CORREA NETO; TOLMASQUIM, 2001].

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 [CORREA NETO; TOLMASQUIM, 2001].

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 co-geração e a inexistência de circuito de condensação de vapor, que reduz o capital imobilizado sem uso durante a safra, os sistemas BIG/STIG esbarram em dois pontos fundamentais que podem inviabilizar sua aplicação: i) a qualidade do vapor d'água para a adequada operação e ii) a vida útil das 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 à disponibilidade de recursos hídricos abundantes na área da instalação. Esta questão da necessidade abundante de recursos hídricos desqualifica esta tecnologia para regiões como o Nordeste brasileiro ou mesmo o Centro-Sul, que apresentam sinais de esgotamento dos recursos hídricos, em especial o estado de São Paulo.

Quanto aos sistemas BIG/GTCC, a maior atratividade 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.

De acordo com alguns estudos realizados [CORREA NETO; TOLMASQUIM, 2001], considerando diversos modelos operacionais, as melhores condições de estabilidade, confiabilidade e disponibilidade do ciclo foi o modelo que considera operação na safra e entressafra consumindo a biomassa e gás natural uniformemente distribuídos ao longo do ano. A utilização do gás natural como combustível complementar à 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 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 fatores são positivos para as turbinas a gás, aumentando sua disponibilidade e confiabilidade.

## 2.5. POTENCIAL DE GERAÇÃO

O potencial de geração com resíduos da cana varia muito dependendo da tecnologia considerada e do estímulo que as usinas tenham para desenvolvê-lo. O importante é que se trata de um potencial muito expressivo e que pode alcançar entre 10 e 15% da potência instalada do Brasil. No Plano Decenal 2000/2009 estima-se a existência de um potencial de 10.000 MW, equivalente a 14% da potência instalada do Sistema Elétrico Brasileiro. O mesmo estudo considera esta uma das alternativas de menor custo. Deste total, 60% seriam usados para operar na safra (por coincidir com o período seco, que é um complemento ideal às hidrelétricas).

Estes estudos globais devem ser vistos com cautela, pois devido à quantidade de variáveis envolvidas, tanto podem superestimar quanto subestimar o potencial já mencionado. Se a tecnologia de gaseificação já estivesse disponível, este potencial poderia ser duplicado. Mas, por outro lado, sinais de mercado imperfeitos, estrutura empresarial do setor, acordos operacionais e tantos outros aspectos podem reduzir o potencial utilizável.

Em janeiro de 2002, havia registro de 152 centrais termelétricas co-geradoras a bagaço de cana em operação no Brasil, perfazendo uma capacidade instalada de cerca de 950 MW [ANEEL, 2002].

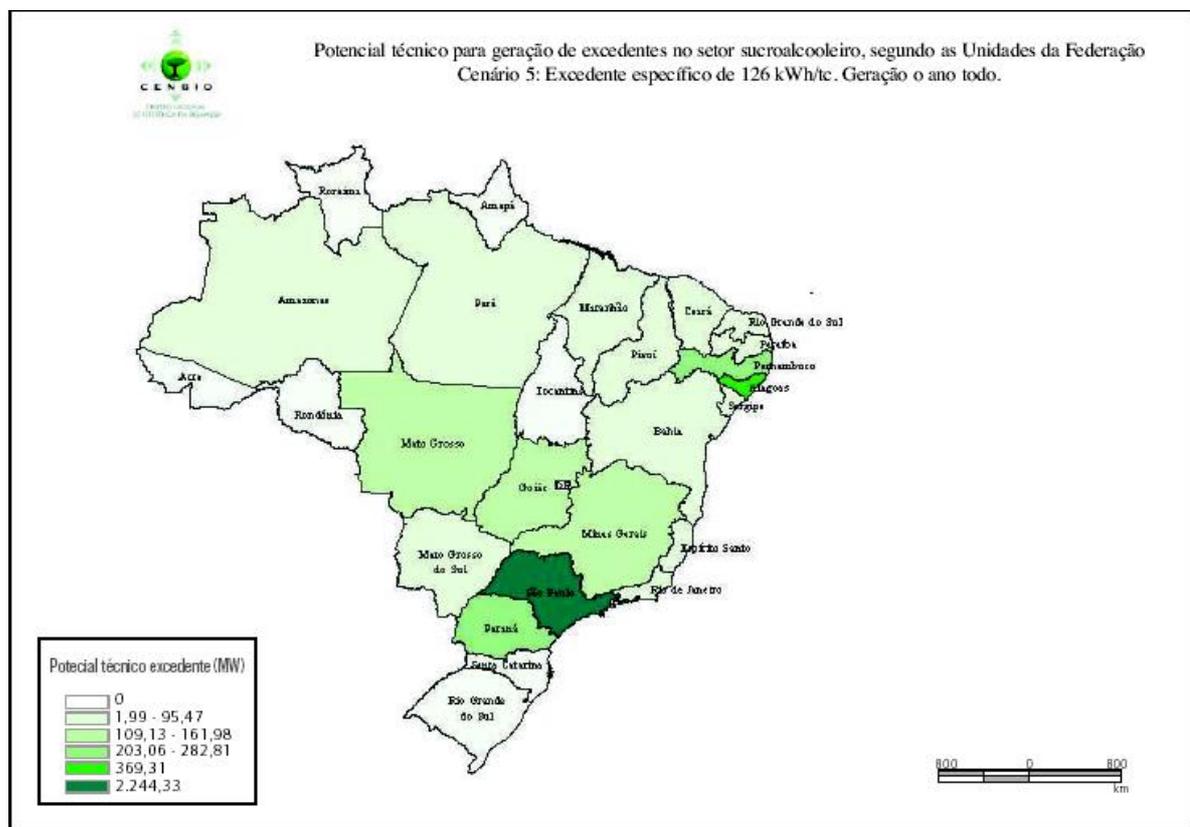
Trabalho recente, elaborado pelo Centro Nacional de Referência em Biomassa, com a colaboração de outras instituições e o apoio financeiro da ANEEL, indica um potencial técnico de co-geração de excedentes de energia elétrica de 3.852 MW no setor sucro-alcooleiro do Brasil [CENBIO, 2002].

Contudo, apenas 132 MW estavam sendo comercializados em setembro de 2001, o que corresponde a cerca de 11% do potencial técnico dessas usinas e a somente 3,4% do referido potencial brasileiro. Os dados revelam ainda que há, porém, perspectivas de 1.578 MW em novos

projetos (348 MW em curto prazo, 772 MW em médio prazo e 458 MW em longo prazo), o que corresponde a 28% do potencial técnico indicado pelo levantamento.

A Figura 7 ilustra o potencial de geração de excedentes de energia elétrica no setor sucro-alcooleiro do Brasil, segundo as unidades da federação.

**FIGURA 7** – Potencial de geração de excedentes de eletricidade no setor sucro-alcooleiro do Brasil



Fonte: CENBIO, 2002.

O potencial de geração, apesar de sua importância relativa e das suas virtudes, não é considerado nos estudos oficiais do setor elétrico, dentre outros, pelos seguintes motivos: i) não existe um número único de potência e capacidade de produção de energia (como ocorre com as hidrelétricas, por exemplo), ii) muitas usinas têm dúvidas sobre a estratégia mais adequada, por se

tratar de um investimento muito elevado e iii) a dificuldade de decidir diante de um espectro tão grande de soluções possíveis.

Em estudos realizados [INEE, 2001 (a)], uma indústria com moagem anual de 1,8 milhões de toneladas de cana produz hoje 24 GWh/ano (2,74 MWmed) para uso próprio e pode chegar a produzir 280 GWh/ano (31,96 MWmed) colocando sistemas de alto rendimento e queimando também os resíduos de pontas e a palha, hoje queimados no campo (rendimento 12 vezes maior!). Neste último caso a usina tanto poderia operar na base, com uma potência de 48,5 MW na safra e 41,5 MW na entressafra ou gerar cerca de 90 MW operando somente na safra. Isto tudo com base em equipamentos existentes no mercado brasileiro

Na verdade, existe um grande número de soluções possíveis, com variados níveis de investimento e intervenção no processo, todas com capacidade de geração a custos atraentes e sem riscos cambiais. Intervenções no processo de produção industrial para reduzir a demanda por vapor e o uso de tecnologias ainda não totalmente dominadas (gaseificação), podem até dobrar a potência. Na literatura vamos encontrar um espectro grande que vai de 13 kWh/tonelada (geração para uso próprio, que é a situação da maioria das usinas hoje) até 300 kWh/tonelada de cana.

O fato importante a reter é que há evidências da atratividade econômica. Mesmo que o potencial seja menor que o apontado em estudos teóricos, é suficientemente elevado para ser desenvolvido, considerando as necessidades do país e tendo em vista que há ainda um sem-número de aspectos positivos que engloba, não necessariamente de natureza energética.

O potencial de geração pode ser incrementado caso forem aproveitadas as folhas e as pontas da cana. Atualmente o processo de colheita da safra é precedido da queima do canavial, visando tornar mais fácil a colheita da cana. Neste caso, são destruídas as folhas e as pontas da

cana, o que implica uma perda energética estimada em 80%. A utilização das folhas e pontas permitiria a produção praticamente ininterrupta de eletricidade ao longo do ano, fora dos períodos da safra (bagaço na safra, folhas e pontas na entressafra).

Um outro mecanismo que pode aumentar a produtividade e o período de safra é a irrigação dos canaviais, entretanto requer energia elétrica para bombeamento. Pode ter-se como resultado o aumento da produção líquida de energia, cujo valor econômico eventualmente compensará os investimentos e custos adicionais de irrigação e de geração de energia.

Além dos itens já citados para o aumento do potencial de geração dos sucro-alcooleiros, outra possibilidade diz respeito à geração com gás natural, pela elevada eficiência energética e pelo fato da travessia de gasodutos em regiões sucro-alcooleiras (Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro e Nordeste), pode ser muito atraente do ponto de vista econômico.

Outras biomassas combustíveis também poderiam ser usadas, sobretudo no período de entressafra (resíduos de outras culturas, florestas energéticas etc.).

A tendência à mecanização pode reduzir a plantação em áreas com topografia menos adequada. Nesses locais, usinas com uma vocação energética podem, por exemplo, plantar árvores para queima nas caldeiras.

A digestão da vinhaça (realizada por bactérias resistentes a altas temperaturas em ambiente sem oxigênio) produz quantidades importantes de metano - um excelente combustível. Essa possibilidade energética foi muito estudada em seguida às crises do petróleo, havendo algumas experiências concretas realizadas com vinhaça e outros efluentes orgânicos.

