

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
PROGRAMA INTERUNIDADES EM ENERGIA

ESCOLA POLITÉCNICA - FACULDADE DE ECONOMIA E ADMINISTRAÇÃO  
INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA - INSTITUTO DE FÍSICA

SUANI TEIXEIRA COELHO

AVALIAÇÃO DA COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE BAGAÇO DE  
CANA EM SISTEMAS DE GASEIFICADOR/TURBINA A GÁS

Dissertação apresentada ao Programa  
Interunidades de Pós-Graduação em Energia  
da Universidade de São Paulo para obtenção  
do título de Mestre em Energia.

São Paulo

1992

DEDALUS - Acervo - IEE



30400001903



UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
PROGRAMA INTERUNIDADES DE ENERGIA

ESCOLA POLITÉCNICA - FACULDADE DE ECONOMIA E ADMINISTRAÇÃO  
INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA - INSTITUTO DE FÍSICA

SUANI TEIXEIRA COELHO

AVALIAÇÃO DA COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE BAGAÇO DE  
CANA EM SISTEMAS DE GASEIFICADOR/TURBINA A GÁS

Dissertação apresentada ao Programa  
Interunidades de Pós-Graduação em Energia  
da Universidade de São Paulo para obtenção  
do título de Mestre em Energia.

Área de Concentração:  
Energia

Orientador:  
prof. Dr. DAVID ZYLBERSZTAJN

São Paulo

1992

A meu pai,  
com quem gostaria de ter  
compartilhado este momento.

## A G R A D E C I M E N T O S

Ao orientador e amigo, prof. Dr. DAVID ZYLBERSZTAJN, pelas diretrizes seguras e incentivo constante.

Ao Instituto de Eletrotécnica e Energia pelo uso de facilidades e instalações, imprescindíveis à elaboração deste trabalho; aos professores e colegas, pelas informações recebidas

À COPERSUCAR, pelo importante apoio recebido.

A meu marido Silvio, pela paciência durante a elaboração deste trabalho, bem como pela orientação nos aspectos econômico-financeiros.

A meus filhos Roberto e Carolina, pela compreensão que tiveram durante este período.

Ao colega e amigo Gilberto Ieno, pela revisão criteriosa dos originais; à colega Eliana dos Santos Lima Fernandes, pela preciosa ajuda na elaboração dos fluxogramas. À Sibeles, pela colaboração na impressão final.

Aos colegas da CESP, Dércia Maria Antunes, Marly Bolognini, Reynaldo Almança, Cláudio Paiva de Paula, entre outros, pelas informações recebidas e pelas discussões extremamente úteis; e a todos que colaboraram para a execução deste trabalho.

## SUMÁRIO

Lista de Tabelas  
Lista de Figuras

RESUMO

ABSTRACT

1. INTRODUÇÃO .....	1
2. A COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE EM SÃO PAULO VINCULADA AO SETOR SUCRO-ALCOOLEIRO.....	5
2.1. Breve histórico do setor sucro-alcooleiro.....	5
2.1.1. A situação atual do Proalcool.....	5
2.1.2. A situação atual do setor elétrico no Brasil e em São Paulo.....	12
2.1.3. O aproveitamento do bagaço de cana como combustível para geração de eletricidade.....	17
2.2. O estado da arte na cogeração de eletricidade no setor sucro-alcooleiro.....	24
2.2.1. Aspectos técnicos atuais da cogeração com bagaço de cana.....	24
2.2.2. Aspectos econômicos atuais da cogeração em usinas e destilarias.....	38
3. ALTERNATIVAS PARA COGERAÇÃO NO SETOR SUCRO-ALCOOLEIRO DE SÃO PAULO - A UTILIZAÇÃO DE TURBINAS A GÁS PARA COGERAÇÃO.....	42
3.1. Introdução.....	42
3.2. Análise técnica dos ciclos com turbina a gás.....	45
3.2.1. Ciclo simples (Brayton).....	45
3.2.2. Ciclo com regeneração.....	49
3.2.3. Ciclo combinado.....	49
3.2.4. Turbina a gás com injeção de vapor (STIG-"steam injected gas turbine").....	54
3.2.5. Outras tecnologias em desenvolvimento.....	59
3.3. A utilização de turbina a gás com gaseificadores de bagaço.....	66
3.3.1. O ciclo de turbina a gás com combustíveis sólidos gaseificados.....	66
3.3.2. O processo de gaseificação.....	71
3.3.3. Tipos de gaseificadores para bagaço de cana.....	76
3.3.4. O processo de limpeza do gás.....	84
3.3.5. Avaliação técnica dos processos com gaseificador/turbina a gás.....	88
3.4. Projeções para a energia elétrica possível de ser gerada a partir do bagaço de cana até 2010.....	101
3.4.1. Projeção de crescimento da safra de cana brasileira até 2010.....	101
3.4.2. Projeção da cogeração de energia elétrica até 2010 no setor sucro-alcooleiro.....	104

4. AVALIAÇÃO ECONÔMICA E AMBIENTAL DOS PROCESSOS DE COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DO BAGAÇO DE CANA EM TURBINA A GÁS.....	107
4.1. Avaliação econômica dos processos de cogeração em turbina a gás.....	107
4.1.1. Custos de instalação para alguns processos de gaseificador/turbina a gás.....	108
4.1.2. Custos de geração de eletricidade a partir de bagaço de cana em turbina a gás.....	115
4.1.3. Investimentos necessários para implantação da cogeração em turbina a gás até 2010.....	121
4.1.4. Influência da cogeração sobre o custo de produção do álcool.....	124
4.2. Redução na emissão de poluentes pela utilização de biomassa na produção de eletricidade.....	129
4.2.1. Emissão de dióxido de carbono em usinas termoelétricas a óleo combustível.....	131
4.2.2. Emissão de CO <sub>2</sub> na agro-indústria sucro-alcooleira devido aos combustíveis fósseis utilizados.....	132
4.2.3. Avaliação do custo do carbono evitado pela substituição de uma termoelétrica tradicional por cogeração a partir de bagaço de cana .....	136
4.3. Aspectos sociais envolvidos.....	140
4.3.1. Os impactos ambientais na indústria sucro-alcooleira.....	141
4.3.2. As conseqüências sociais dos processos propostos para cogeração.....	142
5. CONCLUSÃO.....	145

ANEXOS  
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1:</b> Energia elétrica excedente obtida a partir do bagaço de cana em sistemas de turbina a vapor.....	36
<b>Tabela 2:</b> Investimento para geração de energia elétrica em turbinas a vapor utilizando bagaço de cana...	40
<b>Tabela 3:</b> Dados preliminares do gás obtido a partir de bagaço de cana.....	75
<b>Tabela 4:</b> Características dos gaseificadores.....	80
<b>Tabela 5:</b> Poder calorífico do bagaço de cana em função do teor de umidade.....	81
<b>Tabela 6:</b> Gaseificadores disponíveis para biomassa.....	85
<b>Tabela 7:</b> Cogeração de excedentes de eletricidade a partir de bagaço de cana, durante a safra.....	98
<b>Tabela 8:</b> Projeção da eletricidade excedente produzida no Brasil em 2010, na safra, a partir do bagaço de cana.....	105
<b>Tabela 9:</b> Comparação da geração de eletricidade na safra em 2010 com o Plano 2010 da Eletrobrás...	106
<b>Tabela 10:</b> Custos de instalação para cogeração em turbinas a gás.....	113
<b>Tabela 11:</b> Custos de geração de eletricidade a partir de óleo combustível e a partir de bagaço de cana em turbina a gás.....	118
<b>Tabela 12:</b> Investimentos necessários até 2010 para implantação dos processos de cogeração a partir do bagaço de cana.....	122
<b>Tabela 13:</b> Novos custos de produção do etanol anidro em consequência da cogeração de eletricidade.....	127
<b>Tabela 14:</b> Custo de geração de eletricidade numa termoelétrica a óleo combustível e emissão de carbono equivalente.....	131
<b>Tabela 15:</b> Eficiência e emissões de carbono para processos de cogeração na safra, em São Paulo.....	135

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Complementação da produção de hidroeletricidade com a eletricidade a partir do bagaço de cana...	16
<b>Figura 2:</b> Fluxograma da fabricação de açúcar e álcool.....	18
<b>Figura 3:</b> Ciclo a vapor comumente usado no setor sucro-alcooleiro.....	27
<b>Figura 4:</b> Ciclo de turbina a vapor com condensação e extração (CEST).....	28
<b>Figura 5:</b> Ciclo simples (Brayton) de turbina a gás.....	46
<b>Figura 6:</b> Ciclo de turbina a gás com regeneração.....	50
<b>Figura 7:</b> Ciclo combinado de turbina a gás/ turbina a vapor.....	52
<b>Figura 8:</b> Ciclo de turbina a gás com injeção de vapor (STIG).....	56
<b>Figura 9:</b> Ciclo de turbina a gás com resfriamento intermediário (ISTIG).....	61
<b>Figura 10:</b> Ciclo de turbina a gás com recuperação química.....	62
<b>Figura 11:</b> Ciclo evaporativo de turbina a gás com combustão externa.....	64
<b>Figura 12:</b> Ciclo "seco" de turbina a gás com combustão externa.....	65
<b>Figura 13:</b> Diagrama esquemático das reações dentro de um gaseificador.....	73
<b>Figura 14:</b> Tipos de gaseificadores.....	77
<b>Figura 15:</b> Processo de produção de eletricidade em sistema de gaseificador e turbina a gás com injeção de vapor (STIG).....	93
<b>Figura 16:</b> Ciclo combinado adaptado ao ciclo existente turbina a vapor (COPERSUCAR).....	94
<b>Figura 17:</b> Ciclo combinado proposto para adaptação ao ciclo a vapor existente (HUKAI).....	96



<b>Figura 18:</b>	Comparação entre os rendimentos de processos de cogeração de eletricidade em turbina a vapor e em turbina a gás a partir de bagaço de cana. ....	98
<b>Figura 19:</b>	Evolução da safra de cana brasileira de 1980 a 1990.....	102
<b>Figura 20:</b>	Projeção das safras de cana no Brasil até o ano 2010.....	103
<b>Figura 21:</b>	Projeção da eletricidade excedente obtida a partir do bagaço de cana, em turbina a vapor e em turbina a gás, até 2010.....	105
<b>Figura 22:</b>	Influência da escala na estimativa de custo de tecnologias alternativas de cogeração a partir da biomassa.....	114
<b>Figura 23:</b>	Custo de geração de eletricidade, na safra, a partir do bagaço de cana, em turbina a gás; FC=50%,10%a.a., 25 anos.....	119
<b>Figura 24:</b>	Custo de geração de eletricidade, na safra, a partir do bagaço de cana, em turbina a gás; FC=50%,15%a.a., 20 anos.....	119
<b>Figura 25:</b>	Custo de geração de eletricidade, na safra, a partir do bagaço de cana, em turbina a gás; FC=50%,20%a.a., 15 anos.....	120
<b>Figura 26:</b>	Investimentos necessários à cogeração a partir de bagaço de cana, comparados com o Plano 2010.....	123
<b>Figura 27:</b>	Compra de bagaço, da usina/destilaria, pela planta de energia elétrica-venda da energia produzida.....	126
<b>Figura 28:</b>	Influência da cogeração de eletricidade a partir do bagaço sobre o custo de produção do álcool. ....	127
<b>Figura 29:</b>	Emissões de CO <sub>2</sub> na cogeração de eletricidade a partir do bagaço de cana.....	135
<b>Figura 30:</b>	Custo do carbono evitado (CAC) pela substituição de uma termoelétrica a óleo combustível por cogeração a partir de bagaço; FC=50%, 10%a.a., 25 anos. ....	139

**Figura 31:** Custo do carbono evitado (CAC) pela substituição de uma termoelétrica a óleo combustível por cogeração a partir de bagaço; FC=50%, 15%a.a., 20 anos.....139

**Figura 32:** Custo do carbono evitado (CAC) pela substituição de uma termoelétrica a óleo combustível por cogeração a partir de bagaço; FC=50%, 20%a.a., 15 anos.....140

## RESUMO

Antes do início do Proálcool em 1975, o primeiro programa no mundo a usar em grande escala a biomassa como combustível de veículos, as indústrias já usavam o bagaço de cana - sub-produto da fabricação de açúcar e álcool - para produzir energia para uso próprio. Atualmente, além da energia térmica/elétrica para auto-suficiência da usina, é gerado também um pequeno excedente de eletricidade, vendido às concessionárias locais.

Os sistemas de gaseificador/turbina a gás correspondem a tecnologias mais avançadas, em desenvolvimento, com comercialização prevista para um prazo de oito a dez anos, aproximadamente. Estes processos apresentam eficiências mais elevadas, a custo reduzido, permitindo aumentar o excedente de eletricidade gerado.

Neste estudo são avaliadas as possibilidades destes sistemas de gaseificador/turbina a gás, contempladas com a projeção da eletricidade gerada até o ano 2010 em São Paulo e no Brasil.

São calculados os custos de geração da eletricidade a partir do gás de bagaço, sendo obtidos resultados inferiores ao custo da eletricidade gerada com combustíveis fósseis. Também é analisada a influência da venda de excedentes de eletricidade sobre o custo de produção do álcool, para diferentes custos de oportunidade do bagaço.

Os impactos ambientais e sociais são avaliados, em particular o custo do carbono evitado, em relação à substituição de combustíveis fósseis pelo bagaço de cana em usinas termoelétricas.

## ABSTRACT

Before the beginning of Proalcool in 1975, the first effective program in the world using biomass in large scale as an automotive fuel, sugar/alcohol industries already used sugar cane bagasse - a by-product of sugar/alcohol production - to generate energy for sugar production. Currently, besides the fact that they are self-sufficient in thermal/electrical energy, sugar/alcohol industries produce small electricity excess which is exported to local utilities.

Gasifier/gas turbine systems are more advanced technologies which are being developed and shall be commercialized in eight to ten years approximately, presenting much higher efficiency, at low cost and inducing more exportable electricity.

In this study, possibilities of gasifier/gas turbine systems are evaluated and projections of bagasse based electricity production are presented, until year 2010, for São Paulo State and Brazil.

Generation costs of gasified bagasse based electricity are calculated: they shall be lower than electricity cost from fossil origin. Influence of electricity sale on the reduction of alcohol production cost are also evaluated for several opportunity costs of bagasse.

Environmental and social impacts are analyzed, including evaluation of the cost of avoided carbon, related to the substitution of fossil fuel by sugar cane bagasse in thermoelectric power plants.

## 1. INTRODUÇÃO <sup>V</sup>

Apesar da redução ocorrida no consumo residencial e industrial brasileiro por causa da atual crise econômica, estima-se que haverá, a médio prazo, a necessidade de expansão do potencial elétrico instalado, mesmo considerando cenários mais conservadores para demanda futura de eletricidade.

Atualmente são muitas as dificuldades para expansão do setor elétrico, em consequência da situação econômica do país (e das concessionárias de eletricidade), e pelos impactos ambientais provocados pelas usinas termoelétricas e hidroelétricas, bem como das restrições existentes ao aumento do parque hidroelétrico<sup>1</sup>, responsável tradicionalmente pela maior parte da potência instalada no Brasil<sup>2</sup>.

Por outro lado, apesar dos aspectos positivos, o Proálcool encontra limitações econômicas, uma vez que o custo de

---

1. Uma discussão detalhada sobre usinas hidroelétricas, bem como seus impactos ambientais, encontra-se em MOREIRA e POOLE, 1991.

2. Mais de 90% da potência instalada no Brasil é de origem hidroelétrica (MOREIRA e POOLE, 1991).

produção do álcool não é competitivo com o da gasolina<sup>3</sup>. Sua importância estratégica é evidente, mas as perspectivas de evolução dos preços do petróleo (em baixa) não colaboram para o futuro do programa, caso não ocorram reduções consideráveis nos custos de produção do álcool.

As indústrias de açúcar e álcool utilizam o bagaço de cana - resíduo da produção de açúcar e álcool - como combustível nas caldeiras para produção de vapor<sup>4</sup>. Este vapor, além de ser necessário ao processo de fabricação do açúcar e álcool, é também usado para geração de energia elétrica; entretanto, este processo de produção de eletricidade é ainda ineficiente<sup>5</sup>.

Com a gaseificação do bagaço e sua utilização em turbinas a gás, surge uma possibilidade promissora para o setor, em vista de sua maior eficiência e das vantagens econômicas e ambientais. O excedente de eletricidade gerado pode ser

---

3. Uma discussão detalhada a respeito da comparação entre o custo de produção do álcool e da gasolina encontra-se em MOREIRA e GOLDEMBERG, 1989.

4. No início do Proálcool, era usado óleo combustível e lenha para complementar o bagaço de cana; hoje, nas usinas que necessitam complementação, é usada a lenha (LEAL, M.R.L.V., COPERSUCAR. *Comunicação Pessoal*. 1992). Por outro lado, mesmo antes do Proálcool as usinas já efetuavam cogeração com bagaço de cana para acionamento das turbobombas (MACEDO, I., COPERSUCAR. *Comunicação Pessoal*. 1992.).

5. Em média o rendimento do processo de geração de eletricidade é 3%, em São Paulo (COPERSUCAR, 1991). KJELLSTRÖM, 1981, também cita casos de plantas de cogeração de pequeno porte, com turbinas de contrapressão (semelhantes às atuais), com rendimentos de 3 a 5%.

vendido às concessionárias, contribuindo para suprir as crescentes necessidades da demanda<sup>6</sup>.

Em vista da crítica situação atual do setor elétrico, a introdução desta nova tecnologia corresponde, portanto, a importante melhoria, permitindo uma maior participação do setor privado na geração de eletricidade, e colaborando para a solução dos problemas em questão.

Por outro lado, em vista do papel estratégico do Proálcool, processos de cogeração mais eficientes, gerando receita adicional, contribuiriam para reduzir suas dificuldades econômicas; o álcool poderia tornar-se competitivo com a gasolina, na sua utilização como combustível automotivo.

Pelos motivos expostos, foi escolhida para objeto de estudo a análise da cogeração de eletricidade a partir de bagaço de cana em sistemas de gaseificador/turbina a gás. Inicialmente é apresentado um resumo da situação do Proálcool e do setor elétrico brasileiro. São analisados os processos em uso para cogeração de eletricidade pelas indústrias de açúcar e álcool, bem como as alternativas existentes para seu aperfeiçoamento. Também foram levantados os dados referentes à produção e ao consumo de eletricidade em São Paulo e no Brasil, bem como as perspectivas futuras do setor.

---

6. Em 1978, MOREIRA et alii já haviam analisado a importância da utilização racional do bagaço para cogeração de eletricidade no setor sucro-alcooleiro.

São avaliados os processos propostos usando gaseificador/turbina a gás, em condições de comercialização em breve<sup>7</sup>: são comparadas as eficiências e efetuadas projeções para produção de eletricidade a partir de bagaço de cana até o ano 2010.

Além dos aspectos técnicos, são avaliados os aspectos econômicos, como os investimentos e os custos de geração da eletricidade obtida por cogeração, bem como sua influência sobre o custo de produção do álcool.

Analisam-se também os impactos ambientais da cogeração com bagaço de cana, em particular o custo do carbono evitado, comparando a eletricidade produzida a partir do gás de bagaço com aquela gerada em termoelétricas convencionais a óleo combustível.

---

7. Foram analisadas tecnologias com comercialização prevista para oito/dez anos, em média.



## **2. A COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE EM SÃO PAULO VINCULADA AO SETOR SUCRO-ALCOOLEIRO**

### **2.1 Breve histórico dos setores elétrico e sucro-alcooleiro:**

#### **2.1.1. A situação atual do Proálcool:**

Em 1975 foi criado o Proálcool (Programa Nacional do Álcool), com a finalidade de utilizar a cana de açúcar como fonte de energia. Sua finalidade oficial foi a substituição da gasolina nos automóveis, reduzindo as importações de petróleo. No entanto, como na ocasião ocorria uma queda nas cotações de açúcar no mercado internacional, o Programa também ajudou a amenizar estes efeitos pela produção de álcool em substituição ao açúcar. Em 1979, com o segundo choque do petróleo e a escassez de divisas do país para importação deste energético, o Proálcool recebeu incentivos do governo<sup>8</sup>, atingindo um grande sucesso. As destilarias existentes hoje no país produzem 12,7 bilhões<sup>9</sup> de litros de álcool, divididas entre autônomas e anexas: as destilarias anexas (ou usinas) são aquelas capazes de produzir açúcar e álcool em proporções variáveis; as autônomas (ou simplesmente destilarias) destinam-se somente à produção de álcool.

---

8. Uma análise detalhada sobre este assunto encontra-se em SERRA e MOREIRA, 1985, MOREIRA e GOLDEMBERG, 1989.

9. Safra de 1991/1992.

No período de 1976 a 1990, a economia de divisas com a redução das importações de petróleo foi de 17,9 bilhões de dólares<sup>10,11</sup>, para um custo de US\$ 15 a 18/barril neste período; ainda assim, no período de 1980 a 1988, o Brasil importou 314 milhões de toneladas de petróleo. Somente em agosto de 1990, com a recente Guerra no Golfo Pérsico, foram gastos US\$ 449 milhões<sup>12</sup>, com o preço do petróleo atingindo US\$ 41/barril<sup>13</sup>. Durante este período, de 1980 a 1988, o consumo de álcool no país foi de 75,8 bilhões de litros, 65% dos quais produzidos no Estado de São Paulo<sup>14</sup>. No final dos anos 80, quase 5 milhões de veículos (principalmente automóveis) eram movidos a álcool hidratado, enquanto 6,5 milhões de automóveis a gasolina passaram a usar uma mistura de aproximadamente 22% etanol (álcool anidro) e 78% gasolina<sup>15</sup>.

Com a utilização do álcool como combustível, conseguiu-se alcançar importante melhoria do ar nas grandes cidades brasileiras, pela eliminação do chumbo da gasolina<sup>16</sup> e pela

---

10. COELHO, 1990.

11. Uma análise mais detalhada, incluindo os juros da dívida, fornece uma poupança de divisas de US\$ 16,8 bilhões de dólares para o período até 1987 (MOREIRA e GOLDEMBERG, 1989).

12. Folha de São Paulo - 27/9/90

13. Estado de São Paulo - 6/10/90

14. FRIES et alii, 1990.

15. Esta relação não é fixa, variando de um estado para outro; a proporção citada é válida para o Estado de São Paulo.

16. O etanol substitui o chumbo com catalisador na reação de combustão da gasolina, uma vez que o chumbo é elemento nocivo à saúde.

substituição da própria gasolina pelo álcool. Em termos percentuais, um motor a álcool emite 5 vezes menos monóxido de carbono do que um motor a gasolina (12% contra 60%). Quanto aos óxidos de nitrogênio, a redução é de mais de um terço (4% contra 13%); além disso, não há emissão de SO<sub>2</sub> (a biomassa não apresenta enxofre na sua composição), nem de particulados. Há portanto uma estreita relação entre o aumento de veículos a álcool e a redução nas concentrações destes poluentes. Na Região Metropolitana de São Paulo, de 1983 a 1988, ocorreu considerável melhoria nas condições ambientais<sup>17</sup> apesar do aumento do número de veículos, devido ao um deslocamento no consumo de combustíveis, da gasolina para o álcool<sup>18</sup>. Mesmo no caso do monóxido de carbono, que apresentou aumento de concentração no mesmo período, deve-se observar que o aumento teria sido maior se não tivesse ocorrido a substituição pelo álcool<sup>19</sup>.

Apesar dos aspectos positivos citados, o Proálcool encontra ainda sérias dificuldades econômicas, uma vez que o custo de produção do álcool não é competitivo com o da gasolina e a tendência atual dos preços do petróleo não colabora para o futuro do programa, caso não ocorram reduções consideráveis

---

17. No mesmo período, ocorreu uma redução nas concentrações de NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub> em 50% e 57%, respectivamente, na Região Metropolitana de São Paulo (FRIES et alii, 1990).

18. De 1983 a 1989, houve uma redução de 17% no consumo de gasolina e um aumento de 21,9% no consumo de álcool (FRIES et alii, 1990).

19. FRIES et alii (1990).

nos custos de produção do álcool<sup>20,21</sup>, ou não haja a inclusão de externalidades (MOREIRA e GOLDEMBERG, 1989).

Segundo a COPERSUCAR, 1989, seria razoável considerar US\$ 0,185/litro o custo de produção do álcool na região Centro-Sul do país, nas suas unidades mais eficientes, coincidindo com estudos do Banco Mundial. No entanto, para a safra 90/91, o custo de produção era estimado em Cr\$ 27,90/litro para o álcool hidratado e Cr\$ 29,60/litro para o álcool anidro<sup>22</sup>; para a taxa de câmbio da época (Cr\$ 70,00/litro), obtém-se US\$ 0,40 e US\$ 0,42 por litro, respectivamente - acima portanto das estimativas do Banco Mundial<sup>23</sup>.

Deve-se considerar que nessa ocasião as cotações do dólar estavam exageradamente baixas, o que talvez justifique a discrepância: se atualizarmos estes valores pela BTN para maio de 1992, obtemos Cr\$ 684,30/litro para o álcool hidratado e Cr\$ 726,90 para o álcool anidro; transformando em dólares de 1992, os custos de produção para álcool hidratado e anidro são US\$ 0,256/litro e US\$ 0,272/litro,

---

20. Em 28/4/92, o preço FOB do barril de petróleo era US\$ 19,47 ("Folha de S.Paulo, 29/4/92). Em outubro de 1990, custava US\$ 42/barril, conforme referência anterior.

21. Em 1989, o preço do petróleo para que o álcool se tornasse competitivo com a gasolina era avaliado em US\$ 30,00/barril (MOREIRA e GOLDEMBERG, 1989).

22. MARQUES, J.C. (Gerência de Custos de Produção da Copersucar), 1990. Comunicação pessoal.

23. Estes custos de produção referentes a São Paulo são aproximadamente 30% inferiores aos do Nordeste.

respectivamente<sup>24</sup>. Observa-se que, mesmo com a redução obtida, os custos reais estão acima das estimativas do Banco Mundial.

O custo estimado de US\$ 0,185/litro significa que, se um barril de gasolina fosse substituído por álcool anidro, custaria ao país o equivalente a US\$ 31,00; no caso de álcool hidratado este custo seria de US\$ 35,00/barril<sup>25</sup>. Considerando-se um custo de refino da ordem de 19% do preço FOB do petróleo, o preço do barril de petróleo que tornaria o álcool competitivo seria de US\$ 24,00 a US\$ 26,00/barril (COPERSUCAR, 1989) - o que não ocorre atualmente, apesar da tendência decrescente dos custos de produção de álcool. O preço do barril de petróleo em abril de 1992 era US\$ 19,47 bem abaixo daqueles valores<sup>26</sup>.

Em agosto de 1990, para um custo de produção de Cr\$ 27,90/litro de álcool hidratado, o consumidor pagava Cr\$

---

24. Para atualizar os custos de produção, foram utilizados os valores da BTN em Agosto de 1990 (53,4071) e os valores correspondentes da BTN em Maio de 1992 (projetados pela TR neste período, uma vez que não existe mais a BTN), 1310,3119. Para a conversão em dólares, foi utilizada a taxa de câmbio de 5/5/92, paralelo, Cr\$ 2.670/US\$.

25. Para o álcool hidratado, considerou-se o custo de produção de US\$ 0,185/litro e um adicional de consumo de 20% em relação à gasolina; para o álcool anidro, admitiu-se um custo 5% superior ao hidratado e uma relação de substituição de um litro de álcool por um de gasolina (COPERSUCAR, 1989).

26. Uma discussão detalhada sobre o custo de produção do álcool e sua competitividade com a gasolina encontra-se em MOREIRA e GOLDEMBERG, 1989.

35,50/litro (27% a mais)<sup>27</sup>; em 6/5/92, o preço de venda deste álcool ao consumidor era de Cr\$ 1.040,00/litro, correspondendo a 52% a mais, em relação ao custo de produção atualizado.

Já na década de 1980, a produção nacional de álcool atingiu a marca de 12 bilhões de litros anuais, com uma capacidade instalada de 16 bilhões de litros anuais, em destilarias anexas e autônomas. Entretanto, no período de 1985 a 1991, a produção de álcool manteve-se estacionada nesse nível devido aos baixos preços fixados pelo governo: segundo os produtores, o preço de venda não era suficiente para cobrir o custo de produção<sup>28</sup>. Com o aumento do consumo de álcool, houve mesmo a necessidade de importação de metanol para suprir o mercado interno.

Em consequência da falta de garantia no suprimento, ocorreu uma retração no mercado consumidor de veículos a álcool, refletindo-se na redução do número de unidades fabricadas. Atualmente, inicia-se num processo de reversão desta tendência, apoiando-se na expectativa de crescimento das

---

27. Em setembro de 1990, quando o custo de produção do álcool hidratado era Cr\$ 27,90/litro (MARQUES, J.C. COPERSUCAR. *Comunicação Pessoal*. 1990.), a Petrobrás pagava ao produtor Cr\$ 21,80/litro (UHLIG, A. IEE/USP. *Comunicação Pessoal*. 1992.)

28. De fato, as informações anteriores sobre os custos de produção e os preços pagos pela Petrobrás confirmam esta informação.

safras futuras, com o subsequente aumento da produção de álcool.

Após o período durante o qual a produção de cana e de álcool manteve-se estacionada, na safra de 91/92 foi retomada a tendência de crescimento (223 para 232 milhões de toneladas de cana). Este aumento na safra refletiu-se numa maior produção de álcool, atingindo 12,7 bilhões de litros em 91/92, e registrando um aumento de 700 milhões em relação ao período anterior<sup>29</sup>. Portanto, espera-se que seja efetiva a reversão na tendência decrescente de produção de veículos a álcool. O documento assinado em 1992 pelo Governo do Estado de São Paulo, pelos produtores do setor sucro-alcooleiro e pelos fabricantes de veículos indica boas perspectivas e aponta na direção de um maior desenvolvimento do Proálcool (AIAA, 1992).

O aumento obtido na última safra de cana foi consequência da maior produtividade agrícola alcançada, sem aumento de área plantada: desde 1988, 4,3 milhões de hectares (dos 53,3 milhões de hectares cultivados) no Brasil são ocupados pela cana, com uma produtividade média de 54 tc/ha<sup>30</sup> no Brasil e 90 tc/ha em São Paulo (para as usinas associadas à Copersucar), o que representa um aumento significativo em

---

29. Deste total, a região Centro-Sul foi responsável por 11 bilhões de litros - 87% - e o Estado de São Paulo por 8,2 bilhões de litros - 65%.

30. Tonelada de cana colhida por hectare plantado.

relação aos 70 tc/ha anteriores, havendo casos em que se atingiu 100 tc/ha. Também o rendimento industrial apresenta um crescimento significativo: hoje, em São Paulo, ele é de 80 litros/tc<sup>31</sup> contra 70 litros/tc anteriormente (no Brasil, a média é de 55 litros/tc).

Pelos motivos expostos<sup>32</sup>, conclui-se ser de interesse do país que o álcool se torne cada vez mais competitivo economicamente com relação à gasolina.

#### **2.1.2. A situação atual no setor elétrico no Brasil e em São Paulo:**

A potência instalada atual é de 58.500 MW em todo o território nacional e 10.000 MW a potência instalada em São Paulo<sup>33</sup>, sendo a maior parte de origem hidroelétrica (mais de 90%). A energia elétrica consumida em 1990 foi 217.100 GWh e, em São Paulo, 67.608 GWh<sup>34</sup>; as previsões do setor<sup>35</sup> são para um consumo de 219.588 GWh em 1992 e de 342.286 GWh no ano 2000, no Brasil.

---

31. Já existem inclusive usinas com produtividade de 90 l/tc, em São Paulo.

32. Uma discussão mais profunda sobre o Proálcool foge ao escopo deste trabalho e encontra-se em MOREIRA e GOLDEMBERG, 1989 e MAGALHÃES et alii, 1991, entre outros.

33. Potência instalada correspondendo a CESP, Eletropaulo e CPFL (CESP, Anuário Estatístico de Energia Elétrica, 1989).

34. Dados de consumo incluindo as concessionárias: Eletropaulo, CESP e CPFL (CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA, 1990).

35. Palestra do Secretário Estadual de Energia e Saneamento no Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, abril de 1992.



Até a presente data, não houve maiores problemas com falta de energia elétrica em parte devido à crise econômica do país, que reduziu de forma expressiva o consumo residencial e industrial pela queda no poder aquisitivo e na atividade industrial (hoje estima-se em 18 a 20% a folga na oferta de energia elétrica devido à queda no consumo)<sup>36</sup>.

Porém, mesmo considerando cenários mais conservadores para previsão na demanda de energia elétrica, a tendência crescente no consumo, provocará a necessidade de expansão do potencial elétrico instalado. Como os custos de produção de hidroeletricidade são crescentes<sup>37</sup>, a disponibilidade de recursos hídricos viáveis economicamente está atualmente reduzida. Por outro lado, as usinas hidroelétricas são responsáveis por impactos ambientais que só recentemente começaram a ser adequadamente avaliados, como o alagamento de terras férteis, deslocamento de populações, destruição de ecossistemas, entre outros<sup>38</sup>. Há, portanto, necessidade de serem empregadas outras fontes de geração de energia elétrica.

---

36. CURY, L.A.B. (CESP). **Comunicação pessoal**. 1992.

37. A hidroeletricidade é obtida a partir do aproveitamento de quedas d'água, de baixo custo no início; esgotando-se estes recursos, é necessário utilizar quedas menos favoráveis, aumentando os custos (MOREIRA e GOLDEMBERG, 1989).

38. Um estudo completo sobre a geração hidroelétrica, em termos técnicos, econômicos e ambientais encontra-se em MOREIRA e POOLE, 1991.

A utilização de termoelétricas apresenta o inconveniente da emissão de poluentes (sem falar no insucesso do programa nuclear brasileiro). Mesmo já tendo ocorrido, na década de 1970, a substituição de óleos pesados por óleos com baixo teor de enxofre nas indústrias do Estado de São Paulo, por ação da CETESB<sup>39</sup>, ainda assim existe uma considerável emissão de poluentes. A Usina Termoelétrica de Piratininga, na cidade de São Paulo, com 400 MW de potência instalada, é obrigada a operar hoje com apenas 20 MW, para evitar situações extremas em termos de poluição<sup>40</sup>.

Nos Estados Unidos, Japão e países da Europa já existem usinas termoelétricas com ciclos de turbina a gás, usando gás natural como combustível. O gás natural é menos poluente do que os outros combustíveis fósseis, sendo por isso largamente utilizado<sup>41</sup>. Em países como a França, Suécia, Finlândia, Itália e Estados Unidos, já ocorre também a utilização de biomassa (madeira, turfa, RDF<sup>42</sup>) gaseificada como combustível em turbinas a gás, em substituição ao gás natural.

A biomassa é um combustível limpo, que não apresenta enxofre em sua composição, além de manter o equilíbrio de CO<sub>2</sub> na

39. Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo.

40. Visita Pessoal. 1992.

41. O potencial de poluição dos combustíveis está estreitamente relacionado com a fase dos mesmos: combustíveis sólidos poluem mais do que os líquidos que, por sua vez, poluem mais do que os gasosos.

42. Refused Derived Fuel (lixo orgânico).

atmosfera, através da reabsorção do CO<sub>2</sub> emitido durante o processo de fotossíntese que ocorre nas plantações (GOLDEMBERG et alii, 1988; MACEDO, 1991). No caso do bagaço de cana alimentando um sistema termoelétrico, existe a vantagem de que o período da safra corresponde ao período "seco", complementando o sistema hidroelétrico existente (figura 1), além de representar uma reserva para anos de baixa pluviometria (MOREIRA e GOLDEMBERG, 1989).

Além dos aspectos ambientais, existe o problema financeiro que apresenta proporções consideráveis. Atualmente não há recursos suficientes para a expansão do setor elétrico: segundo o Governo Federal, os investimentos necessários até o ano 2000 seriam de US\$ 56,2 bilhões, correspondendo a US\$ 7 bilhões/ano de 1991 a 1995, apenas em geração. Para o período de 2001 a 2010, estima-se em US\$ 130 bilhões os recursos necessários; somente para terminar as obras das hidroelétricas em andamento no Estado de São Paulo faltam US\$ 2,5 bilhões. Em consequência, uma das estratégias integrantes da matriz energética de São Paulo é a participação do setor privado na geração de energia elétrica<sup>43</sup>.

---

43. Palestra do Secretário Estadual de Energia e Saneamento, Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, abril de 1992.

ESTADO DE SÃO PAULO  
(para um ano típico de chuvas)

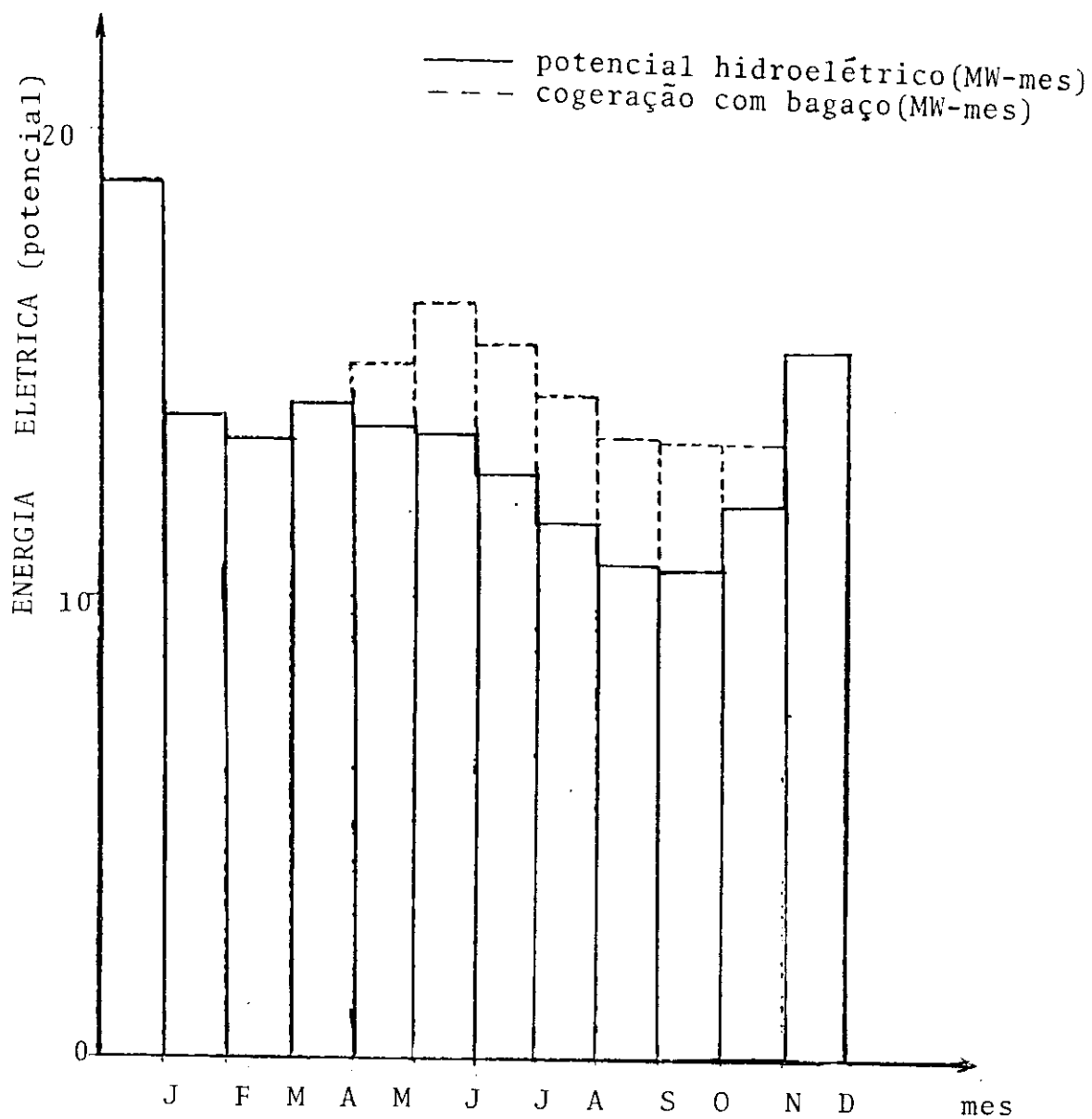


Figura 1: Complementação da hidroeletricidade com a eletricidade gerada na safra, a partir do bagaço.  
Fonte: CESP.

Aliás, a versão preliminar do Plano 2015 da Eletrobrás já considera a possibilidade de complementação da oferta de eletricidade a partir de bagaço de cana; e, no Estado de São Paulo, já existem casos de compra de excedentes de eletricidade de usinas por concessionárias estaduais, como será analisado adiante.

A utilização do bagaço de cana para geração de eletricidade na indústria de açúcar e álcool - não em casos isolados, mas como um programa institucional - aparece como uma solução para grande parte dos problemas energéticos do Brasil e do Estado de São Paulo: o potencial de poluição do bagaço é muito inferior ao dos combustíveis fósseis; existe a possibilidade concreta de geração de energia com investimentos privados; e, conseqüentemente, poder-se-ia reduzir o custo de produção do álcool, colaborando com a viabilização econômica do Proálcool.

### **2.1.3. O aproveitamento do bagaço de cana como combustível para geração de eletricidade:**

O bagaço é um sub-produto inevitável, obtido em grandes quantidades, tanto na produção de açúcar como do álcool (figura 2).