A seleção de espécies de cana-de-açúcar foi orientada para a produção de álcool e açúcar. Na hipótese de a eletricidade ser produzida anualmente, haveria ganhos com a produção anual de

biomassa. Alguns deles podem resultar da seleção de espécies mais voltadas para a produção de biomassa (tal como estender o período de produção além da safra).

Pelo fato da entrada do novo Governo Federal, o setor sucro-alcooleiro tem grande esperança para o desenvolvimento da co-geração sucro-alcooleira no país, pois esta é uma das bandeiras que constava no programa de governo. Independente da política que será dotada para o setor elétrico brasileiro, muitos fabricantes de equipamentos já estão tendo bons resultados, pois além de suprir o mercado nacional, ainda exportam usinas completas de álcool e peças de reposição para países vizinhos sul-americanos e países asiáticos. Produtores de açúcar e álcool de países como Paquistão, Nigéria e Costa Rica já estão operando com equipamentos brasileiros.

O Brasil tornou-se uma referência tecnológica mundial para o setor sucro-alcooleiro e há grandes possibilidades de ampliar exportações nos próximos anos, por conta, principalmente, do aumento do uso do álcool combustível em países em desenvolvimento.

Produtores indianos seguem a mesma trilha. Há dez usinas de álcool na Índia e o governo daquele país está incentivando a instalação de outras 20 unidades industriais. A partir do próximo ano, em várias províncias indianas, a gasolina será colocada no mercado com adição de 5% de álcool anidro. Japão e Coréia do Sul são dois outros mercados da região considerados promissores. Existe um interesse real no modelo brasileiro de produção e a indústria de bens de capital tende a ser diretamente beneficiada. A China, embora seja um dos grandes fabricantes mundiais de açúcar, sustenta sua produção em usinas de pequeno porte e baixa produtividade. [VILARDAGA, 2002]

O negócio de álcool tem sido, historicamente, voltado para o mercado interno. Há sinais de que os ventos estão mudando. Consultores brasileiros são cada vez mais solicitados em outros países e existe um esforço para transformar o álcool combustível em uma *commodity* internacional.

## 2.6. A COMERCIALIZAÇÃO

Na terminologia do setor elétrico um co-gerador pode se enquadrar como Autoprodutor – AP<sup>9</sup>, ou como Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE<sup>10</sup>.

A dimensão do equipamento de co-geração é medida pelas necessidades de vapor do processo produtivo. Como o vapor não pode ser transportado a grandes distâncias, o co-gerador tem que ser construído próximo ao(s) usuário(s) dos produtos de energia. A dimensão do gerador elétrico é limitada pela demanda por produtos energéticos. Normalmente, a maior potência tecnicamente possível tem custos menores. Como toda empresa necessita de energia elétrica, em princípio, há duas situações de co-gerador:

- Co-gerador que supre no todo ou em parte suas necessidades: neste caso o co-gerador provavelmente complementa as suas necessidades de energia elétrica comprando de outros agentes do setor elétrico brasileiro.
- Co-gerador com excesso de energia elétrica: neste caso, o co-gerador está em condição de comercializar a eletricidade excedente. No sistema atual, uma usina pode comercializar sua energia através de diversos esquemas dependendo de fatores locacionais, técnicos, fiscais, operacionais e/ou empresariais e dos riscos que a usina esteja disposta a assumir.

Fisicamente, a interligação da usina geradora se faz com a concessionária de distribuição mais próxima, porém a venda pode ser feita a ela ou a terceiros (existe a possibilidade de venda ao sistema básico, mas isto se aplica a potências e tensões elevadas, superiores a 230 kV). Assim, uma das decisões iniciais mais importantes é sobre a forma de comercializar a energia de modo a

---

<sup>9</sup> O Autoprodutor – AP, é a pessoa física ou jurídica que, desde que previamente autorizada pela ANEEL, produz, de forma individual ou consorciada, energia elétrica para uso próprio, e pode comercializar com as concessionárias de energia elétrica o excedente.

dar à usina as garantias operacionais e econômicas necessárias para conduzir o negócio. A seguir são descritas algumas possibilidades de comercialização, que podem ser também combinadas.

No caso de venda a uma concessionária, o preço de venda da energia é ajustado a partir de uma negociação. Neste tipo de venda de energia elétrica não se aplica o ICMS<sup>11</sup>.

Atuando como Produtor Independente de Energia - PIE, a usina pode vender a um consumidor livre. O conceito desta modalidade de consumidor vem se ampliando desde 1996 e a tendência é que a maioria das cargas importantes possam assumir esta característica em longo prazo. O preço de venda da energia é ajustado livremente entre as partes, devendo, no entanto, ser pago o uso dos sistemas de transmissão e distribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS e à concessionária de distribuição, respectivamente. Na prática, o preço será balizado pela tarifa de distribuição da concessionária e pelos custos de transmissão e de distribuição evitados. Nesta modalidade de venda de energia elétrica se aplica o ICMS.

Outra opção para a usina é a venda da energia a terceiros através de um comercializador. Embora deva ter um custo adicional, esta modalidade pode ser atraente, pois pode reduzir custos e encargos comerciais, evitar algumas burocracias e resolver outros problemas relativos.

A lei ainda prevê uma modalidade especial de venda pelo PIE, que também é co-gerador, pela qual é permitida a venda de vapor e energia elétrica casados. Este arranjo permite algumas flexibilidades para a usina de cana, se for uma unidade juridicamente independente da usina. É permitido também montar um pólo vapor-intensivo (ou friointensivo) na sua proximidade (vende

---

<sup>10</sup> O Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, é a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente (ANEEL) para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

<sup>11</sup> ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.

vapor ou água gelada e energia elétrica). É interessante notar que, nesta venda casada de energia e vapor, sobre a parcela de venda de vapor se aplica o ISS<sup>12</sup>.

As empresas também podem vender e comprar energia no mercado de curto prazo (mercado *spot*), cujos preços devem refletir a oferta e a procura. No Brasil, a oferta é bastante sensível ao regime de águas, o que pode representar uma vantagem competitiva para as usinas que operam em regiões onde a safra coincide com o período seco.

De acordo com a estratégia de comercialização estabelecida pela usina, esta pode fazer acordos operacionais de socorro mútuo com outros geradores para evitar que tenha que recorrer ao mercado *spot* no caso de interrupções de fornecimento programadas ou aleatórias. Esta pode ser uma forma não monetizada de atender os compromissos de venda, de melhorar a qualidade da energia e de aumentar o valor de venda, sem risco de ser obrigado a recorrer ao mercado de curto prazo para honrar compromissos.

Para o sistema elétrico é muito importante a confiabilidade com que a energia é entregue, pois ao contrário de outros produtos, a energia elétrica não pode ser estocada. Quando a usina não gera, esta é obrigada a honrar o contrato comprando no mercado *spot* e entregando a energia. Se a interrupção se der em momento de escassez o custo pode ser muito elevado. Por esta razão é importante que as usinas se defendam dos riscos técnicos, operacionais e comerciais a partir de acordos comerciais com outros produtores de energia.

Além das formas de comercialização da energia citadas, freqüentemente programas de incentivos às fontes alternativas de geração de energia elétrica são ofertados, principalmente pelo Governo Federal. Entre outros mecanismos de incentivo ao uso da biomassa para a geração de energia elétrica, destaca-se a criação do Programa Nacional de Incentivo às Fontes Alternativas

---

<sup>12</sup> ISS: Imposto Sobre Serviço.

de Energia Elétrica – PROINFA. Esse programa tem a finalidade de agregar ao sistema elétrico brasileiro 3.300 MW de potência instalada a partir de fontes alternativas renováveis. Os principais mecanismos de incentivo previstos no PROINFA são a garantia de compra, por um prazo de até 15 anos, da energia gerada, e o estabelecimento de um valor de referência compatível com as características técnico-econômicas do empreendimento. Entre outros incentivos, destaca-se a redução não-inferior a 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

No que diz respeito à biomassa particularmente, está em fase de elaboração um programa de incentivo específico, com a finalidade de agregar ao sistema elétrico nacional, até dezembro de 2003, 2.000 MW de geração de energia elétrica a partir de biomassa. Além dos incentivos previstos pelo PROINFA, deverá haver um programa de financiamento com taxas de juros reduzidas e prazos de carência e amortização coerentes com a natureza dos investimentos.

Além disso, a ANEEL tem estimulado e procurado regulamentar o uso da biomassa na geração de energia elétrica. Entre outras ações, destaca-se a definição de regras para a entrada de novos empreendedores, particularmente AP e PIE, levando em consideração as peculiaridades e custos desse tipo de geração em sistemas elétricos isolados e interligados.

A viabilização da venda de excedentes de eletricidade por AP ou PIE sempre envolve procedimentos de negociação entre três agentes: a sociedade de uma forma geral, que deve ser representada em seus interesses pelas instituições de regulamentação, o setor elétrico e o setor empreendedor, no caso o sucro-alcooleiro.

Em relação a questão fiscal, as maiores dúvidas e discussões dizem respeito ao ICMS. Este imposto incide sobre a venda de energia elétrica no caso de fornecimento ao consumidor final, não sendo pago no caso da venda a uma concessionária ou a um comercializador. Portanto,

os créditos deste imposto oriundos da compra de insumos ou de investimentos do gerador com resíduos somente poderão ser compensados contra o ICMS das operações de venda de açúcar e/ou álcool. Se a unidade geradora for constituída como empresa autônoma, esta compensação não será possível. Em caso de venda no mesmo estado, pode haver a incidência do imposto (Lei Kandir). Esta matéria é, no entanto, controvertida, tendo em vista que as alterações observadas no setor elétrico são posteriores à citada Lei. Em operações realizadas no Mercado Atacadista de Energia – MAE não há recolhimento de ICMS, ainda que comprador e vendedor estejam no mesmo estado. A mesma lei desonera do ICMS as operações de exportação, restringindo deste modo a possibilidade de compensação, mas tornando o açúcar exportado mais competitivo. Esta é uma questão bastante confusa e ainda gera muitas discussões em relação a seu recolhimento.

## 2.7. A SAZONALIDADE

Dependendo da solução técnica adotada, a usina pode produzir energia anualmente ou apenas durante a safra. Como a produção durante a safra coincide razoavelmente com o período de baixa hidraulicidade, estas usinas podem ter um papel importante de complementaridade do sistema elétrico brasileiro, com disponibilidade para atender o mercado precisamente no período em que a energia tem maior valor.

Para uma certa quantidade de biomassa disponível, uma das questões principais a avaliar é a validade de instalação de uma potência mais elevada e usar esta apenas durante a safra ou estocar para usar em bases anuais.

Considerando as necessidades de vapor da usina, com pressões mais elevadas, é mais conveniente à usina a operação em bases anuais. Neste caso, porém, é necessário dispor de uma área relativamente grande para armazenar os resíduos para períodos de entressafra. Em alguns casos é necessário complementar os resíduos produzidos na usina com os de outras usinas ou outros combustíveis (resíduos de outros processos ou outros combustíveis). As usinas que não tiverem esta possibilidade podem operar apenas durante a safra.

O fator limitante será sempre a quantidade de combustível disponível sob a forma de bagaço e/ou pontas e palhas. Uma usina pode instalar equipamentos para gerar energia durante todo o ano, ou somente durante a safra. Neste caso a potência a instalar deve ser de aproximadamente o dobro da potência requerida pela geração anual.

A decisão para a seleção de potência não é óbvia. Alguns estudos realizados de forma preliminar, onde se avaliou a operação conjunta de uma PCH e de um sucro-alcooleiro no submercado sudeste, com o objetivo de verificar a redução de volatilidade, dentre outros, mostrou ser mais atraente uma solução em que a usina concentre a geração no período de safra.

[RHE, 2001] Outros estudos, no entanto, considerando tecnologias mais eficientes, como a de gaseificação da biomassa e operação utilizando outros combustíveis conjuntamente com o bagaço de cana-de-açúcar, apontam para operação ao longo do ano, conforme já demonstrado no item 2.4.

## 2.8. A QUESTÃO AMBIENTAL

A Geração Distribuída é uma das bandeiras do programa do atual Governo Federal. Então, provavelmente este tipo de geração será colocado em voga no setor elétrico, pois adotando esta política de fontes alternativas, há grande probabilidade de tornar o setor elétrico brasileiro mais eficiente. Entretanto, devido aos grandes problemas e incertezas vividos atualmente no setor elétrico brasileiro, não há clareza suficiente quanto aos rumos deste setor.

O fato é que qualquer uso da energia acarreta na piora do meio ambiente. Por este motivo deve-se defender a eficiência energética. Esta política garante, no final das contas, que vamos debitar à natureza a menor quantidade de energia possível e normalmente conseguir um melhor resultado econômico.

Poucos projetos têm possibilidades tão concretas não só de afetar positivamente o meio ambiente quanto de transformar em recursos financeiros as externalidades associadas à redução das emissões de CO<sub>2</sub>. A economia brasileira é a menor emissora de CO<sub>2</sub> energético do mundo, mas já emitiu menos: até o final dos anos 80 a relação entre emissões e dimensão da economia (PIB) reduziu-se devido ao Proálcool, às hidrelétricas e siderurgia com carvão vegetal. A perda de importância desses projetos acelerou este índice e a chegada do gás natural pode agravar segundo três cenários de uso deste energético: i) uso apenas em térmicas centrais, ii) com co-geração e iii) co-geração com gás e otimização no uso da cana.

A partir do Protocolo de Kyoto, os países definiram mecanismos para pagamento pela não poluição. Pelas regras do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, que faz parte do Protocolo de Kyoto, os países industrializados com meta de redução de emissões a cumprir – de 5,2% em relação aos níveis de 1990, em média, no período 2008-2012 – poderão, em vez de reduzir as descargas de gases (em especial o dióxido de carbono, produzido sobretudo pela

queima de combustíveis fósseis) em casa, investir em projetos de eficiência energética, energias renováveis ou de reflorestamento que garantam uma redução equivalente no mundo subdesenvolvido.

A valer os primeiros valores para o CO<sub>2</sub> evitado, muito em breve bilhões de dólares para capital e/ou empréstimos de projetos poderão estar fluindo internacionalmente. Na prática, o deslançar destes programas tem-se mostrado muito lento e complicado. Vale à pena, no entanto, seguir este processo, pois poucos projetos no mundo podem apresentar uma performance demonstrável (de redução de emissões do CO<sub>2</sub>) como os de geração elétrica com resíduos da cana. O único programa comprovado de redução de CO<sub>2</sub> em grande escala no mundo foi o da cana no Brasil (substituição da gasolina pelo álcool).

As discussões internacionais têm buscado soluções de mercado para reduzir as emissões. Uma delas se dá pela oferta de preços mais atraentes para os produtos verdes, vale dizer, aqueles que no seu processo de produção reduzem a relação produto/emissão CO<sub>2</sub>. Com a introdução da geração elétrica, esta relação para os produtos tradicionais da cana reduzem ainda mais esta relação, pois evita a queima de combustíveis fósseis.

Apesar dos evidentes e substanciais benefícios para o meio ambiente, a geração com resíduos de cana-de-açúcar enfrenta ainda dificuldades na obtenção do licenciamento ambiental local devidas principalmente às queimadas. Seria positiva a simplificação do processo de licenciamento, pelo menos para aqueles que se propusessem a usar palha e pontas para a geração de energia, eliminando desta forma a queima no campo. Como a queima da biomassa (bagaço e parte das pontas e palhas) tem que ser feita de qualquer maneira, a co-geração permite que ela seja feita em condições mais controladas e com menos efeitos indesejáveis.

## 2.9. VANTAGENS E DESVANTAGENS EM RELAÇÃO A OUTRAS FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As vantagens de se usarem os resíduos da cana como fonte de energia primária para geração de eletricidade são muitas e afetam positivamente diversos grupos de interesse, tanto a nível micro quanto macroeconômico. A seguir são relacionadas as vantagens para os diversos grupos de interesse da geração sucro-alcooleira. [INEE, 2001 (a)]

### Usinas de Açúcar e Álcool

- Novo segmento industrial para reforçar os negócios tradicionais (cultivo de cana, produção de açúcar e/ou álcool);
- Negócio eventualmente não sazonal (ciclo de produção pode ser anual) e com tendência a ser mais estável que as demais atividades, pois a demanda por eletricidade é sempre crescente;
- Possibilidade de uso complementar de outros combustíveis;
- Sistemas de vapor em fim de vida útil: alavancagem de recursos para os investimentos, tanto na agroindústria quanto na geração de energia;
- Projetos enquadráveis em co-geração, mesmo gerando vapor somente durante a safra;
- Custo competitivo;
- Possibilidade de comercializar eletricidade em baixa tensão (maior valor de venda), juntamente com a fração térmica (vapor e/ou frio) da co-geração;

- Liberação gradativa do mercado de energia. Tendência a alinhamento dos preços do mercado *spot* com o custo marginal de geração térmica ou mais, impulsionada pelo possível excesso de demanda em relação à oferta;
- Possibilidade de o mercado de energia atribuir maior valor à geração próxima às cargas (economias com custos de transmissão e distribuição e postergação de investimentos nestes segmentos);
- A crise de energia levou ao desenvolvimento de geradores termelétricos de baixa eficiência (ciclo aberto) e custo elevado. As hidrelétricas demandam pelo menos cinco anos de construção e exigem extensas linhas de transmissão; e,
- A geração com resíduos de cana apresenta vantagens competitivas quanto ao custo e prazo de implantação.

### **Sistema Elétrico**

- Contribui para mitigar possíveis crises de abastecimento de energia a curto e a médio prazos;
- Potenciais de co-geração mais próximos das cargas;
- Custo de energia independente de fatores externos (frio e calor nos EUA e Europa definem preço do gás);
- Desenvolvimento em prazo relativamente curto (2 a 3 anos);
- Aumento do fator de capacidade dos sistemas de transmissão;

- A safra de cana-de-açúcar na região Centro-Sul do Brasil coincide com o período seco do setor elétrico brasileiro, ou seja, o período em que geralmente não existe água disponível nos reservatórios das usinas hidrelétricas do sistema interligado brasileiro para suprimento da demanda;
- 70% da produção de cana-de-açúcar coincide com a região Sudeste, onde ocorre a maior demanda de energia elétrica do país; e,
- Contribui para estabilizar e melhorar o perfil de utilização do Sistema Básico de Transmissão.

### **Indústria de Equipamentos**

- Equipamentos podem ser produzidos na indústria brasileira;
- Volumes de encomendas mais importantes;
- Salto tecnológico aumentando competitividade a nível internacional; e,
- Possibilidade de adaptar a tecnologia a outros resíduos combustíveis (casca de arroz, madeira, etc.).

### **Concessionárias de Distribuição**

- Possibilidade de aumentar a geração própria;
- Reduz e/ou posterga custos operacionais e/ou de investimentos de subtransmissão e distribuição;
- Reduz perdas de subtransmissão e distribuição;

- Melhor qualidade da energia a nível regional/local; e,
- Possibilidade de exploração de novos nichos de mercado, com possibilidade de operar sistemas de co-geração junto aos consumidores, montar negócios em energia mais eficazes, dentre outros;

### **Agências Financeiras**

- Diversificação dos riscos de crédito (50 usinas sucro-alcooleiras x 20 MW, menor risco agregado do que 2 usinas hidrelétricas x 500 MW);
- Melhores chances de recomposição de dívidas passadas; e,
- Acesso a créditos especiais pela questão ambiental.

### **Consumidores de Energia Elétrica**

- Aumento de qualidade da energia local/regional, pois os riscos de interrupções são menores; e,
- Nova energia com custo mais baixo, especialmente acessíveis para consumidores livres.

### **Meio Ambiente e Sociedade em Geral**

- Global: reduz a emissão de gases de efeito estufa;
- Local: Possibilidade de eliminar queimadas (aproveitamento de palhas e pontas);
- Possibilidade de utilizar a vinhaça para a produção de biogás, combustível para a geração de energia elétrica;

- Os projetos de co-geração com resíduos de cana-de-açúcar podem habilitar-se a recursos de Fundos de Tecnologia Limpa;
- kWh mais intensivo em mão de obra do que o de origem hídrica ou de gás;
- Por ser um combustível nacional, torna o preço ao consumidor menos sensível a fatores externos e à política cambial; e,
- Oportunidade de expansão da capacidade de geração elétrica a custos potencialmente mais baixos do que os de outras opções.

Como perspectivas positivas, em linhas gerais, ainda podemos citar os seguintes fatores:

- A produtividade geral da atividade sucro-alcooleira tem crescido, em termos reais, entre 3% a.a. e 4% a.a. Esta tendência está longe de ser saturada, o que aumenta as perspectivas de maior disponibilidade de resíduos de processo, com custos decrescentes;
- A tecnologia de gaseificação de biomassa, já disponível para geração com cavacos de madeira e alguns resíduos, poderá, em médio prazo, multiplicar a produtividade de geração;
- As espécies de cana disponíveis foram selecionadas visando a produção de sacarose. Eventuais mudanças também podem aumentar a produtividade da biomassa e/ou estender o período de produção;
- As perspectivas de aumento da demanda de álcool combustível são concretas devido ao desenvolvimento das células combustíveis para automóveis e a tendência à universalização de limites decrescentes para emissão de gases;

- Aproveitamento da biomassa resultante da mecanização da colheita, cuja disponibilidade aumentará por imposições ambientais. Em termos energéticos, este material equivale aproximadamente ao bagaço produzido.