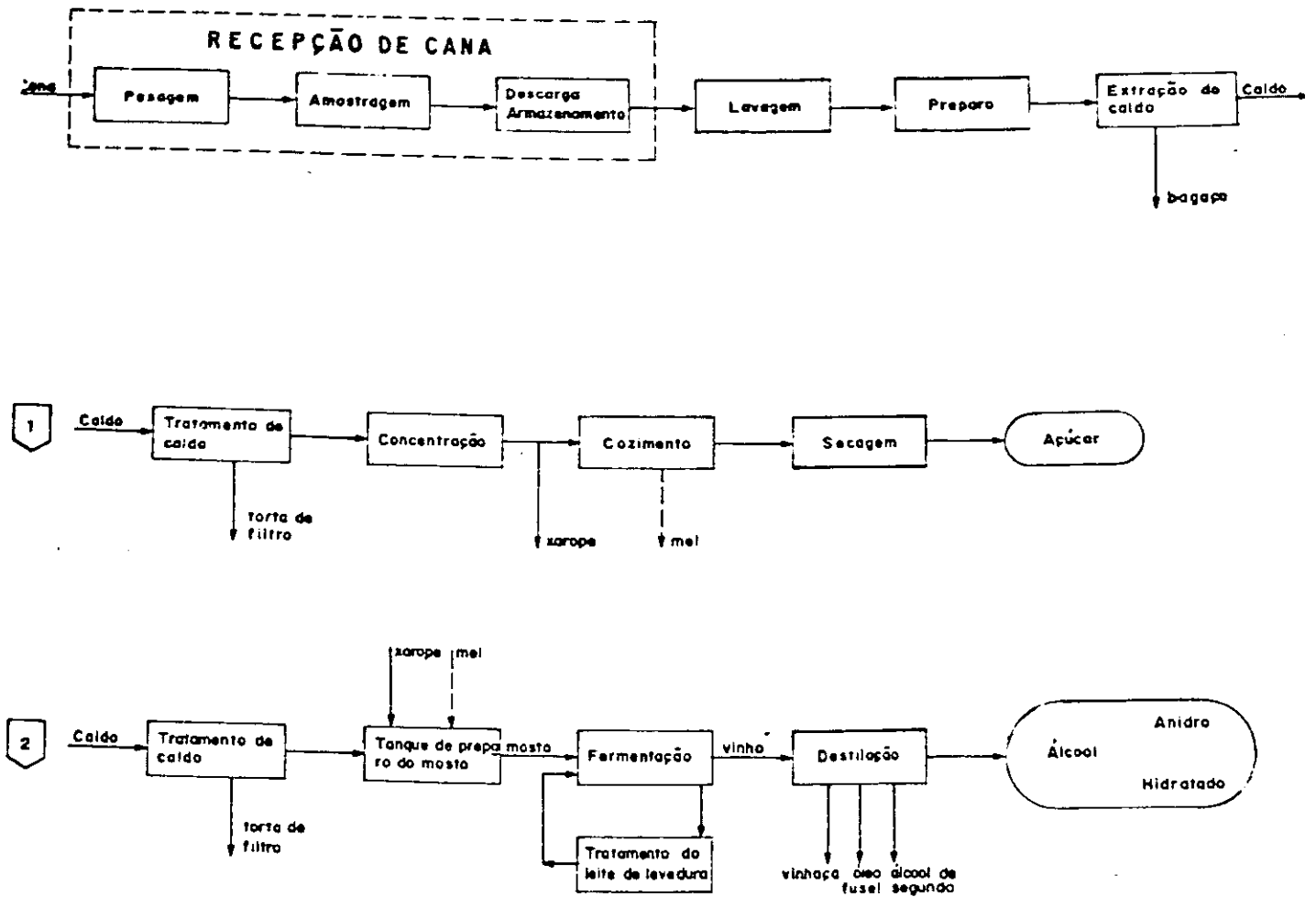


Figura 2: Fluxograma de fabricação de açúcar/álcool.  
 Fonte: CAMARGO, 1990.

Após a colheita a cana de açúcar é preparada e, em seguida, alimentada em moendas, extraíndo-se o caldo que será utilizado no processo. Deste processo de moagem sai o bagaço, numa proporção de 30% em peso<sup>44</sup>.

As grandes quantidades produzidas de bagaço de cana, se não aproveitadas, geram problemas de armazenamento; o bagaço "in natura" não gera custos adicionais durante os meses de produção (safra), porém durante o resto do ano ocorrem despesas (apesar de reduzidas) com a movimentação e o armazenamento ao ar livre. Neste período ocorre uma perda parcial da qualidade em consequência de chuvas e de reações bioquímicas. O bagaço, quando compactado, requer armazenamento de modo protegido contra intempéries; mas a compactação, a secagem e o armazenamento requerem custos adicionais, por isto não são utilizados <sup>45</sup>.

O potencial de produção de eletricidade a partir do bagaço de cana atinge valores consideráveis. Se considerarmos que, na safra 91/92, foram colhidas no Brasil  $232.10^6$  toneladas de cana, foram produzidas  $70.10^6$  toneladas de bagaço com 50% de umidade. Admitindo-se um rendimento teórico de 30%<sup>46</sup>, a

---

44. Uma tonelada de cana produz em média 300 kg de bagaço com 50% de umidade e poder calorífico de 2280 kcal/kg. A Copersucar estima em 265 kg de bagaço por tonelada de cana processada, devido às paradas e partidas no processo (COPERSUCAR, 1991).

45. ALMANÇA e COELHO, 1991.

46. Rendimento de uma usina termoelétrica convencional a óleo combustível; este valor é bastante conservativo, comparado com os rendimentos obtidos hoje com novas

energia elétrica (total) possível de ser gerada a partir da produção obtida na safra atual (1991/1992) seria  $(70 \cdot 10^6 \text{t}) \cdot (2,28 \cdot 10^6 \text{kcal/t}) \cdot (30\%) / (860 \text{kcal/kWh}) = 55.674 \cdot 10^6 \text{kWh} = 55.670 \text{ GWh}$ , valor corresponde a 26% do consumo brasileiro em 1990<sup>47,48</sup>.

Para um fator de utilização de 50%, correspondendo à energia elétrica gerada apenas no período de safra, a potência instalada seria  $55.670 \text{ GWh} / (4.383 \text{ horas/ano}) = 12,70 \text{ GW} = 12.700 \text{ MW}$ , aproximadamente 27% da capacidade instalada - ou o equivalente à potência instalada em Itaipu<sup>49</sup>.

Os valores acima correspondem à utilização apenas do bagaço de cana. Na eventualidade de utilização também das palhas e pontas<sup>50</sup>, haveria um aumento de 80%, em termos

tecnologias já em uso em alguns países desenvolvidos: 38 a 40% (LLOYD, 1991), sem considerar os casos extremos de 52%, em ciclos combinados. Os rendimentos das novas tecnologias para turbina a gás atingem valores de até 30%.

47. Utilizando tecnologias disponíveis atualmente, seria possível uma oferta de energia elétrica excedente - já descontado o consumo na própria usina de açúcar e álcool - de 24 milhões de kWh, por ano, na safra, correspondendo a 8% do consumo brasileiro em 91/92 (AIAA, 1992).

48. Já em 1978, MOREIRA et alii analisavam a importância da cogeração com a venda de excedentes de eletricidade às concessionárias. MOREIRA e GOLDEMBERG, 1989 estimam a eletricidade gerada em 15% do parque instalado, em termos conservadores.

49. Este é apenas um cálculo teórico; esta energia elétrica não está efetivamente disponível pois seria o caso de se plantar cana para gerar eletricidade!

50. Estima-se ser necessário que 20% das palhas e pontas permaneçam no campo para proteção do solo (COPERSUCAR, 1991, WILLIAMS e LARSON, 1992).



conservadores<sup>51</sup>, atingindo uma geração total de eletricidade de 100.206 GWh, correspondendo a aproximadamente 46% do consumo de energia elétrica no país em 1990. Além disso haveria a garantia de produção de eletricidade durante todo o ano<sup>52</sup>.

No caso do Estado de São Paulo, que responde por aproximadamente 60% da produção de cana do Brasil, teríamos  $0,60 \times 55.670 = 33.402$  GWh produzidos durante a safra, além de  $33.402 \times 1,8 = 60.124$  GWh na entressafra. Considerando apenas a geração na safra, teríamos uma potência instalada de 7.620 MW, correspondendo a aproximadamente 76% do total instalado no Estado.

Em 1992, nove usinas de açúcar e álcool do Estado de São Paulo tem contratos com a CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz) para fornecimento de energia elétrica à rede estadual, num total de 30 milhões de kWh/ano na safra, suficientes para abastecer uma cidade de 200.000 habitantes por um mês (AIAA, 1992). Outras duas usinas devem iniciar o fornecimento ainda em 1992 para a CESP<sup>53</sup>, indicando que o caminho é viável.

---

51. Este aumento poderia atingir até 150%, teoricamente, conforme analisado adiante, neste trabalho.

52. A geração de eletricidade na entressafra, bem como o aproveitamento das palhas e pontas, está no Anexo 3.

53. ALMANÇA, R., CURY, L.A.B. (CESP). Comunicação Pessoal. 1992.

A maioria das usinas/destilarias não aproveita completamente o bagaço gerado, vendendo-o a terceiros. No início do Proálcool, o bagaço era vendido a preços irrisórios, como um sub-produto indesejado (era exportado para a Alemanha a US\$ 2,5/t, para fabricação de papel<sup>54</sup>). Atualmente o bagaço é vendido a outras empresas interessadas, como as indústrias de suco de laranja, a um preço médio de US\$ 4,5/t<sup>55</sup>.

Naquela ocasião, a energia elétrica produzida a partir do bagaço era insuficiente para suprir as próprias necessidades das usinas: elas eram obrigadas a comprar aproximadamente 40% do total consumido. A geração de eletricidade aumentou gradativamente, de modo que hoje o setor já é praticamente auto-suficiente. Nas usinas associadas à Copersucar, o grau de auto-suficiência é de 95% em 1992 (em 1989 era de 15%), sendo aproximadamente 7% a sobra atual de bagaço; esta sobra pode atingir 15%, viabilizando a geração de excedente de eletricidade, na safra. Mesmo nas usinas não associadas, aproximadamente 80% são auto-suficientes<sup>56</sup>. Observe-se que a geração de excedentes (na safra) de eletricidade já é viável tecnologicamente, só não ocorrendo em larga escala por motivos econômicos: o preço pago atualmente pelas

---

54. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

55. Este valor corresponde ao líquido recebido pela usina. As indústrias que compram o bagaço pagam US\$ 12/t, devido ao frete e demais despesas (MACEDO, I., COPERSUCAR. Comunicação Pessoal. 1992.)

56. LEAL, M.R.L.V.. (Gerência Central de Tecnologia Industrial da Copersucar). Comunicação pessoal. 1992.

concessionárias (US\$ 13,00/MWh a US\$ 24,00/MWh<sup>57</sup>) não é considerado interessante pelo setor. A partir de 1993, pelo Protocolo assinado entre o Governo Estadual, as concessionárias de energia elétrica e o setor sucro-alcooleiro, a eletricidade deverá ser comprada ao custo marginal de expansão do setor, isto é, US\$ 48,00/MWh.

Por outro lado, o rendimento atual do processo de cogeração ainda é reduzido (22 kWh/tc, com 0,5 kWh/tc excedente<sup>58,59</sup>), podendo ser aumentado - com tecnologias disponíveis - para 60 kWh/tc (COPERSUCAR, 1991), ou para 100 kWh/tc (OGDEN et alii, 1990), excedentes. Utilizando tecnologias mais avançadas - ainda não comercializadas - estima-se a produção de excedentes em 670 kWh/tc (WILLIAMS e LARSON, 1992), podendo-se atingir até 800 kWh/tc excedentes, com tecnologias ainda em desenvolvimento (WILLIAMS e LARSON, 1992)<sup>60</sup>.

---

57. ALMANÇA, R. (CESP). **Comunicação Pessoal**. 1992.

58. Valor médio para usinas do Estado de São Paulo (LORENZ, 1989).

59. COPERSUCAR, 1991.

60. Estas previsões são baseadas numa produção de palhas/pontas considerada excessivamente otimista, não existindo resultados experimentais de nenhuma variedade de cana que a confirmem. Em termos realistas, pode-se-ia adotar a quantidade de palhas/pontas produzidas igual à de bagaço, em base seca (MACEDO, I., COPERSUCAR. **Comunicação Pessoal**. 1992).

## 2.2. Situação atual na cogeração de eletricidade no setor sucro-alcooleiro:

### 2.2.1. Aspectos técnicos atuais da cogeração com bagaço de cana:

Entende-se por cogeração a produção simultânea de energia (elétrica e/ou mecânica) e de vapor para o processo. No processo tradicional, o combustível é queimado na caldeira, produzindo vapor d'água superaquecido que é alimentado na turbina a vapor, gerando uma potência mecânica; a turbina pode também ser acoplada a um gerador elétrico, convertendo a energia mecânica em elétrica. O vapor a baixa pressão na saída da turbina é enviado ao processo; neste caso, diz-se que a turbina é de contrapressão<sup>61</sup>. A figura 3 apresenta o esquema geral do ciclo a vapor mais usado em usinas/destilarias.

A produção de eletricidade num ciclo a vapor, de uma forma geral, é através de um ciclo de Rankine tradicional com turbina a vapor, o que corresponde a uma tecnologia em uso comercialmente há 100 anos. No caso de geração somente de energia elétrica, usa-se uma turbina de condensação: o vapor na saída da turbina vai para o condensador onde é totalmente condensado para retornar à caldeira. Para produção simultânea de eletricidade e vapor, pode-se usar a turbina

---

61. Uma análise detalhada da situação atual na geração de eletricidade a partir do bagaço encontra-se no Anexo 1.

de contrapressão<sup>62</sup>, a mais usada atualmente no Brasil, ou uma turbina de condensação e extração, no processo chamado CEST - "Condensing Extraction Steam Turbine" (figura 4). Neste processo, parte do vapor é extraído da turbina numa pressão intermediária, indo para o processo; o restante expande na turbina até a pressão do condensador, condensa e retorna à caldeira juntamente com o condensado do processo. Este é o processo com turbina a vapor que apresenta os melhores rendimentos de produção de energia elétrica.

Numa usina de açúcar e álcool, há necessidade de energia mecânica para preparo da cana e acionamento das moendas (em média 12,23 kWh/tc)<sup>63</sup>, de energia elétrica para outros equipamentos e para administração (10,11 kWh/tc) além de vapor d'água para o processo de produção de açúcar e álcool, em média 480 kg de vapor/tc moída (COPERSUCAR, 1991).

O vapor produzido na caldeira (21kgf/cm<sup>2</sup>, 220°C) é então alimentado nas turbinas acionadoras das moendas (250 a 470kgv/tc) e nos turbo-geradores (210 a 230kgv/tc), para produção de energia mecânica e elétrica, respectivamente (LORENZ, 1989). Na saída, a 1,5kgf/cm<sup>2</sup> de pressão, o vapor

---

62. Atualmente, o vapor na saída da turbina não vai para o condensador e sim para o processo; no retorno do processo, o condensado é realimentado na caldeira (Anexo 1).

63. Os valores citados neste capítulo correspondem a médias das usinas associadas à Copersucar (LORENZ, 1989), salvo referências em contrário.

vai para o processo e o condensado que retorna é enviado à caldeira.

Para uma usina média (300 tc/h processadas, produzindo 400 m<sup>3</sup>/d de álcool e 6.500 t/d de açúcar), são produzidas  $300 \cdot 480 = 144.000$  t/h de vapor de alta pressão a ser alimentado na turbina; aproximadamente 50% correspondem à geração de energia mecânica e os restantes 50% vão para a produção de energia elétrica (LORENZ, 1989).

Levando-se em consideração que a produção de bagaço é de 265 kg/tc<sup>64</sup>, uma usina média consome  $265 \cdot 300 = 79.500$  t/h de bagaço, com 50% de umidade.

Para a produção (em média) de energia elétrica de 22,34 kWh/tc para consumo e 0,5 kWh/tc excedente, temos uma geração total de 22,84 kWh/tc moída (COPERSUCAR, 1991). A partir deste dado, pode-se calcular o rendimento termodinâmico do processo, definido como a relação entre a energia produzida<sup>65</sup> e a energia disponível no combustível, que é função do poder calorífico e do consumo de combustível.

---

64. Segundo estimativas da COPERSUCAR, 1991, são produzidos 265 kg bag/tc, devido às paradas e partidas da usina.

65. Potência total produzida pela turbina a vapor, incluindo a potência consumida na planta.

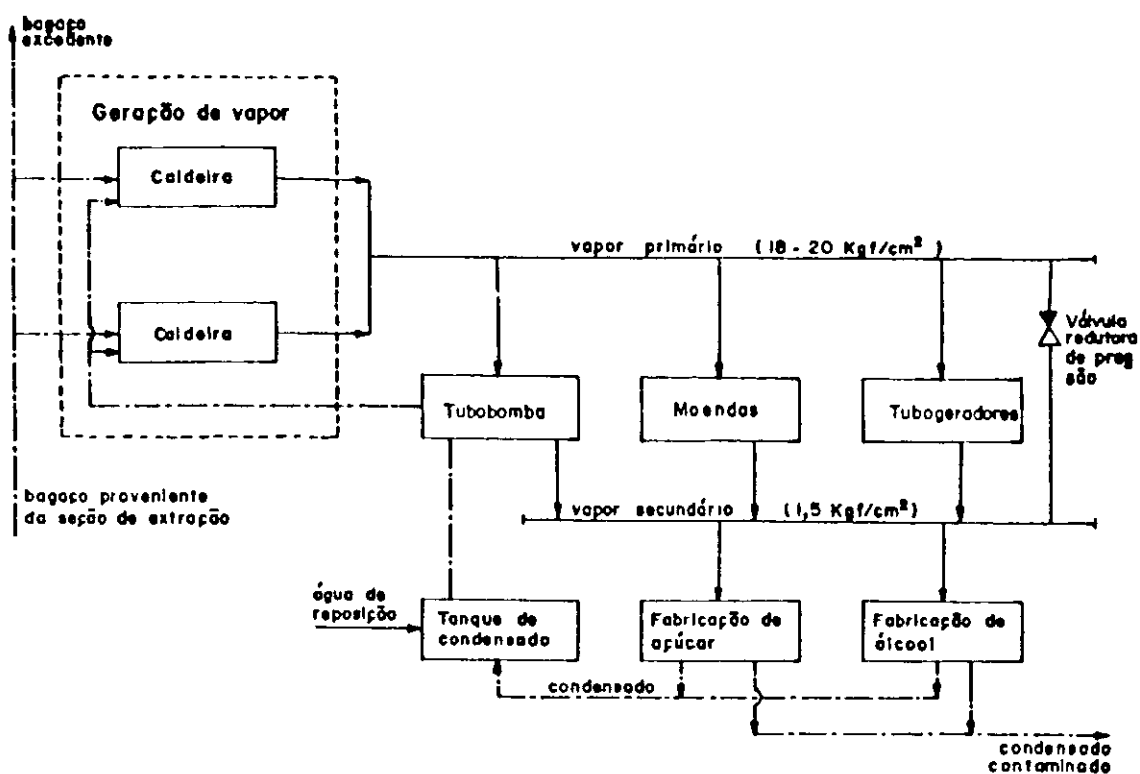
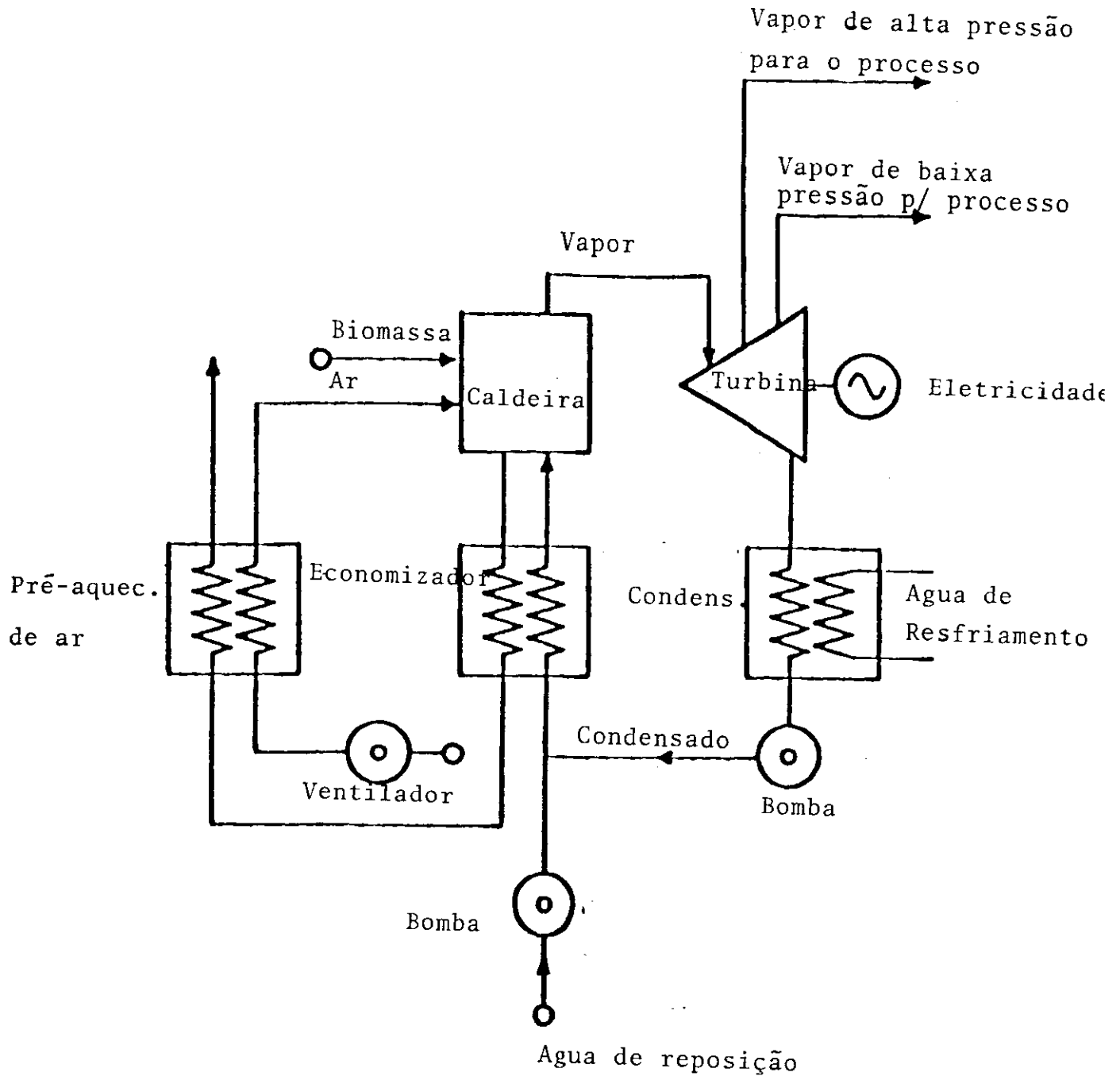


Figura 3: Ciclo a vapor comumente usado em usinas/destilarias.  
Fonte: CAMARGO, 1990.



**Figura 4: Ciclo de turbina a vapor com condensação e extração (CEST).**  
**Fonte: LLOYD, 1991.**



Como uma tonelada de cana produz 265 kg de bagaço com 50% de umidade, com poder calorífico superior de 2.280 kcal/kg, o rendimento termodinâmico correspondente é (admitindo-se auto-suficiência da usina)<sup>66</sup>:

$$\text{Rendimento} = \frac{\text{(energia elétrica total gerada)}}{\text{(energia disponível no bagaço)}} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \text{Rendimento} &= 22,84 \text{ kWh/tc} = 22,84 \text{ kW} / (265 \text{ kg/h de bagaço}) = \\ &= 22,84 \text{ kW} / (0,265 \text{ t/h} * 2,28 * 10^6 \text{ kcal/t}) = \\ &= (3,83 \cdot 10^{-5} \text{ kWh/kcal}) * (860 \text{ kcal/kWwh}) = 0,0325 = 3,25\%. \end{aligned}$$

A título de comparação, um ciclo a vapor tradicional para produção de energia elétrica apresenta, em média, rendimento da ordem de 30%, podendo atingir até 45 ou 50% com introdução de novas tecnologias<sup>67</sup>.

O rendimento de um ciclo a vapor é função da temperatura do vapor produzido na caldeira: quanto maior esta temperatura, maior o rendimento<sup>68</sup>. De acordo com a 2a. Lei da

---

66. Será adotada aqui a quantidade de bagaço produzida segundo estimativa da COPERSUCAR, 1991.

67. Valores para usinas termoelétricas de grande porte, operando com óleo combustível. Os rendimentos de 45 ou 50% correspondem a ciclos combinados (turbina a gás/turbina a vapor). Estes ciclos serão analisados com detalhes adiante. Normalmente, a geração de eletricidade a partir de biomassa é mais ineficiente (KJELLSTRÖM, 1981); mas mesmo plantas operando com madeira, nos Estados Unidos, apresentam rendimentos de até 18% (WILLIAMS E LARSON, 1992).

68. E maior o custo da instalação, devido à necessidade de equipamentos mais sofisticados em termos tecnológicos.

Termodinâmica, o rendimento máximo possível de um ciclo a vapor é dado por  $1 - (T_F/T_Q)$ , onde  $T_F$  e  $T_Q$  são respectivamente as temperaturas absolutas das fontes quente e fria para o ciclo. No caso de usinas termoelétricas tradicionais, a temperatura do vapor é da ordem de  $500^{\circ}\text{C}/600^{\circ}\text{C}$ , bem superior à temperatura de trabalho nas indústrias de açúcar e álcool ( $230^{\circ}\text{C}$ ), o que explica o maior rendimento. Mesmo nos Estados Unidos, onde já existem ciclos mais eficientes para produção de eletricidade a partir de madeira, o rendimento atinge apenas 14 a 18% (WILLIAMS e LARSON, 1992), mas ainda assim superior aos valores encontrados no Brasil.

Deve ser considerado o fato de que o objetivo principal do setor sucro-alcooleiro é a geração de vapor para consumo no processo de fabricação de açúcar/álcool. No entanto, é em vista das perspectivas de melhoria no rendimento da cogeração de eletricidade que se analisa a possibilidade de geração de excedentes pelo setor.

É importante observar que os custos de capital dos ciclos a vapor são muito influenciados pela escala, razão pela qual as termoelétricas tradicionais são de grande porte (por exemplo a Usina de Piratininga, em São Paulo, tem 400 MW de potência instalada). No entanto, no caso de biomassa (em particular o bagaço de cana, para o Brasil), unidades de maior porte (e de menor custo de capital) seriam impossíveis de operar devido aos problemas decorrentes da grande

quantidade de bagaço, como dificuldades de manuseio e de transporte. Para reduzir os custos de instalação, foram construídos ciclos mais simples, operando com temperaturas e pressões mais baixas (e, conseqüentemente, menos eficientes). Como o custo de combustível neste caso é reduzido, a baixa eficiência não chegou a apresentar maiores problemas até então.

Na situação atual de cogeração no setor sucro-alcooleiro (figura 3) não é usado o ciclo a vapor tradicional, como numa usina termoelétrica, pois não há condensador para o vapor que sai da turbina. Aliás, se fosse mantida a mesma pressão de saída da turbina ( $1,5 \text{ kgf/cm}^2$ ), o processo de condensação apenas introduziria perdas adicionais devido ao calor rejeitado para a água/ar de resfriamento<sup>69</sup>; por isso, nos ciclos que operam com condensador, trabalha-se com pressões mais baixas na saída da turbina (normalmente vácuo), de modo a aumentar sua potência. No sistema em uso nas usinas de açúcar/álcool, o vapor na saída das turbinas de contrapressão vai para o processo, de onde retorna o condensado para a caldeira.

---

69. Estas perdas são obrigatórias de acordo com a 2a. Lei de Termodinâmica: o enunciado de Kelvin-Planck afirma que o rendimento de um ciclo a vapor não pode ser 100%. Sendo o rendimento do ciclo dado por  $W_{\text{ciclo}}/Q_Q$ , e sendo  $W_{\text{ciclo}}=Q_Q-Q_F$ , onde  $Q_Q$  e  $Q_F$  são respectivamente os calores trocados com as fontes quente (caldeira) e fria (condensador), é obrigatória a perda de calor no condensador, de modo a que o rendimento seja inferior a 100%.

Este processo de produção de energia na turbina de contrapressão, com aproximadamente 3% de rendimento, é ineficiente por causa da ausência de condensador (que reduziria a pressão de saída da turbina) e também pelos baixos rendimentos dos equipamentos utilizados<sup>70</sup>, conforme analisado no Anexo 1. Para cogeração de energia a partir de bagaço, usando vapor nas mesmas condições atuais (de entrada e saída da turbina), a eficiência poderia ser de 77,81 kWh/tc (rendimento termodinâmico de 11,33%), operando-se com equipamentos mais eficientes: caldeira com 85%<sup>71</sup> e turbina a vapor com 80%<sup>72,73</sup>.

Na medida em que existe viabilidade econômica para a venda de eletricidade, surge o interesse das usinas pela geração de excedentes. Daí a tendência atual de melhorar o processo

70. Em média, as caldeiras a vapor existentes operam com rendimento de 70%. No entanto, calculando-se o rendimento médio das caldeiras da Usina São Francisco (estudo de caso da COPERSUCAR, 1991), obtém-se 52%. As turbinas apresentam 60-65%, podendo atingir 72% no caso de multiestágio. Já as turbinas de acionamento mecânico atingem apenas 45-50% (COPERSUCAR, 1991).

71. O rendimento da caldeira é a relação entre o calor efetivamente aproveitado para a geração de vapor e a energia química disponível no combustível, isto é,  $m_v \cdot (h_s - h_e) / m_b \cdot PC$  onde  $h_e$  e  $h_s$  são as entalpias na entrada e na saída da caldeira,  $m_v$  é a massa de vapor produzida e  $m_b$  é o consumo de bagaço com poder calorífico PC.

72. O rendimento da turbina é a relação entre a potência real e a potência produzida turbina isentrópica (ideal, reversível), entre as mesmas pressões de entrada e saída:  $W_{real} / W_{iso} = (h_e - h_{sr}) / (h_e - h_{si})$ , onde  $h_e$  é a entalpia de entrada do vapor,  $h_{sr}$  e  $h_{si}$  são as entalpias de saída nas turbinas real e isentrópica correspondente.

73. IENO, G. (Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, 1992). Comunicação pessoal. Estes valores são possíveis também para caldeiras queimando bagaço (LEAL, M.R.L.V., COPERSUCAR. Comunicação Pessoal.).

de cogeração a partir do bagaço de cana, em particular no Estado de São Paulo, em vista do interesse das concessionárias em comprar a energia elétrica excedente a preços realistas, conforme o Protocolo assinado em 1992 entre o Governo Estadual e as empresas do setor.

Assim sendo, existem estudos que visam melhorar o desempenho da cogeração de eletricidade, através de dois caminhos:

(a) A implantação de técnicas de conservação de energia no processo de produção de açúcar/álcool (COPERSUCAR, 1991; OGDEN et alii, 1990; CAMARGO, 1990) pode reduzir o consumo de vapor no processo de 480 até 332 kg de vapor/tc e, conseqüentemente, diminuir o consumo de bagaço. Desta forma, o bagaço excedente pode ser usado para a produção de vapor alimentado na turbina a vapor, gerando eletricidade.

Atualmente, admitindo-se que fosse consumido todo o bagaço produzido, o consumo de bagaço seria, em média,  $(265 \text{ kgbag/tc}) / (480 \text{ kgvapor/tc}) = 0,55 \text{ kgbag/kgvapor}$ , ou  $1,8 \text{ kgvapor/kgbag}^{74}$ ; reduzindo-se o consumo de vapor para 332 kgvapor/tc, o consumo de bagaço se reduziria a  $332 * 0,55 =$

---

74. Esta relação significa que o rendimento da caldeira seria:  $1,8 \text{ kgvapor} * (h_g - h_e) / (1,0 \text{ kgbag} * PC_{\text{bag}}) = 40\%$  aproximadamente. Na verdade, para o estudo de caso da Usina S. Francisco (COPERSUCAR, 1991), calculando-se o rendimento e considerando-se a sobra de bagaço, obtém-se o valor 52% ( $2,4 \text{ kgvapor/kgbag}$ ). Outras caldeiras apresentam em média rendimento de 70-72% (MACEDO, I. COPERSUCAR. Comunicação Pessoal. 1992).

182,6 kgbag/tc, correspondendo a um excedente de bagaço (50% umidade) de 82,4 kgbag/tc<sup>75</sup>. A título de ilustração, para uma usina que processa 300 tc/h, teríamos um excedente, na safra, de aproximadamente  $105.10^3$  toneladas de bagaço, podendo gerar 83.500 MWh de eletricidade (para um rendimento de 30%).

(b) O aumento no rendimento do processo de cogeração, permite uma maior produção de energia elétrica: este rendimento mais elevado pode ser obtido - a curto prazo e com tecnologias atualmente comercializadas - de duas formas:

(b.1) elevação da pressão nas caldeiras, aumentando a potência produzida na turbina a vapor<sup>76</sup>. Estudos existentes (COPERSUCAR, 1991) analisam a substituição de caldeiras antigas (21kgf/cm<sup>2</sup>) por novas unidades, com pressões de trabalho de 60 ou 80 kgf/cm<sup>2</sup>.

(b.2) modificações no ciclo de vapor, introduzindo turbinas de extração-condensação (COPERSUCAR, 1991; WILLIAMS e

75. A Usina S. Francisco atualmente possui um excedente de bagaço de 21,1 tb/h, para 300 tc/h, aproximadamente 70 kgbag/tc (COPERSUCAR, 1991). Um estudo mais detalhado encontra-se no Anexo 1.

76. O aumento na pressão (e temperatura) do vapor alimentado na turbina corresponde a uma maior entalpia de entrada e, conseqüentemente, a uma maior potência produzida; a potência específica da turbina é dada por  $w = h_e - h_s$ , sendo  $h_e$  e  $h_s$  as entalpias de entrada e de saída. A potência produzida pela turbina também pode ser aumentada reduzindo-se a pressão de saída, isto é, a entalpia. Por isso, a introdução do condensador, operando a pressões baixas (vácuo) contribui para uma maior eficiência do ciclo.

LARSON, 1992): parte do vapor é extraído da turbina em pressões intermediárias, indo para o processo e o restante expande na turbina até a pressão do condensador (operando a pressões baixas, em geral vácuo), num ciclo CEST, como o da figura 4.

O Anexo 1 analisa as modificações propostas pela COPERSUCAR, comparadas com a situação atual, bem como a geração de excedentes teoricamente possível de ser obtida.

A Tabela 1 apresenta resultados correspondentes a estas modificações, com os investimentos correspondentes. Observa-se que, de fato, a maior pressão de trabalho nas caldeiras, bem como a introdução do condensador (operando a pressões abaixo da atmosférica - processos CEST), aumentam o rendimento do processo.

A extração é realizada a uma pressão intermediária (1,5 atm) conforme as necessidades do processo de produção de açúcar e álcool.

TABELA 1: ENERGIA ELÉTRICA EXCEDENTE OBTIDA A PARTIR DO BAGAÇO DE CANA EM SISTEMAS DE TURBINA A VAPOR:

Processo <sup>c</sup>	Consumo vapor <sup>d</sup> kgv/tc	Consumo energia no processo kwh/tc <sup>e</sup>	Exced.gerado kwh/tc <sup>a</sup>	Investim. US\$/kw <sup>b</sup>
Atual [1]	479.30	22.34	0.5	---
A [1]	425.80	24.20	2.9	1000
B [1]	425.80	24.20	21.2	1236
C-CEST [1]	368.00	25.20	41.7	1160
D-CEST [1]	332.00	25.80	60.7	1341
CEST [2]	350.00	20.00	100.0	1520

Fontes: [1]. COPERSUCAR, 1991.

[2]. OGDEN et alii, 1990.

Notas: a. Nos casos ATUAL e A, a geração é possível apenas na safra, pois não há condensador<sup>77</sup>; nos demais processos, há também geração na entressafra, com compra de bagaço (COPERSUCAR, 1991).

b. O investimento prevê as modificações necessárias no processo para redução do consumo de vapor, nos processos propostos pela COPERSUCAR, 1991. A a D. No processo CEST proposto por OGDEN et alii, 1990, o investimento se refere a uma nova instalação para produção de eletricidade.

c. A descrição dos processos ATUAL, A, B, C e D, COPERSUCAR, 1991, encontram-se no Anexo 1, bem como os fluxogramas correspondentes. Os processos C e D correspondem a maiores pressões de trabalho (60 e 80 kgf/cm<sup>2</sup>, respectivamente), além de ser utilizado o condensador (0,3 kgf/cm<sup>2</sup>), enquanto que os processos ATUAL, A e B operam a pressões mais baixas (aproximadamente 21 kgf/cm<sup>2</sup>).

d. Este é o consumo de vapor no processo de produção de açúcar e álcool, obtido com a introdução de técnicas de conservação; o excedente gerado de energia elétrica na turbina a vapor é avaliado em consequência deste consumo de vapor no processo. Maiores detalhes são discutidos no Anexo 1.

e. Consumo de energia no processo de produção de açúcar/álcool: é a energia total, mecânica e elétrica, consumida no processo.

O maior rendimento obtido no processo CEST (OGDEN et alii, 1990) é devido, provavelmente, ao fato de se tratar de uma instalação nova, enquanto que os outros (C e D, COPERSUCAR,

77. Maiores detalhes a respeito dos processos citados encontram-se no Anexo 1.



1991) correspondem a adaptações efetuadas na planta existente. Comparando-se os resultados, verifica-se que todos os processos - em particular o último, com 100 kWh/tc excedentes - representam uma melhoria considerável quando comparados com o atual (22,84 kWh/tc total, apenas 0,5 kWh/tc excedente).

No entanto, do ponto de vista termodinâmico, estes rendimentos não podem ser comparados entre si, pois as condições de trabalho (pressão e temperatura do vapor na entrada da turbina) são diferentes, bem como as instalações. O rendimento obtido para as pressões de 60 e 80kgf/cm<sup>2</sup> devem ser comparados com os valores calculados para as mesmas condições (128,68 e 136,06 kWh/tc totais, respectivamente), conforme o Anexo 1<sup>78</sup>, onde se encontra uma discussão mais detalhada.

O processo CEST, proposto por OGDEN et alii, 1990 é o que apresenta melhor desempenho; no entanto, o consumo de vapor no processo de produção de álcool deveria ser no máximo 350kg/tc (analogamente aos processos C e D, com um máximo de 368 e 332 kgv/tc), o que ainda não ocorre na indústria brasileira, que consome mais (479kgv/tc, COPERSUCAR, 1991). Além disso, seria necessário modificar totalmente as

78. Esta diferença entre os rendimentos se deve provavelmente ao baixo rendimento das caldeiras e turbinas em uso, enquanto que o rendimento médio de uma caldeira (turbina) pode atingir até 85% (80%), mesmo para bagaço de cana.

instalações para geração de vapor/energia elétrica, o que não é viável economicamente. A curto prazo, a tendência é a adaptação do ciclo existente, permitindo o aumento na geração de excedentes de eletricidade, como nos processos propostos pela COPERSUCAR, 1991.

### **2.2.2. Aspectos econômicos atuais da cogeração em usinas e destilarias:**

O atual preço de venda (US\$ 13 a 24/MWh)<sup>79</sup> da energia elétrica às concessionárias estatais não viabiliza economicamente a geração de excedentes pelas indústrias de açúcar e álcool. Existem poucas usinas que vendem excedentes à CPFL (nove unidades) e à CESP (apenas duas), em fase experimental<sup>80</sup>.

Como foi analisado anteriormente, para a maioria das usinas não há interesse em gerar e comercializar excedentes de energia elétrica devido ao baixo preço de venda. As usinas preferem manter um processo ineficiente, ou mesmo vender o bagaço que sobra, em lugar de gerar eletricidade. Por isso, muitas ainda não são auto-suficientes em energia, preferindo até mesmo comprar parte dela das concessionárias.

---

79. Preços pagos pelas concessionárias em 1992 (ALMANÇA, R. CESP. Comunicação Pessoal. 1992.), com contratos assinados para compra de eletricidade.

80. CURY, L.A.B. (CESP, 1992). Comunicação pessoal.

Estudos recentes (ELETROBRÁS, 1991) analisaram a viabilidade econômica das melhorias consideradas, com os investimentos correspondentes. A conclusão a que se chegou é que isto ocorre para um preço de compra igual ao custo marginal de expansão do sistema na região sul-sudeste (US\$ 48/MWh), mais o custo de transmissão (US\$ 7/MWh), correspondendo a um valor de US\$ 55/MWh<sup>81</sup>.

No entanto, mesmo com as melhorias analisadas, ainda persistem dificuldades:

- há necessidade de compra de bagaço na entressafra (COPERSUCAR, 1991) para garantir um fator de carga de 90%, mantendo o suprimento de energia durante o ano todo; na eventualidade de todas as usinas participarem do processo de cogeração, seriam poucas as probabilidades de haver bagaço excedente para ser comprado na entressafra;
- o investimento nas modificações é elevado (até US\$ 1.520/kW instalado), devido ao fator de escala (importante para turbinas a vapor) e o rendimento obtido não atinge valores competitivos (100 kWh/tc excedente); assim, o custo de capital persiste em patamares elevados.

---

81. No caso da geração a partir de bagaço, não há o custo de transmissão a ser computado, pois as usinas geram no local. Alguns especialistas consideram que este valor poderia ser mais elevado pois, na realidade, a geração em hidroelétricas tem um custo de instalação de US\$ 2.000/kW o que, para 60% de fator de carga, 15%a.a., 20 anos, corresponde a US\$ 70/MWh, incluídos os custos de transmissão (HUKAI, R. (IEE/USP). Comunicação Pessoal. 1992).

TABELA 2: INVESTIMENTO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM TURBINAS A VAPOR UTILIZANDO BAGAÇO DE CANA.

Processo <sup>a</sup>	Fator de carga	S/ES <sup>b</sup>	Investimento <sup>c</sup> US\$/kw inst
A[1]	50%	S	1008
B[1]	50%	S	1236
C[1]	50/90%	ES	1160
D[1]	50/90%	ES	1341
CEST[2]	50/90%	S	1520

Fonte:[1].ELETROBRÁS, 1991.[2].OGDEN et alii, 1990.

Notas:a. Os processos são os mesmos usados na Tabela 1.

b. S corresponde à geração apenas na safra; ES significa produção de eletricidade também na entressafra, comprando bagaço. No processo CEST (OGDEN et alii, 1990) também existe a possibilidade de geração na entressafra, usando barbojo, mas este aspecto não foi considerado devido à impossibilidade atual de utilização do barbojo<sup>82</sup>.

c. Custos obtidos a partir da referência mencionada.

Por outro lado, a crescente possibilidade de utilização do gás natural como combustível faz com que esteja cada vez mais próxima a utilização de turbinas a gás também no Brasil. Há estudos em andamento<sup>83</sup> prevendo sua implantação em usinas termoelétricas existentes, transformando-as em ciclos combinados e aumentando o seu rendimento; seus impactos ambientais são menores que nos ciclos a vapor convencionais (que utilizam óleo combustível, carvão, etc), pelo fato de utilizarem gás natural. A turbina a gás é um equipamento de elevada eficiência termodinâmica, mesmo em escala reduzida, e seus custos de capital também são pouco

82. O aproveitamento do barbojo (palhas e pontas) só é possível com a colheita de cana crua, como será discutido adiante, no Anexo 3.

83. Há uma dissertação de mestrado em andamento, analisando a conversão da Usina de Piratininga (São Paulo) em ciclo combinado (Ieno, G. (IEE/USP). Comunicação Pessoal. 1992.).

afetados por este fator, conforme a figura 22 adiante (WILLIAMS e LARSON, 1992). Como será analisado a seguir, este processo poderia viabilizar economicamente a cogeração de excedentes de eletricidade<sup>84</sup> no setor sucro-alcooleiro, pelo fato de apresentar rendimento maior do que os processos tradicionais com turbina a vapor.