A seguir é apresentada uma tabela comparativa para se ter uma noção mais clara da viabilidade econômica da co-geração em relação a outras fontes de geração de energia elétrica.

**TABELA 2 – Comparação da co-geração com outras fontes de geração**

Elementos de Comparação		Hidrelétrica	Ciclo Combinado	Co-Geração
01	Custo da geração US\$/kW	1.100	700	1.200
02	Custo de transmissão US\$/kW	550	200	-
03	Custo de distribuição US\$/kW	400	400	-
04	Custo das instalações gerais US\$/kW	150	150	-
05	Custo total até medição consumidor US\$/kW	2.200	1.450	1.200
06	Perdas entre geração e consumidor (%)	18,6	10	-
07	Fator de carga das gerações (%)	70	80	90
08	Demanda disponível na ponta para US\$ 1000	0,37kW	0,62kW	0,83kW
09	Energia média disponível para US\$ 1000	0,26kW	0,5kW	0,75kW
10	Custo da energia até consumidor US\$/MWh durante amortização/após amortização	60/25	60/45	40/25
11	Tempo de retorno do capital (anos)	15	10	5
12	Tempo de implantação (anos)	10	2,5	1,5

Fonte: KOBLITZ, 1998.

Na visão do sistema monopolista, a geração distribuída seria uma concorrência a ser combatida, pois tirava a capacidade das concessionárias de produzir na escala que dava competitividade a geração central convencional. No sistema atual, isto nem sempre é verdadeiro.

Como desvantagens da co-geração podem ser citadas as seguintes:

- Maior complexidade no planejamento e na operação do sistema elétrico;
- Maior complexidade nos procedimentos e na realização de manutenções, inclusive nas medidas de segurança a serem tomadas;
- Maior complexidade administrativa, contratual e comercial;
- Maiores dificuldades de coordenação das atividades;
- Em certos casos, diminuição do fator de utilização das instalações das concessionárias de distribuição, o que tende a aumentar o preço médio de fornecimento das mesmas.

Para o produtor independente, a interligação à rede acarreta obviamente certa redução de autonomia, por não poder mais agir visando apenas a maximização do próprio benefício, nos casos em que possa ser prejudicado o benefício global de todos os usuários.

## **2.10. BARREIRAS E DIFICULDADES PARA SE DESENVOLVER ESTE TIPO DE FONTE DE GERAÇÃO DE ENERGIA**

As dificuldades para desenvolver plenamente o potencial de co-geração com resíduos de cana-de-açúcar são as inerentes a qualquer grande transformação de mercado onde, mesmo que os sinais sejam claros, é preciso vencer a inércia e a resistência naturais para assumir riscos de um novo negócio.

No caso, há os problemas adicionais de que alguns sinais de mercado ainda não estão suficientemente claros para os não especialistas, a nova estrutura/regulação do setor de energia elétrica ainda é objeto de interpretações distintas, sob a influência de conceitos do modelo monopolista e centralizado do passado. [INEE, 2001 (a)]

A seguir são relacionadas algumas barreiras e dificuldades que podem impedir o desenvolvimento em grande escala da co-geração de energia elétrica com bagaço de cana-de-açúcar.

### **Dificuldades Culturais**

- O setor de cana ainda é visto pelos planejadores do setor energético como sendo sazonal, não obstante as reais possibilidades de geração anual;
- Planejamento e decisões ainda influenciados por visão histórica centralizante;
- Dificuldades da transição do monopólio estatal para o mercado competitivo (geração e comercialização) e privado; e,
- Dificuldade para perceber o papel das novas termelétricas em um sistema de base hidrelétrica.

### Setor Sucro-alcooleiro

- Falta de tradição e riscos inerentes a um novo negócio;
- Irreversibilidade da decisão: uma vez definida a pressão da caldeira, o empreendimento provavelmente terá que conviver com a solução por 20 ou mais anos;
- Por outro lado, o negócio do álcool combustível teve experiências negativas, pois iniciou com a hipótese (universalmente aceita na época) de que o preço do petróleo iria subir indefinidamente. A política cambial seguida até a desvalorização do real foi também particularmente difícil, pois o álcool teve que competir com a gasolina importada subsidiada pelo câmbio. Assim, é preciso examinar o novo negócio em um ambiente mais robusto;
- Descapitalização de muitas empresas após anos de uma política cambial que afetou os preços dos produtos tradicionais;
- Investimento elevado em uma nova atividade na qual não tem tradição;
- Dificuldade de assimilação de atividade anual a partir de uma cultura de atuação sazonal;
- Mercado de energia em início de operação/regras em evolução/implantação;
- Desenvolvimento do novo negócio com variados caminhos;
- Quanto ao mercado;
- Suprimento (Mercado Atacadista): venda através de contratos de longo prazo (PPA) ou de curto prazo firmado com concessionária de distribuição (local ou outra) ou agente comercializador, ou, sem contrato, através do MAE (mercado *spot*);

- Fornecimento: venda direta ao consumidor final (consumidor livre ou a qualquer consumidor, esta somente quando associada à venda de calor ou frio);
- Opção de venda a risco: integralmente no mercado *spot*, atuando como uma *merchant plant*;
- Associação com terceiros, fórmula bastante usada;
- Acordo operacional entre produtores para garantir a energia assegurada;
- Descapitalização por longo período da política cambial que valorizou o real; e,
- Necessidade de comprometer-se contratualmente com valor definido de geração assegurada, requerendo, em contrapartida, a segurança de suprimento dos combustíveis. Em caso de falta de resíduos, teria que assumir o risco de complementar-se através da compra de energia no mercado *spot* ou de outro combustível, provavelmente mais caro.

### **Setor Industrial**

- Riscos de investir em equipamentos para o salto tecnológico;
- Incertezas do mercado; e,
- Falta de tradição da indústria para altas pressões (superior a 80 bar);

### **Outros Fatores**

- Operação de termelétricas em um sistema predominantemente hidrelétrico;
- Tarifas de suprimento subsidiadas até 2003, enviando sinais distorcidos ou mecanismos estranhos ao modelo;

- Mecanismos de incentivo à redução das emissões de gases de efeito estufa ainda incipientes;
- Falta de coerência entre modelos dos setores de gás e de energia elétrica (ex.: monopólio do transporte de gás x livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica);
- Incertezas quanto ao preço do gás natural, principal formador de custo;
- Capacidade de endividamento do setor sucro-alcooleiro tradicional; e,
- A larga experiência do país em hidrelétricas levou à criação de fortes grupos de influência para estabelecer incentivos especiais às Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, que as tornam mais competitivas (isenção dos custos de transmissão e inclusão no MRE – Mecanismo de Realocação de Energia).

## Capítulo 3

**Avaliação dos Resultados  
Financeiros e Riscos Associados  
de uma típica Usina de co-  
geração sucro-alcooleira**

### 3.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

O objetivo principal desta avaliação é avaliar o retorno financeiro de uma típica usina de co-geração sucro-alcooleira, inserida no submercado sudeste. Pretende-se, ainda, avaliar os riscos associados aos valores esperados deste retorno, dado as incertezas quanto aos preços do MAE, uma vez que estes preços afetam o fluxo de caixa do empreendimento, por variações no lucro. Nesta avaliação também é analisada a variação do montante contratado bilateralmente e do montante exposto ao preço do MAE. Por fim, procura-se dimensionar as reservas financeiras necessárias para a mitigação dos riscos associados aos valores esperados do retorno.

Para efetuar as análises de atratividade financeira em projetos de geração de energia elétrica, um investidor ou analista de política energética pode usar uma variedade de indicadores. A escolha depende do propósito da análise, porém os indicadores econômicos mais freqüentemente utilizados são o Valor Presente Líquido – VPL e a Taxa Interna de Retorno – TIR.

Para calcular estes indicadores é adotado um modelo de fluxo de caixa onde são levados em conta 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, as deduções dos impostos, dentre outros.

Os projetos de geração termoeletrica apresentam características peculiares e conhecer a influência destas sobre a economicidade do projeto é fundamental para proporcionar uma análise econômica satisfatória. A equação econômica da oferta de energia elétrica de origem termoeletrica 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. A seguir são relacionados alguns pontos em que se pode ter uma melhora na economicidade de um projeto.

### **Redução dos 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.

### **Redução dos 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 fluxo de caixa 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.

### **Redução do custo de combustível**

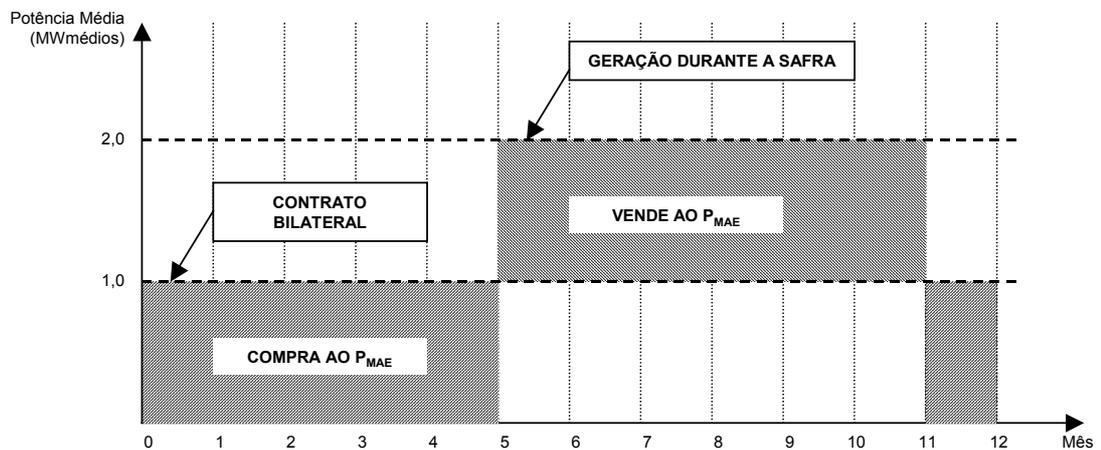
Na realidade deve-se reduzir os custos operacionais, considerando também o custo do combustível que, para alguns tipos de usinas térmicas é a parte mais relevante destes custos.

### 3.2. HIPÓTESES ADOTADAS

Nesta análise são consideradas as seguintes hipóteses:

- Potência instalada de 2,2 MW, que gera 2,0 MWmédios no período de safra, considerado de junho a novembro, inclusive. Assim, considerando o ano completo a usina gera 1,0 MWmédio. A Figura 8 a seguir ilustra estes montantes, bem como as compras e vendas no MAE, caso seja contratado 1,0 MWmédio bilateralmente;

**FIGURA 8** – Energia média gerada pela usina e montantes de compra e venda no MAE



- A usina gera no período de safra (quando a média do preço do MAE é mais alta no Sudeste) e compra do mercado ao preço do MAE no período de entressafra (quando a média do preço do MAE é mais baixa no Sudeste) para cumprir um contrato de venda da energia;
- Não foi considerada energia para consumo próprio da usina. Toda a energia gerada é destinada à comercialização;
- A venda pode ser feita através de um contrato bilateral da geração média anual da usina, ou com combinações de contrato bilateral menor e vendas no MAE, ou até mesmo sem contratos bilaterais e total exposição ao preço do MAE;

- Utilizou-se a atual regra de formação de preços do MAE;

Foram realizadas duas abordagens para estas avaliações: a primeira em que é estudado um empreendimento durante toda a sua vida útil, considerando inclusive os investimentos iniciais, e a segunda em que é estudado um empreendimento durante apenas um ano, desconsiderando os investimentos, ou seja, supõem-se que os investimentos necessários já foram realizados e deseja-se decidir qual a melhor forma de contratar a energia para determinado ano.

Para cada uma das abordagens, apresentadas nos itens seguintes, foram realizadas três simulações dos resultados, considerando diferentes montantes de energia contratados bilateralmente, conforme se pode verificar na Tabela 3 a seguir.

**TABELA 3 –** Variação dos montantes de energia contratados bilateralmente

<b>Total de energia gerado (Safrá)</b> <b>(MWmédio)</b>	<b>Venda em Contrato Bilateral</b> <b>(MWmédio)</b>	<b>Venda ao preço do MAE (Safrá)</b> <b>(MWmédio)</b>	<b>Compra ao preço do MAE (Entressafrá)</b> <b>(MWmédio)</b>
2,00	1,00	1,00	1,00
2,00	0,50	1,50	0,50
2,00	0,00	2,00	0,00

O objetivo principal deste estudo é avaliar os resultados financeiros e os riscos associados à usina, função da forma de comercialização da energia gerada. Portanto, neste estudo não é realizado nenhum tipo de análise comparativa entre diferentes tecnologias para co-geração de energia elétrica com bagaço de cana-de-açúcar.

### **3.3. AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS FINANCEIROS E RISCOS ASSOCIADOS**

#### **3.3.1. Considerando toda a vida útil da usina**

A seguir são apresentados os dados de entrada utilizados na avaliação econômico-financeira da usina, como se dão as operações no MAE e, os valores esperados dos resultados, os riscos associados e o dimensionamento de reservas financeiras para mitigação destes riscos.

##### **3.3.1.1. Dados de entrada para a avaliação econômico-financeira da usina em estudo**

Na Tabela 4 a seguir são apresentados os dados utilizados para a avaliação econômico-financeira da usina em estudo.

**TABELA 4** – Dados utilizados para a avaliação econômico-financeira da usina durante toda sua vida útil

<b>Parâmetros</b>	<b>Valores adotados</b>
Ano de início do estudo	2002
Taxa de desconto do fluxo de caixa	12% a.a.
Período de estudo	20 anos*
Encargos e impostos:	
• PIS/COFINS	3,65%
• Contribuição Social	8%
• Imposto de Renda	15% a.a. (lucro anual até R\$ 240.000,00) 25% a.a. (lucro anual acima de R\$ 240.000,00)
• Taxa da ANEEL	0,5%
• Outros	1,0%
Depreciação (para fins de tributação):	
• Percentual de Obras Civis	20%
• Percentual de Equipamentos	80%
• Taxa de depreciação de Obras Civis	1/35
• Taxa de depreciação de Equipamentos	1/20
Taxa de Comercialização sobre o Preço de Venda da Energia	2%
Energia contratada bilateralmente	100%, 50% e 0% da energia média anual
Fator de capacidade das usinas	0,90 (durante 6 meses)
Fator de disponibilidade associado ao período de safra	1,00**
Equity	30%
Financiamento:	
• Taxa de juros	12%a.a.
Encargo de uso e conexão ao sistema de Transmissão e Distribuição	R\$ 4,00/MWh
Custo de Operação e Manutenção	R\$ 15,00/MWh*** (~US\$ 5,00/MWh)
Custo de Investimento	R\$ 1.500,00/kW (~US\$ 500,00/kW)
Preço de Venda da Energia em contrato bilateral	R\$ 110,46/MWh****

\* Considerando que a vida útil deste tipo de usina é de aproximadamente 20 anos.

\*\* O período de safra pode ser considerado como de 180 dias por ano, aproximadamente de junho a novembro, inclusive. Mas neste período há uma certa probabilidade de não gerar, por conta de chuvas prolongadas, por exemplo, o que reduziria a disponibilidade. Neste estudo optou-se por desconsiderar este fator.

\*\*\* Adotado o valor médio de usinas térmicas, exceto o custo de combustível. Considerou-se nulo o custo de combustível.

\*\*\*\* Este valor representa 80% da tarifa média nacional de fornecimento de energia elétrica ao consumidor final (R\$ 138,08/MWh), que é o piso para remuneração da energia segundo o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica).

### 3.3.1.2. Operações no MAE

O fluxo de caixa utilizado para o estudo tem base anual, porém a vantagem ou desvantagem da operação (compra ou venda) de energia de uma usina de co-geração do setor sucro-alcooleiro no MAE, é percebida trabalhando-se com dados mensais.

Assim, utiliza-se a série de preços mensais do MAE, para as compras e vendas de energia. O resultado da operação no MAE, durante um ano, é acrescido ao resultado de venda em contrato bilateral, ano a ano.

A série de preços do MAE utilizada foi simulada com o modelo NEWAVE, com os dados de julho de 2002<sup>13</sup>. Adotou-se o ano de 2006, o último da simulação, como representativo de todo o horizonte de estudo (20 anos).

Na Tabela 5 a seguir são apresentados os valores esperados mensais dos 2000 cenários de preços do MAE.

**TABELA 5** – Valores esperados mensais de 2000 cenários de preços do MAE (R\$/MWh)

Período de Entressafra					Período de Safra						
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
62,26	55,15	65,66	90,66	95,15	110,09	98,16	102,35	103,10	111,15	116,89	69,39

Média do período de safra: R\$ 106,96/MWh

Média do período de entressafra: R\$ 73,04/MWh

Média total do ano: R\$ 90,00/MWh (~US\$ 30,00/MWh)

Simulando-se as operações de compra e venda mensais no MAE são obtidos os resultados de valores esperados anuais da operação no MAE, ou seja, verifica-se se o saldo das

<sup>13</sup> Conforme Programa Mensal de Operação de julho/2002, divulgado pelo ONS e arquivos de entrada do NEWAVE publicados pelo MAE. Foi realizado um ajuste na série de preços, de modo que o valor esperado de preços do MAE, para o ano de 2006, fosse igual a R\$ 90,00 / MWh (~US\$ 30,00 / MWh)

vendas nos meses de safra menos as compras nos meses de entressafra é positivo ou negativo. Os resultados destas operações são apresentados na Tabela 6 a seguir.

**TABELA 6** – Resultados de valores esperados anuais da operação no MAE

<b>Venda em Contrato Bilateral</b>	<b>Venda ao preço do MAE (Safra)</b>	<b>Compra ao preço do MAE (Entressafra)</b>	<b>Resultado Anual da operação no MAE</b>
<b>(MWmédio)</b>	<b>(MWmédio)</b>	<b>(MWmédio)</b>	<b>(R\$/MWh)</b>
1,00	1,00	1,00	+ 16,96
0,50	1,50	0,50	+ 61,96
0,00	2,00	0,00	+ 106,96

Como se pode observar os resultados são positivos, o que indica que as operações no MAE nestas condições são vantajosas do ponto de vista do retorno, porém aqui não estão considerados os riscos envolvidos.

### 3.3.1.3. Cálculo de valores esperados de resultados

Utilizando os valores médios de resultado anual da operação no MAE para a simulação dos fluxos de caixa, conforme apresentado na Tabela 6, obtém-se os valores apresentados na Tabela 7 a seguir.

**TABELA 7** – Valores presente líquidos, com operações no MAE

<b>Venda em Contrato Bilateral</b>	<b>Venda ao preço do MAE (Safra)</b>	<b>Compra ao preço do MAE (Entressafra)</b>	<b>Valor Presente Líquido – VPL</b>
<b>(MWmédio)</b>	<b>(MWmédio)</b>	<b>(MWmédio)</b>	<b>(R\$)</b>
1,00	1,00	1,00	1.872.370,44
0,50	1,50	0,50	1.494.788,45
0,00	2,00	0,00	1.117.206,46

Supondo-se que a usina tenha capacidade de armazenar o combustível durante o período de safra, de modo a conseguir uma geração média constante ao longo do ano de 1,00 MWmédio, evitando assim operações no MAE, o resultado seria o apresentado na Tabela 8 a seguir.

**TABELA 8** – Valor presente líquido, sem operações no MAE

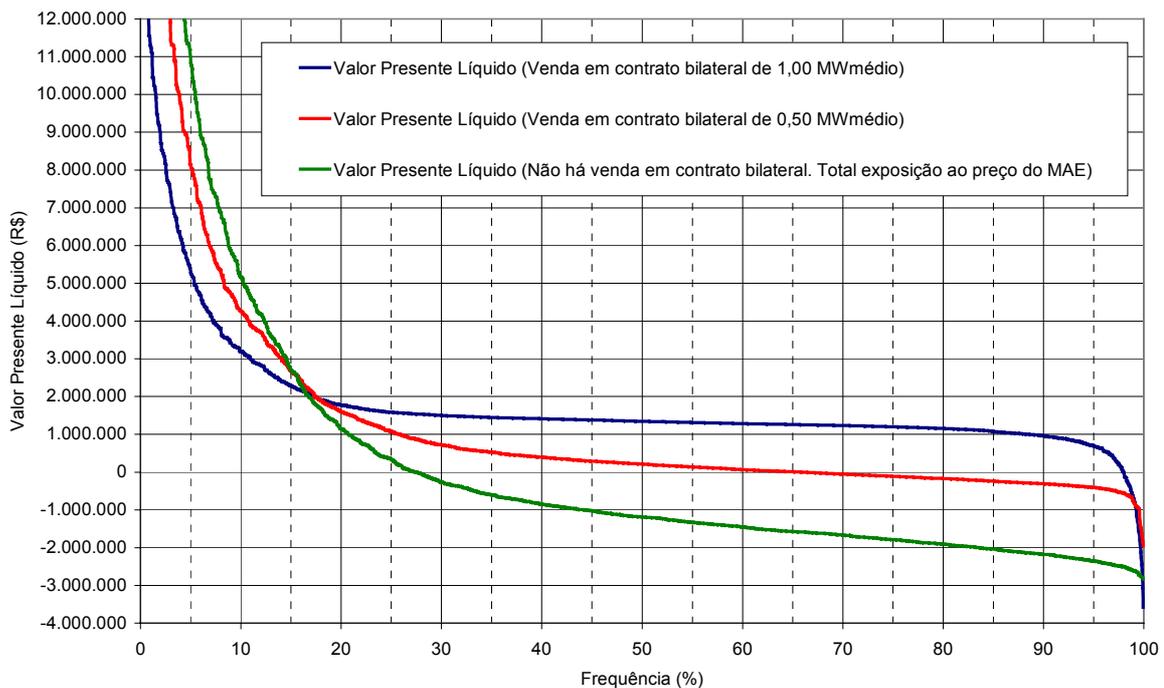
Venda em Contrato Bilateral (MWmédio)	Venda ao preço do MAE (Saфра) (MWmédio)	Compra ao preço do MAE (Entressaфра) (MWmédio)	Valor Presente Líquido – VPL (R\$)
1,00	0,00	0,00	1.246.388,96

### 3.3.1.4. Avaliação do risco associado aos valores esperados dos resultados

O objetivo deste item é avaliar qual o risco associado ao utilizar o valor esperado do preço do MAE nos estudos de retorno financeiro.