---

84. Considera-se um prazo médio de oito anos para sua implantação (COPERSUCAR, 1991).

### 3. ALTERNATIVAS PARA COGERAÇÃO NO SETOR SUCRO-ALCOOLEIRO DE SÃO PAULO - A UTILIZAÇÃO DE TURBINAS A GÁS PARA COGERAÇÃO

#### 3.1. Introdução:

Os ciclos de turbina a gás foram inicialmente projetados para propulsão de aviões a jato. Estas turbinas normalmente não são de grande porte, quando comparadas com as turbinas a vapor utilizadas em termoelétricas: para um Boeing 747 ("Jumbo"), por exemplo, cada uma de suas quatro turbinas tem 35 MW<sub>e</sub> de potência.

Por outro lado, são equipamentos de alto rendimento termodinâmico (aproximadamente 93%<sup>85</sup>) e alta confiabilidade, devido à finalidade para a qual são projetados. São também equipamentos cujo custo de instalação é pouco afetado pelo fator de escala, ao contrário dos ciclos de turbina a vapor (WILLIAMS e LARSON, 1992), conforme a figura 22. Além disso, devem obrigatoriamente permitir fácil manutenção: na

85. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1990.

Uma turbina a vapor tem rendimento (em relação à turbina isentrópica, ideal) entre 50 e 80%, dependendo do seu porte. O rendimento de uma turbina é a relação entre a potência produzida pela turbina real e a potência produzida pela turbina isentrópica (ideal), operando entre as mesmas pressões. No caso da turbina a gás, a potência produzida pela turbina isentrópica corresponde à equação  $Pv^k = \text{cte}$ , onde P e v são respectivamente a pressão e o volume específico do gás; k é a relação entre os calores específicos do gás a pressão e a volume constante ( $k = c_p/c_v$ ).

eventualidade de falha numa turbina de avião, sua substituição deve ser efetuada o mais rapidamente possível. Daí a necessidade de facilidade no transporte de peças de reposição ou mesmo de uma unidade completa, independente do local em questão.

Por esses motivos, as turbinas a gás foram adaptadas (turbinas estacionárias) para geração de energia elétrica, em geral queimando gás natural. Elas são usadas principalmente na França, Itália, Estados Unidos, Japão e Finlândia, entre outros países desenvolvidos; a Petrobrás também utiliza turbinas a gás para gerar eletricidade nas plataformas de petróleo, queimando o gás retirado junto com o petróleo (gás associado).

Inicialmente, a utilização de turbinas a gás não visava a geração de energia elétrica na base, apenas em horários de pico. Isto ocorria porque o combustível usado é, em geral, o gás natural, mais caro do que o carvão, tradicionalmente usado nas termoelétricas daqueles países. Entretanto, como o gás natural é menos poluente do que os outros combustíveis fósseis, a tendência é de aumentar cada vez mais seu emprego na geração de eletricidade, juntamente com outros combustíveis gasosos.

Já existem modelos de turbinas a gás para operar com gases de médio poder calorífico (carvão gaseificado, nos Estados

Unidos<sup>86</sup>, na Finlândia<sup>87</sup>, gases de refinaria<sup>88</sup>) e baixo poder calorífico, como gases de alto forno<sup>89</sup> (Japão), madeira gaseificada (Finlândia<sup>90</sup>, Estados Unidos<sup>91</sup>, Brasil<sup>92</sup>), ou outros (Itália<sup>93</sup>). Desta forma, os ciclos de turbina a gás aparecem como uma alternativa promissora para a produção de energia elétrica também no Brasil, e em particular utilizando bagaço de cana gaseificado<sup>94</sup>.

Neste capítulo são apresentados os ciclos principais com turbinas a gás, bem como o processo de gaseificação e os tipos de gaseificadores utilizados. É também efetuada uma projeção do potencial elétrico possível de ser cogenerado até o ano 2010, comparando-o com as previsões do setor (Plano 2010 da Eletrobrás).

---

86. Cool Waters, na Califórnia (planta piloto), LARSON et alii, 1987.

87. Planta piloto da Tampela Powers, Finlândia (HOKAJÄRI e RIITAHUHTA, 1991).

88. CURTIS, 1987.

89. A Mitsubishi instalou um sistema de turbina a gás e caldeira de recuperação na Nisshin Steel Co. em 1989, para queimar gases de alto forno, com baixo poder calorífico: 700 kcal/Nm<sup>3</sup> (Modern Power Systems. September, 1989).

90. Alström, Finlândia.

91. Turbina GE-LM-5000 (WILLIAMS E LARSON, 1992).

92. Existe um projeto-piloto sendo desenvolvido pela CHESF para operar um ciclo de turbina a gás com madeira (CARPENTIER, 1990) gaseificada; no entanto, outros estudos (CHINEN, 1985) consideraram esta opção inviável economicamente.

93. Instalação da Stusvick Energy para queimar RDF (lixo orgânico municipal).

94. Atualmente, ainda não existem sistemas de gaseificador/turbina a gás para bagaço comercialmente viáveis, como será discutido adiante.



### 3.2. Análise técnica dos ciclos com turbina a gás:

#### 3.2.1. Ciclo simples (Brayton):

O ciclo simples ou Brayton corresponde à turbina a gás utilizada na propulsão de aviões a jato, conforme a figura 5. Neste ciclo, o combustível é alimentado na câmara de combustão, onde é queimado com o ar vindo do compressor; os gases de combustão, a alta temperatura (podem atingir até  $1200^{\circ}\text{C}^{95}$ ), são então expandidos na turbina até a pressão atmosférica. A velocidade de saída é extremamente elevada, de modo a provocar o empuxo no avião (900 a 1000 km/h), e praticamente toda a potência gerada pela turbina é consumida pelo compressor de ar.

Aplicando a Primeira Lei da Termodinâmica para o conjunto (processo adiabático, potência da turbina consumida pelo compressor), obtém-se:

$$H_s + EC_s = H_{\text{comb}} + H_{\text{ar}} \quad (2)$$

onde:  $H_s$  é a entalpia dos gases de exaustão na saída da turbina;

$H_{\text{comb}}$  e  $H_{\text{ar}}$  são as entalpias de entrada do combustível e do ar, respectivamente;

$EC_s$  é a energia cinética dos gases na saída da turbina.

---

95. Em 1987, a General Electric introduziu turbinas a gás cuja temperatura dos gases de entrada atinge  $1260^{\circ}\text{C}$ , graças às melhorias nos aspectos metalúrgicos do rotor. A temperatura dos gases na entrada da turbina é um dos parâmetros para determinar a eficiência térmica global do ciclo, de acordo com a 2a. lei da Termodinâmica: quanto maior a temperatura dos gases, maior o rendimento do ciclo. (WILLIAMS E LARSON, 1992).

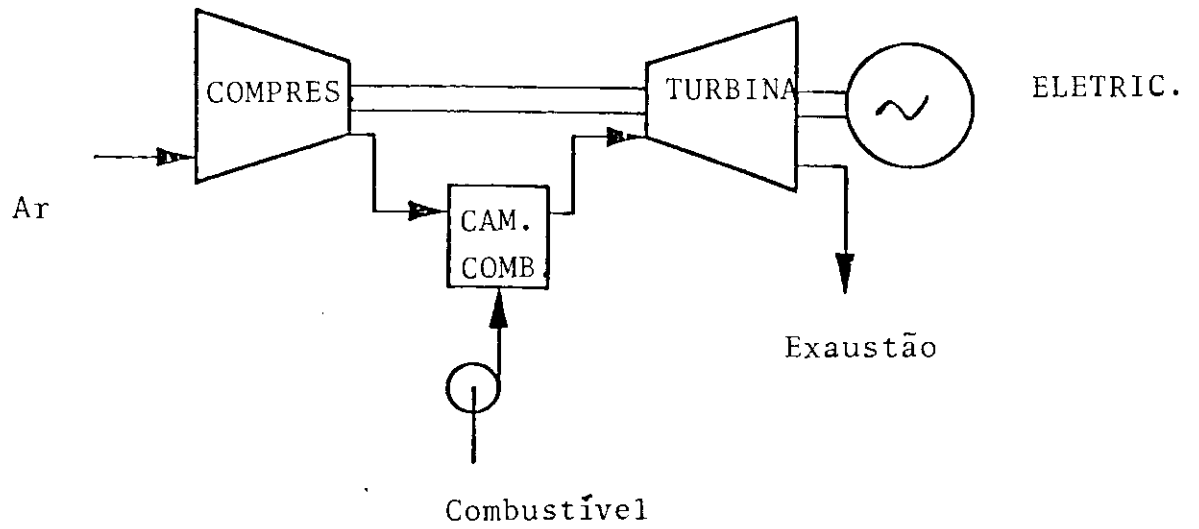


Figura 5: Ciclo simples de turbina a gás (Brayton).  
Fonte: LLOYD, 1991.

Para fornecer energia mecânica ao gerador elétrico, a turbina a gás é reprojeta (aumentando-se o rotor, para aproveitar maior quantidade da energia disponível dos gases), de modo que os gases de exaustão tenham velocidade de saída muito baixa, reduzindo a parcela da energia cinética praticamente a zero. Esta energia é então aproveitada no gerador elétrico e a Primeira Lei passa a ser:

$$W_{vc} + H_s = H_{comb} + H_{ar} \quad (3)$$

onde  $W_{vc}$  é a energia líquida (trabalho) fornecida ao gerador elétrico pelo ciclo (descontado o consumo do compressor).

As turbinas adaptadas para produção de energia elétrica - chamadas estacionárias - podem ser aeroderivativas ou "heavy-duty". As aeroderivativas são versões de menor porte, adaptadas a partir daquelas usadas em aviação<sup>96</sup>, com potências até 40MW e razão de pressão de até 30 vezes<sup>97</sup>. As turbinas "heavy-duty" são equipamentos de maior porte, com potências de até 150MW e relação de pressão de 10 a 16. A escolha de cada tipo depende da aplicação em questão, conforme analisado por LLOYD, 1991; CURTIS, 1987.

---

96. Desde a década de 1970 existem turbinas aeroderivativas usadas para geração de eletricidade; em particular, a Rolls Royce utiliza turbinas aeroderivativas para geração de eletricidade, em particular para plataformas de petróleo (gás associado) e em refinarias, queimando gás de refinaria (CURTIS, 1987).

97. Esta é a relação entre a pressão de saída e de entrada no compressor de ar.

As turbinas a gás aeroderivativas são usadas desde a década de 1970 para geração de eletricidade, inicialmente para complementação e em seguida para energia firme (CURTIS, 1987).

O ciclo de turbina a gás vem sendo aperfeiçoado ao longo dos últimos anos, permitindo maiores temperaturas de trabalho; no entanto, quando comparados com ciclos de turbina a vapor, os ciclos simples de turbina a gás apresentam menores eficiências<sup>98</sup> (apesar da alta eficiência termodinâmica da própria turbina a gás). Como a temperatura dos gases alimentados na turbina a gás é muito maior do que no caso da turbina a vapor, o rendimento (teórico) máximo do ciclo de turbina a gás é maior<sup>99</sup>; porém, no caso do ciclo simples, o rendimento é baixo porque a temperatura de saída dos gases é alta, não ocorrendo o aproveitamento da sua entalpia de saída<sup>100</sup>. Melhores resultados são portanto obtidos em ciclos combinados com turbina a vapor ou em ciclos de turbina a gás

---

98. A turbina GE LM-5000, derivada das usadas no Boeing 747, DC-10 e Airbus 300, produz 33 MW<sub>e</sub> com eficiência de 33% operando com gás natural. Segundo LLOYD, 1991, a nova unidade GE LM-6000 terá 41,5% de eficiência operando em ciclo simples; será a mais eficiente unidade comercializada, mas ainda com desempenho inferior às mais modernas plantas termoelétricas, com até 52% de rendimento (BÖHM, 1991).

99. Segunda Lei da Termodinâmica.

100. Para uma turbina isentrópica, a temperatura dos gases de saída é  $T_s = T_e (P_s/P_e)^{[(k-1)/k]}$ , onde  $k$  é a relação entre os calores específicos  $k = c_p/c_v$ . Para  $T_e = 1200^\circ\text{C}$ , a temperatura de saída será  $284^\circ\text{C}$  (aeroderivativas) ou  $394^\circ\text{C}$  (heavy-duty), aproximadamente. Nas turbinas reais, os valores serão superiores a estes, teóricos.

com modificações, que aproveitam os gases de exaustão para produção simultânea de vapor.

### **3.2.2. Ciclo com Regeneração:**

Os gases de exaustão na saída da turbina a gás estão ainda a temperaturas elevadas (da ordem de  $600^{\circ}\text{C}$  nas "heavy-duty" e  $500^{\circ}\text{C}$  nas aeroderivativas). Estes gases podem então ser aproveitados para preaquecer o ar alimentado na turbina, saído do compressor (figura 6), economizando combustível. A desvantagem deste processo é o elevado custo do trocador de calor (LLOYD, 1991).

### **3.2.3. Ciclo combinado:**

Pode-se também empregar as turbinas a gás em conjunto com turbinas a vapor, formando os chamados ciclos combinados (figura 7).

Neste caso os gases de exaustão, com temperaturas ainda elevadas ( $500$  a  $600^{\circ}\text{C}$ ), são utilizados para produzir vapor d'água superaquecido numa caldeira de recuperação ("heat recovery steam generator" - HRSG), sendo descarregados para a atmosfera com menores temperaturas (aproximadamente  $100^{\circ}\text{C}$ ).

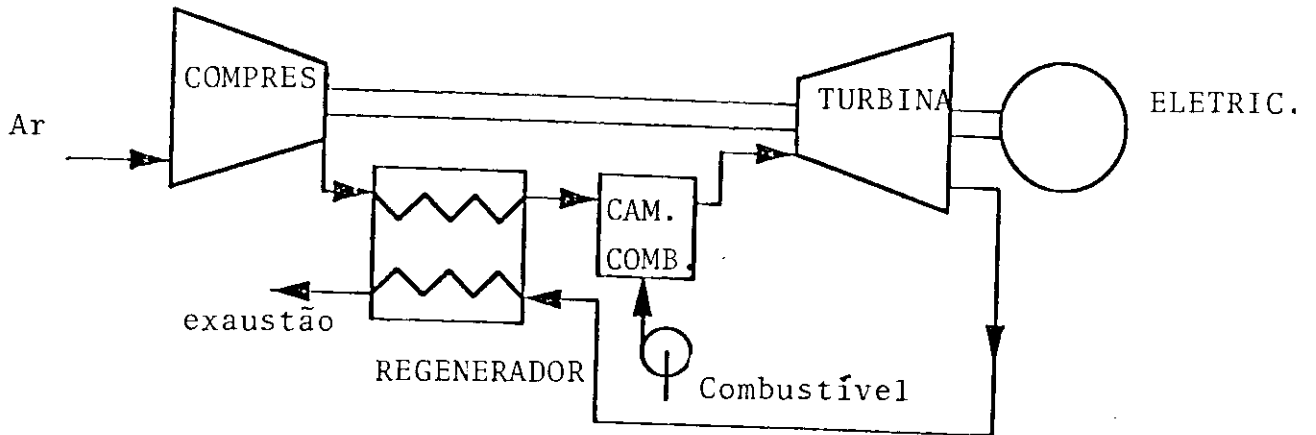


Figura 6: Ciclo de turbina a gás com regeneração.  
Fonte: LLOYD, 1991.

O vapor obtido é alimentado na turbina a vapor de um ciclo a vapor tradicional (Rankine).

Uma outra possibilidade é a utilização do vapor produzido em processos industriais que tenham consumo de vapor: é o processo de cogeração, de particular importância para o setor sucro-alcooleiro do Brasil e que será analisado adiante.

Os ciclos combinados são as plantas de maior eficiência térmica em operação, hoje.

Um ciclo a vapor tradicional apresenta eficiência térmica<sup>101</sup> em torno de 30% que, com a transformação em ciclo combinado, aumenta consideravelmente (para 45%/50%, ou mesmo 52%<sup>102</sup>).

---

101. O rendimento termodinâmico de um ciclo a vapor (motor térmico) é a relação entre a potência líquida produzida na turbina a vapor (descontados os consumos nas bombas) e o calor fornecido na caldeira pela queima do combustível. Para um ciclo operando entre 500°C e 20°C (temperatura ambiente), o máximo rendimento (ciclo de Carnot) que poderia ser obtido teoricamente seria  $1 - (T_F/T_Q) = 1 - (293/773) = 62\%$ , onde  $T_F = 20 + 273 = 293\text{K}$  e  $T_Q = 500 + 273 = 773\text{K}$ . O rendimento máximo depende destas temperaturas absolutas  $T_F$  e  $T_Q$ . No entanto, se quisermos comparar o rendimento de um ciclo real com o correspondente ciclo de Carnot, deve-se considerar como temperatura  $T_Q$  a média das temperaturas na caldeira; analogamente para o condensador. Esta análise não será feita por fugir aos objetivos deste trabalho.

102. Uma instalação em Amberly, na Turquia, da Siemens, com ciclo combinado, apresenta rendimento de 52% (BÖHM, 1991). Também uma planta na Holanda apresenta 52% de rendimento em ciclo combinado (LLOYD, 1991).

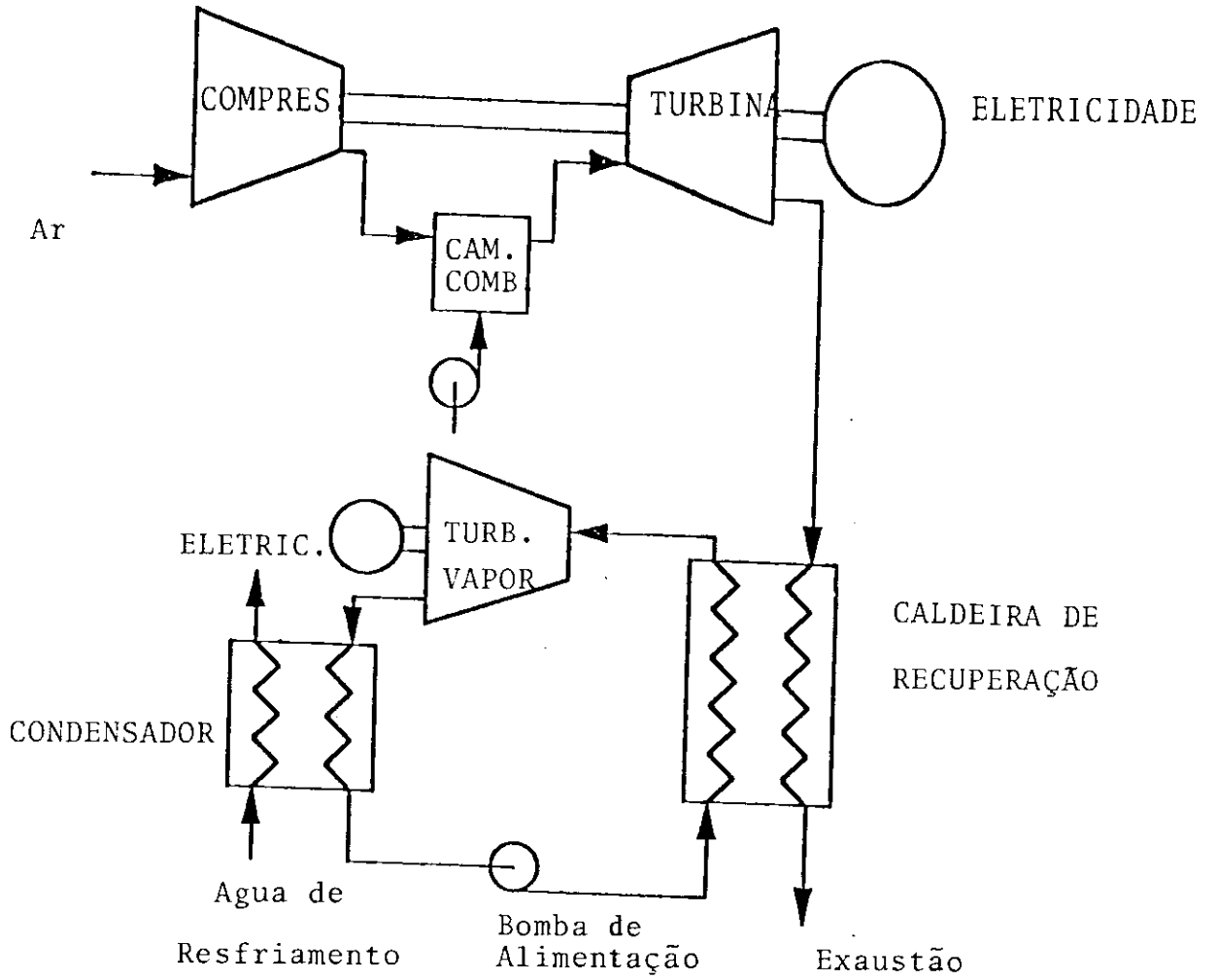


Figura 7: Ciclo combinado de turbina a gás e turbina a vapor  
Finte: LLOYD, 1991



Por este motivo, esta modificação é especialmente indicada para melhorar o desempenho de ciclos a vapor já existentes, em geral utilizando turbinas do tipo "heavy-duty" (WILLIAMS e LARSON, 1992)<sup>103</sup>.

Em geral, o combustível usado é o gás natural, mas já existem experiências com gás de carvão<sup>104,105</sup> (médio poder calorífico) e com gás de baixo poder calorífico<sup>106</sup>.

O rendimento do ciclo combinado é a relação entre a potência total líquida produzida - da turbina a gás ( $W_{tg}$ ) e da turbina a vapor ( $W_{tv}$ ), descontados os consumos de energia nas bombas ( $W_b$ ) e compressor ( $W_c$ ) - e a energia disponível no combustível ( $m_c \cdot PC$ ) alimentado na câmara de combustão da turbina a gás:

$$(W_{tg} + W_{tv} - W_b - W_c) / m_c \cdot PC \quad (4)$$

103. Um exemplo, dentre muitos, é a adaptação de uma turbina a vapor Siemens, na Irlanda, com 30MW e 30 anos, que foi adaptada para ciclo combinado, gerando 83 MW (JOYCE e ZOERNER, 1989)

104. A planta piloto (gaseificador/turbina a gás) da Tampela Powers, na Finlândia, que deverá entrar em operação em 1992, usará inicialmente carvão gaseificado e, a seguir, algumas biomassas (HOKAJÄRI e RIITAHUHTA, 1991).

105. Vários fabricantes oferecem turbinas a gás para operar em ciclo combinado com carvão gaseificado, como a Alsthom (BOISSENIN e CASTANIER, 1988), General Electric (experiência de Cool Waters, na Califórnia; planta em escala comercial com gaseificador da Texaco; WILLIAMS e LARSON, 1992), Siemens (projeto para uma planta em conjunto com gaseificadores da Shell, na Holanda, para 1993; BÖHM, 1991).

106. Turbina Mitsubishi de 15 MW para gás de alto forno (Nakayama Steel Works), em ciclo combinado, previsto para operar em abril de 1991.

Assim, para a mesma quantidade de combustível alimentada, a potência produzida no ciclo combinado é maior e, conseqüentemente, maior o seu rendimento.

Nos estudos em andamento para transformação da Usina de Piratininga, em São Paulo, em ciclo combinado<sup>107</sup>, as estimativas são de que os atuais 400 MW instalados podem ser aumentados para 1.200 MW, utilizando gás natural importado da Bolívia ou Argentina. É importante observar que, uma vez construído o gasoduto para importação de gás natural, haverá um grande mercado no país para turbinas a gás usadas em geração de eletricidade, o que sem dúvida irá viabilizar economicamente este processo, para outros tipos de combustíveis<sup>108</sup>.

#### 3.2.4. Turbina a gás com injeção de vapor (STIG-"steam injected gas turbine"):

Uma outra alternativa para a utilização de turbinas a gás é o ciclo com injeção de vapor - STIG, "steam injected gas turbine": o vapor produzido na caldeira de recuperação, a partir dos gases de exaustão, é injetado na câmara de combustão da turbina a gás (figura 8).

Como a potência consumida pela bomba de alimentação de água para a caldeira de recuperação é reduzida, obtém-se um

107. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991  
IENO, G. (IEE/USP). Comunicação pessoal. 1991.

108. IENO, G. (IEE/USP). Comunicação pessoal. 1991.

aumento importante na potência líquida produzida pelo ciclo; por exemplo, a turbina a gás LM-5000<sup>109</sup> da General Electric, que, em ciclo simples produz 34MW com eficiência de 36%, atinge 47 a 52 MW<sup>110</sup> com 43%, se utilizada com injeção de vapor (LLOYD, 1991; WILLIAMS e LARSON, 1992).

Um outro processo de turbinas a gás com injeção de vapor é utilizado pela Kawasaki (FARMER, 1989), que desenvolveu um ciclo (M1A-13CC) produzindo 2,37MW, com 32,7% de eficiência, com gás natural, podendo operar também em cogeração<sup>111</sup>.

A quantidade de vapor injetado na câmara de combustão depende da entalpia (isto é, da temperatura e da pressão) dos gases de exaustão da turbina a gás. Verifica-se que as turbinas aeroderivativas são as que apresentam maior facilidade para serem adaptadas à operação em ciclo STIG<sup>112</sup>, em particular para processos em que há necessidade de cogeração (produção simultânea de vapor e energia elétrica).

---

109. É a maior unidade disponível comercialmente, utilizada nos aviões Boeing-747, DC-10, Airbus.

110. Dependendo da quantidade de vapor injetado.

111. No entanto, em resposta a correspondência enviada por nós, o fabricante (Kawasaki) informou não haver interesse na produção de turbinas a gás para gases de baixo poder calorífico, como o bagaço gaseificado. Seria interessante uma turbina de pequeno porte como a unidade em questão para a cogeração de pequenas usinas brasileiras.

112. Turbinas aeroderivativas possuem maior flexibilidade para acomodar um maior fluxo de massa, uma vez que são projetadas para operar com excesso de ar na propulsão de jatos (LLOYD, 1991).

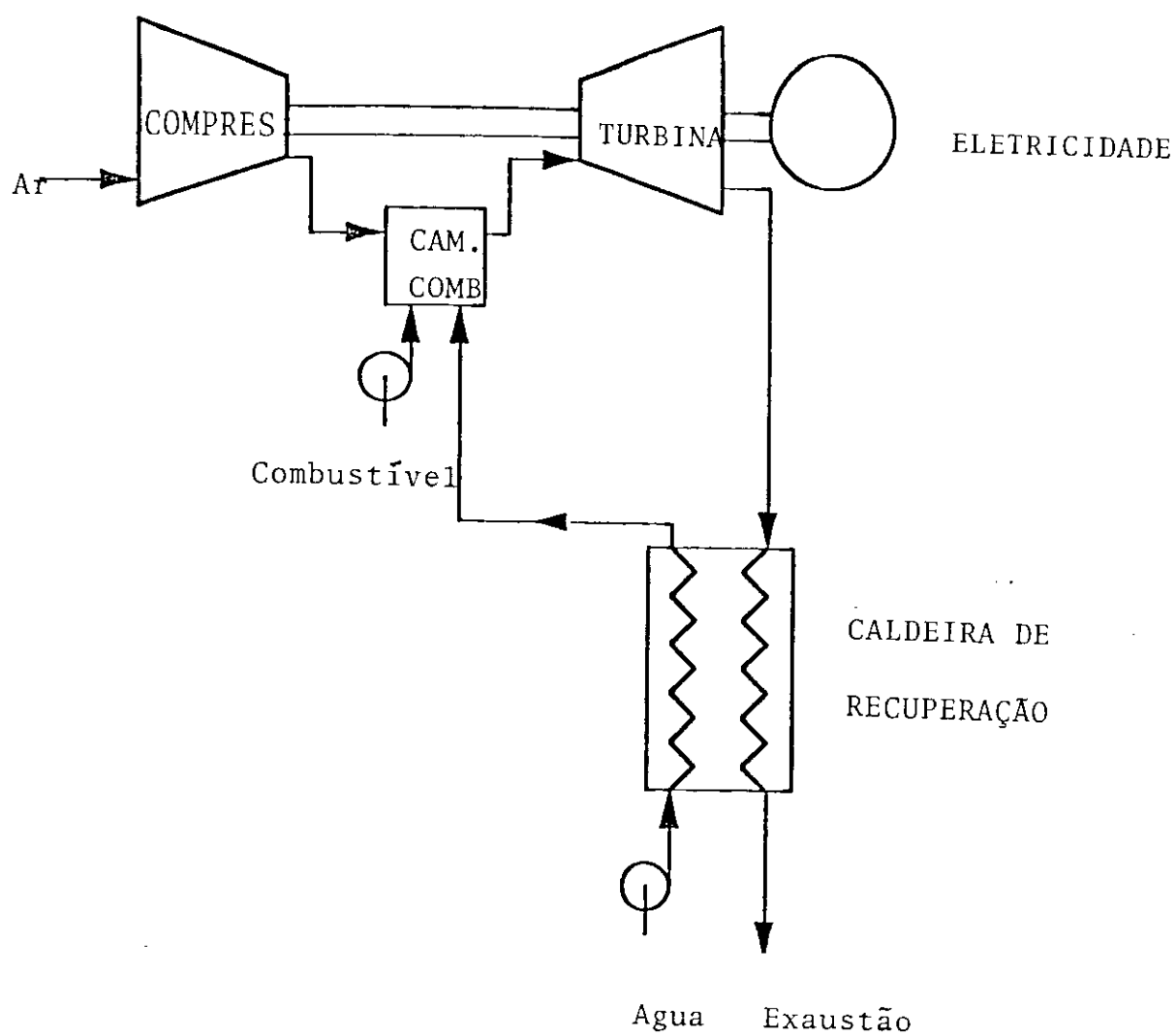


Figura 8: Ciclo de turbina a gás com injeção de vapor (STIG-  
"steam injected gas turbine").  
Fonte: LLOYD, 1991

Até agora, os ciclos STIG<sup>113</sup> foram utilizados nestes processos de cogeração, devido à flexibilidade apresentada: quando a demanda de vapor no processo é reduzida, o vapor em excesso é injetado na turbina de modo a aumentar a produção de eletricidade, gerando um excedente, que pode ser vendido a terceiros ou às companhias de eletricidade. Há também a possibilidade de utilização da energia dos gases de exaustão do STIG para aquecimento ambiental (LUNDBERG, 1991).

Em geral, o ciclo STIG não é competitivo com o ciclo combinado usado em usinas termoelétricas de grande porte. Porém o custo de capital do STIG é menor, porque não há necessidade de instalação de turbina a vapor, condensador, torre de resfriamento, sendo particularmente indicado para plantas de pequeno porte (até 50 MW), por não sofrer os efeitos de economia de escala, como o ciclo combinado ou o ciclo tradicional de turbina a vapor (LLOYD, 1991; WILLIAMS e LARSON, 1992).

Um problema apresentado pelo STIG se refere à qualidade da água alimentada na caldeira de recuperação: a pureza desta água deve ser garantida, de modo a evitar corrosão nas pás das turbinas a gás pelo vapor d'água. Alguns autores (LLOYD, 1991) acham que este tratamento não aumenta os custos da

---

113. Já existem 30 unidades STIG operando ou em construção nos Estados Unidos (WILLIAMS e LARSON, 1992).

instalação; outros<sup>114</sup> avaliam que a influência seja considerável.

Devido às perspectivas de utilização de carvão e biomassa como combustíveis para as turbinas a gás, existem três tipos de turbinas a gás em desenvolvimento (LARSON et alii, 1987):

**(a) Turbinas alimentadas diretamente com combustíveis sólidos:**

Neste caso a turbina necessitaria de um combustor muito maior do que o convencional. Se os resultados forem positivos, este processo será atraente pelo baixo custo de capital, mas ainda há necessidade de serem desenvolvidos maiores estudos a respeito. Uma experiência efetuada pela Aerospace Research Corporation (EUA), com madeira pulverizada queimada em câmara de combustão externa de uma turbina a gás<sup>115</sup> (HAMRICK, 1983), parece ter apresentado resultados satisfatórios.

**(b) Turbinas a gás alimentadas indiretamente com combustíveis sólidos:**

Neste ciclo o combustível é queimado num combustor a pressão atmosférica e o calor é transferido a alta temperatura para o ar saindo do compressor que, em seguida, expande na

---

114. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1992.

115. Turbina aeroderivativa Allison-501KG, General Motors, derivada do aparelho T-56 da US Air Force, 3MW, 26% rendimento (HAMRICK, 1983).

turbina. Este sistema apresenta duas limitações: o trocador de calor necessário ao processo de aquecimento do ar aumenta o custo de capital e a eficiência do sistema é reduzida pelo limite de temperatura permitida no trocador de calor ( $815^{\circ}\text{C}$  em lugar de  $1200^{\circ}\text{C}$ ), muito menor do que na turbina a gás. Não se tem notícia de unidades operando comercialmente: existe uma planta piloto na Bélgica (DE RUYCK et alii, 1991), cujos resultados são analisados no próximo item.

**(c) Turbinas a gás alimentadas com combustíveis gaseificados:**

Neste caso o combustível é inicialmente gaseificado para, em seguida, ser alimentado na câmara de combustão da turbina a gás. Este é o ciclo mais promissor para a utilização de bagaço de cana, a partir das experiências existentes com carvão e madeira. Este processo será estudado em detalhes adiante.

**3.2.5. Outras tecnologias em desenvolvimento:**

**\* Turbina a gás com resfriador intermediário (ISTIG- "intercooled steam injected gas turbine"):**

Uma proposta apresentada para melhorar o desempenho do ciclo STIG é a introdução de um resfriador intermediário no compressor de ar da turbina a gás (figura 9). A expectativa é de que ocorra um aumento na eficiência do ciclo: a General Electric estima que sua turbina LM-8000 (ISTIG) produza 110MW, com 52% de eficiência (LLOYD, 1991).

O resfriador intermediário reduz o trabalho do compressor, o que é particularmente importante nas turbinas aeroderivativas (com elevada razão de pressão), que apresentam alto consumo de energia no compressor. Esta tecnologia ainda está em desenvolvimento, devendo começar a ser comercializada dentro de 3 a 5 anos, nos Estados Unidos (WILLIAMS e LARSON, 1992)<sup>116</sup>.

**\* Ciclo de turbina a gás com recuperação química:**

Este ciclo (figura 10) é uma variante do STIG; parte do vapor produzido na caldeira de recuperação reage com gás natural numa reação endotérmica (retirando calor do meio), produzindo um gás de baixo poder calorífico, cuja característica mais importante é a baixa emissão de NO<sub>x</sub> e CO, com as subseqüentes vantagens ambientais.

Estima-se que seu desempenho seja também superior ao do STIG, mas a termodinâmica deste ciclo ainda não está bem conhecida<sup>117</sup>.

---

116. No Brasil este tempo será necessariamente maior.

117. Maiores detalhes sobre a termodinâmica do ciclo com recuperação química encontram-se em LLOYD, 1991.



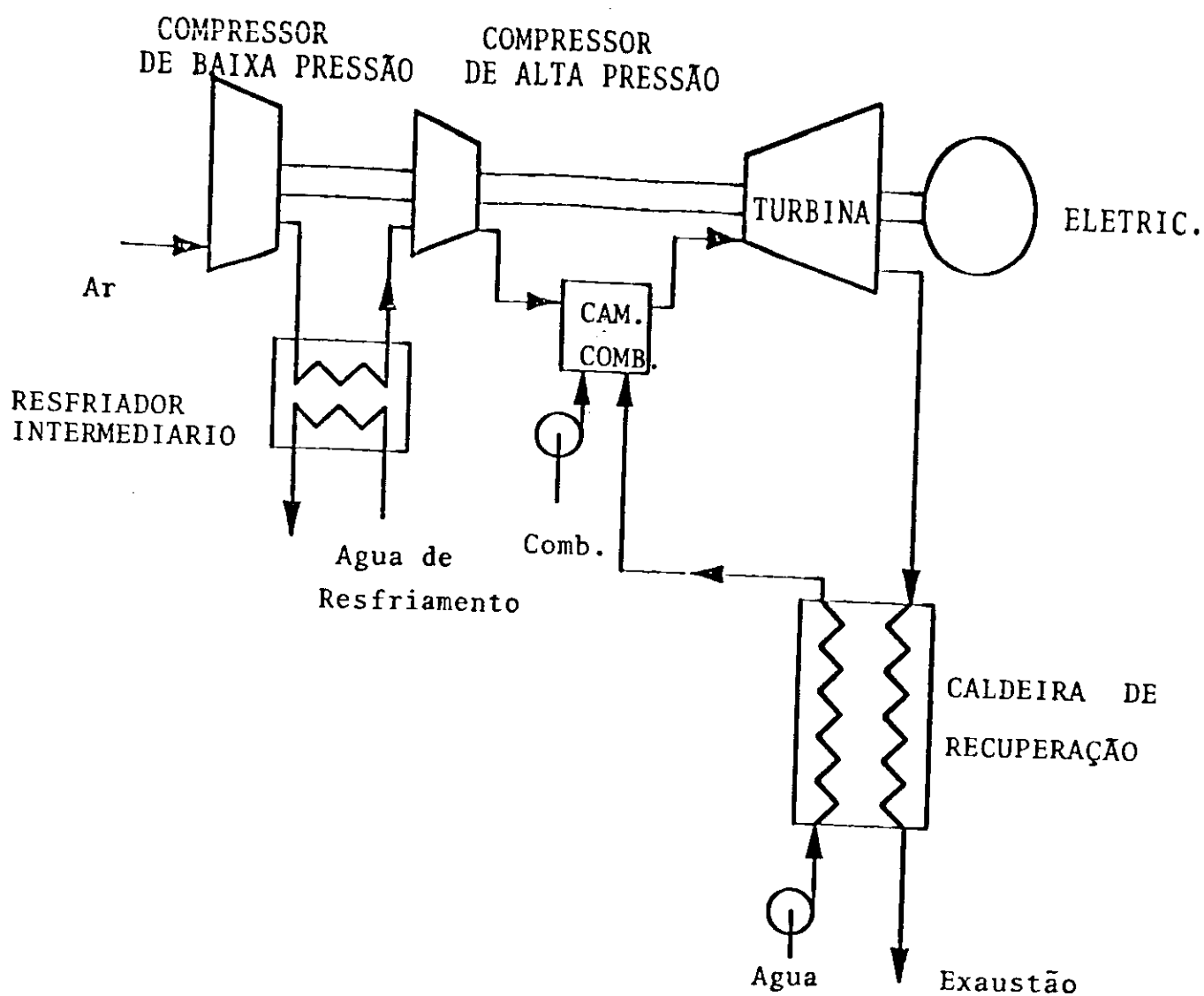


Figura 9: Ciclo de turbina a gás com injeção de vapor e resfriador intermediário (ISTIG).  
Fonte: LLOYD, 1991.

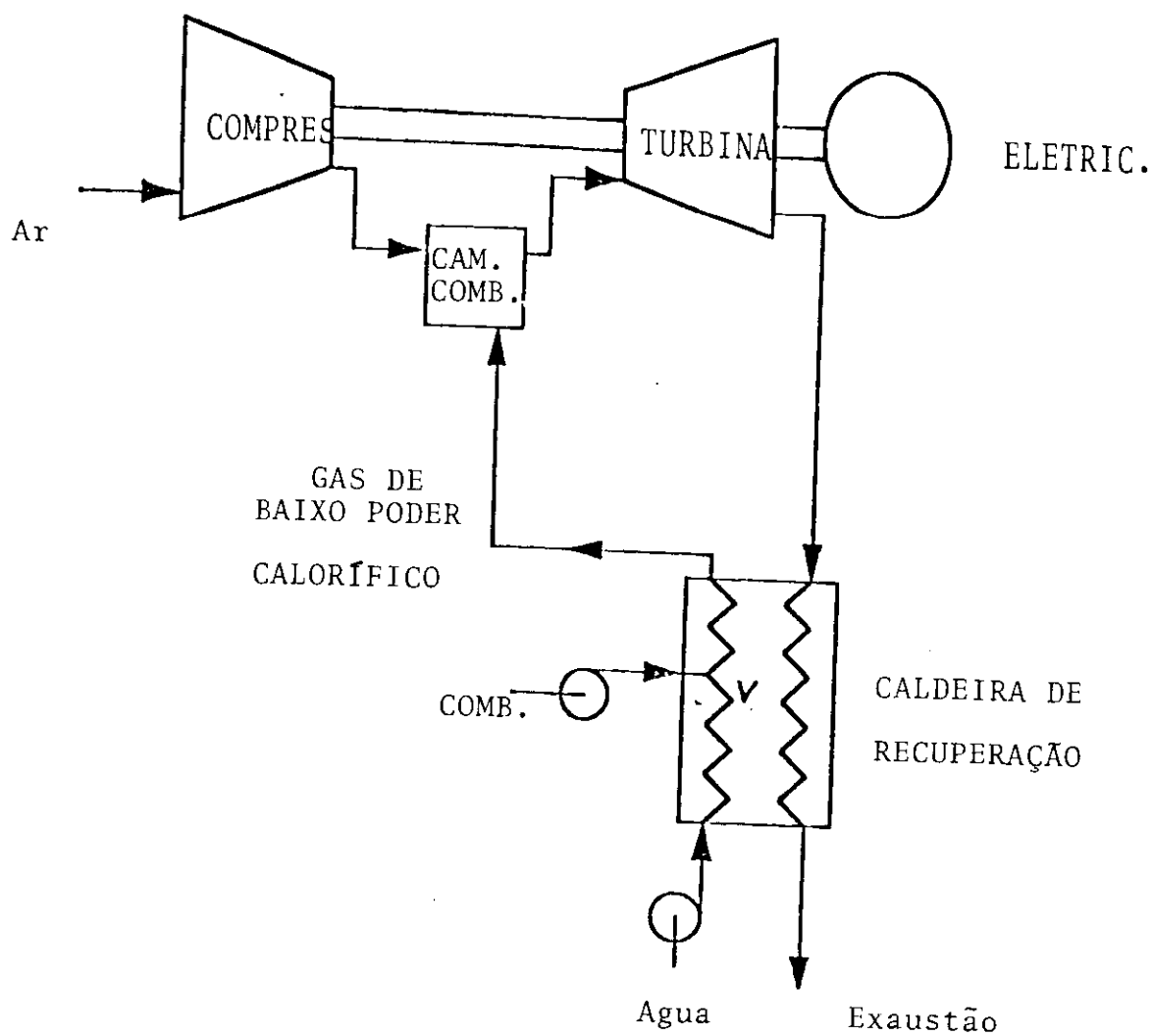


Figura 10: Ciclo de turbina a gás com recuperação química.  
Fonte: LLOYD, 1991.

**\* Ciclo evaporativo com combustão externa:**

Esta é uma outra possibilidade (DE RUYCK et alii, 1991): o gás é queimado num combustor externo e os gases de combustão são usados para aquecer o ar saído do compressor; antes de saírem para a atmosfera, os gases são usados para evaporar água que será misturada com o ar do compressor. O vapor e o ar são então alimentados na turbina a gás, após serem aquecidos no trocador de calor pelos gases de combustão (figura 11).

Analisando as possibilidades de utilização do ciclo evaporativo na cogeração de eletricidade com bagaço, observa-se que a temperatura dos gases de exaustão não é suficiente para produzir vapor d'água, como necessita o processo de produção de açúcar e álcool. Seria necessário trabalhar com ciclo seco (figura 12): no Anexo 2 estão os resultados teóricos desta adaptação, já calculados em ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992.