Para isso foram criados cenários de preço do MAE. Como se dispunha de uma série de 2000 valores anuais, foram criados 1981 cenários de 20 anos cada (1981=2000-20+1), estes correspondentes ao período de estudo.

Cada um destes cenários de preços do MAE foi simulado no fluxo de caixa e foi obtido o seu valor presente líquido (VPL). Na Figura 9 a seguir são apresentadas as curvas de frequência do VPL para as três hipóteses de comercialização.

**FIGURA 9** – Curva de Frequência do Valor Presente Líquido

### **3.3.1.5. Dimensionamento de reservas financeiras para a mitigação do risco associado aos valores esperados**

A mínima reserva financeira é a necessária para, em cada possível cenário de preço de curto prazo, haver a garantia de que não será necessário nenhum empréstimo financeiro pelo empreendimento durante o período de estudo, para suprir os períodos desfavoráveis (custo da usina superior ao preço de venda).

A metodologia de dimensionamento da reserva financeira é descrita a seguir.

Para cada cenário (20 anos) de preços de curto prazo é simulado o fluxo de caixa do empreendimento, obtendo-se os valores correntes (futuros) de resultado operacional ano a ano do período de estudo.

Caso o resultado do primeiro ano seja positivo, este irá para uma aplicação financeira que paga uma taxa de aplicação – TA (neste caso considerada igual a 12% a.a.), e caso o resultado seja negativo, o valor correspondente será emprestado de uma instituição financeira a uma taxa de empréstimo – TE (neste caso considerada igual a 18% a.a.).

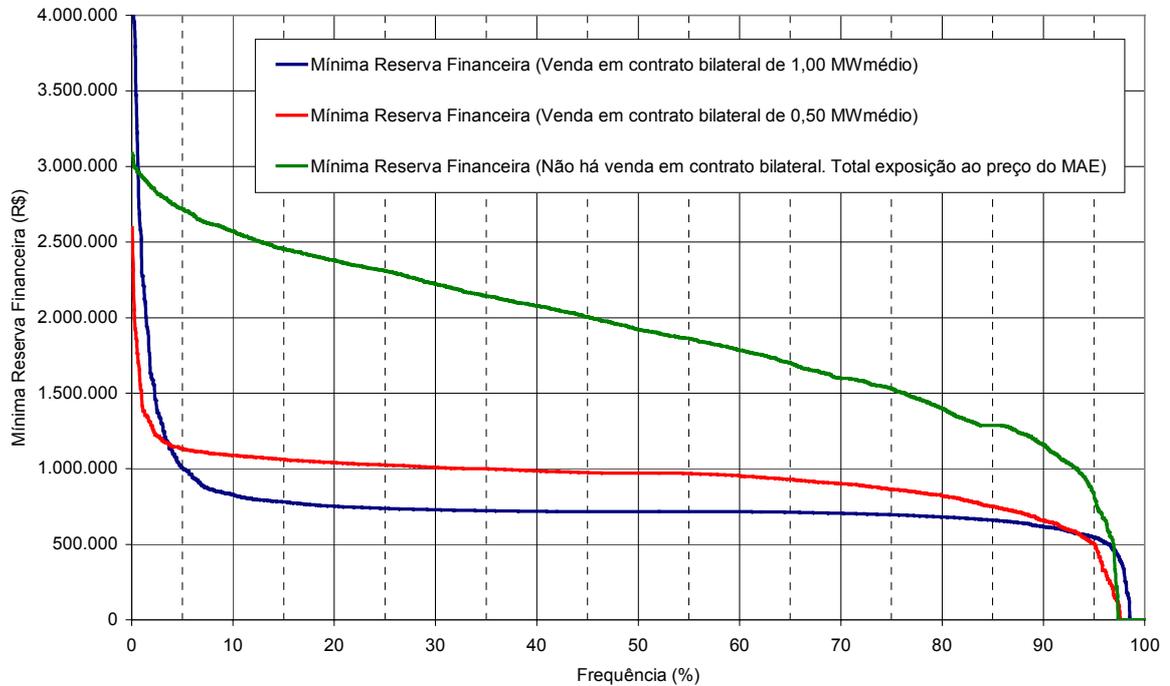
Assim, ao longo do período de estudo, os resultados são acumulados ano a ano, obtendo-se uma reserva financeira acumulada.

O que não se deseja é que esta reserva financeira acumulada seja negativa ao longo do período de estudo ou, em outras palavras, deseja-se evitar que ocorram empréstimos para bancar períodos desfavoráveis ao empreendimento.

Assim, o próximo passo é através de processo iterativo, verificar qual o valor de mínima reserva inicial, para que não ocorram valores negativos na reserva financeira acumulada.

Este procedimento é repetido para todos os cenários o que permite construir a curva de frequência da mínima reserva financeira, conforme apresentado na Figura 10 a seguir.

**FIGURA 10 – Curva de Frequência da Mínima Reserva Financeira**



Observe-se que nestes valores estão refletidos todos os custos do empreendimento, ou seja, custos de amortização do financiamento, custos de operação e manutenção, etc, além das operações no MAE.

### **3.3.2. Considerando ano a ano**

Neste caso são desconsiderados os custos de investimentos, ou seja, supõem-se que os investimentos necessários já foram realizados e deseja-se decidir qual a melhor forma de contratar a energia para um ano, por exemplo, o próximo ano.

A seguir são apresentados os dados de entrada adotados para realizar a avaliação econômico-financeira da usina, como se dão as operações no MAE e, os valores esperados dos resultados, os riscos associados e o dimensionamento de reservas financeiras para mitigação destes riscos.

#### **3.3.2.1. Dados de entrada para a avaliação econômico-financeira da usina em estudo**

Na Tabela 9 a seguir são apresentados os dados de entrada utilizados para a avaliação econômico-financeira da usina em estudo.

**TABELA 9** – Dados utilizados para a avaliação econômico-financeira da usina considerando ano a ano

Parâmetros	Valores Adotados
Taxa de desconto do fluxo de caixa	12% a.a.
Encargos e impostos:	
• PIS/COFINS	3,65%
• Contribuição Social	8%
• Imposto de Renda	15% a.a. (lucro mensal até R\$ 20.000,00) 25% a.a. (lucro mensal acima de R\$ 20.000,00)
• Taxa da ANEEL	0,5%
• Outros	1,0%
Taxa de Comercialização sobre o Preço de Venda da Energia	2%
Energia contratada bilateralmente	100%, 50% e 0% da energia média anual
Fator de capacidade das usinas	0,90 (durante 6 meses)
Fator de disponibilidade associado ao período de safra	1,00*
Encargo de uso e conexão ao sistema de Transmissão e Distribuição	R\$ 4,00/MWh
Custo de Operação e Manutenção	R\$ 15,00/MWh** (~US\$ 5,00 / MWh)
Preço de Venda da Energia em contrato bilateral	R\$ 110,46/MWh***

\* O período de safra pode ser considerado como de 180 dias por ano, aproximadamente de junho a novembro, inclusive. Mas neste período há uma certa probabilidade de não gerar, por conta de chuvas prolongadas, por exemplo, o que reduziria a disponibilidade. Neste estudo optou-se por desconsiderar este fator.

\*\* Adotado o valor médio de usinas térmicas, exceto o custo de combustível. Considerou-se nulo o custo de combustível.

\*\*\* Este valor representa 80% da tarifa média nacional de fornecimento de energia elétrica ao consumidor final (R\$ 138,08/MWh), que é o piso para remuneração da energia segundo o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica).

### 3.3.2.2. Operações no MAE

A série de preços do MAE utilizada foi simulada com o modelo NEWAVE, com os dados de julho de 2002<sup>14</sup>.

Na Tabela 10 a seguir são apresentados os valores esperados mensais dos 2000 cenários de preços do MAE.

<sup>14</sup> Conforme Programa Mensal de Operação de julho/2002, divulgado pelo ONS e arquivos de entrada do NEWAVE publicados pelo MAE. Neste caso foi realizado um ajuste na série de preços, de modo que o valor

**TABELA 10** – Valores esperados mensais de 2000 cenários de preços do MAE para 2003  
(R\$/MWh)

Período de Entressafra					Período de Safra						
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
22,34	19,68	21,53	21,72	27,67	26,50	29,30	34,80	40,24	36,88	26,89	19,23

Média do período de safra: R\$ 27,23/MWh

Média do período de entressafra: R\$ 22,03/MWh

Média total do ano: R\$ 27,23/MWh

Simulando-se as operações de compra e venda mensais no MAE são obtidos os resultados de valores esperados anuais da operação no MAE, conforme apresentado na Tabela 11 a seguir.

**TABELA 11** – Resultados de valores esperados anuais da operação no MAE para 2003

Venda em Contrato Bilateral (MWmédio)	Venda ao preço do MAE (Safra) (MWmédio)	Compra ao preço do MAE (Entressafra) (MWmédio)	Resultado Anual da operação no MAE (R\$/MWh)
1,00	1,00	1,00	+ 5,20
0,50	1,50	0,50	+ 18,82
0,00	2,00	0,00	+ 32,43

### 3.3.2.3. Cálculo de valores esperados de resultados

Utilizando os valores médios de resultado anual da operação no MAE para a simulação dos fluxos de caixa, conforme apresentado na Tabela 11, obtém-se os valores apresentados na Tabela 12 a seguir.

---

esperado de preços do MAE para os três últimos anos da simulação (2004, 2005 e 2006) fosse igual a R\$ 90,00/MWh (~US\$30,00/MWh). Ou seja, para os anos de 2002 e 2003 não foi efetuado nenhum ajuste.

**TABELA 12** – Valores esperados presente da receita líquida para 2003, com operações no MAE

<b>Venda em Contrato Bilateral (MWmédio)</b>	<b>Venda ao preço do MAE (Saфра) (MWmédio)</b>	<b>Compra ao preço do MAE (Entressaфра) (MWmédio)</b>	<b>Valor Presente Líquido – VPL (R\$)</b>
1,00	1,00	1,00	516.365,49
0,50	1,50	0,50	296.897,05
0,00	2,00	0,00	32.021,96

Supondo-se que a usina tenha capacidade de armazenar o combustível durante o período de saфра, de modo a conseguir uma geração média constante ao longo do ano de 1,00 MWmédio, evitando assim operações no MAE, o resultado seria o apresentado na Tabela 13 a seguir.

**TABELA 13** – Valor esperado presente da receita líquida para 2003, sem operações no MAE

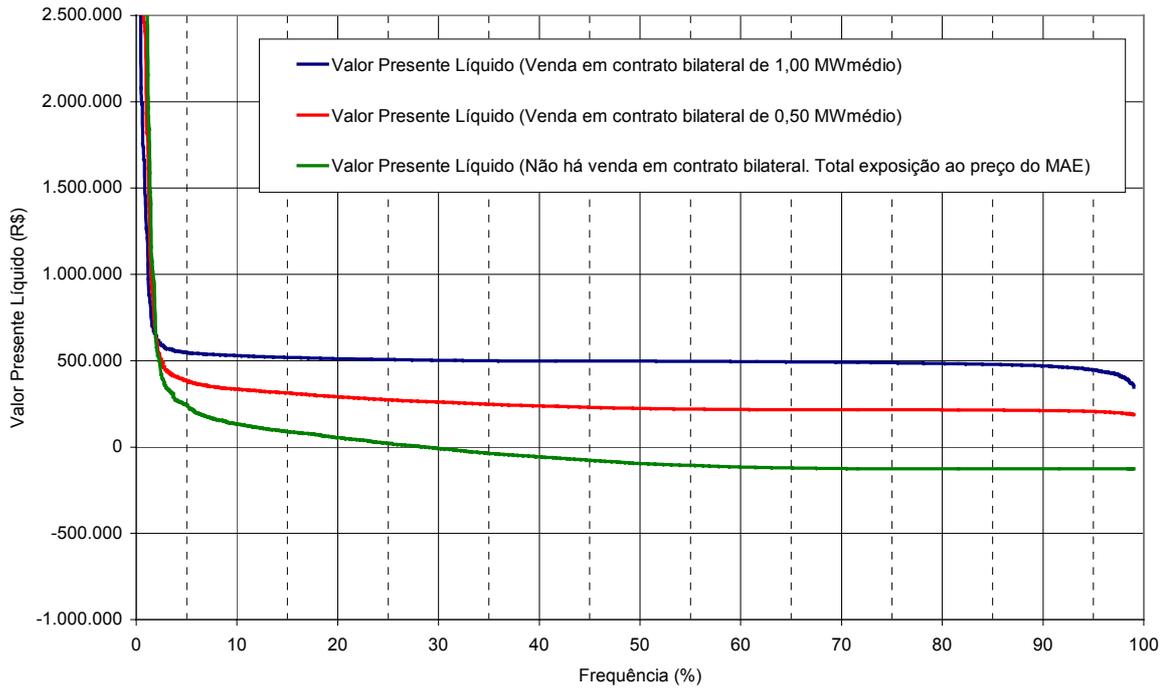
<b>Venda em Contrato Bilateral (MWmédio)</b>	<b>Venda ao preço do MAE (Saфра) (MWmédio)</b>	<b>Compra ao preço do MAE (Entressaфра) (MWmédio)</b>	<b>Valor Presente Líquido – VPL (R\$)</b>
1,00	0,00	0,00	497.845,59

#### **3.3.2.4. Avaliação do risco associado aos valores esperados dos resultados e dimensionamento de reservas financeiras para mitigação deste risco**

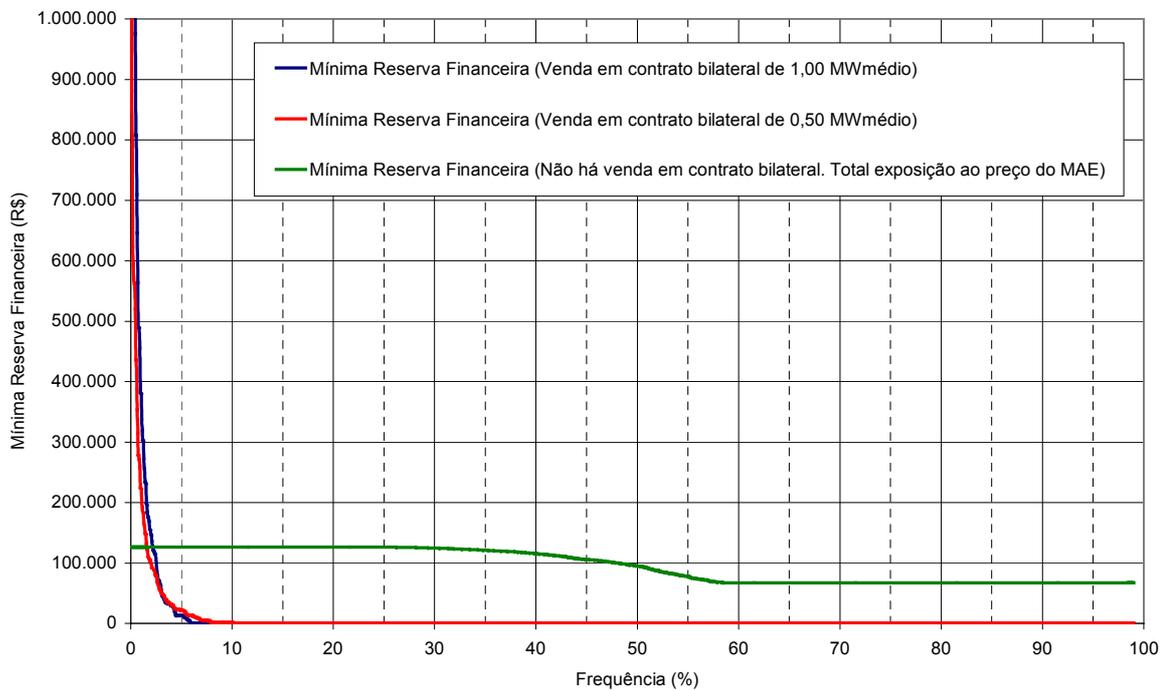
A seguir são apresentadas as Figuras 11 e 12, com as curvas de frequência do valor presente da receita líquida e curva de frequência da mínima reserva financeira, para o ano de 2003.

A lógica é a mesma que para a abordagem anterior deste estudo (itens 3.3.1.4. e 3.3.1.5.), porém aqui foram utilizadas diretamente as séries de 2000 valores mensais, não sendo criados cenários de 20 anos.

**FIGURA 11 – Curva de Frequência do Valor Presente da Receita Líquida para 2003**



**FIGURA 12 – Curva de Frequência da Mínima Reserva Financeira para 2003**



Da mesma forma como foram obtidos os gráficos para o ano 2003, representados pelas Figuras 11 e 12, poderiam ser obtidos da mesma forma gráficos para os anos 2004, 2005 e 2006.

## Capítulo 4

# Conclusões e Recomendações

A geração termelétrica implica necessariamente a produção de calor residual, que pode ser aproveitado, ainda que parcialmente, através da co-geração. Essa tecnologia consiste da produção simultânea e seqüencial de calor de processo e potência mecânica e/ou elétrica. Além de opção importante de geração distribuída de energia elétrica, a co-geração é uma forma de racionalização do uso de recursos naturais e de redução de impactos sócio-ambientais negativos, particularmente em decorrência da emissão de gases de efeito estufa. [ANEEL, 2002]

No setor sucro-alcooleiro as perspectivas de disponibilidade adicional de biomassa além do bagaço de cana são bastante promissoras. 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. 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. Atualmente os investidores em geração proveniente de biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas no Brasil estão bastante ansiosos pela definição dos rumos do PROINFA, programa instituído pelo Governo Federal para o desenvolvimento da geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas.

As soluções de geração distribuída podem ser implantadas rapidamente e de forma mais gradual, por exemplo, permitindo reduzir a ociosidade do sistema. No caso específico do Brasil, a melhor rentabilização do bagaço de cana significará um grande impulso econômico ao Proálcool, em virtude do rateio de custos entre a produção de álcool e de eletricidade.

Neste trabalho, de acordo com as hipóteses adotadas e simulações realizadas, com o objetivo de avaliar o retorno financeiro de uma típica usina de co-geração sucro-alcooleira inserida no submercado sudeste e os riscos associados aos valores esperados de retorno, além de dimensionar as reservas financeiras necessárias para a mitigação dos riscos, função do montante de energia contratado bilateralmente e do montante exposto ao preço do MAE, temos as seguintes conclusões:

- A primeira abordagem, em que é considerada toda a vida útil do empreendimento, mostra que quanto maior a contratação bilateral, menor são os riscos e, conseqüentemente, menor são os montantes necessários para a mínima reserva financeira. Considerando a contratação de toda a energia assegurada o risco de que o VPL seja negativo é de 2,5% e, a reserva financeira mínima é da ordem de R\$ 1 milhão/MWmédio, para 95% de probabilidade de sucesso; considerando a contratação de 50% da energia assegurada o risco aumenta para 30% e a reserva financeira mínima para R\$ 1,15 milhão/MWmédio, também para 95% de probabilidade de sucesso; e, considerando a exposição total ao preço do MAE o risco se eleva para 73% e a reserva financeira mínima para R\$ 2,75 milhão/MWmédio, para 95% de probabilidade de sucesso. Para efeito de comparação, o investimento necessário para implantação da usina, considerado neste trabalho, é de R\$ 3,30 milhão/MWmédio;
- A segunda abordagem, em que é considerado os resultados do empreendimento ano a ano, mostra que é vantajoso a venda em contrato bilateral de 1,00 MWmédio para o ano 2003, pois os valores esperados do preço do MAE são baixos. Caso os valores esperados do preço do MAE fossem mais altos, como é o caso para os anos 2004 a 2006, em que os preços do MAE foram ajustados para convergir para US\$ 30,00/MWh, esta conclusão não seria tão óbvia. Assim, parece razoável não fazer contratações de longo prazo, pois se

o preço do MAE variar muito pode ser mais vantajoso alterar a estratégia, portanto contratos anuais podem ser o ideal;