Não há maiores resultados experimentais a respeito, apenas para o ciclo evaporativo, em DE RUYCK et alii, 1991.

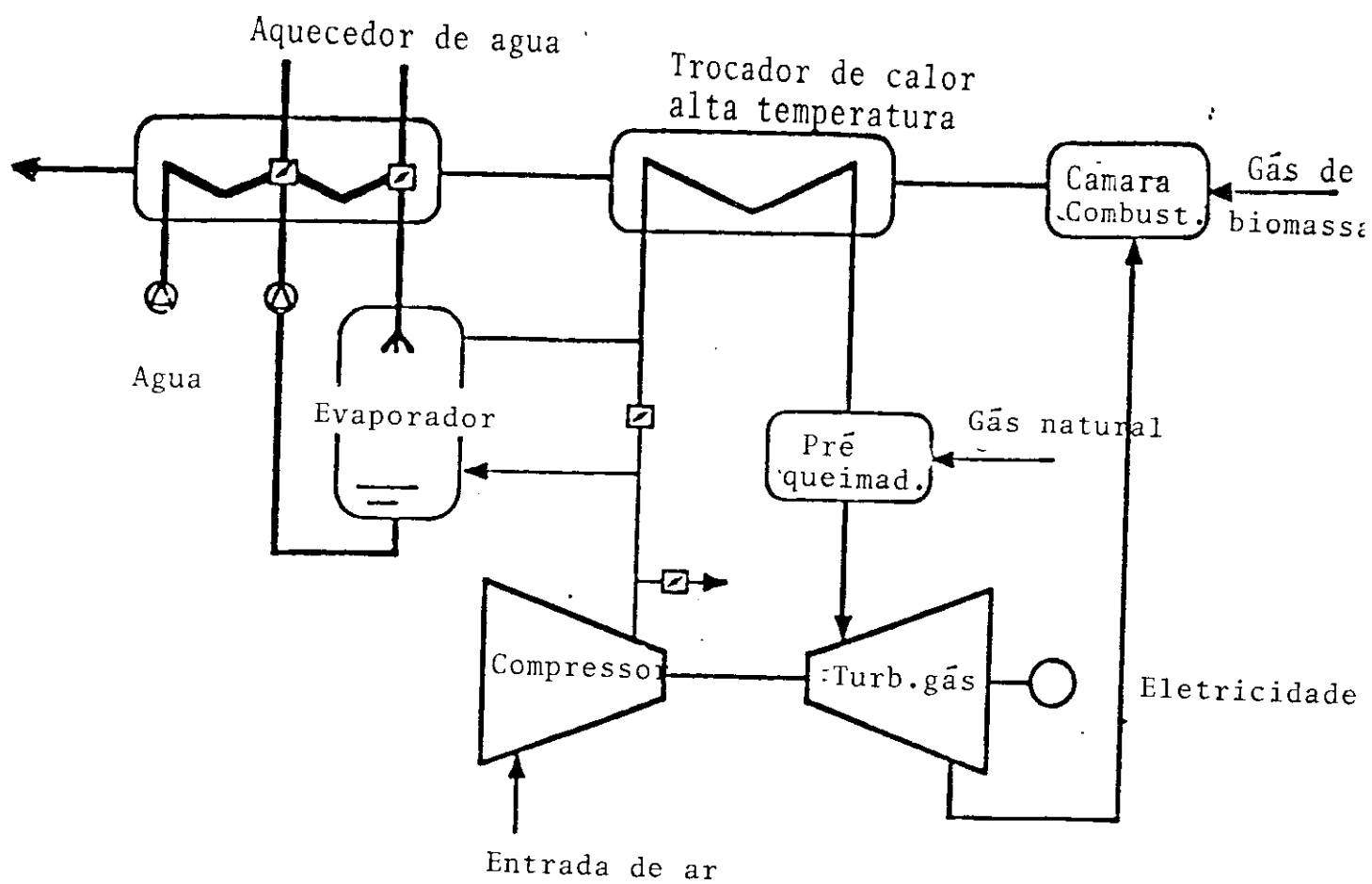
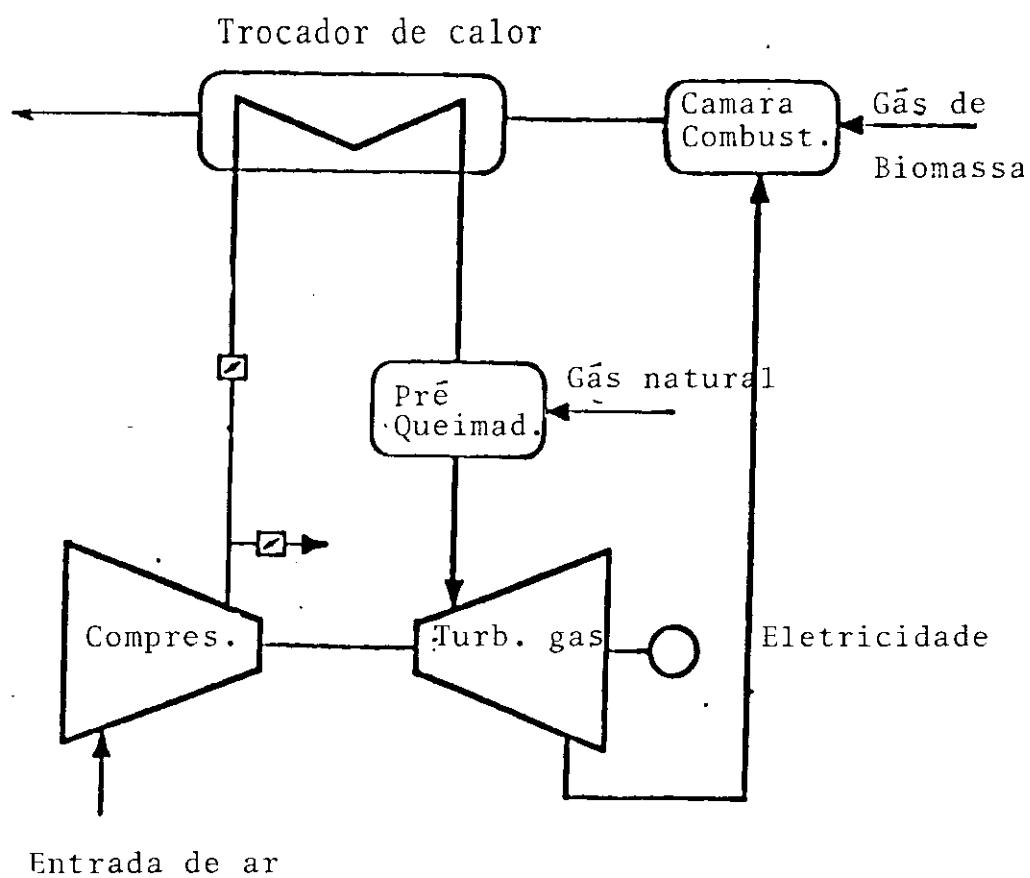


Figura 11: Ciclo evaporativo de combustão externa.  
Fonte: DE RUYCK et alii, 1991.



**Figura 12: Ciclo "seco" de turbina a gás com combustão externa.**

**Fontes: DE RUYCK, 1991; ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992.**

### 3.3. A utilização de turbina a gás com gaseificadores de bagaço de cana:

#### 3.3.1. O ciclo de turbina a gás com combustíveis sólidos gaseificados:

Conforme avaliado anteriormente, existem dificuldades para utilização de combustíveis sólidos em turbinas a gás: é necessária a sua gaseificação e posterior limpeza do gás antes de alimentá-lo na câmara de combustão da turbina.

Já existem resultados de instalações em funcionamento com turbinas operando com carvão<sup>118</sup> e com madeira gaseificados, tanto em ciclos simples (Brayton) como em ciclos combinados: são os ciclos combinados com carvão gaseificado de Cool Waters (EUA), em 1986, Dow e Shell (EUA), em 1987 (WILLIAMS e LARSON, 1992). Mais recentemente, existem a unidade da Siemens e Shell (Holanda), para 1993 (BÖHM, 1991), a planta piloto (carvão gaseificado<sup>119</sup>) da Tampela Power (Finlândia), para 1991/92 (HOKAJÄRI e RIITAHUHTA, 1991), bem como os testes na Bélgica para produção de gás de madeira usado no ciclo evaporativo de turbina a gás (DE RUYCK et alii, 1991).

A operação com turbina a gás alimentada a carvão gaseificado foi demonstrada experimentalmente em 1986, na instalação de Cool Waters, Califórnia; trata-se de um ciclo combinado, de

118. O carvão gaseificado é mais adequado em termos ambientais, por provocar menor emissão de poluentes do que o carvão no estado sólido (WILLIAMS e LARSON, 1992)

119. Prevista para 1993 a operação com biomassa (turfa, cortiça), HOKAJÄRVI e RIITAHUHTA, 1991.

94 MW de potência instalada, com gás produzido a partir de carvão em um gaseificador de leito fixo Lurgi, com turbina da General Electric. O problema então encontrado foi a viabilidade econômica, devido à utilização de oxigênio<sup>120</sup> no gaseificador e à necessidade de limpeza química do gás, de modo a retirar o SO<sub>2</sub> formado a partir do enxofre existente no carvão (OGDEN et alii, 1990).

Para a produção de gases carburantes, a gaseificação corresponde a uma tecnologia bastante simples, usada em instalações descentralizadas de pequenas dimensões, como o ciclo misto Diesel-gás pobre (CAMARGO, 1990). A gaseificação de carvão (inclusive carvão vegetal) e de madeira já foi obtida para inúmeras aplicações, como aquecimento industrial e motores de combustão interna, entre outras. As primeiras experiências com gaseificação de carvão datam de 200 anos atrás, na Inglaterra, com significativo desenvolvimento durante a Segunda Guerra Mundial (LEWIS et alii, 1983); na década de 1980, vários fabricantes de gaseificadores deste tipo existiam, em particular no Brasil, com carvão vegetal, e nas Filipinas, com madeira (FOLEY e BARNARD, 1983). Atualmente a gaseificação é um processo considerado dominado, havendo gaseificadores comercializados (Lurgi, Uhde, Babcock); no caso da biomassa existem também experiências analisadas a seguir.

---

120. A utilização de oxigênio (em lugar de ar) requer uma planta para produção deste gás, o que eleva consideravelmente os custos do investimento.

Uma análise mais detalhada da história e do estado da arte da gaseificação foge ao escopo deste trabalho e encontra-se em KJELLSTRÖM, 1980<sup>121</sup>, FOLEY e BARNARD, 1983, LEWIS et alii, 1983.

Uma importante experiência no processo de gaseificação foi desenvolvida pela CESP (Companhia Energética de São Paulo), com a construção e operação de gaseificadores eletrotérmicos de madeira em 1983, em Corumbataí, Estado de São Paulo: o primeiro (G-3), com produção de 170 Nm<sup>3</sup>/h de gás e o segundo (G-5), para 310 Nm<sup>3</sup>/h, com excelentes resultados<sup>122</sup>. O objetivo era a produção de gás de madeira para síntese de metanol<sup>123</sup> e outras aplicações<sup>124</sup>.

Outras experiências importantes com gaseificação de biomassa foram desenvolvidas pela Omnifuel, no Canada, em 1982<sup>125</sup>, pela Ahlström<sup>126</sup>, na Finlândia (RENSFELT, 1984), ainda em operação (LARSON, 1989) e, mais recentemente, pela Studsvik

121. Até 1980 não havia muitos fabricantes de gaseificadores em condições de fornecer para plantas de geração de eletricidade (motores de combustão interna), e apenas na faixa de 150-1500kW (KJELLSTRÖM, 1981).

122. A partir dos resultados obtidos, foi construído um equipamento maior (G-20), para produção de 3.000 Nm<sup>3</sup>/h, correspondendo a uma unidade semi-comercial, que não chegou a entrar em operação (PAIVA, 1985).

123. Uma análise da gaseificação de madeira para produção de metanol encontra-se em MOREIRA e ANTAL, 1979.

124. Maiores detalhes sobre estes processos encontram-se em PAIVA, 1985, PRADO, 1985, bem como no Relatório Preliminar do Projeto REDIGEM, CESP, 1985.

125. Posteriormente desativado.

126. Considerado o gaseificador de leito fluidizado atmosférico com melhores resultados, na época (RENSFELT, 1984).



Energy, comercializando gaseificadores de biomassa (BLACKADDER et alii, 1986; STUDSVICK ENERGY)<sup>127</sup>.

Como as especificações técnicas de gaseificadores para uso em conjunto com turbinas a gás são mais rigorosas do que para os gaseificadores tradicionais<sup>128</sup>, há necessidade de maiores pesquisas a respeito (LARSON, 1989). No Brasil, a CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco), em conjunto com a General Electric, Shell, Siemens, Stewart and Stevenson, bem como a Companhia Vale do Rio Doce, estão desenvolvendo o projeto para uma unidade de demonstração de gaseificador de madeira/turbina a gás, com 18MW<sub>e</sub> (CARPENTIERI, 1990).

Os resultados com a gaseificação de madeira (MOREIRA e ANTAL, 1979<sup>129</sup>; BLACKADDER et alii, 1986, LARSON, 1989, DE RUYCK et alii, 1991) indicam ser viável a gaseificação da biomassa em geral e, em particular, do bagaço de cana (LARSON et alii, 1987; LARSON, 1989). Os dados existentes para a gaseificação do bagaço de cana se baseiam nestes resultados experimentais obtidos para carvão e madeira (LARSON et alii, 1987), mas não se tem notícia de muitas

---

127. Gaseificadores de leito fluidizado circulante para biomassa (madeira, casca de árvore, etc), produzindo gases de baixo poder calorífico (1.430 e 1.670 kcal/Nm<sup>3</sup> são produzidos por indústrias na Suécia (SWEDISH TRADE COUNCIL, Suécia).

128. Por outro lado, não há necessidade de utilização de oxigênio, como para produção de gás de síntese.

129. Já na década de 1970 foram avaliadas as vantagens da gaseificação da madeira para produção de metanol.

experiências com bagaço. Em 1983, a Electricité de France desenvolveu testes preliminares<sup>130</sup>; o Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo (IPT) também obteve resultados experimentais (CAMARGO, 1990). Nos dois casos foi usado bagaço pelletizado, o que não torna o processo economicamente viável, devido ao custo da pelletização.

Recentemente, iniciou-se o projeto de uma planta-piloto que deve entrar em operação no Havai<sup>131</sup> em futuro próximo (TRENKA et alii, 1991): é um empreendimento conjunto da indústria, do Governo Do Estado do Havai e do Departamento de Energia (DOE) dos Estados Unidos, com gaseificador de leito fluidizado pressurizado<sup>132</sup>, com a finalidade de produzir gás de síntese para fabricação de metanol e também gás combustível, para geração de eletricidade em ciclos combinados (adaptados aos ciclos de vapor existentes na indústria sucro-alcooleira do Havai).

---

130. Foi utilizado bagaço proveniente de Guadalupe, com a finalidade de testar a gaseificação para geração de eletricidade; foram testados vários tipos de gaseificadores de empresas européias, como Creusot-Loire, Babcock, Pillard. Apesar das dificuldades encontradas e do custo (29 a 48 US\$/t de gás, com poder calorífico 785-1361 kcal/Nm<sup>3</sup>), a conclusão foi sobre a possibilidade de gaseificação do bagaço; no caso foi usado bagaço pelletizado (BAUDEQUIN et alii, 1983).

131. Para o Havai, o processo de cogeração a partir de bagaço de cana já está implantado (KINOSHITA, 1990), como no Brasil, usando ciclos de turbina a vapor.

132. Tecnologia RENUGAS, do IGT (Institute of Gas Technology), usando ar ou ar/oxigênio; alimentação de bagaço projetada por T.R.Miles Consulting Engineers (Portland, Oregon, EUA), TRENKA et alii, 1991..

Além da produção de energia elétrica, a gaseificação do bagaço será particularmente interessante para equipamentos industriais que não oferecem condições para a queima do bagaço "in natura", como fornos para produtos alimentícios, torrefação de café, fundição de metais não-ferrosos, entre outros (CAMARGO, 1990).

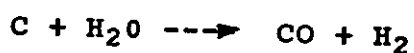
### 3.3.2. O processo de gaseificação:

O processo de gaseificação de um combustível sólido ocorre em duas etapas principais (CAMARGO, 1990):

(a) **pirólise:** é a decomposição do combustível sob o efeito do calor, produzindo coque (com teor de carbono até 90%), água, produtos solúveis (ácido pirolenhoso), produtos insolúveis (alcatrões) e gases (hidrogênio, monóxido de carbono, dióxido de carbono e nitrogênio);

(b) **gaseificação:** é a oxidação do carbono (coque) a monóxido de carbono, simultaneamente com o craqueamento térmico dos produtos solúveis e insolúveis.

A reação fundamental do processo é endotérmica (PRADO, 1985):



Assim, o calor necessário é fornecido pela combustão de uma parte dos produtos da pirólise (reação exotérmica).

Maiores detalhes a respeito das reações químicas estão em FOLEY e BARNARD, 1983, RENSFELT, 1984; um modelo matemático para simulação do processo de gaseificação de carvão (betuminoso e semi-betuminoso) encontram-se em SANTOS, 1989 e, para a gaseificação de madeira em PRADO, 1985<sup>133</sup>. A figura 13 ilustra os principais processos que ocorrem dentro do gaseificador.

**\* Os agentes oxidantes do processo de gaseificação:**

A gaseificação utiliza como agentes oxidantes vapor d'água e ar/oxigênio. A utilização de oxigênio eleva os custos da instalação, uma vez que o processo de produção deste gás é sofisticado e caro<sup>134</sup>. A planta piloto de Cool Waters, na Califórnia, mostrou ser tecnicamente viável a gaseificação de carvão para alimentar turbinas a gás, com níveis de poluição bastante reduzidos.

---

133. Modelo matemático para o gaseificador eletrotérmico desenvolvido pela CESP.

134. O oxigênio é indicado quando se deseja obter gás de síntese, por exemplo para fabricação de metanol ou outros produtos.

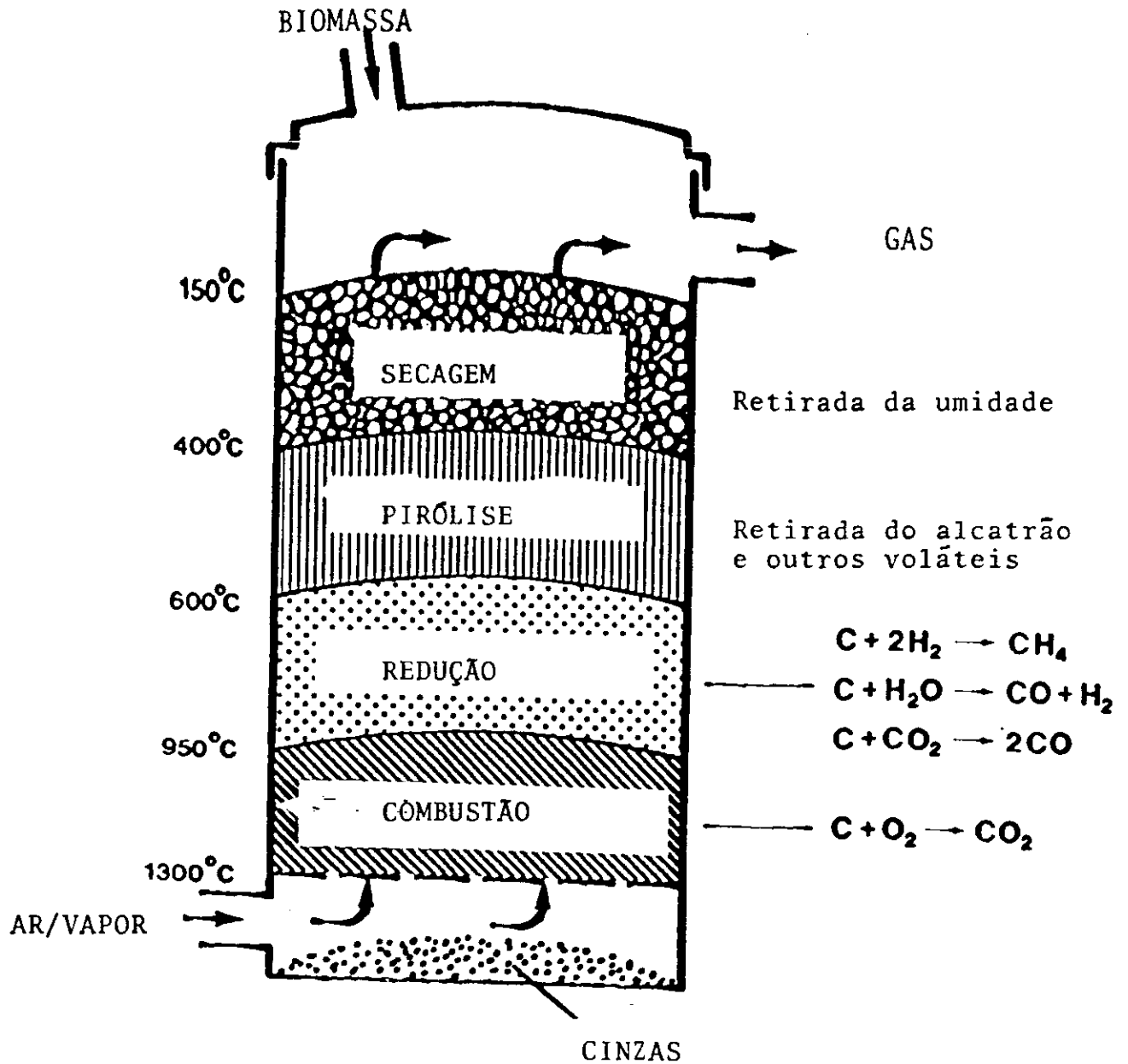


Figura 13: Diagrama esquemático das zonas de reação (gaseificador de contra-corrente)  
 Fonte: FOLEY e BARNARD, 1983

Este processo, porém, é inviável economicamente pelo fato de utilizar oxigênio e não ar como agente oxidante (LARSON et alii, 1987). As outras unidades citadas nos Estados Unidos e na Holanda também usaram oxigênio para gaseificar carvão; somente no Japão havia gaseificadores com ar (RENSFELT, 1984). Em 1986, um estudo da General Electric recomendou a substituição do oxigênio pelo ar (LARSON e ET ALII, 1987). A recente planta piloto de Tampela (Finlândia), de particular importância, como discutido a seguir, também usa ar para gaseificação do carvão (mais adiante, da biomassa), para ciclo combinado (HOKAJÄRI e RIITAHUHTA, 1991), bem como a Studsvick, para gaseificação de madeira (BLACKADDER et alii, 1986). No caso da planta piloto do Havai, apesar da previsão de operação também com ar, será usado inicialmente oxigênio, para produção de gás de síntese para metanol (TRENKA et alii, 1991).

Nos sistemas que usam o ar como agente de gaseificação de biomassa, ocorre concentração apreciável de  $H_2$  no gás, resultado da reação de vapor d'água com o carbono e pequenas quantidades de metano ( $CH_4$ ). Além destes produtos, obtém-se gás carbônico ( $CO_2$ ) e monóxido de carbono ( $CO$ )<sup>135</sup>.

---

135. O gás carbônico é resultante da reação de "shift" ( $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$ ) e da combustão do carbono; o monóxido de carbono é resultante da oxidação parcial do carbono:  $C + CO_2 \rightarrow 2 CO$ ;  $C + H_2O \rightarrow CO + H_2$  (FOLEY e BARNARD, 1983).

Existem poucos dados a respeito de gaseificação de bagaço; os resultados disponíveis estão mostrados na Tabela 3.

TABELA 3: DADOS PRELIMINARES DO GÁS OBTIDO A PARTIR DO BAGAÇO DE CANA:

	[1] <sup>a</sup>	[2] <sup>b</sup>
Bagaço alimentado:		
teor de umidade .....	15%	7.3%
poder calorífico superior(kcal/kg)..	3867	4398
vazão em massa(t/h).....	36,4	37,9/99 <sup>c</sup>
Gás obtido:		
Composição(%molar):		
N <sub>2</sub> .....	27,13	48,0
CO <sub>2</sub> .....	12,05	12.2
CO.....	15,72	23,0
H <sub>2</sub> .....	11,90	12.2
CH <sub>4</sub> .....	4,65	3.4
H <sub>2</sub> O.....	27,81	base seca
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> .....	7,10	
H <sub>2</sub> S.....	0,0003	1.2 <sup>d</sup>
Poder calorífico superior(kcal/kg)...	1321	
Poder calorífico inferior(kcal/kg)...	1220	800/1400 <sup>c</sup>
Temperatura(°C).....	600	300/400 <sup>c</sup>
Vazão em massa (t/h).....	82,3	125
Eficiência da gaseificação <sup>e</sup> :		
Energia química do gás/energ.bagaço....	77,2%	40/60%

Fontes:[1]LARSON et alii, 1987. [2] BAUDEQUIN et alii, 1983.  
 Notas: a. Dados estimados com base nos resultados da unidade piloto GE de gaseificação de leito fixo para madeira.  
 b. Resultados obtidos experimentalmente pela Electricité de France em gaseificadores Pillard de leito fixo.  
 c. Valores correspondentes às várias experiências efetuadas pela EDF.  
 d. Calculado por diferença, correspondendo à porcentagem total de C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> e H<sub>2</sub>S.  
 e. É a relação entre a energia (química) do gás obtido e a energia (química) do bagaço alimentado, calculada com base no poder calorífico superior.

Em termos de gaseificação, a biomassa (e também o bagaço) apresenta a vantagem de possuir alta reatividade, alta fração volátil (75-85% contra 30-40% do carvão)<sup>136</sup> e baixa

136. LARSON, 1989.

temperatura de conversão; tem as desvantagens da baixa densidade e do difícil manuseio (RENSFELT, 1984). Um cuidado que deve ser tomado com o bagaço com umidade reduzida (inferior a 15%) é o risco de explosão<sup>137</sup>.

Mais uma vantagem no bagaço gaseificado é que não há SO<sub>2</sub> a ser retirado, uma vez que praticamente não há enxofre na biomassa<sup>138</sup>; este fato indica ser mais fácil a limpeza do gás obtido, reduzindo os custos da instalação.

### 3.3.3. Tipos de gaseificadores para bagaço de cana:

Existem basicamente três tipos de gaseificadores autotérmicos<sup>139</sup>, ilustrados na figura 14:

- \* gaseificadores de leito fixo<sup>140</sup>;
- \* gaseificadores de leito fluidizado, que podem ser:
  - de leito borbulhante
  - de leito circulante

---

137. LEAL, M.R.L.V.. (Gerência Central de Tecnologia Industrial, COPERSUCAR). Comunicação Pessoal. 1992.

138. No gás obtido do bagaço há apenas uma quantidade mínima de H<sub>2</sub>S, cuja retirada é simples, com CaCO<sub>3</sub>, segundo HUKAI, R. (IEE/USP). Comunicação Pessoal. 1990.

139. São gaseificadores com injeção de ar/oxigênio: neste caso, parte do carvão queima numa reação exotérmica, liberando energia para a gaseificação. Outro tipo de gaseificador é o alotérmico, usando uma fonte externa de calor (p. ex. eletricidade como o gaseificador da CESP), PRADO, 1985.

140. Os mais usados são os de contra-corrente (PRADO, 1985).



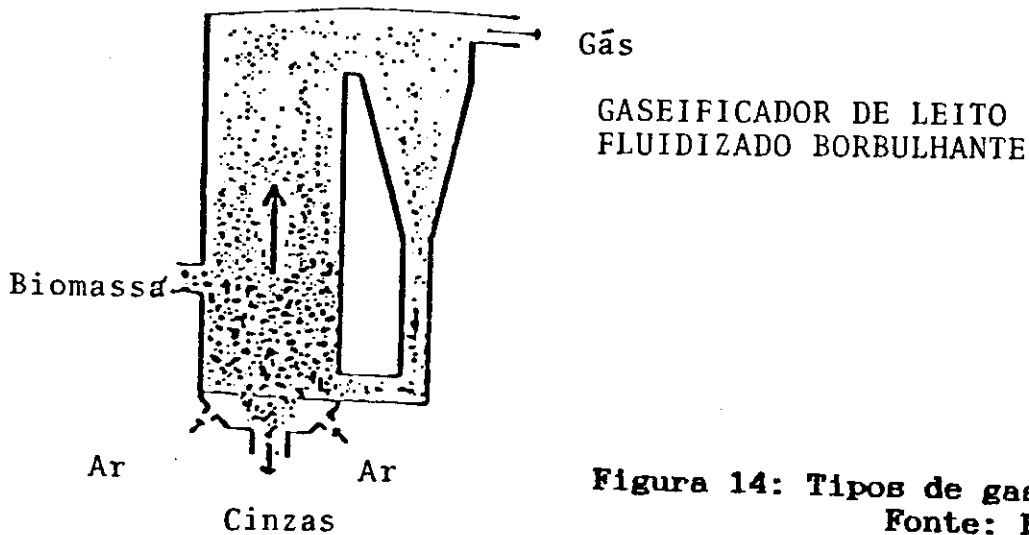
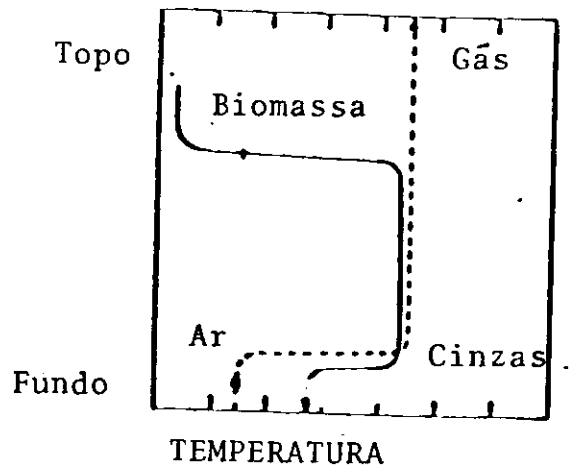
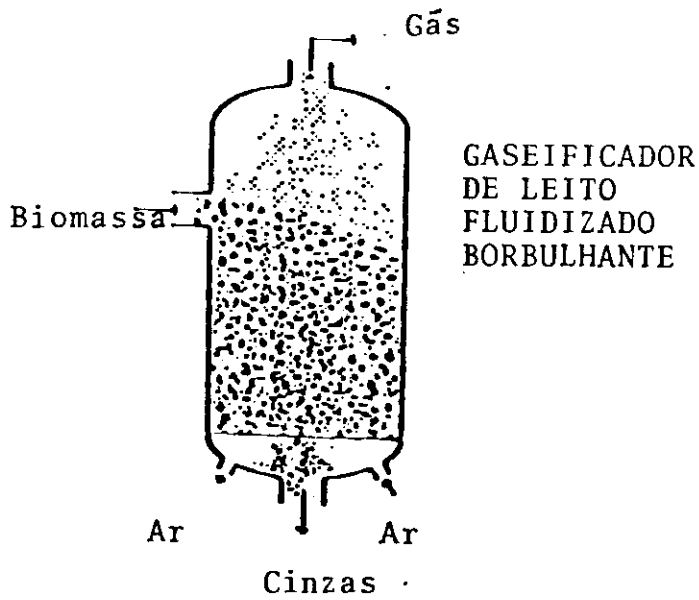
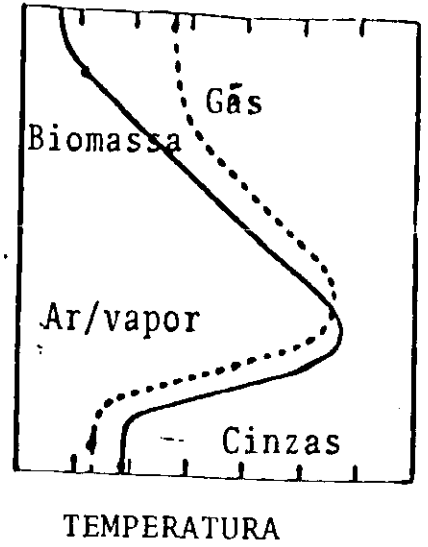
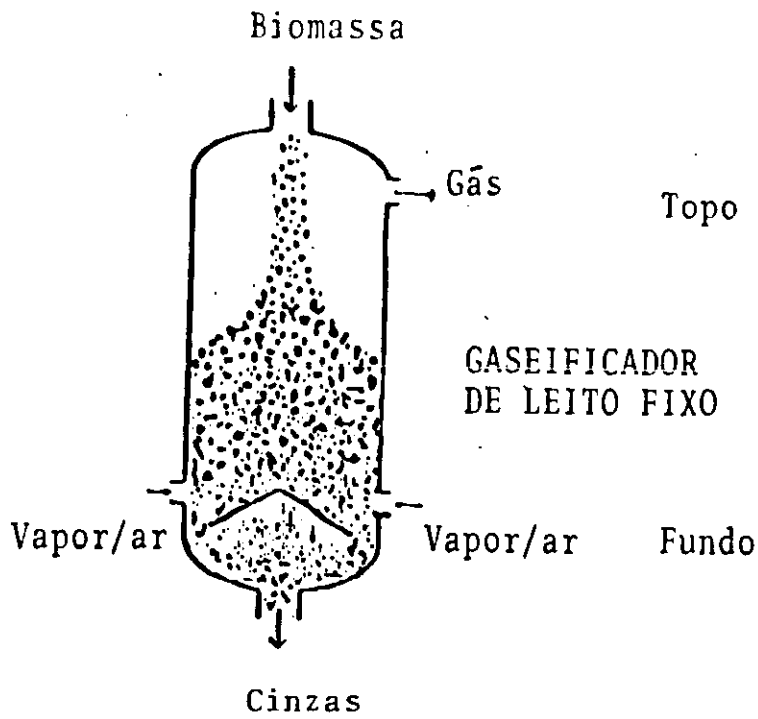


Figura 14: Tipos de gaseificadores  
Fonte: LARSON, 1989.

No gaseificador de leito fixo, o mais simples e mais antigo, o material é alimentado pelo topo do gaseificador (contracorrente), em pedaços grandes; o gás é retirado pela lateral superior e o vapor e ar/oxigênio são alimentados pelo fundo.

A combustão ocorre no fundo do reator, próximo à entrada dos agentes oxidantes: neste ponto, a temperatura é maior (1000-1200°C) e por isto faz-se a injeção de ar/vapor (a uma temperatura menor), impedindo que as cinzas atinjam o ponto de fusão. Os produtos da combustão são resfriados à medida que sobem através do leito de combustível. O combustível é pirolisado em contracorrente ao gás, chegando à grade como cinza. O gás produzido sai do reator a 500-600°C garantindo que o alcatrão esteja na forma de vapor<sup>141</sup>; a concentração de particulados é baixa devido à baixa velocidade e ao efeito de filtração produzida pelo leito de combustível (LARSON, 1989).

No gaseificador de leito fluidizado, o combustível sólido é alimentado em pedaços pequenos, que ficam em suspensão na fase gasosa: existe um leito de material inerte (por exemplo, areia) e a alimentação é efetuada pela lateral, retirando-se o gás pelo topo.

---

141. O alcatrão na forma de vapor pode ser alimentado na turbina a gás, aumentando o poder calorífico do gás e melhorando o desempenho do processo (LARSON, 1989).

Estes gaseificadores podem ser do tipo borbulhante ou circulante: a diferença básica é a velocidade com que o material atravessa o leito. O gaseificador de leito borbulhante foi o primeiro gaseificador de leito fluidizado a ser projetado, com velocidade de 1 m/s. No de leito circulante, resultado de projeto mais recente, o material atravessa em velocidade mais alta (7 a 10m/s), permitindo melhor mistura do ar com o combustível a ser gaseificado.

Neste gaseificadores, a temperatura permanece praticamente uniforme ao longo do leito devido ao controle da injeção de ar e as reações são mais rápidas do que no leito fixo. As temperaturas máximas são relativamente baixas (800-900°C), impedindo a fusão das cinzas, um problema que pode ocorrer no leito fixo. Por outro lado, a temperatura média é mais elevada no gaseificador de leito fixo, contribuindo para uma menor (e indesejada) produção de alcatrão, além de apresentar maior quantidade de particulados.

Há também os gaseificadores de arraste, onde o combustível deve ser pulverizado (PRADO, 1985), cuja análise foge ao objetivo deste estudo.

Uma das diferenças mais importantes entre os tipos de gaseificadores se refere às características do material alimentado. Para gaseificadores de leito fixo são necessários materiais de maior granulometria e maior

densidade. No caso de bagaço de cana, seria necessário um processo de densificação e pelletização, como foi efetuado nas experiências citadas da EDF (França) e IPT (São Paulo). Já os gaseificadores de leito fluidizado aceitam materiais menos densos e de menor granulometria, sendo que o de leito fluidizado circulante permite uma maior flexibilidade neste aspecto, como mostra a Tabela 4. Neste caso, não seria necessário nenhum processo de preparação do bagaço, exceto a secagem.

-----  
**TABELA 4: CARACTERÍSTICAS DOS GASEIFICADORES**  
 -----

Propriedade do material alimentado	Leito fixo		Leito fluidizado	
			borbulhante	circulante
comprimento (mm)	13-75		0-50	0-100
espessura (mm)	6-13		0-3	0-50
tamanho	gde.		peq.	muito peq.
teor de umidade (%)	<30%		<30%	<30%
densidade (kg/m <sup>3</sup> )	>240		-	-

-----

Fonte: LARSON, 1989.

Teoricamente, o teor de umidade mais recomendado seria 30%<sup>142</sup>, mas os dados disponíveis calculados a partir da madeira adotam 15% (LARSON, 1989). De qualquer forma, há necessidade de uma secagem prévia do bagaço<sup>143</sup>, uma vez que

142. Pensava-se que o teor de umidade deveria ser no máximo 30%, para produção de gás para turbinas a gás: o poder calorífico do gás deve ser no mínimo 4MJ/Nm<sup>3</sup> (957kcal/Nm<sup>3</sup>), LARSON, 1989. Porém atualmente há no Japão turbinas Mitsubishi queimando gás de alto forno com poder calorífico de 700 kcal/Nm<sup>3</sup> (Modern Power Systems, 1991).

143. Devem ser tomadas precauções pois o bagaço seco (15%) apresenta risco de explosão (LEAL, M.R.L.V.. (COPERSUCAR). Comunicação Pessoal. 1992).

o bagaço "in natura" apresenta 50% de umidade. Pela Tabela 5, verifica-se que quanto maior o teor de umidade, menor o poder calorífico do bagaço de cana; os valores foram calculados para diferentes teores de umidade, a partir da fórmula de Pritzlewitx van der Horst (LARSON et alii, 1987):

$$\text{HHV (kJ/kg)} = 19050 - 4190*s - 18840*w \quad (5)$$

onde s é o teor de cinzas e w é o teor de umidade em base seca.

-----  
TABELA 5: PODER CALORÍFICO DO BAGAÇO DE CANA EM FUNÇÃO DO TEOR DE UMIDADE:  
-----

Teor de umidade	Poder calorífico(10 <sup>6</sup> kcal/t)
15%	3,9
20%	3,5
22,5%	2,9
50%	2,28

-----

Fonte: LARSON et alii, 1987.

A pressão de trabalho é também uma variável importante. Se o gaseificador é pressurizado (até 30 kgf/cm<sup>2</sup>), o gás pode ser diretamente alimentado na câmara de combustão da turbina, sem necessidade de compressor adicional, o que significa uma vantagem considerável. Existem gaseificadores de leito fixo pressurizado comercializados, mas o bagaço deve ser pelletizado (o que aumenta o consumo de energia do processo<sup>144</sup> e conseqüentemente o seu custo<sup>145</sup>), devido às

---

144. A COPERSUCAR, 1991, estima em 83 kWh/tc o consumo de energia elétrica para a pelletização do bagaço.

necessidades de granulometria. Por este motivo há a tendência de usar o gaseificador pressurizado de leito fluidizado<sup>146</sup>, que pode ser com bagaço "in natura" (passando apenas pelo processo de secagem), apesar de haver apenas uma unidade disponível comercialmente<sup>147</sup>. Há também o gaseificador de leito fluidizado pressurizado desenvolvido pela Tampela (Finlândia) em termos de unidade piloto, que deverá apresentar resultados para biomassa a curto prazo, em função dos dados já obtidos para carvão.

Um outro aspecto importante nos gaseificadores é o fenômeno de transferência de calor: quanto melhor esta transferência, melhor o reator, em particular no caso da biomassa, como analisado em ANTAL, 1984. Maiores detalhes sobre o processo de gaseificação encontram-se em RENSFELT, 1984, PRADO, 1985; uma discussão sobre vantagens e desvantagens dos gaseificadores está em SERI, 1979 e uma análise sobre a gaseificação da madeira é apresentada por MOREIRA e ANTAL, 1979.

**\* Os gaseificadores disponíveis para biomassa:**

As experiências em escala piloto, com madeira, efetuadas pela General Electric utilizaram em gaseificadores

---

145. A Shell estima em US\$ 70/t o custo da pelletização do bagaço.

146. HUKAI, R. (IEE/USP, 1991). **Notas de aula.**

147. O único gaseificador de leito fluidizado pressurizado, disponível comercialmente, operando a partir de biomassa, é a unidade da UHDE, com turfa, na Finlândia.

pressurizados de leito fixo, tipo Lurgi<sup>148</sup> (LARSON, 1989). Instalações mais recentes usam o gaseificador de leito fluidizado circulante pressurizado, como a unidade da Tampela (Finlândia), prevista para operar com biomassa em 1993 (HOKAJÄRI e RIITAHUHTA, 1991); nas unidades com madeira e turfa da Studsvick<sup>149</sup> e da Ahlström (polpa de papel) também foram usados gaseificadores de leito fluidizado circulante atmosférico (BLACKADDER et alii, 1986), atualmente já em comercialização. A Tabela 6, atualizada a partir de LARSON, 1989, relaciona os gaseificadores disponíveis para biomassa.

Em termos comerciais, além dos gaseificadores de carvão<sup>150</sup>, existem os gaseificadores de leito fluidizado circulante à pressão atmosférica, comercializados pela Lurgi (Alemanha), pela Studsvick (Suécia) e pela Ahlström (Finlândia)<sup>151</sup>, com biomassa (madeira e turfa), além das experiências da Uhde e Byosin<sup>152</sup>, com gaseificadores de leito fluidizado pressurizado. Em particular, há a unidade citada da Tampela, na Finlândia, deve entrar em operação em 1993, com biomassa, também de leito fluidizado pressurizado (circulante).

---

148. O gaseificador pressurizado de leito fixo Lurgi já apresentou resultados positivos com carvão (LARSON, 1989).

149. Studsvick Energy, Suécia.

150. Lurgi, Uhde, Babcock-Borsig, todos para carvão (Modern Power Systems, June, 1991).

151. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

152. Não se obteve maiores informações a respeito da Byosin.

A planta-piloto a ser desenvolvida no Havai, operando com **bagaco de cana**, irá utilizar um gaseificador de bagaco com leite fluidizado pressurizado (tecnologia RENUGAS, IGT), inicialmente com oxigênio, e não ar. Esta será a primeira experiência com bagaco em nível de planta piloto, usando o bagaco sem pelletizar, "in natura" (somente o processo de secagem será necessário) (TRENKA, 1991).

#### **3.3.4. O processo de limpeza do gás:**

Um dos aspectos fundamentais nos custos do processo de gaseificao  a limpeza do gás obtido. Esta limpeza  essencial para evitar danos às ps da turbina a gás e também para satisfazer as condioes de emissão de poluentes, dentro dos aspectos ambientais.

Neste aspecto, a gaseificao do bagaco apresenta uma grande vantagem sobre a gaseificao do carvão; como foi visto, a biomassa não apresenta enxofre na sua composio e, por este motivo, não há necessidade de retirar  $SO_2$ , como no caso do carvão (não há necessidade de limpeza química).



TABELA 6: GASEIFICADORES DISPONÍVEIS PARA BIOMASSA

	Condição <sup>a</sup>	Pressão (kgf/cm <sup>2</sup> )	Biomassa
<b>LEITO FIXO PRESSURIZADO:</b>			
Lurgi <sup>153</sup> (EUA)	P,A,V	21	madeira, RDF
Syn-Gas (EUA)	P,A,O	10	madeira, turfa
Wright (EUA)	P,V	21	madeira, RDF
<b>LEITO FLUIDIZADO PRESSURIZADO:</b>			
Reinbraun-Uhde (Alemanha)	D,A,V	10	madeira, turfa
Ascab (França)	C,O,V	13,5	turfa <sup>154</sup>
Byosin (Canadá)	D,O,V	25	madeira
IGT Renugas (EUA)	C,A	8	madeira
MINO (Suécia)	D,A,O	14	cortiça, serragem, madeira pelet
Tech.Res.Center (Finlândia)	P,A,O,V	34	madeira
Tampela/IGT <sup>b</sup> (Finlândia)	P,O,V	28	polpa de papel madeira, turfa, linhito
Studsvick <sup>c</sup> (Suécia)	L,A	10	turfa
	P,A/O	30	turfa, cortiça
	P,A,O	10/30	madeira, turfa
<b>LEITO FLUIDIZADO ATMOSFÉRICO:</b>			
Lurgi (Alemanha)	C,A	1	cortiça, madeira
Gotaverken (Suécia)	C,A	1	cortiça, madeira
Ahlström (Finlândia)	C,A	1	madeira, turfa
Studsvick <sup>c</sup> (Suécia)	C,A	1	RDF, linhito

Fontes: LARSON, 1989, salvo indicações diferentes

[b].HOJAKÄRI e RIITAHUHTA, 1991

[c].BLACKADDER et alii, 1986

Notas: a. P = planta piloto; C = comercial; D = demonstração; L = laboratório; A = ar; O = oxigênio; V = vapor.

153. O gaseificador de leito fixo Lurgi tem longa experiência comercial com carvão e foi usado nos testes com biomassa pela GE (LARSON, 1989).

154. Unidade alimentada com turfa, para uma planta de amônia, na Finlândia (1988), LARSON, 1989.

Há o problema de remoção dos álcalis, formados a partir do potássio e do sódio presentes no bagaço (e na biomassa, em geral) (WILLIAMS e LARSON, 1992). A concentração de álcalis no gás alimentado na turbina deve ser baixa; sabe-se que na saída do gaseificador deve haver um máximo de 100 a 200 partes por bilhão (ppb), mas não há dados a respeito no caso do bagaço. Estima-se que, mantendo-se a temperatura dos gases saídos do gaseificador suficientemente baixa, os compostos de álcalis devem condensar, sendo retirados junto com o material particulado. Talvez apenas neste aspecto o gaseificador de leito fixo seja uma melhor opção, devido à menor temperatura na saída (500-600°C contra 800-900°C no gaseificador de leito fluidizado).

Sabe-se também que a concentração de particulados no gás de biomassa é elevada, devendo ser avaliada com cuidado. Os equipamentos de menor custo existentes comercialmente são os ciclones. Nos testes piloto em gaseificadores de carvão Lurgi, os ciclones apresentaram resultados positivos; mas dados existentes sobre biomassa gaseificada em gaseificadores de leito fixo indicam maior fração de partículas (submicron) do que no caso de carvão. Para os gaseificadores de leito fluidizado, devido à menor granulometria do combustível alimentado, há necessidade de maiores experiências (LARSON, 1989). A planta de Tampela (Finlândia) utiliza um sistema de limpeza a quente, com filtro de cerâmica e ciclones; o sistema comercial da

Studsvick usa ciclones, além de um segundo sistema e limpeza (de leito fluidizado circulante).

A presença de alcatrão não parece ser um problema, desde que não ocorra condensação (a temperatura atingida deve ser suficientemente elevada para impedir que o alcatrão se separe dos fumos e condense): o alcatrão pode ser queimado em forma de gás, na turbina a gás, aumentando o poder calorífico do gás combustível (LARSON, 1989). Porém o sistema de limpeza projetado pela Studsvick remove o alcatrão.

Segundo LARSON, 1989, as vantagens do gaseificador de leito fixo são reduzidas:

- \* operação simples;
- \* experiência comercial já existente (com carvão); há, no entanto, gaseificadores de leito fluidizado comercialmente disponíveis à pressão atmosférica;
- \* limpeza do gás é mais simples, apenas com ciclones.

As vantagens do gaseificador de leito fluidizado são maiores:

- \* podem utilizar mais facilmente bagaço de cana, sem necessidade de pelletização, pela maior flexibilidade de granulometria;
- \* como não há necessidade de densificar e pelletizar o bagaço, são menores os custos da instalação;

- \* há pouca probabilidade de ocorrer fusão das cinzas, devido à temperatura mais baixa<sup>155</sup>, dentro do reator;
- \* a maior temperatura do gás produzido, com menor produção de alcatrão, facilita a limpeza; no entanto, pode ser mais interessante o alcatrão presente nos gases, por aumentar a energia produzida na turbina. Neste caso não haveria necessidade de retirá-lo.

Como pode ser avaliado, há necessidade de maiores experiências para a escolha do gaseificador mais indicado para bagaço, mas a tendência atual<sup>156</sup> é pela utilização do gaseificador de leito fluidizado pressurizado.

### 3.3.5. Avaliação técnica dos processos de gaseificador/turbina a gás:

A utilização de sistemas de gaseificador/turbina a gás permitiria um considerável aumento na produção de excedentes de eletricidade pelas usinas de açúcar e álcool.

Como foi analisado, para as instalações de pequena escala como as usadas neste setor os ciclos de turbina a gás apresentam eficiência superior ao dos ciclos de turbina a vapor, pelo fato de serem pouco afetados pelo fator escala e pela maior temperatura dos gases de entrada da turbina, correspondendo a um maior rendimento termodinâmico.

---

155. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

156. MACEDO, I. (COPERSUCAR). Comunicação pessoal. 1992.

Além disso, existe a possibilidade de gaseificação de pontas e folhas, a serem usadas na entressafra, garantindo uma potência instalada durante todo o ano. A geração de eletricidade na entressafra está discutida no Anexo 3, bem como a utilização de palhas e pontas e a situação atual da colheita de cana crua (sem queima do canavial). Devido às vantagens ambientais (KIRCHHOFF et alii, 1991)<sup>157</sup>, as colheitadeiras mecânicas de cana crua estão começando a ser introduzidas no Brasil<sup>158</sup>; no entanto já são usadas em outros países, como Havai (KINOSHITA, 1991), Tailândia (JACOBS et alii, 1986) e Cuba<sup>159</sup>. Pelo fato de ainda não ser possível a curto prazo, a geração na entressafra não foi considerada nesta análise.

Neste item são analisados os rendimentos dos principais processos propostos para cogeração de eletricidade na safra, a partir do bagaço de cana, em ciclos de turbina a gás, comparando-os com a situação atual do setor e com as possibilidades de melhoria na eficiência da cogeração em ciclos de turbina a vapor (estudadas no Anexo 1).

---

157. Não há necessidade de queimar o canavial, reduzindo a emissão de poluentes na região (Anexo 3).

158. TECNOCANA, Encontro Nacional de Alta Tecnologia Canavieira, Araras (São Paulo), 1992. Visita Pessoal.

Suplemento Agrícola do Estado de São Paulo, 25/11/92.

159. As usinas São Francisco, Costa Pinto, de São Paulo, que estão a implantando a colheita de cana crua estão testando as colheitadeiras cubanas, adaptando-as para a nossa realidade, em particular o sistema de acionamento hidráulico (TECNOCANA, Encontro Nacional de Alta Tecnologia Canavieira, 14 a 19/9/1992, Araras, São Paulo. Visita Pessoal.)

O processo STIG pode ser utilizado juntamente com um gaseificador de bagaço, conforme fluxograma da figura 15. Os gases de exaustão da turbina a gás produzem vapor na caldeira de recuperação antes de serem descarregados na atmosfera: parte do vapor produzido é usada no gaseificador de bagaço, parte é injetada na turbina a gás e o restante é enviado ao processo de produção de açúcar e álcool.

Devido ao consumo de vapor pelo próprio STIG, o vapor disponível para consumo da usina é limitado a 300kg de vapor por tonelada de cana processada ( $20\text{kgf/cm}^2, 316^\circ\text{C}$ )<sup>160</sup>.

A eficiência do processo STIG utilizando bagaço, na safra, é avaliada em 268 kWh/tc (OGDEN et alii, 1990)<sup>161</sup>. Usando bagaço na safra e palhas/pontas na entressafra, poder-se-ia atingir 672 kWh/tc (WILLIAMS e LARSON, 1992), aproveitando 79% da quantidade colhida de palhas e pontas<sup>162</sup>. No Anexo 3

---

160. No caso do processo ISTIG a partir do bagaço gaseificado, o consumo máximo de vapor na destilaria deve ser 230kg/tc; como se trata de um processo ainda não totalmente dominado, não foi incluído neste trabalho. Além disso, não há possibilidades a curto prazo de se reduzir o consumo de vapor a este nível, segundo MACEDO, I. (COPERSUCAR, 1992).

161. Turbina a gás General Electric LM-5000. Maiores detalhes sobre os equipamentos usados estão no Anexo 6 deste trabalho.

162. WILLIAMS e LARSON, 1992 estimam em 279kg/tc a produção de palhas e pontas (base seca), com um poder calorífico de 5,3GJ/tc (4544 kcal/kg seco ou 2272 kcal/kg com 50% umidade), igual ao do bagaço aproximadamente; considera-se que 20% da quantidade colhida é deixada no solo para proteção. Este valor é considerado excessivamente otimista pela COPERSUCAR, que estima em quantidades iguais a produção de palhas/pontas e de bagaço, em base seca, como já

encontra-se o método utilizado para relacionar as eficiências na safra e na entressafra. Como a colheita mecânica de cana crua está em fase de implantação, a curto prazo é mais provável a operação apenas com bagaço, na safra.

A COPERSUCAR, 1991 também avaliou as possibilidades de implantação de um sistema de gaseificador/turbina a gás em São Paulo, analisando a inclusão da turbina a gás nos ciclos de turbina a vapor existentes nas usinas. Foi considerada a operação com gaseificadores de leito fixo, proposta pelo Center for Energy and Environmental Studies, Princeton, EUA<sup>163</sup>. No entanto, verificou-se que a melhor opção seria com gaseificadores de leito fluidizado, os quais não necessitam de bagaço pelletizado<sup>164</sup>.

Durante a safra, devido à necessidade de vapor para o processo de produção de açúcar/álcool<sup>165</sup>, opera-se um ciclo combinado de turbina a gás<sup>166</sup> com as turbinas a vapor existentes (GTCC), mostrado na figura 16: não há vapor disponível para injetar na turbina a gás, há apenas vapor

---

discutido anteriormente (MACEDO, I. Comunicação Pessoal. 1992).

163. Esta opção foi devida às perspectivas de viabilidade comercial a curto prazo do gaseificador de leito fixo para bagaço, pelo fato de já existirem unidades para carvão e algumas biomassas.

164. MACEDO, I. (COPERSUCAR). Comunicação Pessoal. 1992.

165. Considerou-se o menor consumo de vapor na usina, possível de ser atingido: 332kg/tc (COPERSUCAR, 1991).

166. Turbina a gás LM-5000, General Electric; maiores detalhes no Anexo 6 deste trabalho.

suficiente para operar o gaseificador. Na entressafra é prevista a operação com um ciclo STIG<sup>167</sup>, uma vez que não há consumo de vapor na destilaria: neste caso, a curto prazo, seria comprado bagaço de outros produtores. As estimativas de rendimento deste processo são de 140 kWh/tc médios, para safra e entressafra; para operação somente do ciclo combinado na safra, a energia elétrica fornecida é 142,8 kWh/tc. No caso de não ser efetuada a pelletização do bagaço, a energia excedente corresponderia a 225 kWh/tc médios, para safra/entressafra e 228 kWh/tc na safra<sup>168</sup> (COPERSUCAR, 1991).

Estas estimativas coincidem aproximadamente com aquelas estabelecidas por HUKAI<sup>169</sup> (131 kWh/tc totais), também prevendo o uso de ciclo combinado na safra (gaseificador de leite fluidizado).

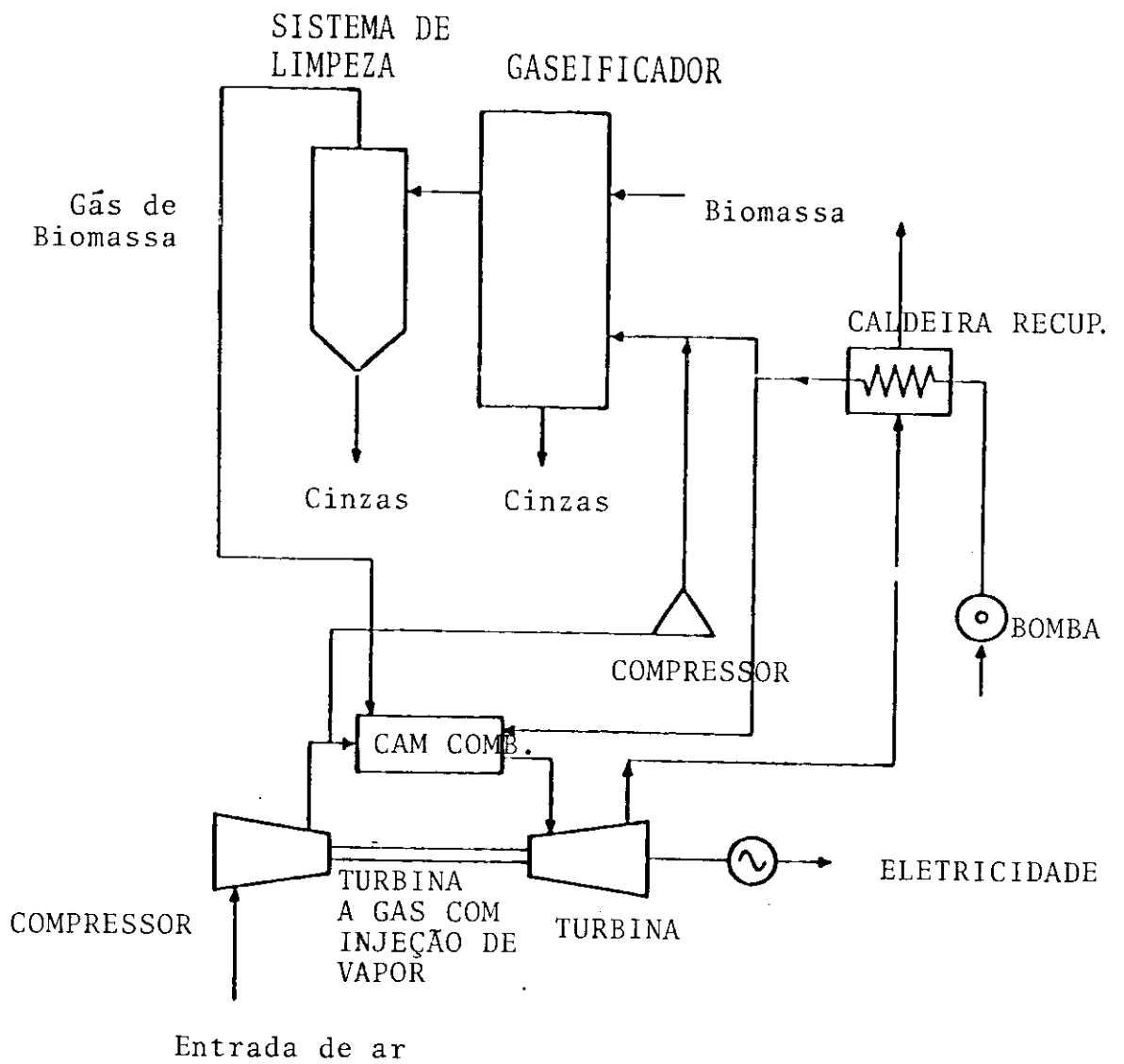
---

167. Dados do processo STIG obtidas do Center for Energy and Environmental Studies, Universidade de Princeton, USA; turbina a gás LM-5000 da GE, com funcionamento a plena carga. Bagaço proveniente das moendas, com 50% de umidade, é secado utilizando os gases de exaustão, até a umidade de 15%.

168. É utilizado bagaço pelletizado no gaseificador, o que aumenta o consumo de energia no processo em 85,4kWh/tc (COPERSUCAR, 1991). No Anexo 3 obteve-se a eficiência na entressafra: 372 kWh/tc.

169. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.





**Figura 15: Processo STIG de gaseificador/turbina a gás com injeção de vapor.**  
 Fonte: OGDEN et alii, 1990.

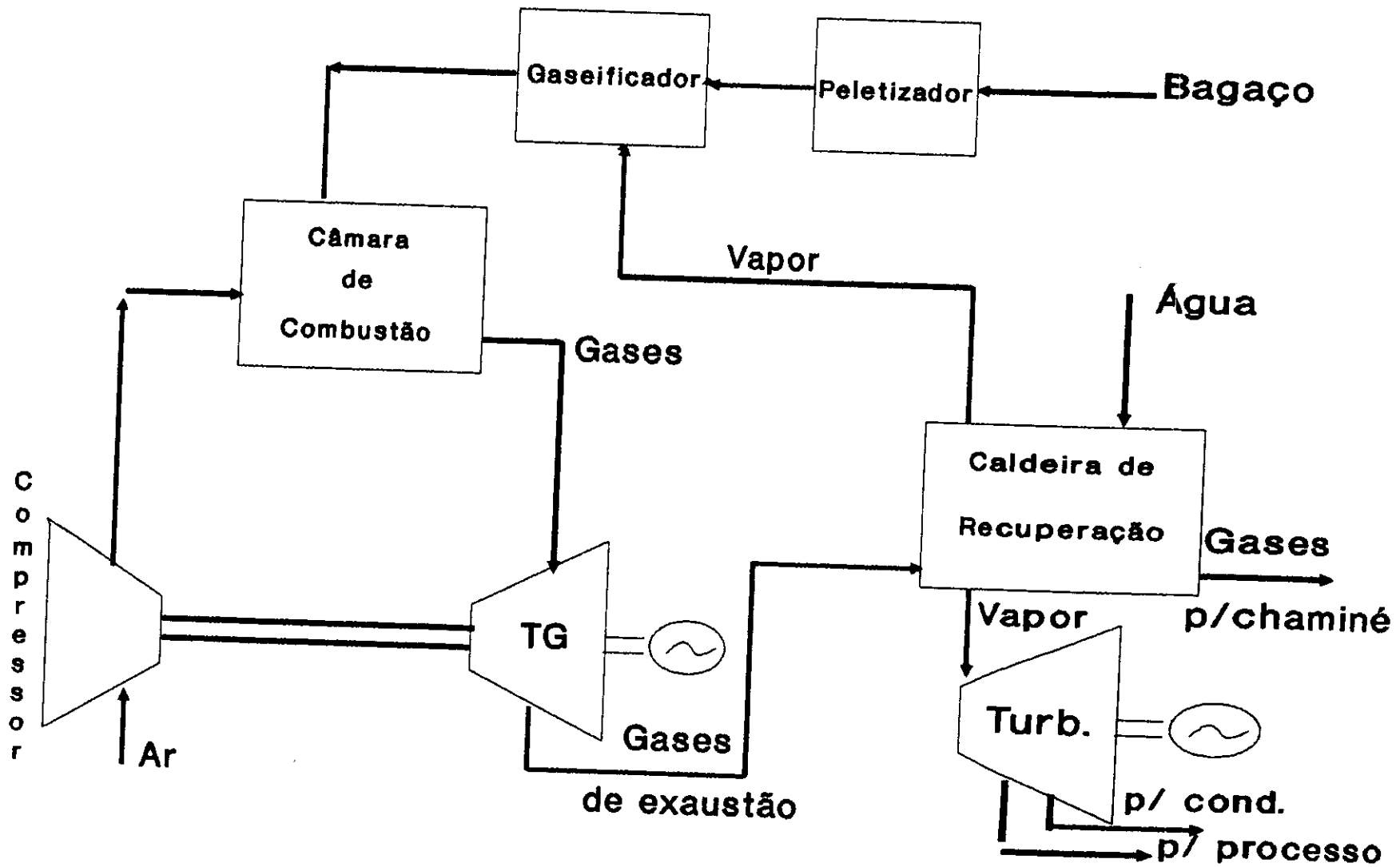


Figura 16: Ciclo combinado adaptado ao ciclo existente de turbina a vapor  
 Fonte: COPERSUCAR, 1991

Porém neste caso considera-se o uso de ciclo simples queimando gás natural na entressafra, para garantir o fornecimento contínuo de energia elétrica (figura 17).

O processo proposto por DE RUYCK et alii, 1991 também pode ser adaptado para cogeração na indústria sucro-alcooleira. Os resultados experimentais da planta piloto se referem a um ciclo evaporativo de turbina a gás com combustão externa, alimentado com gás de madeira; como no processo em questão a cogeração consiste na produção de água quente<sup>170</sup>, nestas condições ele não se adapta às necessidades das usinas de açúcar/álcool, que consomem vapor.

Uma modificação possível seria a operação com ciclo "seco" de combustão externa (EXTGT)<sup>171</sup>; poder-se-ia neste caso produzir o vapor necessário à usina (admitindo um consumo de vapor reduzido para 358 kg/tc)<sup>172</sup>, além de gerar um excedente de eletricidade de 83 kWh/tc, na safra (ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992).

170. Os gases de exaustão estão a uma temperatura muito baixa, não sendo possível produzir vapor (DE RUYCK, 1992). Detalhes no Anexo 2.

171. Utilizou-se um ciclo de turbina a gás de rendimento (térmico) igual 88,6% (em relação ao poder calorífico inferior), com 478kW<sub>e</sub> de eletricidade produzida, simultaneamente com 1.593kW<sub>t</sub> de calor (DE RUYCK, 1991). O ciclo foi adaptado (ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992) para gás de bagaço (poder calorífico inferior do gás igual a 1.220 kcal/kg), uma vez que DE RUYCK et alii, 1991 utilizam madeira gaseificada (poder calorífico inferior de 2.392 kcal/kg).

172. Obtido com a introdução de técnicas de conservação de energia no processo de fabricação de açúcar e álcool (COPERSUCAR, 1991).

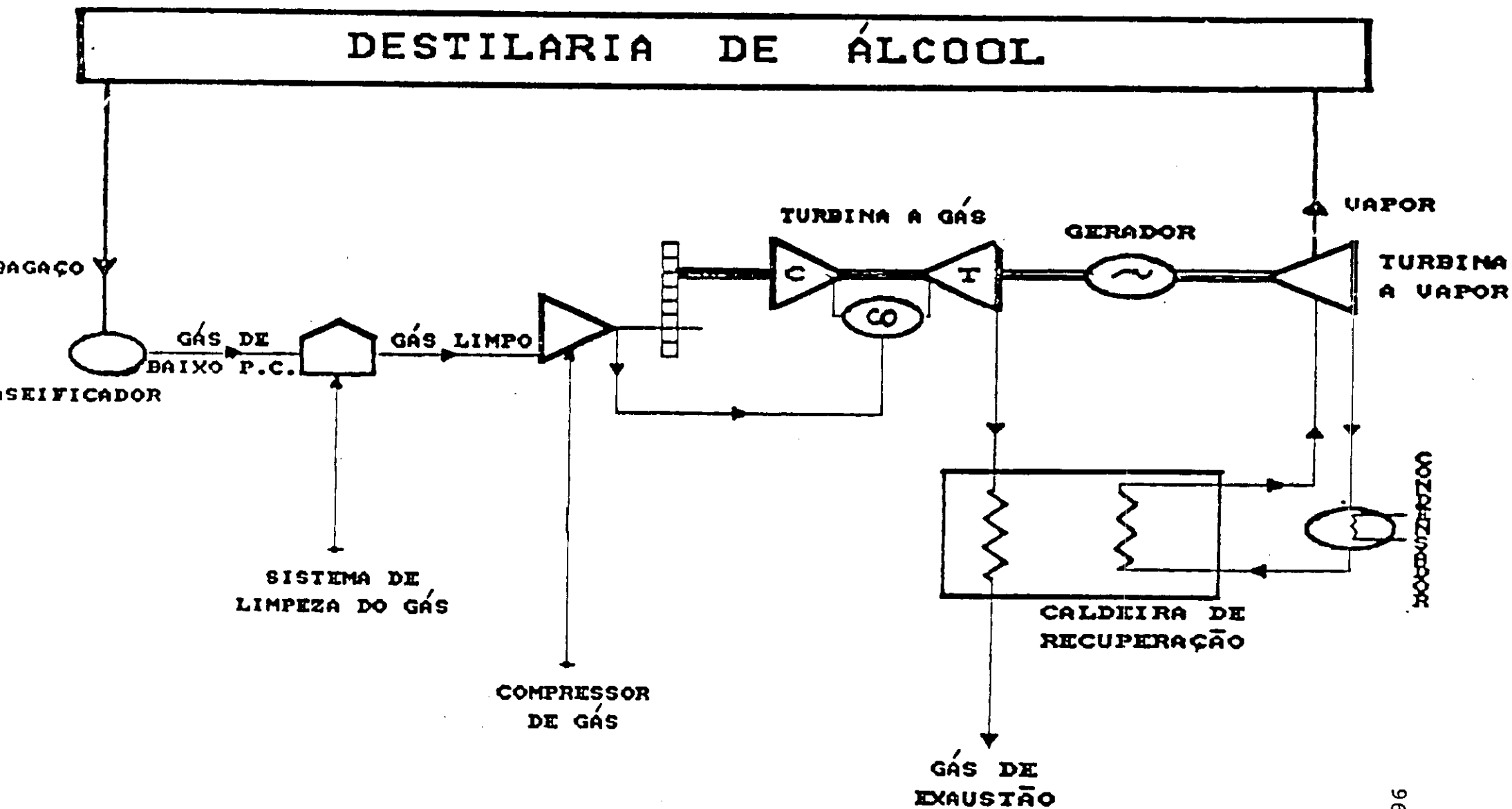


Figura 17: Ciclo combinado proposto para adaptação no ciclo a vapor existente.  
 Fonte: HUKAI, 1990.

No Anexo 2 encontra-se o memorial de cálculo correspondente à adaptação do ciclo evaporativo para ciclo seco, produzindo vapor. Combinando-se este ciclo com um ciclo de turbina a vapor existente (EXTCC)<sup>173</sup>, obter-se-ia um excedente de 104,3 kWh/tc (ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992)<sup>174</sup>.

A Tabela 7 mostra os rendimentos obtidos com cada processo e a figura 18 ilustra estes resultados, utilizando turbina a vapor e/ou turbina a gás. Dentre os processos que utilizam turbina a vapor, o ciclo CEST (OGDEN et alii, 1990) é o mais eficiente (100 kWh/tc excedentes); porém, utilizando-se os ciclos com gaseificador/turbina a gás, pode-se atingir rendimentos significativamente mais elevados, em particular com o STIG (248 kWh/tc excedentes), principalmente se compararmos com a geração de excedentes atual (em média 0,5 kWh/tc<sup>175</sup>).

O processo STIG mostra-se competitivo até com as usinas termoelétricas convencionais de grande porte.

---

173. Foi considerado o processo B, descrito no Anexo 1, correspondente ao processo atual com melhorias introduzidas (COPERSUCAR, 1991) para (COPERSUCAR, 1991) para vapor pressão atual de trabalho (21 kgf/cm<sup>2</sup>).

174. Este resultado não chega a ser interessante, pois é inferior aos dos outros processos, correspondentes a tecnologias já em fase mais adiantada.

175. COPERSUCAR, 1991.

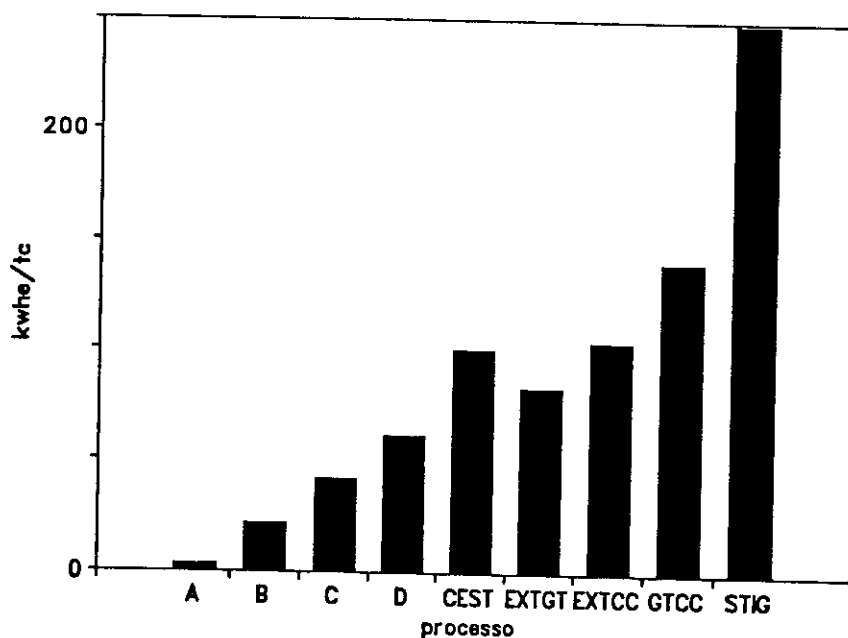
**TABELA 7: GERAÇÃO DE EXCEDENTES DE ELETRICIDADE, COM COGERAÇÃO, A PARTIR DE BAGAÇO DE CANA DURANTE A SAFRA:**

Processo	Consumo máximo vapor admissível na usina (kg/tc)	Excedente de eletricidade (kwh/tc) <sup>a</sup>
STIG (OGDEN et alii, 1990)	300	248 (38%) <sup>b</sup>
GTCC (COPERSUCAR, 1991)	332	140 (23%)
EXTGT (DE RUYCK, 1991) <sup>c</sup>	358	83 (15%)
EXTCC (DE RUYCK, 1991) <sup>d</sup>	358	104 (18%)

Fontes: Citadas.

Notas:a. Foram considerados somente os rendimentos na safra, conforme discutido anteriormente.

b. A transformação da eficiência em kWh/tc para rendimento termodinâmico (%) foi efetuada pela fórmula (1); este rendimento se refere ao processo total de geração de eletricidade, incluindo o consumo de energia no processo da usina (20 kWh/tc). Detalhes no Anexo 4.



**Figura 18: Comparação entre os rendimentos de processos de cogeração de eletricidade em turbina a vapor e em turbina a gás a partir de bagaço de cana**

Fonte: ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992.

Notas: Processos A, B, C, D, CEST com turbina a vapor, Anexo 1. Processos EXTGT, EXTCC, GTCC, STIG com turbina a gás, Tabela 7.

Analisando-se de forma realista o processo de gaseificação/turbina a gás, certamente são encontradas dificuldades: além de existirem poucos resultados experimentais sobre o processo de gaseificação do bagaço<sup>176</sup>, existem algumas dificuldades operacionais que devem ser resolvidas. O processo STIG, que usa injeção de vapor na turbina a gás, requer tratamento especial da água alimentada na caldeira de recuperação (LLOYD, 1991), para evitar que o vapor provoque corrosão nas pás da turbina. Apesar de LLOYD, 1991 considerar que os custos introduzidos por este tratamento de água são reduzidos se comparados com os custos totais da turbina a gás, outros especialistas<sup>177</sup> consideram que estes custos não devem ser tão baixos, uma vez que praticamente não existe tratamento da água utilizada nas usinas de açúcar e álcool brasileiras<sup>178</sup>.

O processo de turbina a gás com combustão externa ainda não está comercialmente disponível (DE RUYCK et alii, 1991) e, em particular, os resultados para o ciclo seco (ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992) são teóricos. Da mesma forma o ciclo ISTIG só estará disponível a médio prazo (WILLIAMS e LARSON, 1992).

---

176. Há as experiências da Electricité de France (França) e do IPT (São Paulo), discutidas no capítulo anterior, e há a planta em construção no Havai que deverá entrar em operação em breve (TRENKA et alii, 1991).

177. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

178. O condensado do processo retorna diretamente à caldeira para produção de vapor.

A implantação da colheita mecânica ainda está em fase de teste pelas usinas de São Paulo, e a utilização de palhas e pontas só será possível dentro de um prazo mínimo de cinco anos, conforme analisado no Anexo 3. A curto prazo, as possibilidades de utilização da turbina a gás na entressafra se baseiam na compra de bagaço excedente de outros produtores (COPERSUCAR, 1991); ou então é considerada a utilização de gás natural (HUKAI, 1991; LARSON, 1989), o que depende da importação de gás da Bolívia. No caso desta construção ser efetivada, haveria gás suficiente para transformar usinas termoelétricas existentes em ciclos combinados com turbina a gás<sup>179</sup> e, além disso, para alimentar as turbinas a gás na entressafra (em particular em São Paulo, devido ao traçado projetado para o gasoduto<sup>180</sup>).

Apesar destas dificuldades, as perspectivas são promissoras, pelas experiências já existentes com gaseificação de outras formas de biomassa, pela expectativa dos resultados do Havai; além disso, já existem turbinas a gás comercializadas para gases de baixo poder calorífico.

---

179. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

180. O gasoduto deverá vir de Santa Cruz de La Sierra, na Bolívia, através de Mato Grosso do Sul e do interior de São Paulo.

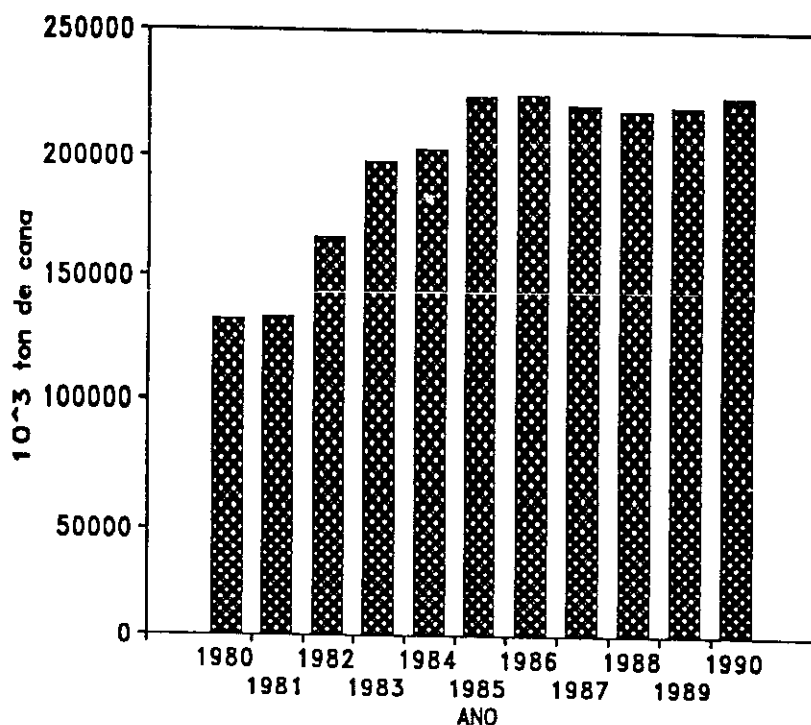


### 3.4. Projeções para a energia elétrica possível de ser gerada a partir do bagaço de cana até 2010:

Pode-se estimar as projeções para produção de energia elétrica na safra, a partir do bagaço de cana, até o ano 2010, através dos processos propostos. Os resultados deste capítulo correspondem à atualização de estudo anteriormente desenvolvido (ALMANÇA e COELHO, 1991).

#### 3.4.1. Projeção de crescimento da safra de cana brasileira até 2010:

De 1980 a 1990, a safra brasileira de cana cresceu de 132,5 para 223,7 milhões de toneladas (69%), correspondendo a uma média de 5,7%a.a., conforme mostrado na figura 19. Parte deste crescimento foi devido ao aumento de área plantada (22,8% de 1983 a 1988), sendo o restante consequência do aumento de produtividade agrícola. Esta taxa corresponde a um crescimento na área plantada de 4,0%a.a.; logo, 1,7%a.a. correspondem a aumentos de produtividade agrícola (ALMANÇA e COELHO, 1991).



**Figura 19: Evolução da safra de cana brasileira de 1980 a 1990**  
 Fonte: AIAA, 1992.

Em 1991, a produtividade média brasileira atingiu 70 toneladas de cana por hectare, apesar das disparidades: enquanto o Estado de São Paulo apresenta uma produtividade agrícola de 90 tc/ha<sup>181</sup>, na região Norte/Nordeste ela se reduz a menos do que a metade (42tc/ha). Estas diferenças são consequência do crescimento de cada região no período: no Sul a taxa média foi de 6,8%a.a. enquanto que, na região N/NE, limitou-se a 3,34%a.a. (ALMANÇA e COELHO, 1991).

Para projetar o crescimento futuro da safra de cana brasileira, adotou-se a taxa de 3%a.a., considerada a média

<sup>181</sup>. Há casos de rendimento agrícola igual a 100 tc/ha.

mundial (GOLDEMBERG et alii, 1988). Mesmo considerando-se que o crescimento da safra brasileira tenha sido apenas 1,6%, de 1989 a 1990, a taxa adotada pode ser uma hipótese realista, em vista das atuais disparidades. Simulando-se um crescimento da produtividade da região N/NE de 5%a.a., seriam atingidos até 2010 os níveis da região Centro/Sul; mantendo-se o crescimento do Centro/Sul em apenas 1%a.a., as produtividades ficariam aproximadamente iguais (110 tc/ha), correspondendo a um crescimento médio de 3%a.a. no país.

A figura 20 apresenta a projeção, assim obtida, da safra brasileira, até 2010.

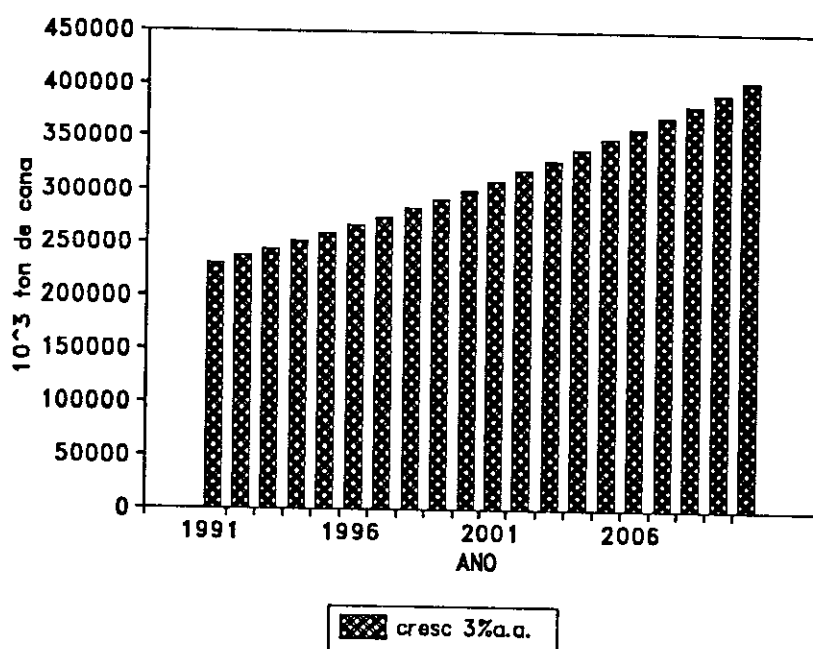


Figura 20: Projeção das safras de cana no Brasil até o ano de 2010

Fonte: AIAA, 1992.

Nota: Detalhes no Anexo 5.

### 3.4.2. Projeção da cogeração de energia elétrica até 2010 no setor sucro-alcooleiro:

Para avaliar a energia elétrica possível de ser obtida na safra, a partir do bagaço de cana, até 2010, foi considerado o seguinte cenário: mantém-se a situação atual do Proálcool, com crescimento da safra de cana do país em 3%a.a.; admite-se a continuação do Proálcool, produzindo álcool para veículos automotivos e bagaço, como sub-produto, usado para gerar excedentes de eletricidade.

Este cenário utilizado para a projeção de energia elétrica gerada até 2010, na safra, considerou os processos:

- I- processo atualmente em uso no setor (COPERSUCAR, 1991)
- II- processo CEST com turbina a vapor de condensação/extração (OGDEN et alii, 1990)
- III- processo (GTCC), ciclo combinado de turbina a gás com turbina a vapor (COPERSUCAR, 1991)
- IV- processo STIG (turbina a gás com injeção de vapor) (OGDEN et alii, 1990.)

O excedente de eletricidade produzido em cada processo, foi calculado admitindo que o consumo de energia na produção de açúcar/álcool seja 20 kWh/tc. A Tabela 8 mostra os valores obtidos para 2010 e a figura 21 ilustra o comportamento no período de 1991 a 2010. O Anexo 5 apresenta maiores detalhes a respeito dos cálculos efetuados.

TABELA 8: PROJEÇÃO DA ELETRICIDADE EXCEDENTE PRODUZIDA NO BRASIL, EM 2010, A PARTIR DO BAGAÇO, NA SAFRA<sup>a</sup>:

Processo	Excedente gerado (kWh/tc)	Eletricidade excedente (MWh)-2010
I- Atual <sup>[1]</sup> .	0,5	202.013
II- CEST <sup>[2]</sup>	100	40.402.708
III-GTCC <sup>[1]</sup>	140	56.563.792
IV- STIG <sup>[2]</sup>	248	100.000.000

Fontes:[1] COPERSUCAR, 1991. [2]OGDEN et alii, 1990.  
Notas:a. Calculado no Anexo 5.