As recomendações em relação a este estudo são as seguintes:

- Realizar para os anos 2004, 2005 e 2006 as mesmas análises efetuadas para o ano 2003 na segunda abordagem;
- Efetuar análises de sensibilidade variando, principalmente, o preço de venda da energia. Neste trabalho foi considerado o preço do PROINFA, cujo piso corresponde a 80% da tarifa média nacional de fornecimento de energia elétrica ao consumidor final;
- A potência e energia produzidas pelas usinas de cana dependem da eficiência de transformação dos resíduos e do estágio atual dos equipamentos da indústria. Dentro deste contexto e de acordo com a abordagem deste trabalho, seria muito interessante realizar estudos comparativos com as diferentes tecnologias disponíveis para co-geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana-de-açúcar, considerando ainda a operação da usina (somente durante a safra ou durante o ano todo) e o aproveitamento de pontas e palha da cana que hoje são queimados no campo. Esta é uma excelente sugestão que pode ser perfeitamente desenvolvida em uma dissertação de mestrado;
- Adotar nas avaliações intervalos menores para contratação bilateral. Neste estudo foram adotadas três hipóteses (venda de 100% e 50% da energia assegurada por meio de contratos bilaterais e, total exposição ao preço do MAE);
- Atentar para as mudanças que provavelmente irão ocorrer no Setor Elétrico Brasileiro, pois atualmente se encontram em discussão, principalmente em relação à formação de

preços, pois esta é uma variável fundamental na avaliação do retorno financeiro e de riscos associados à comercialização;

A questão da cobertura dos riscos envolvidos na comercialização de energia, neste caso das usinas de co-geração do setor sucro-alcooleiro, é uma questão fundamental a ser solucionada para a viabilização de negócios relacionados a estas fontes de geração.

O setor sucro-alcooleiro no Brasil é bastante heterogêneo. Existem empresários descompromissados com a modernização do setor e o aumento da eficiência da produção em seus vários aspectos, mas também existem outros que têm suficiente espírito empreendedor a ponto de permitir o enfrentamento de riscos se existirem garantias mínimas de viabilização de bons negócios.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2002.
2. ANGELO, Claudio. BNDES tenta lançar mercado de carbono. **Folha de São Paulo**. São Paulo, 11 dez. 2002.
3. BRASIL. Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, dá nova redação às Leis 9.427 de 26.12.1996, 9.648 de 27.05.1998, 3.890-A de 25.04.1961, 5.655 de 20.05.1971, 5.899 de 05.07.1973, 9.991 de 24.07.2000, prorroga o prazo para entrada em operação das Usinas enquadradas no Programa Prioritário de Termelétricidade e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, 29 abril 2002.
4. CAMPOS, Roberto de Moura. O potencial e a viabilidade econômica da geração de excedentes de energia a partir do bagaço de cana-de-açúcar. **Revista Brasileira de Energia**, Rio de Janeiro, volume 1, n.º 03, 1990.
5. CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA – CENBIO. **Cana-de-açúcar no Brasil**. Disponível em: <[http://infoener.iee.usp.br/scripts/biomassa/br\\_cana.asp](http://infoener.iee.usp.br/scripts/biomassa/br_cana.asp)> Acesso em 18 mar 2003.
6. CHEMICAL ENGINEERING. **All Fired about Cogeneration**. Jan 1992.
7. CLEMENTE, Leonardo. **Seleção da Potência Instalada Ótima de PCHs no Contexto de Mercados Competitivos**. Curitiba, 2001. 270 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) - Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.
8. COMITÊ COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS – CCPE. **Plano decenal de expansão 2000/2009**. Brasília, 2000.
9. CORREA NETO, Vicente; TOLMASQUIM, Maurício T. Avaliação Econômica da Cogeração em ciclo combinado com gaseificação de biomassa e gás natural no setor sucroalcooleiro. **Revista Brasileira de Energia**, Rio de Janeiro, volume 8, n.º 02, junho de 2001.
10. COSTA, Edson A. da. Usina da Pedra vende para CPFL energia gerada por bagaço. **Gazeta Mercantil**. São Paulo, 4 mar. 2002. B16.
11. CUNHA, F. **Co-Geração e Ciclos Combinados**. Rio de Janeiro: CEFET/RJ, 1 ed., 2000.

12. CURSO de Pós-Graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica – CPOC. **Material Didático da Disciplina Centrais de Geração**. Curitiba: CEHPAR/LACTEC – UFPR, 2001.
13. ÉBOLI, Carla. Novos players aquecem mercado mundial de créditos de carbono. **Gazeta Mercantil**. São Paulo, 21 nov. 2002. C6.
14. FEIL, Alex S. **Critérios para Tomada de Decisão em Investimentos de Geração em Ambientes Competitivos**. Curitiba, 1999. 102 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) - Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.
15. GUIMARÃES, Edison Tito. Sistemas de Cogeração. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE CO-GERAÇÃO E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, 1998. **Anais...** Rio de Janeiro: INEE, 1998. CD-ROM.
16. HOLLANDA, Jayme B. de. Decidindo pela Geração Distribuída – Uma Aplicação do Método PHA para Decisões. **Fórum de Cogeração e Geração Distribuída**, Piracicaba, jun. 2002.
17. HOLLANDA, Jayme B. de. Prioridade no papel. **Canal Energia**, Rio de Janeiro, 13 jan. 2003. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/cenergia/calandra.nsf/0/249912DDF42C90BC03256CAA007D67B4?OpenDocument>> Acesso em: 14 jan. 2003.
18. HOLLANDA, Jayme B. de. É preciso evitar os erros do passado. **Canal Energia**, Rio de Janeiro, 25 fev. 2003. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/cenergia/calandra.nsf/0/6E87CDF7F2D0B90F03256CD700500FAC?OpenDocument>> Acesso em: 26 fev. 2003.
19. INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - INEE. Cogeração – Legislação Específica e Correlata. **Fórum de Cogeração e Geração Distribuída**, Piracicaba, mai. 1998.
20. INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - INEE. Geração com Resíduos de Cana. **Fórum de Cogeração e Geração Distribuída**, Piracicaba, fev. 2001 (a).
21. INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – INEE. Geração Distribuída. **Fórum de Cogeração e Geração Distribuída**, Piracicaba, jul. 2001 (b).
22. INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – INEE. Gestão Centralizada da Geração Distribuída. **Fórum de Cogeração e Geração Distribuída**, Piracicaba, jan. 2002.
23. KITAYAMA, ONÓRIO. **A energia desperdiçada**. Disponível em: <[http://www.unica.com.br/pages/artigos\\_colunistas.asp?ID=9](http://www.unica.com.br/pages/artigos_colunistas.asp?ID=9)> Acesso em: 21 jan. 2003.

24. KOBLOITZ, Luiz Otávio. Cogeração de Energia. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE CO-GERAÇÃO E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, 1998. **Anais...** Rio de Janeiro: INEE, 1998. CD-ROM.
25. MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA – MAE. Dados de entrada do *software* NEWAVE para reprodução do preço do MAE (julho/2002). Disponível em: <http://www.mae.org.br/index.jsp> Acesso em: 16 ago. 2002.
26. MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT. **A Cogeração de Energia**. Brasília. Disponível em: <[http://www.mct.gov.br/clima/comunic\\_old/alcohol6.htm](http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/alcohol6.htm) > Acesso em: 04 ago. 2000.
27. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Balanco Energético Nacional**. Brasília, MME, 1999.
28. MURAKAWA, Fabio Eduardo. Gás pode dobrar o potencial energético da sobra de cana. **Folha de São Paulo**. São Paulo, 29 mai. 2001. F2.
29. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **PMO-jul/2002.zip**. Programa Mensal da Operação – PMO de julho/2002. Disponível em: <[http://www.ons.com.br/ons/index\\_htm.htm](http://www.ons.com.br/ons/index_htm.htm)> Acesso em: 17 ago. 2002.
30. RAMAGE, J; SCURLOCK, J. Biomass. In: BOYLE, G. **Renewable Energy: Power for a Sustainable Future**. New York: Oxford University Press, 1996.
31. RAMOS, Fabio. Geração Coordenada – Ganhos para os Participantes. In: 2º SEMINÁRIO INTERNACIONAL CANA & ENERGIA, 2002, Ribeirão Preto. **Anais...** Ribeirão Preto: INEE, 2002. CD-ROM.
32. RHE. **Avaliação de redução do custo de volatilidade advinda da operação conjunta da geração de energia elétrica a partir de uma PCH e de um sucro-alcooleiro no submercado Sudeste**. Curitiba: Relatório de circulação interna, Fev-2001.
33. RHE. **Avaliação do resultado financeiro e riscos associados de uma típica usina de cogeração do setor sucro-alcooleiro no sudeste**. Curitiba: Relatório de circulação interna, Ago-2002.
34. SOUZA, Alceu; CLEMENTE, Ademir. **Decisões Financeiras e Análise de Investimentos**. São Paulo: Ed. Atlas, 1995.
35. TAMAROZI, Rodrigo **Identificação, Modelagem e Mitigação de Riscos em Operações de Comercialização de Energia Elétrica no Mercado Brasileiro**. Curitiba, 2002. 152 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental) - CEHPAR - Setor de Tecnologia - Universidade Federal do Paraná.

36. UMBRIA, Fernando C. **Modelo de Previsão de Preços de Suprimento de Energia Elétrica no Contexto do Novo Ambiente Competitivo do Setor Elétrico Brasileiro.** Curitiba, 1999. 136 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) - CEHPAR - Setor de Tecnologia - Universidade Federal do Paraná.
37. UNIÃO DA AGROINDÚSTRIA CANAVIEIRA DE SÃO PAULO – ÚNICA. **Linha do Tempo da Cana-de-açúcar.** Disponível em: < [http://www.unica.com.br/pages/cana\\_linha.asp](http://www.unica.com.br/pages/cana_linha.asp)> Acesso em: 20 jan. 2003.
38. VILARDAGA, Vicente. Dedini amplia negócios internacionais. **Gazeta Mercantil.** São Paulo, 11 nov. 2002. C1.
39. WALTER, Arnaldo César da S.; BAJAY, Sergio Valdir. Perspectivas da venda de energia elétrica excedente pelo setor sucro-alcooleiro. **Revista Brasileira de Energia,** Rio de Janeiro, volume 2, n.º 02, 1992.
40. ZYLBERSZTAJN, David; COELHO, Suani T. Potencial de geração de energia elétrica nas usinas de açúcar e álcool brasileira, através de gaseificação da cana e emprego de turbinas a gás. **Revista Brasileira de Energia,** Rio de Janeiro, volume 2, n.º 02, 1992.