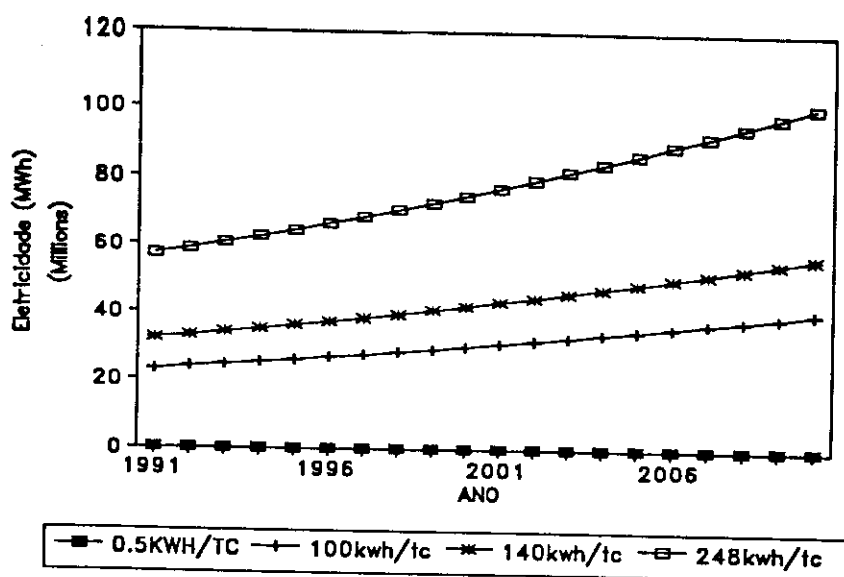


Figura 21: Projeção da eletricidade excedente obtida a partir de bagaço de cana até 2010  
Fonte: COPERSUCAR, 1991. OGDEN et alii, 1990.

Comparando-se os resultados obtidos com as previsões de Eletrobrás (Plano 2010), observa-se que os resultados são significativos, conforme se verifica na Tabela 9.

-----  
**TABELA 9: COMPARAÇÃO DA ELETRICIDADE POSSÍVEL DE SER GERADA EM 2010, A PARTIR DO BAGAÇO, NA SAFRA, COM O PLANO 2010 DA ELETROBRÁS:**  
 -----

Previsão de consumo da Eletrobrás(2010): 540 TWh<sup>a</sup>

Processo	Eletricidade gerada em 2010 (TWh)
I- Atual <sup>[1]</sup>	0,2
II- CEST <sup>[2]</sup>	40,4
III-GTCC <sup>[1]</sup>	56,6
IV- STIG <sup>[2]</sup>	100,0

-----  
 Fontes:[1].COPERSUCAR, 1991.[2].OGDEN et alii, 1990.

Nota:a.Para o ano de 1990, o consumo real foi inferior ao previsto, segundo o Boletim Trimestral do SIESE; por este motivo, corrigiu-se proporcionalmente as previsões para 2010<sup>182</sup>.

Com a utilização de sistemas de gaseificador/turbina a gás, obtém-se valores consideráveis para a eletricidade gerada, quando comparados com as previsões oficiais (até 19% do consumo previsto para 2010 pode ser gerado com o STIG). Mesmo nas estimativas mais conservadoras (COPERSUCAR, 1991), pode-se obter mais de 10% do consumo previsto para 2010, mostrando a relevância dos processos de geração com turbinas a gás para complementar o parque elétrico do Brasil.

---

182. A previsão para 1990 era 244 TWh, sendo o consumo real igual a 205,3 TWh. Corrigindo-se proporcionalmente a previsão da Eletrobrás, reduz-se a previsão de consumo de 680 para 540 TWh.

#### **4. AVALIAÇÃO ECONÔMICA E AMBIENTAL DOS PROCESSOS DE COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DO BAGAÇO DE CANA EM TURBINA A GÁS**

##### **4.1. Avaliação econômica dos processos de cogeração a partir do bagaço de cana em turbina a gás:**

Um aspecto importante na cogeração em turbina a gás são os investimentos necessários para sua implantação, bem como os custos de geração de eletricidade, comparados com as tarifas atuais. Para tal, foram avaliados os custos de instalação dos processos com turbina a gás: foram escolhidos os processos cuja comercialização parece viável a curto prazo, analisando-se os custos de cada equipamento (FOB e CIF), bem como o custo total de implantação, adaptado à realidade brasileira.

A partir destes custos, os investimentos necessários foram comparados com as previsões do Plano 2010 da Eletrobrás. Foram calculados os custos de geração da eletricidade na safra e comparados com o custo de geração das termoelétricas tradicionais; as atuais possibilidades e dificuldades da geração na entressafra são também discutidas no Anexo 3.

#### 4.1.1. Custos de instalação para alguns processos de gaseificador/turbina a gás:

A instalação básica para cogeração em turbina a gás a partir de bagaço de cana é composta de gaseificador, sistema de limpeza dos gases, turbina a gás. Como o gaseificador deve ser alimentado com bagaço com 15% (ou 35%, dependendo do processo) de umidade, e o bagaço "in natura" apresenta 50% de umidade, há necessidade da secagem prévia. O custo do secador de bagaço não foi incluído nos custos analisados, porque estão considerados no cálculo do custo de geração da eletricidade, uma vez que cada processo tem suas particularidades. Também não está computado o custo do gerador elétrico e das sub-estações<sup>183</sup>.

#### Gaseificador de bagaço:

O custo do gaseificador é estimado a partir dos gaseificadores existentes para carvão e madeira; como não há muitos dados experimentais para o caso do bagaço, existem ainda divergências a respeito. WILLIAMS e LARSON, 1992 estimam em US\$ 180,5/kW<sup>184</sup> (dólares de 1989) para o custo do

---

183. Segundo COPERSUCAR, 1991, no custo de instalação previsto estariam incluídos todos os custos, até mesmo secador, gerador e sub-estações. No entanto, este fato não foi considerado nos cálculos, para garantir uma avaliação conservadora.

184. Este custo é estimado a partir dos gaseificadores de carvão, admitida a eficiência do processo de gaseificação de biomassa igual ao do carvão. É previsto um gaseificador de leito fixo Lurgi, usando ar e vapor. O gaseificador de biomassa necessita apenas 40% do vapor de alta pressão necessário ao gaseificador de carvão; o restante fica disponível para a turbina a gás (WILLIAMS e LARSON, 1992).



gaseificador de biomassa (leito fixo) para funcionar num ciclo STIG (preço FOB); considerando que o preço CIF seja 10% a mais, temos aproximadamente US\$ 200/kW instalado<sup>185</sup>. Este custo é superior ao estimado por LARSON, 1989, em trabalho menos recente (US\$ 168,5/kW, 1987; atualizando para 1989, temos US\$ 189/kW, CIF). Existem outras estimativas preliminares: US\$ 200 a US\$ 300/kW (CIF), usando gaseificador de leito fluidizado circulante Studvick ou Alström<sup>186</sup>.

#### **Sistema de limpeza do gás:**

Comparativamente com o gaseificador de carvão, o gaseificador de biomassa apresenta maiores facilidades para a limpeza do gás, uma vez que a biomassa praticamente não apresenta enxofre na sua composição (Tabela 3). Não há portanto necessidade de limpeza química do gás, apenas devendo-se retirar os particulados (aos quais estão misturados os álcalis).

Por este motivo a expectativa é de que a limpeza do gás de bagaço tenha menor custo do que a do gás de carvão (LARSON, 1989), uma vez que a limpeza química do gás é estimada em

---

185. Admitindo isenção de impostos de importação, para o custo CIF concorrem apenas as despesas de frete e seguro.

186. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991. Para um primeiro gaseificador de leito fluidizado circulante (pressurizado), a Studsvick estima em US\$ 600/kW, já incluído o sistema de limpeza de gás em leito dolomítico. Porém não existem ainda resultados experimentais que indiquem a necessidade deste sistema de limpeza.

US\$ 197,4/kW(1989). O sistema de limpeza reduz-se portanto a US\$ 9,90/kW(1989), preço FOB (LARSON, 1989). Entretanto, deve-se observar que há necessidade de maiores experiências para se definir o processo de limpeza, bem como os seus custos.

### **Turbina a gás:**

Os custos da turbina a gás são estimados por LARSON, 1989 estima em US\$ 330/kW o custo da turbina a gás<sup>187</sup> do ciclo STIG, incluída a caldeira de recuperação; em termos CIF, o custo correspondente será US\$ 363/kW(1989)<sup>188</sup>. Estimativas mais conservadoras<sup>189</sup> calculam em US\$ 500 a US\$ 600 /kW, para uma turbina a gás em ciclo Brayton, preço CIF; este valor inclui a caldeira de recuperação<sup>190</sup>.

### **Custo total da instalação:**

A partir dos custos citados, foi estimado o custo total de instalação<sup>191</sup>, posto São Paulo, para o sistema de

187. A turbina GE-LM-6000, que deverá ser comercializada em futuro próximo, terá custo estimado em US\$ 250/kW; a mais eficiente turbina a gás aeroderivativa disponível hoje custa US\$ 400/kW(WILLIAMS e LARSON, 1992).

188. Duas turbinas de 50 MWe, da General Electric (WILLIAMS e LARSON, 1992).

189. HUKAI, R. (IEE/USP). **Notas de aula.** 1991.

190. Apenas a caldeira de recuperação tem custo avaliado em US\$ 190/kW instalado (IENO, G., IEE/USP. **Comunicação Pessoal.** 1991)

191. Estão incluídos: sistema de alimentação de ar, preparação do combustível, engenharia, construção e outros; maiores detalhes no Anexo 6. Não foi incluído o custo dos secadores, uma vez que há diferenças técnicas em relação aos pré-requisitos de cada processo (teor de umidade necessário para o bagaço). Este custo foi incluído na planilha de custos de geração de cada processo.

gaseificador/turbina a gás. A análise inclui os processos cuja implantação parece viável a curto prazo: o processo STIG (entressafra) e o processo de turbina a gás em ciclo combinado (GTCC, na safra), com custos estimados pela ELETROBRÁS, 1991 e por HUKAI<sup>192</sup>. No estudo foram também atualizados os custos do processo STIG propostos por CORMAN, 1987<sup>193</sup>.

O processo de turbina a gás analisado pela COPERSUCAR, 1991 (GTCC) corresponde à introdução de uma turbina a gás<sup>194</sup> no ciclo a vapor existente, transformando-o em ciclo combinado, para operação na safra (figura 16); na entressafra, com o vapor disponível, seria operado um ciclo STIG. O custo de instalação estimado (ELETROBRÁS, 1991) é de US\$ 992/kW<sub>e</sub> para a adaptação necessária do ciclo a vapor<sup>195</sup>.

Para um processo semelhante (ciclo combinado na safra e ciclo simples na entressafra, com gás natural), com rendimento aproximadamente igual ao da COPERSUCAR, 1991, o custo de instalação é estimado em US\$ 1.524/kW<sub>e</sub> por HUKAI, para adaptação do ciclo existente. O fluxograma está

---

192. HUKAI, R. (IEE/USP). *Notas de aula*. 1991.

193. Admitida inflação de 6% a.a. para o dólar.

194. Turbina a gás LM-5000 GE, de 50 MW.

195. Nos cálculos considerou-se que este custo não inclui a secagem do bagaço, para uma avaliação mais conservadora. Este valor corresponde à produção em série, adaptando-se as usinas existentes. As estimativas da COPERSUCAR, 1991 são diferentes, coincidindo aproximadamente com a proposta de LARSON, 1989.

mostrado na figura 17, com turbina a gás de 16MW (Mitsubishi)<sup>196</sup>.

Os custos do processo STIG (LARSON, 1989) foram adequados à realidade brasileira. No Anexo 6 está o detalhamento dos custos, com as propostas para cada equipamento, atualizados para dólares de 1991, posto São Paulo (CIF). Obteve-se o custo total de US\$ 1.126/kW (1991), FOB, sendo o custo CIF equivalente de US\$ 1.238 /kW instalado<sup>197</sup>.

Se atualizarmos para 1991 os custos do processo STIG propostos por CORMAN, 1987, chegamos a US\$ 1.267 /kW FOB, ou US\$ 1.394 /kW CIF. Provavelmente os custos estimados por LARSON, 1989, mais recentes (e menores) são mais realistas.

A Tabela 10 resume os custos totais de instalação para cada processo.

Com exceção da estimativa de HUKAI<sup>198</sup>, todos os outros custos de instalação (CIF/SP) são inferiores aos custos para geração em turbina a vapor do item anterior. A maioria dos custos apresentados se referem a instalações de porte médio (50MW); para instalações de menor porte, como por exemplo a

---

196. Os custos de secagem estão incluídos na planilha de cálculos do custo de geração.

197. Custo CIF estimado incluindo frete e seguro, considerando isenção de impostos de importação.

198. Trata-se de uma estimativa conservadora, pelo fato de ser a primeira instalação a ser construída no país.

proposta por HUKAI (16MW), devem efetivamente ser esperados custos superiores. Há também a diferença de tamanho, apesar de ser pequena a influência da escala nos custos de instalação de turbina a gás, como mostra a figura 22.

-----  
**TABELA 10: CUSTOS DE INSTALAÇÃO PARA COGERAÇÃO EM TURBINAS A GÁS:**  
 -----

Processo	Rendimento na safra (kWh/tc, exc.)	Custo por kW instalado <sup>199</sup> (US\$1991/kW <sub>e</sub> ) <sup>f</sup>
STIG[1]	248[5]	1126/1238 <sup>a</sup>
STIG[2]	248[5]	1267/1394 <sup>b</sup>
GTCC[3]	140[3]	992 <sup>c</sup>
GTCC[4]	111[4]	1524 <sup>d</sup>

-----  
 Fontes:[1].LARSON, 1989.[2]. CORMAN, 1987.[3]. ELETROBRÁS, 1991.[4]. HUKAI, 1990.[5]. OGDEN et alii, 1990.

Notas: a. Custo FOB/CIF para o ciclo STIG, adequado à realidade brasileira e atualizado<sup>200</sup> para 1991, sem incluir o processo de secagem do bagaço.

b. Custo FOB/CIF para o mesmo ciclo STIG anterior, adequado à realidade brasileira e atualizado para 1991, sem incluir o processo de secagem do bagaço.

c. Custo estimado, referente à adaptação da instalação existente para ciclo combinado, incluindo secadores de bagaço; para uma análise conservadora, não foi considerada a secagem incluída neste custo.

d. Custo referente à adaptação do ciclo existente para ciclo combinado.

e. A título de comparação, o custo de instalação de uma termoelétrica é aproximadamente US\$ 1.400/kW<sup>201</sup>.

199. Os custos dos secadores, não incluídos nesta tabela, foram considerados no cálculo do custo de geração.

200. Inflação americana de 6%a.a. adotada em todos os casos.

201. Valor histórico.

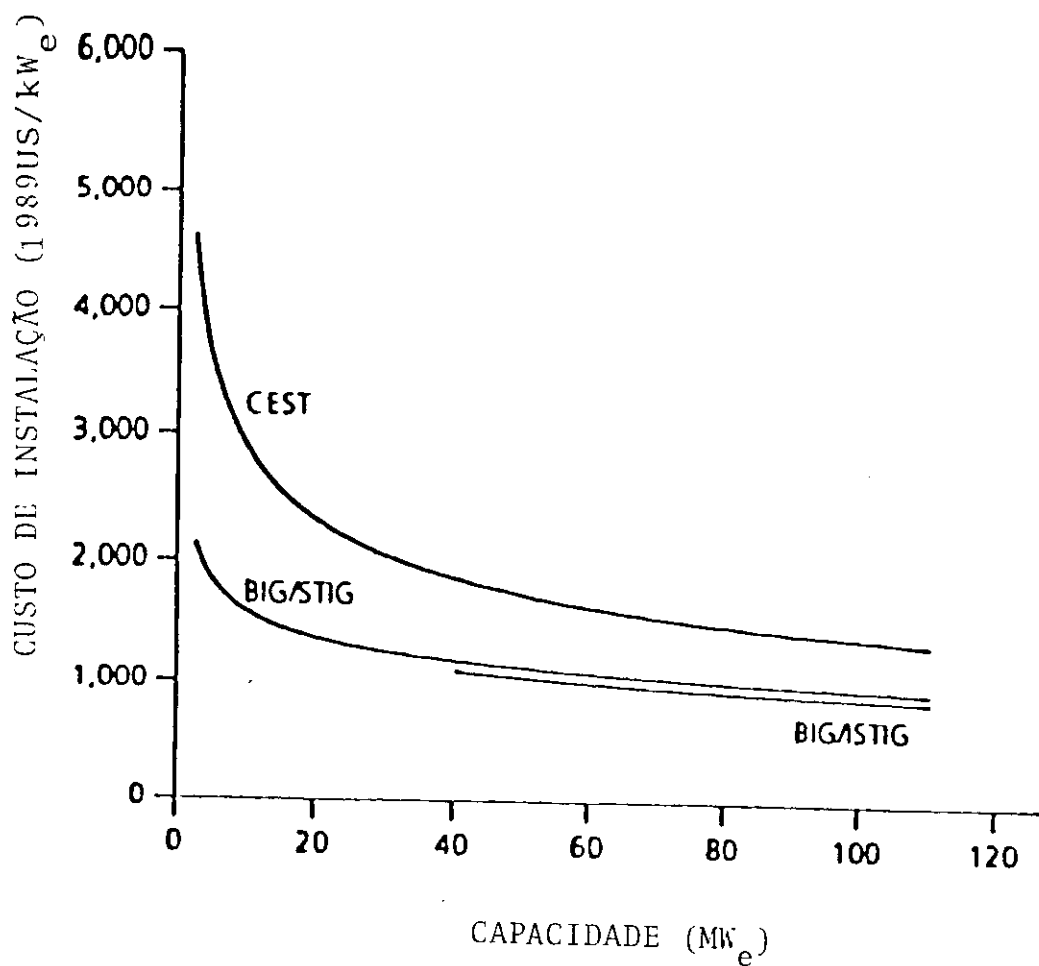


Figura 22: Influência da escala na estimativa de custo de instalação para tecnologias alternativas de cogeração a partir de biomassa.

Fonte: WILLIAMS e LARSON, 1992.

#### 4.1.2. Custos de geração de eletricidade a partir do bagaço de cana em turbina a gás - cogeração na safra:

Para avaliar a competitividade do bagaço de cana em cogeração, foram calculados (ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1991) os custos de geração para os processos em questão, considerando vários custos de oportunidade para o bagaço e diferentes condições econômicas. Esses custos foram revistos e atualizados, para geração na safra nas mesmas condições.

Para o processo STIG, foi adotado o custo de US\$ 1.238/kW, CIF/SP, atualizado a partir da estimativa de LARSON, 1989 (Anexo 6).

As condições econômicas foram escolhidas de modo a incluir desde as condições tradicionalmente usadas pelo setor elétrico até aquelas consideradas viáveis pela iniciativa privada:

- \* 10%a.a., 25 anos;
- \* 15%a.a., 20 anos;
- \* 20%a.a., 15 anos

Os custos de oportunidade do bagaço adotados foram os seguintes: 4,5; 7,0; 10,0 (US\$/t) para bagaço com 50% de umidade<sup>202</sup>. Estas estimativas se baseiam nas condições

---

202. No cálculo do custo de combustível foi incluído o custo dos secadores, segundo as necessidades de cada processo.

atuais de venda do bagaço (1992)<sup>203</sup>, US\$ 4,5/t, projetando os maiores valores correspondentemente a um maior preço de oportunidade, à medida que o processo de cogeração for implantado. O preço adotado para óleo combustível consumido numa termoelétrica foi US\$ 18,0/barril.

O custo de manutenção para o sistema de gaseificador/turbina a gás foi estimado em US\$ 7,0/MWh<sup>204</sup>; para a usina termoelétrica, a título de comparação, a manutenção é estimada em US\$ 3,0/MWh<sup>205</sup>.

Para o cálculo do custo de geração, foi adotado o fator de capacidade (FC) de 50%, correspondendo à geração apenas na safra (a análise da geração na entressafra está no Anexo 3)<sup>206</sup>.

Estes parâmetros foram utilizados para o cálculo do custo de geração (CG):

$$CG = \text{Custo de capital} + \text{custo do combustível} + \text{custo de manutenção} \quad (6)$$

203. As usinas vendem o bagaço excedente por US\$ 12/t para outras indústrias (como, por exemplo, da laranja), que também utilizam-no como energético nas caldeiras. Descontado o frete e outras despesas, a receita obtida pela usina é aquela mencionada (MACEDO, I. (COPERSUCAR). *Comunicação Pessoal*. 1992).

204. HUKAI, R. (IEE/USP). *Notas de aula*. 1991

205. Valor histórico.

206. Numa termoelétrica convencional, este valor é 80%.



onde o custo de capital (CC) é:

$$CC = (\text{Investimento} * \text{FRC}) / (8766h/a * \text{FC}) \quad (7)$$

e o fator de recuperação de capital (FRC) é:

$$\text{FRC} = i(1+i)^n / [(1+i)^n - 1] \quad (8)$$

sendo  $i$  a taxa de desconto para  $n$  anos.

O custo de combustível foi calculado pela fórmula:

$$\text{C.Comb.} = (\text{preço do combust.}) * 860 / (\text{PC} * \text{rend.}) \quad (9)$$

onde  $\text{PC}$  é o poder calorífico do combustível e  $\text{rend.}$  é o rendimento termodinâmico do processo de geração.

No Anexo 7 estão calculados os custos de geração na safra a partir do gás de bagaço, e comparados com os custos de geração de uma termoelétrica convencional. A Tabela 11 apresenta estes custos de geração para diferentes custos de oportunidade do bagaço:

Tabela 11: Custos de geração de eletricidade a partir de óleo combustível e a partir de bagaço de cana em turbina a gás (US\$/MWh)<sup>c</sup>:

PROCESSO <sup>b</sup>	10%a.a. 25 anos	15%a.a. 20 anos	20%a.a. 15 anos
Termoelétrica <sup>a</sup>	57.25	67.15	77.96
50MW-GTCC <sup>[1]</sup> :			
custo do bagaço:			
4,5 US\$/t	36,86	48,32	60,84
7,0 US\$/t	39,30	50,77	63,28
10,0 US\$/t	42,23	53,70	66,21
50MW-STIG <sup>[2]</sup> :			
custo do bagaço:			
4,5 US\$/t	41,10	55,26	70,72
7,0 US\$/t	42,55	56,72	72,18
10,0 US\$/t	44,30	58,47	73,93
16MW-GTCC <sup>[3]</sup> :			
custo do bagaço:			
4,5 US\$/t	51,60	69,01	88,00
7,0 US\$/t	54,89	72,30	91,30
10,0 US\$/t	58,85	76,25	95,25

Fontes: [1]. ELETROBRÁS, 1991. [2]. LARSON, 1989. [3]. HUKAI, 1990<sup>207</sup>  
 Notas: a. Termoelétrica convencional a óleo combustível, com rendimento 30%, F.C. 80%, custo de instalação US\$ 1.400/kW, O&M de US\$ 3,0/MWh; óleo combustível a US\$ 18,0/barril.  
 b. Processos descritos no item 4.1.1. Custos de instalação na Tabela 10. c. Maiores detalhes no Anexo 7<sup>208</sup>.

As figuras 23, 24 e 25 ilustram estes resultados.

207. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

208. Incluídos os custos para secagem do bagaço: considerados secadores para 30 tb/h, US\$ 300.000 cada (usados pela Usina São Martinho e outras); dados obtidos em visita pessoal, 1991. O projeto técnico permite que sejam usados tanto para redução de umidade de 50% para 35% como de 35% para 15% (MACEDO, I. COPERSUCAR. Comunicação Pessoal. 1992).

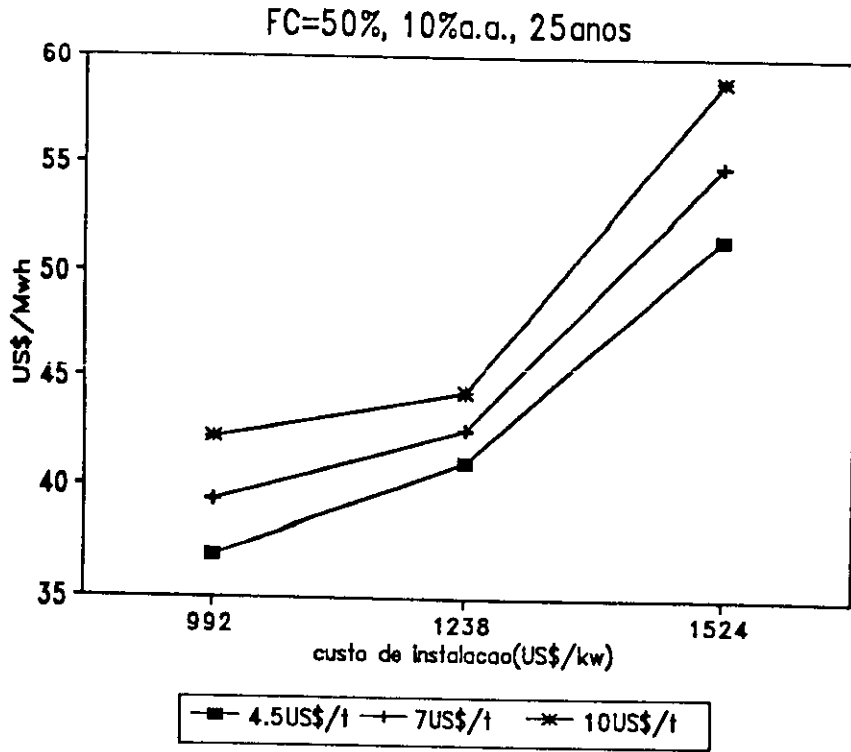


Figura 23: Custo de geração de eletricidade, na safra, a partir de bagaço de cana, em turbina a gás.  
 Fonte: ELETROBRÁS, 1991; LARSON, 1989; HUKAI, 1990.

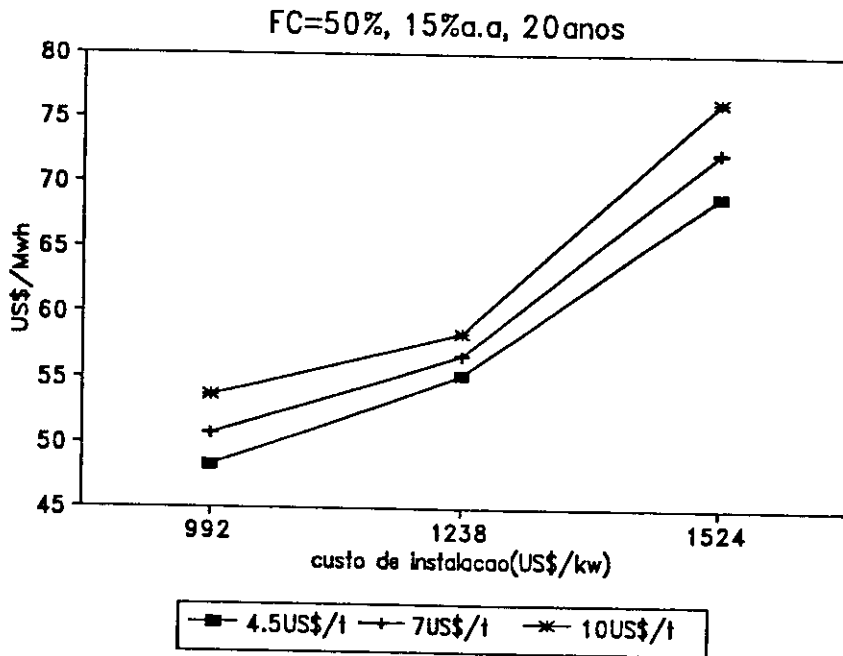


Figura 24: Custo de geração de eletricidade, na safra, a partir de bagaço de cana, em turbina a gás.  
 Fontes: ELETROBRÁS, 1991; LARSON, 1989; HUKAI, 1990.

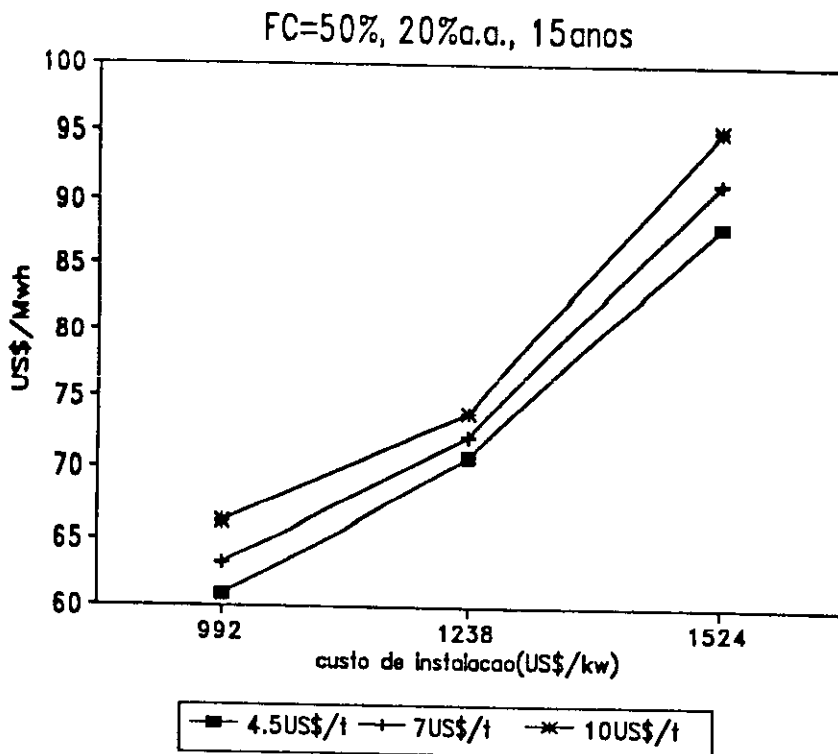


Figura 25: Custo de geração de eletricidade, na safra, a partir de bagaço de cana, em turbina a gás.

Fontes: ELETROBRÁS, 1991; LARSON, 1989; HUKAI, 1990.

Observando-se as figuras verifica-se que, para as condições de 10%a.a., 25 anos, os custos de geração a partir de bagaço são quase todos inferiores aos de uma termoelétrica a óleo combustível; mesmo para 15%a.a., 20anos, condições mais interessantes para o setor privado, os custos da maioria dos casos são menores. O processo GTCC proposto por HUKAI<sup>209</sup>, com maiores custos, corresponde a uma instalação menor que as outras; esta diferença é em parte devida à menor escala (apesar de não ser esperada uma grande influência da escala, conforme a figura 22) e, em parte pelo fato de serem estimativas conservadoras para a primeira instalação a ser efetuada no país.

209. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

#### 4.1.3. Investimentos necessários para implantação da cogeração em turbina a gás até o ano 2010:

Além dos custos de geração, pode-se obter resultados interessantes, do ponto de vista econômico, comparando-se os investimentos necessários à implantação dos processos com turbina a gás/gaseificador de bagaço com as previsões do Plano 2010 da Eletrobrás.

No Plano 2010, a Eletrobrás previa investimentos de 3,5 bilhões de dólares por ano, de 1991 a 1996<sup>210</sup>, em novas unidades de geração de energia elétrica. Considerando-se um custo de instalação em torno de US\$ 1.400/kW, em termos conservadores<sup>211</sup>, com o investimento previsto seriam instalados até 1996 apenas 12.500 MW, faltando 89.000MW a serem instalados até 2010 para atingir a previsão de 160.000MW (total instalado) do Plano 2010<sup>212</sup>. Mantendo-se o mesmo custo do kW instalado, seriam necessários investimentos no valor de 142 bilhões de dólares. Este valor foi adotado como referência para comparação dos investimentos necessários aos processos de cogeração, para o ano 2010, apresentados na Tabela 12.

---

210. Apesar de terem sido apenas de 2,5 bilhões de dólares em 1990, segundo o Plano 2010.

211. Este custo se refere a uma usina termoelétrica convencional (valor histórico); sabe-se que para as hidroelétricas, os custos de instalação são bem maiores, chegando a mais de US\$ 2.000/kW (MOREIRA e POOLE, 1991).

212. Potência instalada em 1992: 58.500 MW (ESTATÍSTICA BRASILEIRA DE ENERGIA, 1990).

TABELA 12: INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS ATÉ 2010 PARA IMPLANTAÇÃO DOS PROCESSOS DE COGERAÇÃO A PARTIR DO BAGAÇO DE CANA, NA SAFRA:

Processo (US\$/kW instal.) <sup>f</sup>	Potência instalada 2010 (MW) <sup>a</sup>	Investimento (bilhões US\$)
CEST <sup>[1]</sup> (US\$ 1520/kW)	9.218 (9%) <sup>e</sup>	14
GTCC <sup>[2]d</sup> (US\$ 992/kW)	12.905 (13%) <sup>e</sup>	13
GTCC <sup>[3]d</sup> (US\$ 1524/kW)	10.232 (10%) <sup>e</sup>	20
STIG <sup>[1]</sup> (US\$ 1238/kW)	22.860 (23%) <sup>e</sup>	29
Previsões Eletrobrás <sup>b</sup>	160.000	142 <sup>c</sup>

Fontes: [1] OGDEN et alii, 1990; LARSON, 1989. [2] ELETROBRÁS, 1991. [3] HUKAI, 1990.

Notas: a. Valores calculados para as projeções de eletricidade para 2010 calculadas na Tabela 8; FC=50% (safra), crescimento de 3% a.a. na safra de cana brasileira.

b. Plano 2010

c. Investimento calculado de 1991 a 2010, considerando as estimativas da Eletrobrás (US\$ 3,5 bilhões/ano, de 1991 a 1996, admitindo US\$ 1.400/kW instalado).

d. Investimentos estimados para manter a planta existente na destilaria, adaptando-a para ciclo combinado.

e. Relação entre a potência instalada pelo processo em questão comparada com a potência prevista pela Eletrobrás.

f. Custos de instalação discutidos nos itens 2.2.2 e 4.1.1.

A figura 26 ilustra estes resultados, comparados com as previsões da Eletrobrás. Na figura, os números situados no topo das barras se referem à relação entre o investimento necessário em cada processo e o investimento previsto pelo Plano 2010.

Verifica-se que os processos GTCC da COPERSUCAR/ELETROBRÁS e STIG são os mais interessantes pois apresentam uma participação na potência instalada maior do que a participação nos investimentos.

Ainda que consideremos a atual escassez de recursos do governo para investimentos em novas unidades geradoras, o custo de geração de eletricidade a partir do bagaço calculado indica a viabilidade econômica para a participação da iniciativa privada, sendo possível a venda às concessionárias por preços compatíveis. O Protocolo assinado em 1992 entre o Governo Estadual e os empresários do setor indica boas perspectivas para esta participação, uma vez que as concessionárias irão comprar a eletricidade pelo custo marginal de expansão do setor (US\$ 48/MWh).

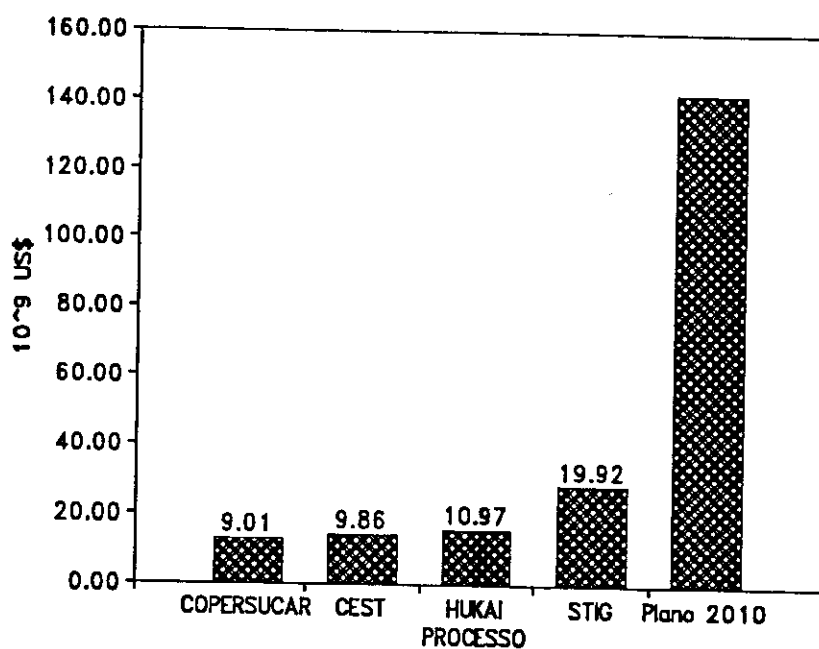


Figura 26: Investimentos necessários à cogeração a partir de bagaço de cana comparados com o Plano 2010.  
Fontes: GTCC (HUKAI, 1990); CEST (OGDEN et alii, 1990); GTCC (COPERSUCAR, 1991/ELETRÓBRÁS, 1991); STIG (LARSON, 1989).

Apesar de não serem ainda competitivos os custos de geração para quaisquer condições financeiras (Tabela 11), a faixa de valores encontrados nesta primeira estimativa não é muito distante desse valor de referência.

Em termos estratégicos é importante a avaliação das conseqüências desta venda sobre a competitividade do álcool frente à gasolina, uma vez que a eletricidade exportada pela usina proporcionará uma receita que poderá ser usada para cobrir parte dos custos de produção do álcool.

#### 4.1.4. Influência da cogeração sobre o custo de produção do álcool:

Com a implantação da cogeração, a usina poderia vender o bagaço para a planta de cogeração (comprando eletricidade), de modo que a receita obtida poderia ser utilizada para reduzir o custo de produção do álcool<sup>213</sup>, conforme o esquema da figura 27.

Admitindo-se que o bagaço seja vendido ao cogrador em condições semelhantes àquelas praticadas atualmente pelas usinas, isto é, correspondendo a US\$ 4,5/t (50% umidade)<sup>214</sup> recebidos pela usina, pode-se calcular a receita obtida e a redução correspondente nos custos de produção do álcool.

213. Já no início do Proálcool, foram efetuados estudos sobre a importância da cogeração sobre o custo de produção do álcool (MOREIRA et alii, 1978).

214. MACEDO, I. (COPERSUCAR). Comunicação pessoal. 1992. Estão descontados o frete e manuseio, como já citado.



Para calcular os novos custos de produção do etanol anidro, em função dos custos de oportunidade do bagaço adotados neste trabalho, foram consideradas as seguintes hipóteses:

- \* rendimento industrial: 70 litros/tc<sup>215</sup>.
- \* produção de bagaço com 50% de umidade: 265kg/tc
- \* custos de produção do álcool<sup>216</sup>:
  - US\$ 0,185/litro: estimativa do Banco Mundial (COPERSUCAR, 1989);
  - US\$ 0,220/litro (HUKAI<sup>217</sup>);
  - US\$ 0,262/litro - calculado a partir de informações da COPERSUCAR<sup>218</sup> e atualizado no capítulo 2 deste trabalho.
- \* custos de oportunidade do bagaço: 4,5; 7,0; 10,0 US\$/t<sup>219</sup>.

A partir dos dados anteriores, obtém-se a relação entre a produção de bagaço e a de álcool: 3,79 kgbag/l álcool. Para cada preço de venda considerado para o bagaço, calcula-se a receita obtida e a redução correspondente no custo de produção do álcool. A Tabela 13 apresenta os resultados obtidos, ilustrados na figura 28.

---

215. Apesar de haver casos em São Paulo de usinas com rendimento de 80 litros/tc, aqui foi considerada uma estimativa conservadora.

216. Uma análise detalhada sobre os custos de produção do álcool foge ao escopo deste trabalho e encontra-se em MOREIRA e GOLDEMBERG, 1989.

217. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

218. MARQUES, I. (COPERSUCAR). Comunicação pessoal. 1991.

219. Foram considerados custos mais elevados admitindo-se que, implantada oficialmente a cogeração, haverá um aumento no preço de venda do bagaço.

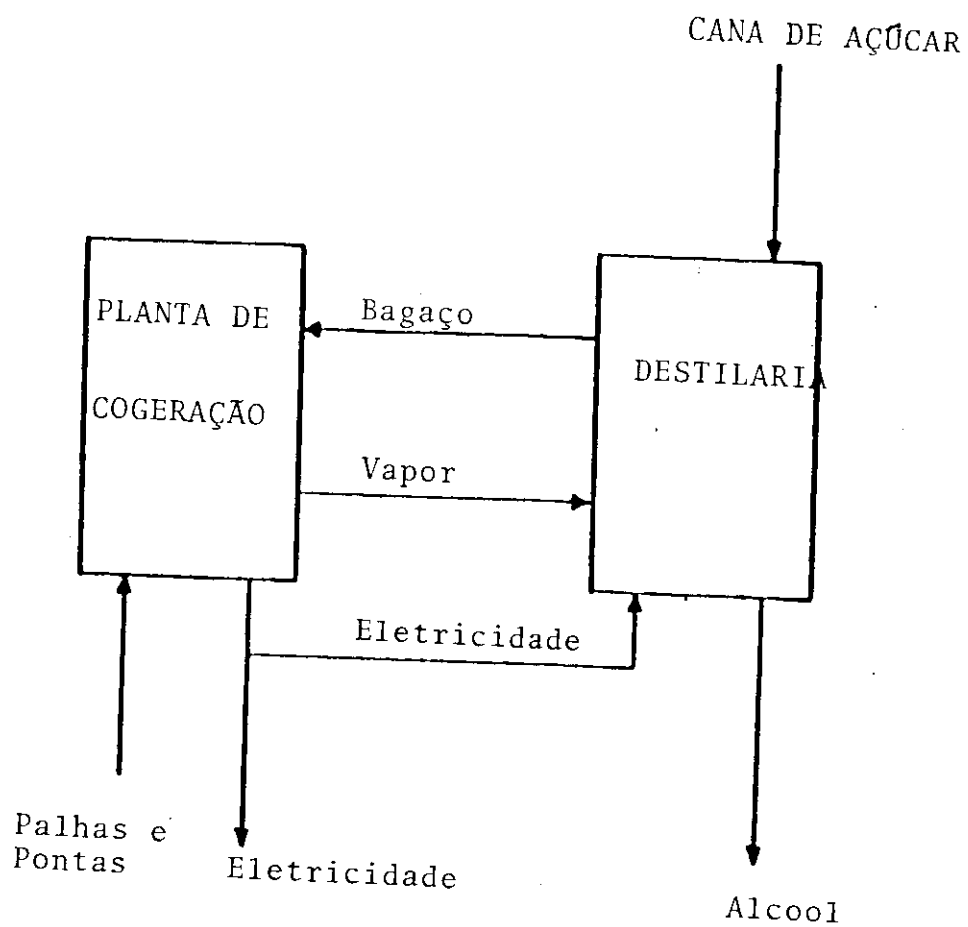


Figura 27: Compra de bagaço da usina/destilaria pela planta de energia elétrica - venda da energia produzida.  
Fonte: WILLIAMS e LARSON, 1992.

TABELA 13: NOVOS CUSTOS DE PRODUÇÃO DO ETANOL ANIDRO EM CONSEQÜÊNCIA DA COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE (cUS\$/l):

Custo atual (cUS\$/l)	Custo de produção do álcool em função do custo do bagaço		
	US\$ 4,5/t	US\$ 7,0/t	US\$ 10,0/t
18,5 <sup>[1]</sup>	16,8 (-9,2%)	15,9 (-14,3%)	14,7 (-20,5%)
22,0 <sup>[2]</sup>	20,3 (-7,7%)	19,4 (-12,0%)	18,2 (-17,2%)
26,2 <sup>[3]</sup>	24,5 (-6,5%)	23,6 (-10,1%)	22,4 (-14,4%)

Fontes: [1] COPERSUCAR, 1989.  
 [2] HUKAI, 1991<sup>220</sup>  
 [3] MARQUES, 1991<sup>221</sup>.

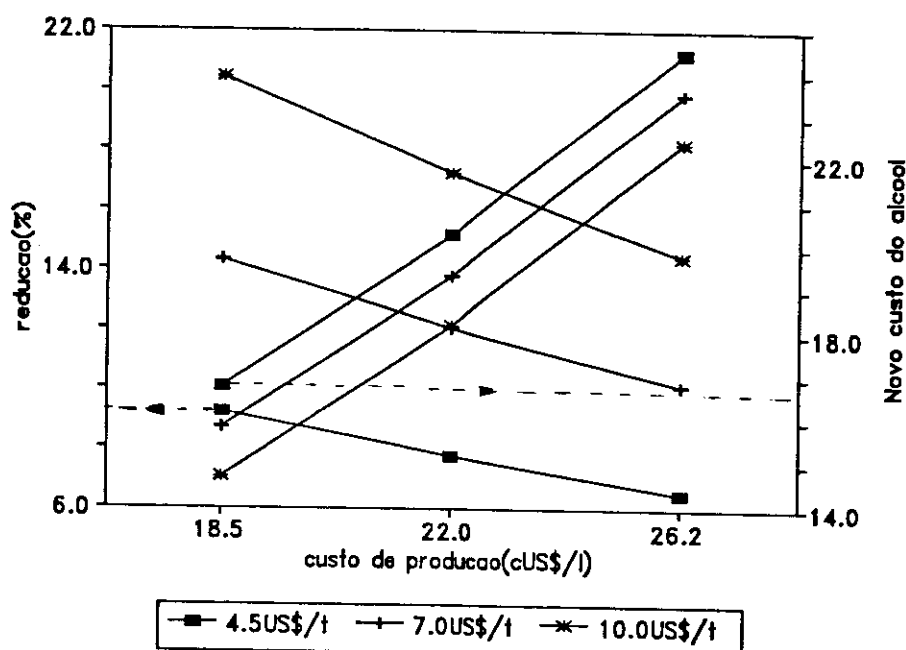


Figura 28: Influência da cogeração de eletricidade a partir do bagaço sobre o custo de produção do álcool.  
 Fontes: COPERSUCAR, 1989. HUKAI, 1990. MARQUES, 1991.

Na figura 28, as curvas de declive positivo (crescente) correspondem aos novos preços do álcool, indicados no eixo vertical à direita; as com declive negativo (decréscante) se

220. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

221. MARQUES, J.C. (COPERSUCAR). Comunicação pessoal. 1991.

referem à redução no custo, em termos porcentuais. Assim, quanto menor o custo de produção atual considerado (e maior o preço de venda do bagaço), maior a redução percentual no custo e menor o novo custo de produção.

Observe-se que, mesmo para o menor custo de oportunidade do bagaço (US\$ 4,5/t), correspondendo à receita líquida obtida com sua venda pelas usinas de São Paulo, obtém-se reduções significativas no custo de produção do etanol anidro (até 9,2% para o valor de US\$ 0,185/litro). Para o custo de US\$ 0,185/l, o preço do barril de petróleo deveria ser US\$ 24,00 para o álcool anidro ser competitivo (COPERSUCAR, 1989); reduzindo-se o custo de produção em 9,2%, para o petróleo a US\$ 22/barril, o álcool seria competitivo. Considerando-se o valor de US\$ 10,0/t para o bagaço, com a redução de 20,5%, bastaria que o barril do petróleo custasse US\$ 19,2, o que é uma realidade, em 1992.

Este resultado é uma primeira estimativa das conseqüências da cogeração sobre o preço do álcool. Ainda que não sejam alcançados custos de produção efetivamente competitivos com a gasolina, a tendência de redução verificada é importante para o futuro do Proálcool.

#### 4.2. Redução na emissão de poluentes pela utilização de biomassa na produção de eletricidade:

O Brasil terá necessidade, em futuro próximo, de expandir sua potência instalada<sup>222</sup>; tal fato ainda não é premente devido à atual redução da atividade industrial, com conseqüente diminuição no consumo de energia elétrica residencial e industrial, mas é esperado a médio prazo, com a retomada de crescimento desejada.

Apesar de 95% da eletricidade produzida ser de origem hidroelétrica, atualmente esta forma de geração encontra dificuldades, por alguns motivos<sup>223</sup>:

\* o elevado custo de instalação das hidroelétricas (com custos crescentes embutidos na própria forma de utilização), sendo que a situação financeira do país (e das concessionárias elétricas) não permite maiores investimentos;

\* a disponibilidade de geração hidroelétrica já está hoje bastante reduzida<sup>224</sup> e, além disso, agora se conhecem melhor os impactos ambientais decorrentes das usinas

222. O Governo do Estado de São Paulo trabalha com a alternativa de complementação térmica para permitir uma menor oferta em hidroeletricidade, em vista dos elevados investimentos necessários: US\$ 10 bilhões, estimados para concluir as obras em andamento (Palestra do Secretário Estadual de Energia no Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, 1992).

223. Uma análise detalhada sobre a geração de eletricidade em hidroelétricas encontra-se em MOREIRA e POOLE, 1991, MOREIRA e ZYLBERSZTAJN, 1990.

224. Uma das possibilidades de construção de hidroelétricas seria na Amazônia, o que é impossível devido aos impactos ambientais provocados (MOREIRA e POOLE, 1991).

hidroelétricas, tais como deslocamento de populações, assoreamento de margens, alagamento de terras férteis, entre outros<sup>225</sup>;

\* a impossibilidade de participação do setor privado, pela reserva de mercado.

Dentro deste quadro, a opção pelas usinas termoelétricas aparece como viável, em vista do baixo custo, das possibilidades de geração descentralizada (reduzindo custos de transmissão e distribuição), além de permitir a participação da iniciativa privada. No entanto, as termoelétricas convencionais apresentam o problema da emissão de poluentes, o que praticamente não existe no caso da cogeração a partir de biomassa; é por este motivo que os países desenvolvidos estão implantando plantas para geração de eletricidade a partir de biomassa, como foi visto nos capítulos anteriores.

O bagaço não contém enxofre, não emitindo  $\text{SO}_2$  na combustão; e a emissão de  $\text{CO}_2$  é equilibrada pela sua reabsorção através da fotossíntese, que ocorre durante o crescimento do canavial. Desta forma, a única emissão de  $\text{CO}_2$  é devida à utilização indireta de combustíveis fósseis na agro-indústria sucro-alcooleira.

---

225. MOREIRA e ZYLBERSZTAJN, 1990.

Neste item são analisadas as emissões correspondentes a uma termoelétrica convencional, comparando-as com as emissões a partir da cogeração com bagaço de cana. É também apresentada a análise econômica destas emissões, com a avaliação do custo do carbono evitado pela substituição do combustível fóssil pela biomassa.

#### 4.2.1. Emissão de dióxido de carbono em usinas termoelétricas a óleo combustível:

As emissões de carbono - equivalente ao CO<sub>2</sub> produzido - correspondentes a uma usina termoelétrica foram calculadas para servir de referência para analisar a emissão a partir da geração com bagaço. Foi considerada uma termoelétrica convencional, queimando óleo combustível, com rendimento 30%. Foram também calculados os custos de geração para comparar com os custos da cogeração com bagaço ("custo do carbono evitado"), conforme apresentado a seguir. Maiores detalhes estão no Anexo 7 e os resultados obtidos estão na Tabela 14.

-----  
**TABELA 14: CUSTO DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NUMA TERMOELÉTRICA A ÓLEO COMBUSTÍVEL E EMISSÃO DE CARBONO EQUIVALENTE:**  
 -----

Emissão de CO <sub>2</sub> <sup>a</sup> :	
- g de CO <sub>2</sub> /kg de óleo	3061,99
- g de C equiv/kWh <sub>el</sub> <sup>b</sup>	3381,17
Custo de geração (US\$/MWh) <sup>c</sup>	
- 10%a.a., 25anos	57,25
- 15%a.a., 20anos	67,15
- 20%a.a., 15anos	77,96

-----  
 Fonte: BURGESS, 1991.

Notas: a. Emissão de CO<sub>2</sub> para óleo combustível: 72,6t/10<sup>12</sup> J (BURGESS, 1991);  
 b. Carbono equivalente calculado pela proporção estequiométrica: 1 átomo de carbono em uma molécula de CO<sub>2</sub>, correspondendo a 12g de carbono para 44g de CO<sub>2</sub>.  
 c. Custos de geração calculados pelo mesmo método do item 4.1.2., com base nas seguintes condições: eficiência termodinâmica de 30%; poder calorífico do óleo combustível: 10.090 kcal/kg; fator de capacidade: 80%; investimento: US\$ 1.400/kW (valor histórico); preço do óleo combustível: US\$ 18,0/barril; custos de manutenção: US\$ 3/MWh (valor histórico).

#### 4.2.2. Emissão de CO<sub>2</sub> na agro-indústria sucro-alcooleira devido aos combustíveis fósseis utilizados indiretamente:

Como na cogeração com bagaço de cana deve-se analisar apenas as emissões de CO<sub>2</sub><sup>226</sup> devidas aos combustíveis fósseis utilizados (indiretamente), foram calculadas as emissões em consequência do óleo diesel usado nos caminhões para transporte da cana e de trabalhadores, nos tratores e máquinas agrícolas, numa proporção (c.d.) de 1 litro de diesel para cada 10 litros de álcool produzidos<sup>227</sup>.

As demais hipóteses estão relacionadas a seguir:

- \* fator de carga: 50% (geração na safra);
- \* rendimento agrícola: 90tc/ha;
- \* rendimento industrial: 80 litros/tc;
- \* emissão de CO<sub>2</sub> do óleo diesel: 68,9/10<sup>12</sup> J (BURGESS, 1991);
- \* poder calorífico do óleo diesel: 10.800 kcal/kg;
- \* densidade do óleo diesel: 852 kg/m<sup>3</sup>;

226. GOLDEMBERG et alii, 1988.

227. MACEDO, I. (COPERSUCAR). Comunicação pessoal. 1992.



\* secadores de bagaço<sup>228</sup>: 30tb/h; US\$ 300.000/unidade<sup>229</sup>;  
 \* rendimentos (totais) dos processos<sup>230</sup> (incluindo a produção de eletricidade necessária ao processo de açúcar/álcool):

GTCC (COPERSUCAR, 1991): 23% (140kWh/tc exc)

STIG (OGDEN et alii, 1990): 38% (248kWh/tc exc)

EXTGT (DE RUYCK, 1991): 15% (83 kWh/tc exc)

EXTCC (DE RUYCK, 1991: COPERSUCAR, 1991): 18% (104 kWh/tc exc)<sup>231</sup>

CEST(OGDEN et alii, 1990): 17% (100 kWh/tc exc)

Processos A,B,C,D (COPERSUCAR, 1991): 3,9; 6,5; 9,5; 12,3%  
 (2,9; 21,2; 41,7; 60,7 kWh/tc exc., respectivamente)

Os rendimentos termodinâmicos dos processos foram calculados a partir das eficiências mencionadas nas referências correspondentes<sup>232</sup>.

A partir dos dados acima, foram calculadas as emissões de CO<sub>2</sub>, devidas ao óleo diesel usado na agro-indústria, para cada processo, pelo seguinte método:

---

228. Dados obtidos em visita à Usina Iracema, São Paulo.

229. Admitiu-se que cada secador reduz a umidade de 50% para 35%, ou de 35% a 15%, dependendo das necessidades de cada processo.

230. Rendimentos calculados considerando que 1 tonelada de cana produz 265kg de bagaço com 50% de teor de umidade, com poder calorífico de 2280 kcal/kg; avaliada a geração total, incluindo o consumo da usina, de eletricidade somente na safra.

231. Calculado por ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992: revisado e atualizado no Anexo 2 deste trabalho.

232. Anexo 4.

\* emissões de CO<sub>2</sub> por litro de diesel:

$$E_{CO_2} = (\text{densidade}) * (\text{poder calorífico}) * (\text{emissões CO}_2) \quad (10)$$

\* emissões de carbono por litro de diesel:

$$E_C = E_{CO_2} * 12/44 \quad (11)$$

\* emissões de carbono por tonelada de cana (kg C/tc):

$$E_{C/tc} = E_C * (80 \text{ l/tc}) / (\text{c.d.}) \quad (12)$$

\* emissões de carbono por kWh<sub>e</sub> excedente gerado (kgC/kWh<sub>e</sub>):

$$E_{C/kWh_e} = E_{C/tc} / (\text{eficiência}) \quad (13)$$

**Resultados obtidos:** a Tabela 15 apresenta os resultados obtidos, correspondentes a cada processo considerado, ilustrados na figura 29.

A figura 29 ilustra a redução significativa na emissão de carbono por kWh<sub>e</sub> produzido (indiretamente), à medida que se aumenta o rendimento do processo usado na cogeração. Se compararmos com a emissão correspondente de uma termoelétrica a óleo combustível (3,381 kg de C/kWh<sub>e</sub>), observa-se que esta pode ser mais de dez vezes maior que a provocada pela indústria sucro-alcooleira.

TABELA 15: EFICIÊNCIA E EMISSÕES DE CARBONO PARA PROCESSOS DE COGERAÇÃO NA SAFRA (SÃO PAULO):

Processo	Eficiência kWh <sub>e</sub> /tc excedente <sup>e</sup>	Emissões de C kg C/kWh <sub>e</sub> exc.
A <sup>a</sup>	2,9 (3,9%) <sup>e</sup>	1,994
B <sup>a</sup>	21,2 (6,5%)	0,273
C <sup>a</sup>	41,7 (9,5%)	0,139
D <sup>a</sup>	60,7 (12,3%)	0,0953
CEST <sup>b</sup>	100 (17%)	0,0578
EXTGT <sup>c</sup>	83 (15%)	0,0697
EXTCC <sup>d</sup>	104 (18%)	0,0556
GTCC <sup>a</sup>	140 (23%)	0,0413
STIG <sup>b</sup>	248 (38%)	0,0233

Fontes: a. COPERSUCAR, 1991  
 b. OGDEN et alii, 1990  
 c. DE RUYCK et alii, 1991  
 d. ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992, calculado a partir de DE RUYCK et alii, 1991.  
 e. Os valores entre parênteses se referem ao rendimento termodinâmico (energia elétrica total gerada, incluindo a energia elétrica consumida), conforme Anexo 4.

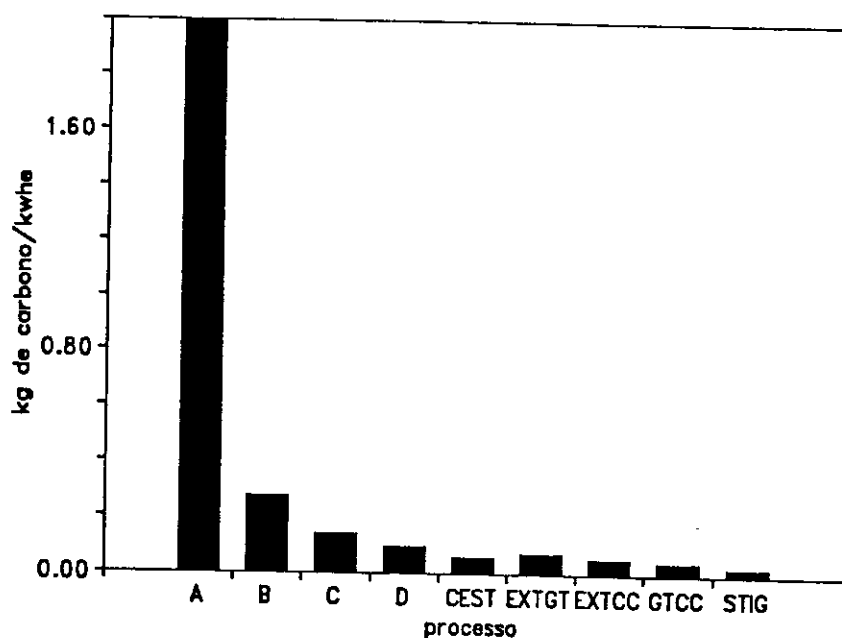


Figura 29: Emissões de CO<sub>2</sub> na cogeração de eletricidade a partir do bagaço de cana.

Fontes: a. COPERSUCAR, 1991  
 b. OGDEN et alii, 1990  
 c. DE RUYCK et alii, 1991  
 d. ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992, calculado a partir de DE RUYCK et alii, 1991.

#### 4.2.3. Avaliação do custo do carbono evitado pela substituição de uma termoelétrica tradicional por cogeração a partir de bagaço de cana:

A partir dos resultados anteriores, pode-se calcular o custo do carbono evitado na substituição de uma termoelétrica a óleo combustível por uma instalação de cogeração a partir de bagaço de cana.

O "CUSTO DO CARBONO EVITADO" corresponde ao custo da substituição do carbono emitido por kWh<sub>e</sub> gerado numa termoelétrica convencional, pelo carbono emitido por kWh<sub>e</sub> obtido a partir do bagaço.

Foram considerados apenas os processos que utilizam turbinas a gás, pelo maior rendimento apresentado; dentre estes, não foi considerado o ciclo de combustão externa proposto por DE RUYCK, 1991 (EXTGT), por não haver dados econômicos disponíveis na literatura<sup>233</sup>. Por outro lado, foi incluído o processo GTCC (adaptação do ciclo existente para ciclo combinado) proposto por HUKAI<sup>234</sup>, com seus custos correspondentes. Desta forma, os dados de entrada, além dos já citados, foram os seguintes:

233. Este processo ainda não existe comercialmente, apenas em unidades piloto experimentais (DE RUYCK, 1992); também o processo EXTCC, ciclo de turbina a gás de combustão externa adaptado para ciclo combinado, avaliado teoricamente em ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992 (atualizado no Anexo 2) não foi considerado, pelo mesmo motivo.

234. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

\* rendimento do GTCC proposto por HUKAI: 19% (111 kWh/tc exc);

\* condições financeiras: as mesmas usadas anteriormente:

\* custo de oportunidade do bagaço (50% umidade): 4,5; 7,0; 10,0 US\$/t;

\* investimentos:

GTCC: US\$ 992 /kW (ELETROBRÁS, 1991)

STIG: US\$ 1.238 /kW (LARSON, 1989, atualizado)

GTCC: US\$ 1.524 /kW (HUKAI, 1990<sup>235</sup>, atualizado)

Através do método proposto por MILLS et alii, 1991, e atualizando os resultados já obtidos em ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992, foi calculado o CUSTO DO CARBONO EVITADO - "CAC-cost of avoided carbon" - pela fórmula:

$$CAC = (CG_{bag} - CG_{oc}) / (TE_{bag} - TE_{oc}) \quad (14)$$

onde  $CG_{bag}$  é o custo da eletricidade gerada a partir de bagaço de cana nos processos considerados, durante a safra;  $CG_{oc}$  é o custo da eletricidade gerada na termoelétrica a óleo combustível;  $TE_{bag}$  e  $TE_{oc}$  são as taxas de emissão de carbono por  $kWh_e$  a partir do bagaço e do óleo combustível, respectivamente.

Os resultados obtidos estão apresentados nas figuras 30, 31 e 32, para diferentes condições econômicas.

235. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

A partir dos resultados verifica-se que, para as condições de 10%a.a., 25 anos, e mesmo para 15%a.a., 20 anos, o custo do carbono evitado é negativo para quase todos os processos.

Isto significa que, nestas condições, a eletricidade obtida na safra, a partir de sistemas de gaseificador/turbina a gás, tem custo menor do que a produzida numa termoelétrica tradicional; além disso, reduz as emissões de CO<sub>2</sub>. Mesmo para as condições de 20%a.a., 15 anos, o CAC ainda é negativo para a maior parte dos processos.

Este aspecto é importante pois a maioria das opções não poluentes para substituição de processos de geração de eletricidade é de custo mais elevado do que a tecnologia substituída; no caso da cogeração a partir do bagaço em turbina a gás, ao contrário, os custos de substituição podem ser inferiores, além das vantagens ambientais.

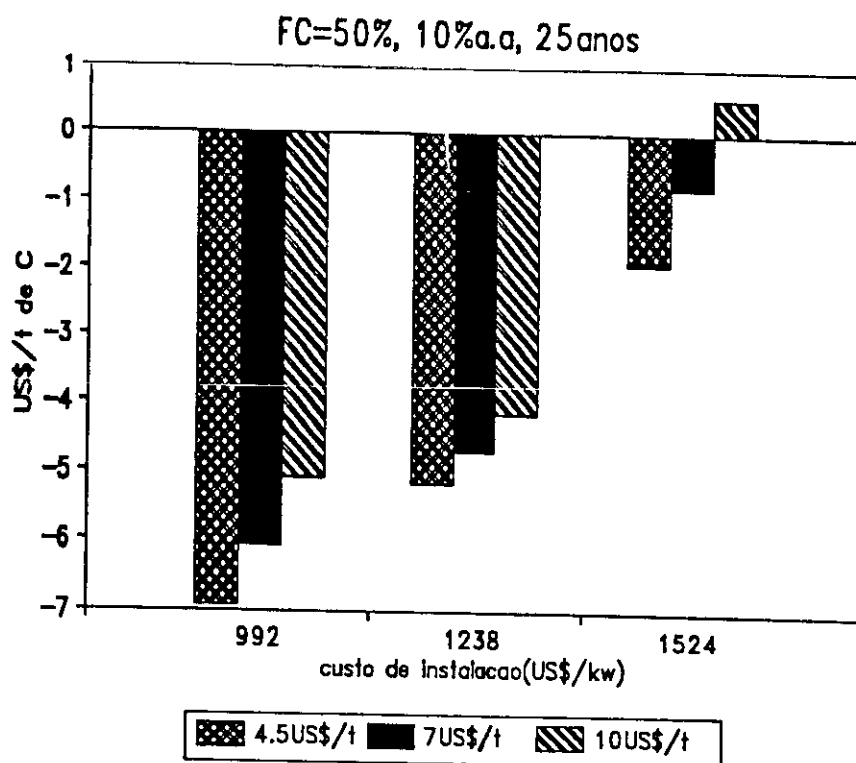


Figura 30: Custo do carbono evitado (CAC) pela substituição de uma termoelétrica a óleo combustível por cogeração a partir de bagaço.

Fontes: ELETROBRÁS, 1991, LARSON, 1989, HUKAI, 1991.

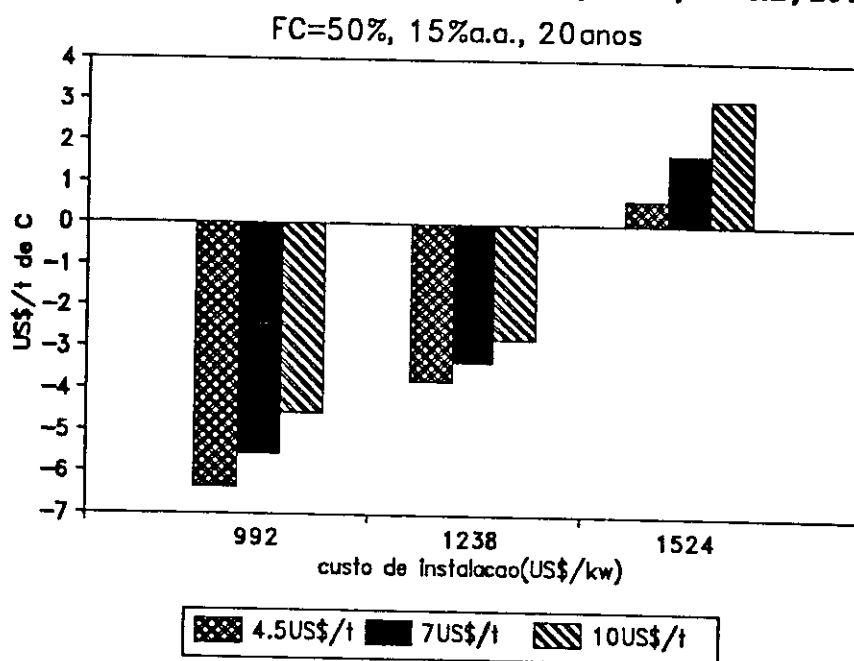


Figura 31: Custo do carbono evitado (CAC) pela substituição de uma termoelétrica a óleo combustível por cogeração a partir de bagaço.

Fontes: ELETROBRÁS, 1991, LARSON, 1989, HUKAI, 1991.

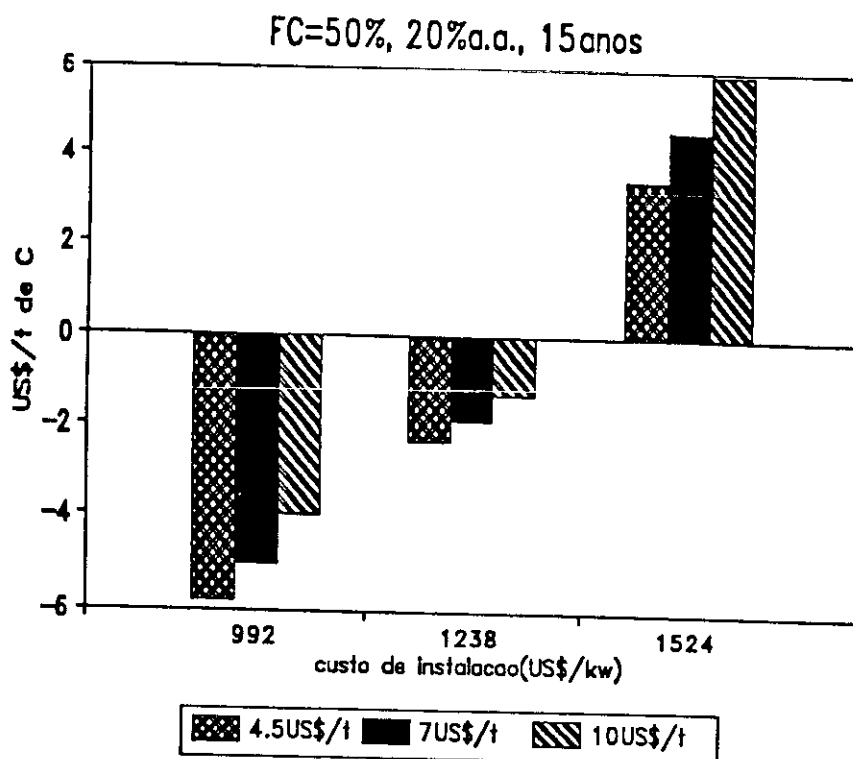


Figura 32: Custo do carbono evitado (CAC) pela substituição de uma termoelétrica a óleo combustível por cogeração a partir de bagaço.

Fontes: ELETROBRÁS, 1991, LARSON, 1989, HUKAI, 1991.

#### 4.3. Os aspectos ambientais e sociais:

Os impactos ambientais decorrentes do processo de cogeração de eletricidade já foram avaliados anteriormente, comparando-os com aqueles provocados por uma termoelétrica tradicional.

Porém como a produção de eletricidade por cogeração a partir do bagaço está diretamente ligada à fabricação de álcool, os aspectos ambientais e sociais referentes à sua produção e utilização também tem papel relevante na análise do processo; estes aspectos encontram-se discutidos com maiores detalhes no Anexo 8.



#### 4.3.1. Os impactos ambientais na indústria sucro-alcooleira:

##### (a) os despejos industriais:

A produção de açúcar e álcool traz como consequência uma série de resíduos poluentes, desde a emissão de poluentes pela queima do canavial até os despejos industriais consequentes da fabricação (lavagem da cana, torta de filtro, vinhaça).

As consequências da queima do bagaço são analisadas também no Anexo 3, juntamente com as possibilidades de introdução da colheita mecânica de cana crua: são discutidas as vantagens ambientais do fim das queimadas, bem como o aumento da eficiência de cogeração de eletricidade, ao lado dos problemas sociais que podem ser provocados pela dispensa de trabalhadores. Como em muitas regiões do estado já há dificuldades de mão de obra (não qualificada) para o corte de cana na safra, muitas usinas atualmente já cortam cana (queimada) com colheitadeiras. Atualmente já existem usinas testando colheitadeiras de cana crua (importadas de Cuba), com resultados positivos<sup>236</sup>.

Quanto aos despejos industriais, existem esforços, principalmente no Estado de São Paulo, no sentido de controlar sua emissão, mas ainda não são generalizados, conforme estudado no Anexo 8. Em particular, são importantes

---

236. TECNOCANA, Araras, 1992; Suplemento Agrícola d'"O Estado de São Paulo", 25/11/92.

os estudos para utilização da vinhaça na produção de energia elétrica, conforme estudos preliminares da COPERSUCAR, 1991 e de HUKAI, 1990<sup>237</sup>, mencionados no Anexo 8.

**(b) As vantagens ambientais do álcool como combustível:**

A cogeração contribui para a viabilidade econômica do Proálcool que, além dos aspectos estratégicos de substituição de um combustível importado, traz grandes vantagens ambientais na sua utilização em veículos automotivos, revistas no Anexo 8.

**4.3.2. Conseqüências sociais da cogeração:**

No anexo 8 são revistos em detalhes os principais aspectos sociais do Proálcool, além de serem analisadas as conseqüências sociais da implantação da cogeração:

**(a) As possibilidades de eletrificação:** com o aumento da eletrificação rural pode-se obter melhores condições de vida naquela região, fixando o trabalhador no campo e reduzindo o êxodo para as grandes cidades.

**(b) O preço do álcool:** as conseqüências da cogeração sobre o preço do álcool já foi tratado neste trabalho. Com a venda do bagaço de cana para o cogrador, a usina obtém uma receita extra, que colabora para a redução do custo de produção do álcool.

237. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

(c) **A substituição de culturas:** Uma das críticas mais freqüentes ao Proálcool é a respeito da substituição de culturas, o que de fato ocorreu no seu início. No entanto, dados mais recentes mostram que, em 1988, apenas 1% da área fértil do Brasil é ocupada pela cana de açúcar. No período 1983/88, a área plantada com cana cresceu 22,8%, mas as áreas ocupadas com culturas alimentícias cresceram mais, como milho (24,6%), soja (29,6%), feijão (43,9%), trigo (73,7%) e café (26,1%). Além disso, estudos recentes do IEA (COPERSUCAR, 1989) mostram que, no período 1974/79, quando houve substituição de áreas pela cana, 65% das áreas substituídas eram pastagens (naturais e artificiais). E a rotação de culturas (plantação de outras culturas durante o intervalo entre as plantações de cana) aumentou consideravelmente a área plantada com alimentos (42% da produção de amendoim do Estado de São Paulo vem das unidades cooperadas, segundo o IBGE (COPERSUCAR, 1989). Maiores detalhes são discutidos no Anexo 8.

(d) **A concentração de terras:** Uma crítica freqüente ao Proálcool se refere à concentração de terras. De fato, no início do Proálcool ocorreu a substituição de pequenas propriedades pelas grandes plantações (GOLDEMBERG et alii, 1988). Além da competição pelas terras mais férteis, há a luta por outros fatores importantes, como o crédito agrícola, subsídios dos órgãos governamentais, etc. No

entanto, com a implantação da cogeração, poderiam ser formadas cooperativas, de modo que cada cooperativa reuniria pequenos produtores, com sua própria destilaria (GOLDEMBERG et alii, 1988).

**(e) A geração de empregos:** A cultura de cana é fortemente intensiva em mão de obra, mas esta mão de obra, como em toda atividade agrícola, é sazonal. Nos Anexos 3 (Possibilidades de cogeração na entressafra) e 8 (Aspectos sociais e ambientais) a questão da mão de obra é discutida. No entanto existem alguns aspectos relevantes: em termos de sazonalidade, o índice correspondente à cana é 2,2 (número de trabalhadores na safra dividido pelo número de trabalhadores na entressafra), segundo COPERSUCAR, 1989, contra 4,5 do milho e 7,0 do arroz; além disso, em muitas regiões do Estado de São Paulo já existe falta de mão de obra (não especializada, como neste caso), fazendo com que muitas usinas já utilizem colheitadeiras mecânicas, mesmo para cana queimada.

Assim, a implantação da cogeração na entressafra, a partir de palhas e pontas (ou gás natural), obtidas com a colheita de cana crua, não deverá gerar maiores problemas de desemprego naquelas regiões. Por outro lado, será necessário o funcionamento da usina/destilaria durante todo o ano, com oferta de emprego permanente, aumentando o número de empregos qualificados.

## 5. CONCLUSÃO

A implantação do processo de cogeração de eletricidade a partir do bagaço de cana com sistemas de gaseificador/turbina a gás aparece como uma possibilidade viável, a médio prazo, em vista da experiência atual do setor operando com turbinas a vapor. Apesar da eficiência ainda reduzida (0,5 kWh/tc excedente), já existem usinas no Estado de São Paulo que vendem eletricidade às concessionárias, durante a safra.

Os rendimentos obtidos com melhorias no sistema de turbina a vapor, mais ainda com a introdução de turbinas a gás, são muito maiores do que o atual (0,5 kWh/tc em excesso): com sistemas de turbina a vapor (condensação-extração) pode-se obter 60kWh/tc (adaptando-se os sistemas existentes) ou até 100 kWh/tc (implantando-se unidades novas). O processo de gaseificador/turbina a gás permite maiores eficiências: 140 kWh/tc, em avaliações mais conservadoras, ou até o dobro, em estimativas mais otimistas, considerando-se apenas o uso do bagaço durante a safra.

A produção de eletricidade na entressafra com este processo, usando palhas e pontas, pode atingir valores ainda maiores (mais de 300 kWh/tc, em termos realistas), apesar de requerer a mudança na forma de colheita (é necessária a colheita da cana crua, através de colheitadeiras mecânicas), o que está atualmente em fase de implantação em algumas usinas e estima-se que será possível em cinco anos, aproximadamente, para todo o setor.

O custo de implantação do sistema de gaseificador/turbina a gás (estimado, em média, em US\$ 1.200/kW) é menor do que no caso de geração de eletricidade em termoelétricas tradicionais (US\$ 1.400/kW, em termos bastante conservadores), sendo também (em muitos casos) inferior ao custo marginal de expansão do setor (US\$ 48/MWh, conforme informações oficiais). Se considerarmos que, no caso de hidroelétricas, este valor pode atingir US\$ 70/MWh (uma vez que na cogeração não há custos de transmissão pois as usinas geram no local), as perspectivas são ainda melhores.

Em vista da necessidade de expansão a médio prazo, da falta de verbas governamentais para novos investimentos e da conseqüente necessidade de participação do setor privado, a produção de eletricidade a partir do bagaço de cana aparece como uma solução realista; além disso, contribui para a redução dos custos de produção do álcool (de 9% a 20%) e, conseqüentemente, para a viabilidade econômica do Proálcool,

de reconhecida importância estratégica: para US\$ 10/t de custo de oportunidade do bagaço, com 20% de redução, bastaria que o petróleo custasse US\$ 19/barril, o que é uma realidade em 1992.

Existem ainda dificuldades tecnológicas (o processo de gaseificação do bagaço requer maiores experiências para definir os equipamentos mais adequados, em particular o sistema de limpeza do gás), financeiras (as tarifas de eletricidade ainda são baixas, não cobrindo os custos de expansão do setor e não incentivando a geração de excedentes pelos produtores) e sociais (há que se estudar o reaproveitamento da mão de obra que ficará ociosa, em algumas regiões, com a implantação da colheita mecânica de cana crua, para gerar eletricidade na entressafra); estes aspectos devem ser analisados com cuidado.

Porém, em vista da possibilidade de obtenção de dados experimentais sobre a gaseificação de bagaço em futuro próximo (com a planta em construção no Havai), bem como a tendência atual de tarifas mais realistas pelo setor elétrico, são mais otimistas as perspectivas de implantação do processo. O recente protocolo assinado pelo Governo Estadual, concessionárias de energia elétrica e indústrias de açúcar/álcool reforça estas perspectivas: a partir de 1993 as concessionárias irão comprar a energia elétrica

excedente por um preço igual ao custo marginal de expansão do setor (US\$ 55/MWh).

Dentre as limitações do presente estudo, deve-se mencionar as reduzidas informações a respeito da gaseificação do bagaço (são poucos os dados experimentais disponíveis) e o fato de não ser avaliada, em detalhes, a geração de eletricidade na entressafra (ainda não está implantada no Brasil a colheita mecânica de cana crua e, conseqüentemente, não há disponibilidade de palhas e pontas para ser usado como combustível neste período). Futuros estudos poderão analisar estes aspectos com maior profundidade, em vista das possibilidades de obtenção dos dados necessários.



## RELAÇÃO DE ANEXOS

- Anexo 1:** Aspectos técnicos da cogeração com turbina a vapor a partir de bagaço de cana.....I
- Anexo 2:** Adaptação do ciclo seco de turbina a gás com combustão externa para cogeração com bagaço.....XVI
- Anexo 3:** Possibilidades de cogeração na entressafra.....XX
- Anexo 4:** Rendimento termodinâmico de processos de cogeração.....XXVI
- Anexo 5:** Projeção até 2010 da eletricidade gerada pelo setor sucro-alcooleiro a partir de bagaço de cana.....XXVIII
- Anexo 6:** Estimativa de custo de uma instalação de gaseificador e turbina a gás para operação com bagaço de cana.....XXX
- Anexo 7:** Custo de geração de eletricidade a partir do bagaço de cana; custo do carbono evitado-CAC.....XXXIII
- Anexo 8:** Os aspectos ambientais e sociais na indústria sucro-alcooleira.....XXXVII

## ANEXO 1

### ASPECTOS TÉCNICOS DA COGERAÇÃO COM TURBINA A VAPOR A PARTIR DE BAGAÇO DE CANA

#### 1. ANÁLISE DA SITUAÇÃO ATUAL NAS INDÚSTRIAS SUCRO-ALCOOLEIRAS:

Atualmente o bagaço é queimado "in natura" em caldeiras de rendimento de 50 a 70%<sup>1</sup>, produzindo vapor de pressão e temperatura relativamente baixas (21 kgf/cm<sup>2</sup>, 250°C). Este vapor é alimentado em turbinas a vapor, onde expande até 1,5 kgf/cm<sup>2</sup>, indo para o processo de produção de açúcar e álcool. As turbinas atualmente em uso apresentam rendimento em torno de 60%.

Neste anexo é calculado o rendimento possível de ser obtido no mesmo processo, com equipamentos mais eficientes, comparado com os resultados obtidos para maiores pressões de trabalho do vapor produzido (figura 1.1). Considerou-se um rendimento de 85% para a caldeira, de modo a permitir a comparação com o caso atual<sup>2</sup>; para a turbina, foram considerados rendimentos de 70% e 80%<sup>3</sup>, além dos 60% correspondentes aos dados atuais. Para o gerador elétrico, adotou-se 95% de eficiência, como é usual<sup>4</sup>.

A tabela 1.1 a seguir resume os resultados obtidos, ilustrados pela figura 1.2 correspondente. Observa-se que de fato, nas condições atuais de operação, com rendimentos baixos para a caldeira e para a turbina, a eficiência do processo é extremamente reduzida. Por isso, a geração de eletricidade do setor sucro-alcooleiro nas condições atuais apresenta eficiência tão pequena, em torno de 3%<sup>5</sup>.

---

1. Para a Usina S. Francisco, analisada no estudo de caso da COPERSUCAR, 1991, o rendimento da caldeira é aproximadamente 50%, calculado a partir dos dados do fluxograma correspondente; assim, este valor foi tomado como referência para a análise do caso atual. No entanto, existem muitos casos em que o rendimento das caldeiras é 70% (MACEDO, I. COPERSUCAR. Comunicação Pessoal. 1992.).

2. Estudo de caso elaborado pela COPERSUCAR, 1991.

3. Rendimentos máximos possíveis para turbinas de pequeno porte, como as usadas no setor (MACEDO, I. COPERSUCAR. Comunicação Pessoal. 1992.).

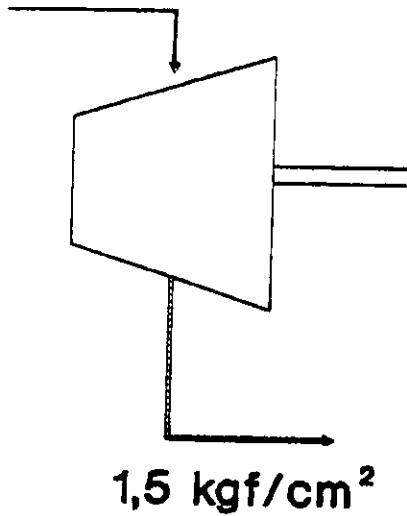
4. IENO, G. (IEE/USP). Comunicação pessoal. 1992.

5. Calculado a partir de COPERSUCAR, 1991.

**Fig. 1.1**

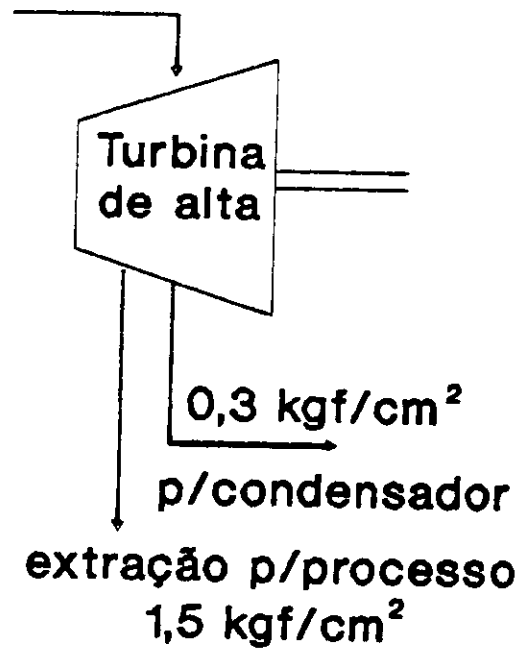
**1.Situação Atual**

**21 kgf/cm<sup>2</sup>; 250<sup>o</sup>C**



**2.Cogeração com Vapor  
60 kgf/cm<sup>2</sup>  
Caso C - Tabela 1**

**60 kgf/cm<sup>2</sup>; 450<sup>o</sup>C**



**3.Cogeração com Vapor  
80 kgf/cm<sup>2</sup>  
Caso C - Tabela 1**

**80 kgf/cm<sup>2</sup>; 470<sup>o</sup>C**

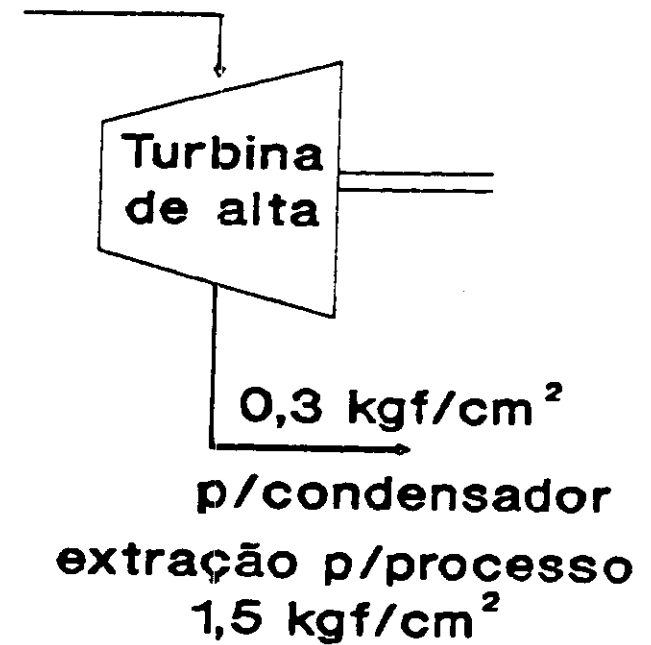


TABELA 1.1: RENDIMENTO DO PROCESSO DE COGERAÇÃO EM TURBINA A VAPOR DE CONTRAPRESSÃO, EM FUNÇÃO DOS RENDIMENTOS DA TURBINA E DA CALDEIRA<sup>a</sup> (21 kgf/cm<sup>2</sup>; 250°C na entrada; 1,5 kgf/cm<sup>2</sup> na saída):

Rendimento do processo	Rendimento da turbina a vapor		
	60%	70%	80%
*Rendimento da caldeira de 50% <sup>6</sup> :			
kWh <sub>e</sub> /tc	34,33	40,05	45,77
%	5,00	5,83	6,67
*Rendimento da caldeira de 85% <sup>7</sup> :			
kWh <sub>e</sub> /tc	58,36	68,08	77,81
%	8,50	9,92	11,33

Fontes: COPERSUCAR, 1991; TREVISAN, 1980.

Nota: a. Propriedades termodinâmicas a partir de TREVISAN, 1980.

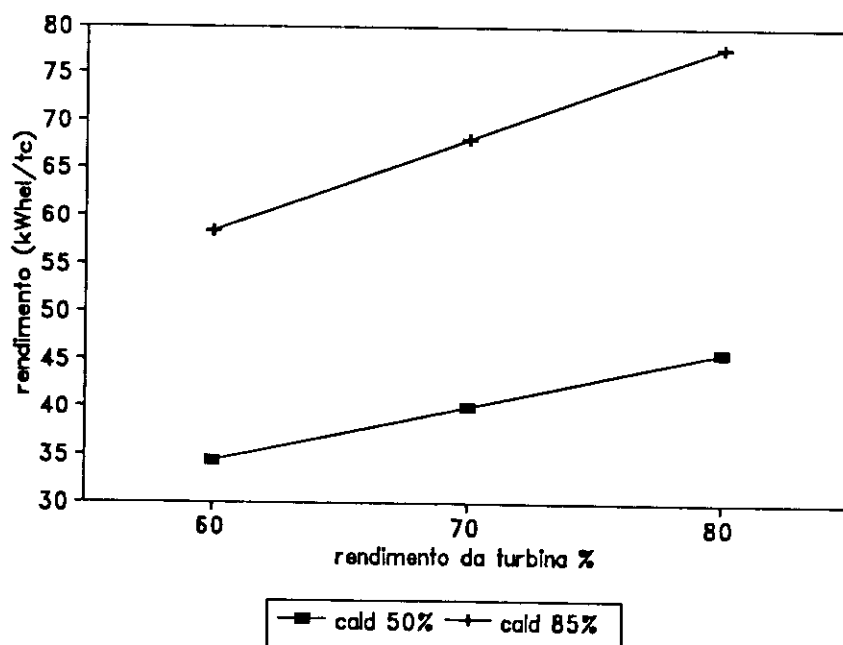


Figura 1.2: Rendimento da cogeração com bagaço em turbina a vapor de contrapressão.

Fontes: COPERSUCAR, 1991; TREVISAN, 1980.

6. Para caldeira com rendimento de 70% e turbina com 60% (MACEDO, I. COPERSUCAR. Comunicação Pessoal. 1992), o rendimento do ciclo a vapor será 7% (48 kWh<sub>e</sub>/tc).

7. Uma caldeira queimando bagaço pode atingir 85% de rendimento e até 90%, em relação ao PCI, com secador de bagaço, segundo LEAL, M.R.L.V. (COPERSUCAR, Gerência Central de Tecnologia Industrial). Comunicação Pessoal. 1992.

## 2. ANÁLISE DA COGERAÇÃO EM TURBINA A VAPOR COM CONDENSAÇÃO E EXTRAÇÃO:

Elevando-se a pressão do vapor produzido na caldeira (até 60 ou 80 kgf/cm<sup>2</sup>) e introduzindo-se o condensador (operando a pressão abaixo da atmosférica), aumenta-se a potência produzida na turbina. A extração intermediária permite o fornecimento de vapor ao processo (1,5 kgf/cm<sup>2</sup>). Por outro lado, a redução no consumo de vapor no processo permite maior geração de energia elétrica, usando o vapor disponível para expansão na turbina a vapor (figura 1.1).

Foram calculadas as potências possíveis de serem geradas para comparar com os resultados mostrados na Tabela 1 do texto, correspondendo aos processos C e D (CEST - condensing extraction steam turbine) do estudo de caso da COPERSUCAR, 1991. Também foram avaliados os rendimentos termodinâmicos para diferentes eficiências dos equipamentos utilizados, nas pressões de trabalho de 60 e 80 kgf/cm<sup>2</sup> (processos C e D). Para a caldeira foi considerado 85%, para o gerador elétrico 95% e, para a turbina, rendimentos variáveis de 60% a 80%.

Foi considerado o mesmo consumo de vapor dos processos C e D (COPERSUCAR, 1991), sendo utilizada apenas a turbina de alta pressão (nos processos analisados pela COPERSUCAR, são mantidas as turbinas de baixa), com extração diretamente para o processo (1,5 kgf/cm<sup>2</sup>) e com condensador a 0,3 kgf/cm<sup>2</sup>.

**Processo de cogeração em turbina de condensação/extração, com vapor a 60kgf/cm<sup>2</sup>, 450°C:**

Este processo é equivalente ao processo C; a diferença é que, naquele caso, a extração é efetuada a 21 kgf/cm<sup>2</sup>, para as turbinas (existentes) de baixa pressão, onde o vapor expande até a pressão do processo (1,5kgf/cm<sup>2</sup>). Neste modelo, o vapor expande diretamente na turbina de alta, com extração (1,5 kgf/cm<sup>2</sup>) para o processo. Conforme se verifica, o rendimento da cogeração, nestas condições, é maior.

A tabela 1.2 e a figura 1.3 mostram a influência do rendimento da turbina e do consumo de vapor (no processo) sobre a cogeração de eletricidade. Foram consideradas duas possibilidades: mantendo-se o consumo de vapor do processo C (368kgv/tc<sup>8</sup>) e reduzindo-se este consumo em 10%.

---

8. COPERSUCAR, 1991.

TABELA 1.2: RENDIMENTO DO PROCESSO DE COGERAÇÃO EM TURBINA DE EXTRAÇÃO/CONDENSAÇÃO<sup>a</sup> (60 kgf/cm<sup>2</sup>, 450°C) EM FUNÇÃO DO RENDIMENTO DA TURBINA E DO CONSUMO DE VAPOR NO PROCESSO<sup>b</sup>:

Rendimento do processo	Rendimento da turbina a vapor		
	60%	70%	80%
*Consumo de vapor de 368kgv/tc:			
kWh <sub>e</sub> /tc	96,51	112,60	128,68
%	14,06	16,40	18,74
*Consumo de vapor de 331 kgv/tc:			
kWh <sub>e</sub> /tc	98,21	114,57	130,94
%	14,30	16,69	19,07

Fonte: COPERSUCAR, 1991; TREVISAN, 1980.

Nota: a.. Extração a 1,5kgf/cm<sup>2</sup> para o processo, saída a 0,3 kgf/cm<sup>2</sup>, para o condensador; rendimento da caldeira 85%.

b. Propriedades termodinâmicas a partir de TREVISAN, 1980

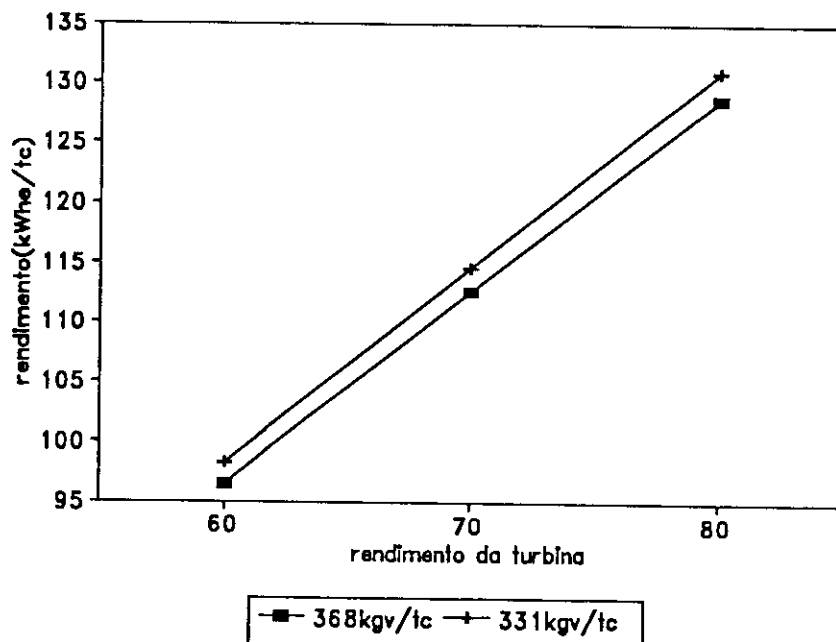


Figura 1.3: Rendimento da cogeração com bagaço em turbina a vapor de condensação e extração com vapor a 60 kgf/cm<sup>2</sup>, para diferentes consumos de vapor no processo da usina.

Fontes: COPERSUCAR, 1991; TREVISAN, 1980

Observa-se que, quando o vapor de alta pressão expande diretamente na turbina de alta, apenas com extração para o processo, a eficiência é maior do que no caso C (COPERSUCAR 1991), analisado a seguir.

Processo de cogeração em turbina de condensação/extração, com vapor a  $80 \text{ kgf/cm}^2$ ,  $470^\circ\text{C}$ :

Este processo é equivalente ao processo D (discutido a seguir); há, entretanto, uma diferença: considera-se apenas uma extração de vapor, a  $1,5 \text{ kgf/cm}^2$ , para o processo; não são consideradas as turbinas de baixa pressão, existentes, com rendimento mais baixo. Nestas condições, o rendimento de cogeração é ainda maior que o anterior, pela maior pressão e temperatura do vapor alimentado no turbo-gerador.

A tabela 1.3 e a figura 1.4 ilustram a influência do rendimento da turbina e do consumo de vapor na destilaria, sobre o rendimento da cogeração de eletricidade. Foram também consideradas duas possibilidades: mantendo-se o mesmo consumo de vapor do processo D ( $332 \text{ kgv/tc}$ ) e com uma redução de 10% sobre este consumo (teoricamente).

-----  
**TABELA 1.3: RENDIMENTO DO PROCESSO DE COGERAÇÃO EM TURBINA DE EXTRAÇÃO/CONDENSAÇÃO<sup>a</sup> ( $80 \text{ kgf/cm}^2, 470^\circ\text{C}$ ) EM FUNÇÃO DO RENDIMENTO DA TURBINA E DO CONSUMO DE VAPOR NO PROCESSO<sup>b</sup>:**  
 -----

Rendimento do processo	Rendimento da turbina a vapor		
	60%	70%	80%
*Consumo de vapor de $332 \text{ kgv/tc}$ :			
$\text{kWh}_e/\text{tc}$	101,29	118,17	136,06
%	14,75	17,21	19,67
*Consumo de vapor de $299 \text{ kgv/tc}$ :			
$\text{kWh}_e/\text{tc}$	103,14	120,33	137,52
%	15,02	17,53	20,03

Fonte: COPERSUCAR, 1991. TREVISAN, 1980.

Nota: a.. Extração a  $1,5 \text{ kgf/cm}^2$ , saída para o condensador a  $0,3 \text{ kgf/cm}^2$ ; rendimento da caldeira 85%.

b. Propriedades termodinâmicas a partir de TREVISAN, 1980.

Nesta análise não foram consideradas as perdas de vapor no processo, como ocorre na avaliação da COPERSUCAR (1991).

Comparando-se a tabela 1.3 com a tabela 1.2, verifica-se que, para um mesmo consumo de vapor no processo (destilaria), o aumento de pressão na caldeira eleva o rendimento do processo de cogeração, pela maior entalpia do vapor alimentado na turbina.

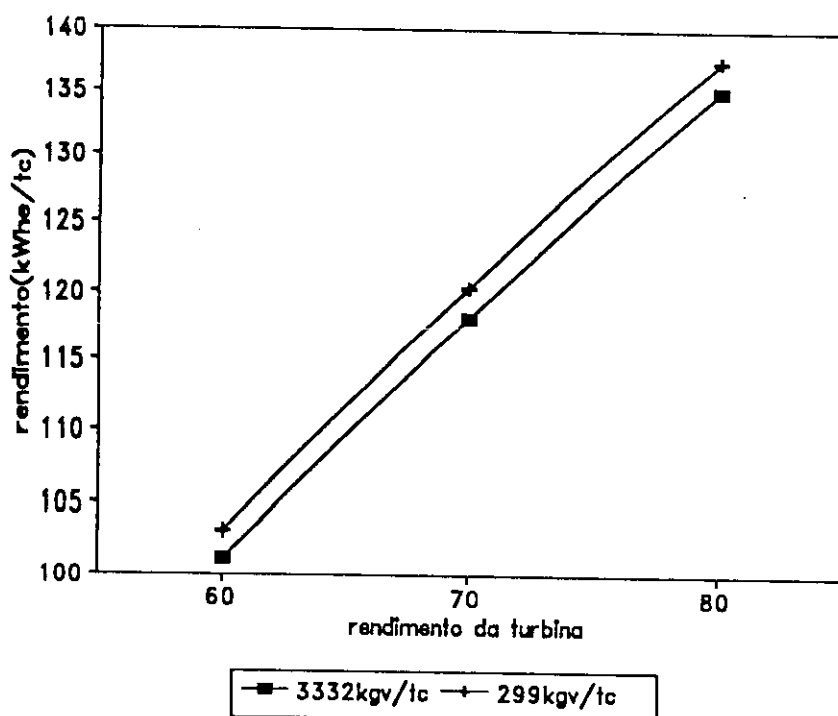


Figura 1.4: Rendimento da cogeração com bagaço de cana em turbina a vapor de extração e condensação, com vapor a 80 kgf/cm<sup>2</sup>, para diferentes consumos de vapor no processo da usina

Fontes: COPERSUCAR, 1991; TREVISAN, 1980.

Observa-se, a partir destes resultados, que é possível atingir rendimentos comparáveis com os das plantas de biomassa nos Estados Unidos (14%/18%, WILLIAMS e LARSON, 1992), com as modificações introduzidas.

### 3. ANÁLISE DE PROCESSOS PROPOSTOS PARA AUMENTO DA GERAÇÃO DE EXCEDENTES DE ELETRICIDADE EM TURBINA A VAPOR (COPERSUCAR):

A COPERSUCAR, 1991, efetuou um estudo de caso referente à Usina S. Francisco, em São Paulo, analisando a situação atual, as possibilidades de redução no consumo de vapor pela destilaria, bem como as melhorias possíveis no rendimento do processo de cogeração.

A usina em questão processa 300 tc/h, produzindo 400.000 litros/dia de álcool e 6.500 sacas/dia de açúcar, em média<sup>9</sup>.

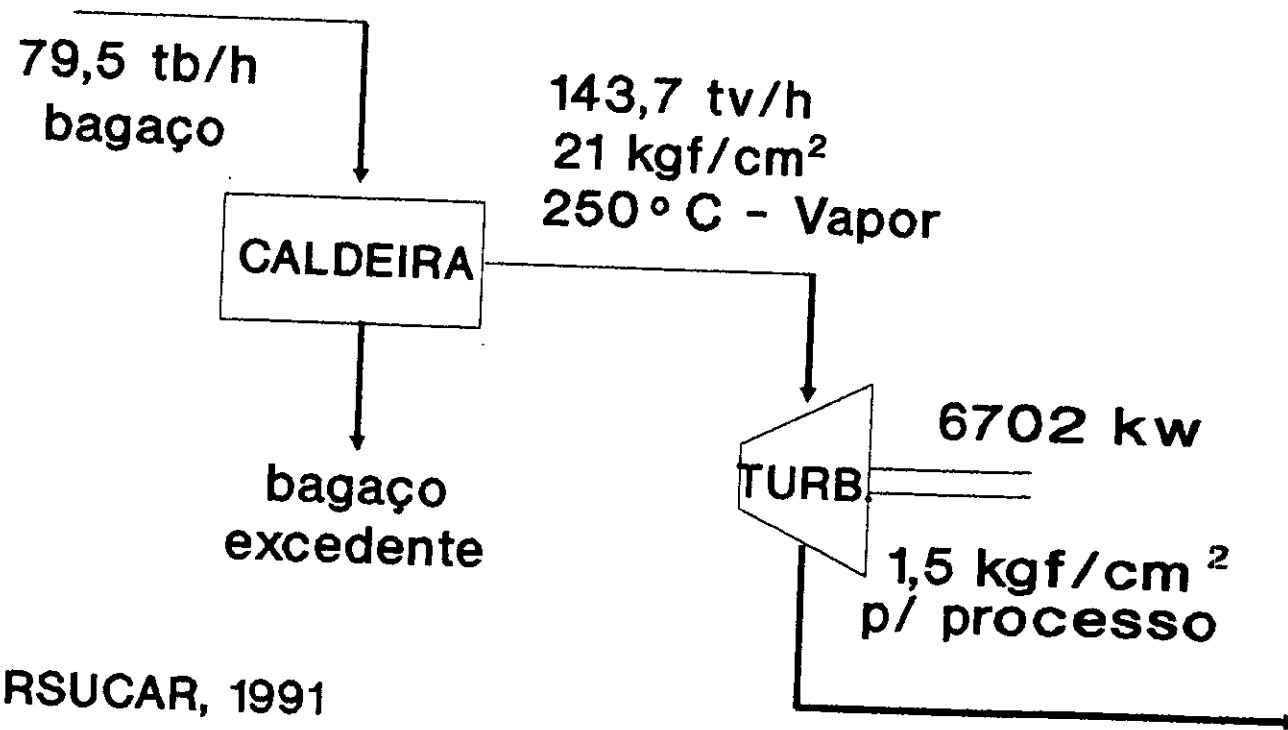
9. Todos os valores citados neste parágrafo se referem à usina em questão, considerada uma usina típica para o Estado de São Paulo.



Fig. 1.5

### Situação Atual

- .479 kgv/tc consumidos no processo
- .22,34 hwh/tc
- .0,5 kwh/tc exc



Fonte: COPERSUCAR, 1991

Atualmente, o consumo de vapor na destilaria é de 479 kg de vapor/tc (figura 1,5); para 300tc/h, obtemos 143,7 t/h de vapor, a 21 kgf/cm<sup>2</sup>, 250°C. O bagaço (79,5tb/h) é queimado na caldeira, gerando o vapor que é alimentado na turbina a vapor, onde expande até 1,5 kgf/cm<sup>2</sup>, indo para o processo de fabricação de açúcar/álcool. O turbo-gerador produz 6.702 kW, correspondendo a 22,34 kWh/tc, dos quais 0,5 kWh/tc são excedentes de eletricidade.

**Processo A (redução no consumo de vapor pela destilaria):**

Esta proposta (figura 1.6) corresponde a:

- menor consumo de vapor pela destilaria, através da introdução de técnicas de conservação de energia, de 479 para 426 kg de vapor/tc<sup>10</sup>.
- aumento no rendimento do processo de geração de eletricidade, através da instalação de caldeiras novas e de um turbo-gerador (sem alterar as condições de operação).

Com a redução de consumo de vapor na destilaria, passa a haver uma sobra de bagaço (23,5 tb/h, 29% do bagaço produzido). Neste caso, este bagaço excedente não é usado, por isso o rendimento da cogeração ainda é baixo; o excedente de eletricidade obtido é devido aos equipamentos (caldeira/turbina) mais eficientes (novos): 8370 kW, correspondendo a 27,9 kWh/tc, com 2,9 kWh/tc excedente.

**Processo B (turbina de condensação):**

Neste caso, mantém-se o mesmo consumo de vapor na destilaria do processo A (426 kgv/tc), investindo-se no aumento da eficiência do processo de cogeração de eletricidade. Mantendo-se ainda as mesmas condições de trabalho para o vapor produzido, são introduzidas novas caldeiras e acrescentado um novo turbo-gerador, operando com condensação (figura 1.7), o que aumenta a potência produzida pela turbina, pelo fato de reduzir a pressão de saída (no caso, 0,3 atm), reduzindo a entalpia do vapor.

A partir de quase todo o bagaço disponível (79,5tb/h, com apenas 5% excedente), é produzido o vapor para o processo de fabricação de açúcar/álcool (425,8 kgv/tc, 127,74 tv/h) e também vapor para a turbina de condensação (40 tv/h).

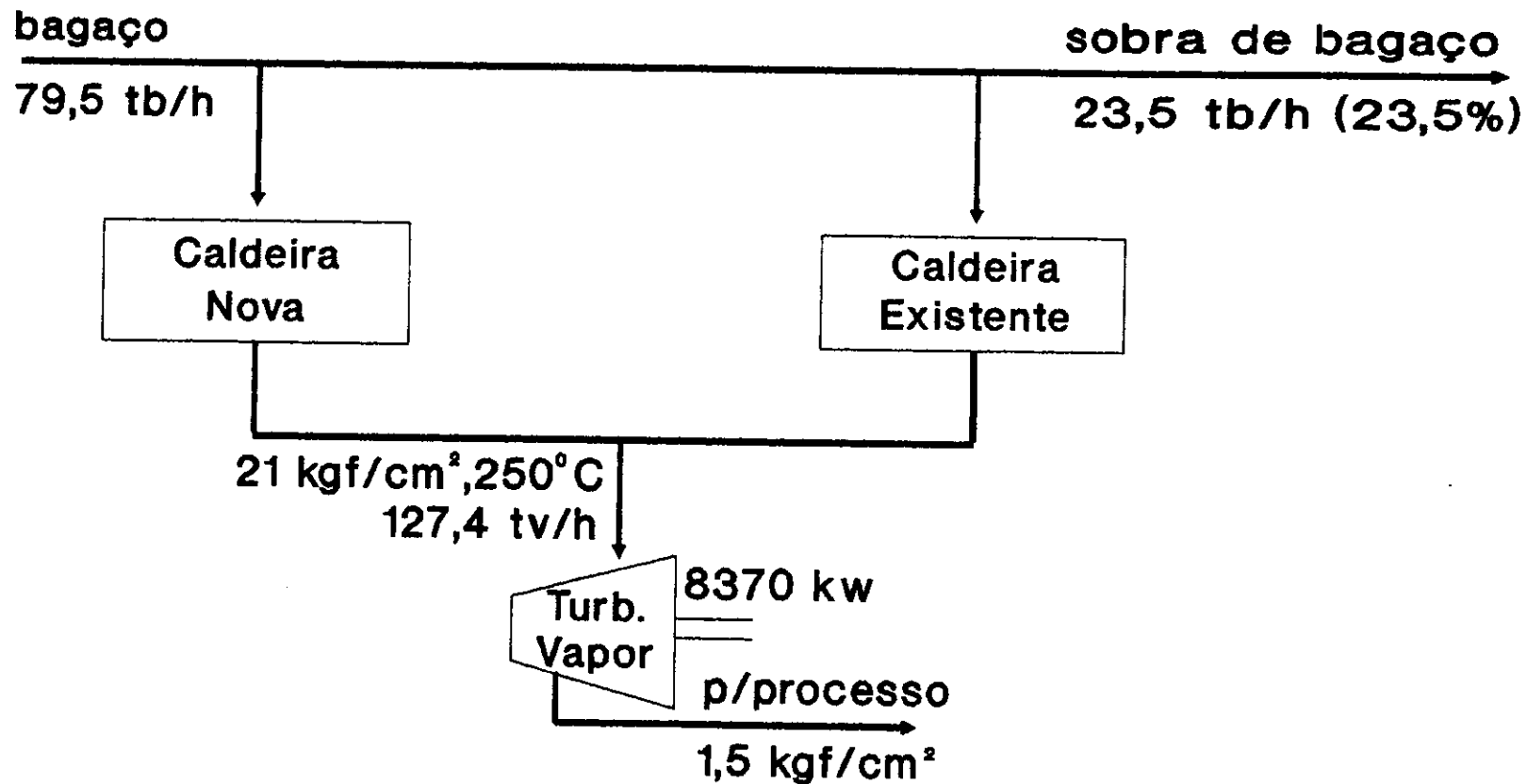
---

10. Maiores detalhes a respeito do método usado para a redução no consumo de vapor encontram-se no CONVÊNIO COPERSUCAR-ELETROBRAS (COPERSUCAR, 1991)

**Fig. 1.6**

**Processo A**

.425,8 kgv/tc consumidos  
.27,9 kwh/tc  
.2,9 kwh/tc exc.



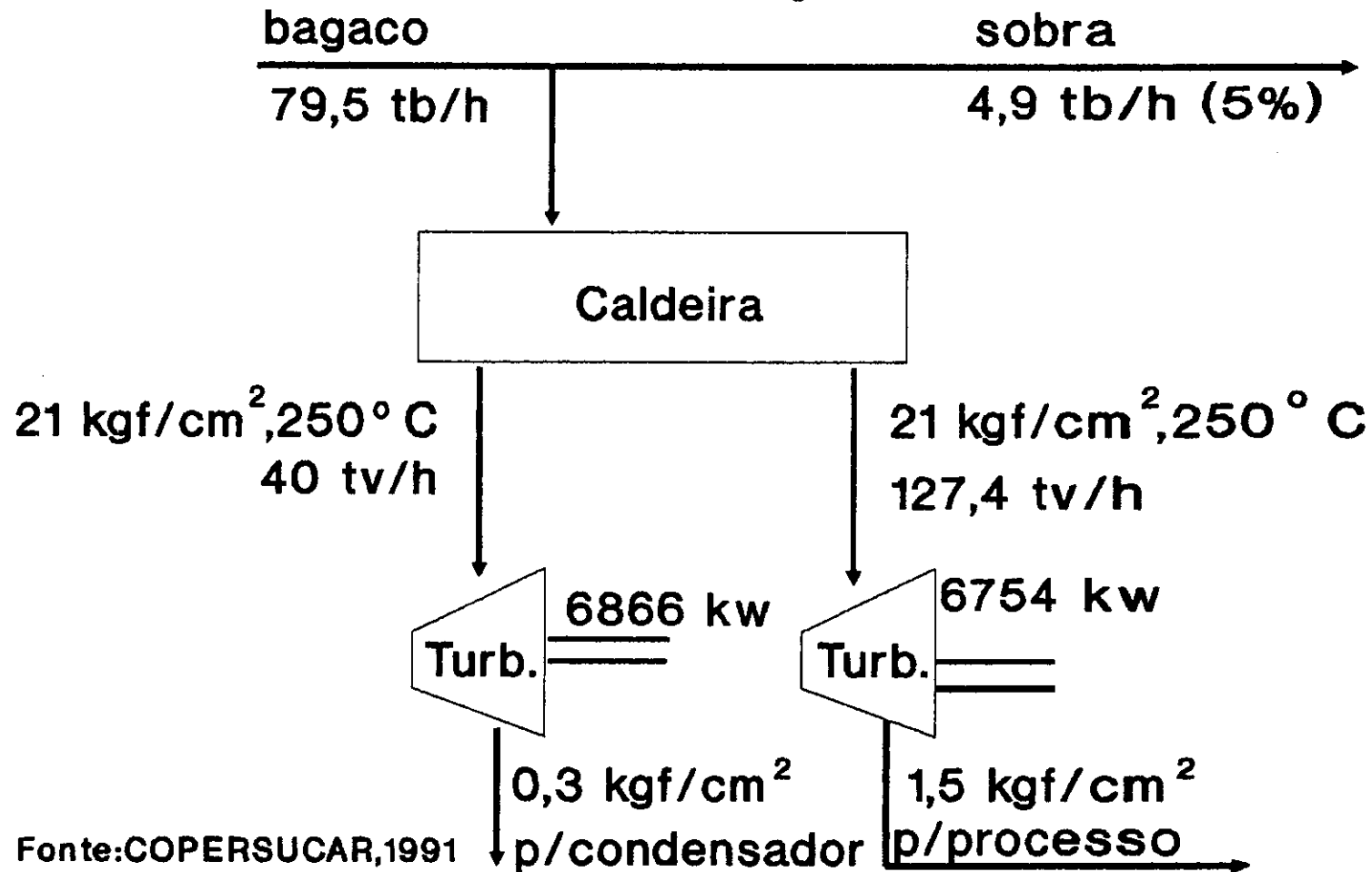
Fonte: COPERSUCAR, 1991

**Fig. 1.7**

**Processo B: Turbina com condensador**

45,4 kwh/tc (21,2 kwh/tc)

425,80 kgv/tc consumido



Como este processo opera com turbina de condensação, há a possibilidade de geração de eletricidade na entressafra<sup>11</sup>; a COPERSUCAR prevê a compra de bagaço de terceiros com esta finalidade. Este aspecto é discutido no Anexo 3.

**Processo C (maior redução no consumo de vapor pela destilaria/aumento na pressão da caldeira/turbina de extração-condensação):**

Neste caso, são propostas duas modificações:

- o consumo de vapor no processo de fabricação de açúcar/álcool é **reduzido ainda mais** (para 368 kgv/tc), aumentando a disponibilidade de vapor para geração de eletricidade;

- **aumenta-se a eficiência do processo de cogeração de eletricidade, com a elevação da pressão das caldeiras para 60 kgf/cm<sup>2</sup>, e instalação de uma turbina de extração/condensação.**

Conforme ilustrado na figura 1.8, parte do bagaço é queimado nas caldeiras ainda existentes, de baixa pressão (21 kgf/cm<sup>2</sup>, 300°C, 66,8 tv/h), e parte é queimado na caldeira de alta pressão, produzindo vapor (60kgf/cm<sup>2</sup>, 450°C, 100 tv/h), alimentado na turbina de extração/condensação. Uma fração deste vapor é extraída (49,4 tv/h, 21 kgf/cm<sup>2</sup>) para o sistema existente de turbinas de baixa pressão, onde expande até a pressão do processo (1,5 atm). O restante do vapor expande na turbina de alta pressão até a pressão do condensador (0,3 atm).

Como o consumo de vapor na destilaria é reduzido, há uma sobra de bagaço que é utilizada para produzir vapor para geração de eletricidade, num processo mais eficiente, conforme discutido anteriormente. Neste caso, há também a possibilidade de geração de eletricidade na entressafra (comprando bagaço de terceiros), devido ao condensador.

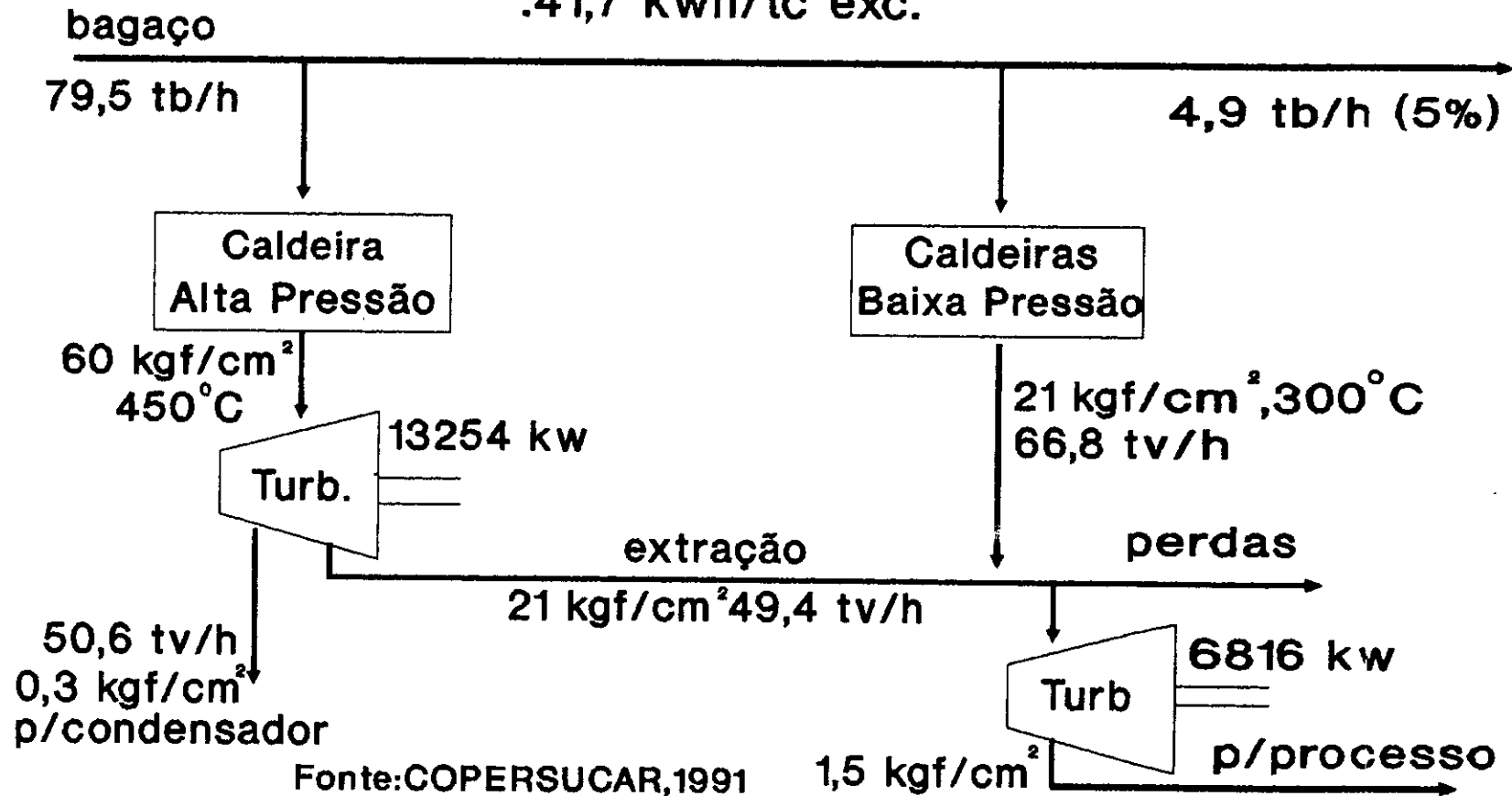
O balanço da energia elétrica produzida é o seguinte:

* turbina de alta	= 13.254 kW	
* turbinas de baixa	= <u>6.816 kW</u>	
* total gerado	= 20.070 kW	(66,90 kWh/tc)
* consumo na usina(-)	= <u>7.560 kW</u>	(25,20 kWh/tc)
* excedente gerado	= 12.510 kW	(41,70 kWh/tc).

11. Na situação atual, em que a turbina não é de condensação, o vapor vai para o processo de destilação, retornando o condensado para a caldeira; por isso, não há possibilidade de operação na entressafra (não há condensado para retornar à caldeira).

Fig. 1.8

Processo C  
Turbina(60 kgf/cm<sup>2</sup>) - Extração / Condensação  
.368 kgv/tc consumidos  
.66,9 kwh/tc  
.41,7 kwh/tc exc.



Fonte: COPERSUCAR, 1991

1,5 kgf/cm<sup>2</sup>

Observe-se o aumento considerável possível de ser obtido com este processo, de 0,5 para 41,70 kWh/tc excedente (elétrico). O processo de geração na turbina de alta pressão é um processo do tipo CEST ("condensing extraction steam turbine"); no entanto, o rendimento previsto não atinge o valor previsto por OGDEN et alii, 1990, de 100 kWh/tc (na safra), pelo fato de continuarem operando equipamentos existentes, mais antigos, e de menor rendimento termodinâmico.

**Processo D (caldeiras de 80 kgf/cm<sup>2</sup>, turbina de extração/condensação):**

Neste caso, são introduzidas as seguintes modificações (figura 1.9):

- maior redução no consumo de vapor pela destilaria, atingindo-se 332 kgv/tc;
- maior rendimento do processo de geração de eletricidade, com o aumento da pressão de trabalho na caldeira para 80 kgf/cm<sup>2</sup> e introduzindo uma turbina de condensação/extração, com duas extrações (21 kgf/cm<sup>2</sup> e 1.5 kgf/cm<sup>2</sup>).

Com a maior pressão de trabalho na caldeira, aumenta-se a potência produzida na turbina; é usado todo o bagaço disponível na nova caldeira<sup>12</sup>, gerando vapor para a nova turbina (158,4 tv/h, 80 kgf/cm<sup>2</sup>). São efetuadas duas extrações: a primeira (55,4 tv/h), à pressão de 21 kgf/cm<sup>2</sup>, para as turbinas de baixa pressão existentes; a segunda (47,6 tv/h), à pressão de 1,5 kgf/cm<sup>2</sup>, para o processo. O restante do vapor expande até a pressão do condensador.

O balanço de energia elétrica é o seguinte:

* turbina de alta pressão	=	22.863 kW	
* turbinas de baixa pressão	=	<u>3.087 kW</u>	
* total gerado	=	25.950 kW	(86,5 kWh/tc)
* consumo na usina	(-)	<u>7.740 kW</u>	(25,8 kWh/tc)
* excedente gerado	=	18.210 kW	(60,7 kWh/tc)

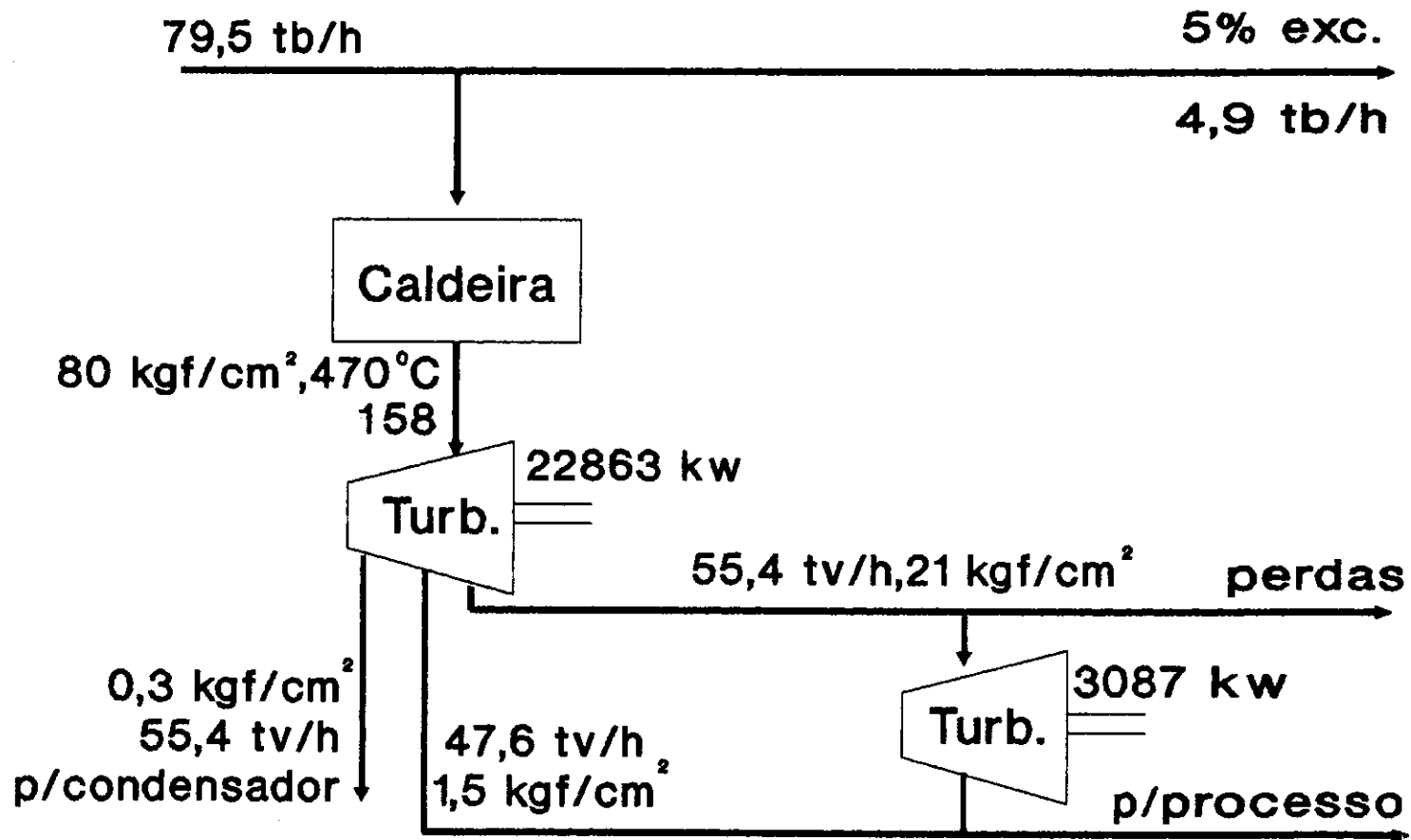
Também neste caso trata-se de um ciclo CEST, podendo gerar eletricidade na entressafra; o rendimento também não atinge as previsões de OGDEN et alii, 1990 (100 kWh/tc), apesar do menor consumo de vapor na destilaria, pelo fato de continuarem operando as turbinas antigas de baixa pressão (e conseqüentemente, menor rendimento).

---

12. Neste caso, além da maior pressão de trabalho, existe o fato de ser um equipamento novo, com maior rendimento (v. anexo 8).

Fig. 1.9

Processo D - Turbina de 80 kgf/cm<sup>2</sup>  
c/ 2 extrações/condensação  
.332 kgv/tc; 86,5 kwh



Fonte: COPERSUCAR, 1991



## ANEXO 2

**ADAPTAÇÃO DO CICLO DE TURBINA A GÁS COM COMBUSTÃO EXTERNA  
PARA COGERAÇÃO COM BAGAÇO DE CANA**

O ciclo evaporativo de turbina a gás com combustão externa proposto por DE RUYCK et alii, 1991, opera com gás de madeira; no sistema de cogeração, produz energia elétrica e água quente, a partir dos gases de exaustão.

Para produzir vapor d'água, conforme as necessidades de uma planta de açúcar/álcool, é necessário operar em sistema de "ciclo seco", conforme analisado a seguir (ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992).

A temperatura de saída dos gases de combustão, no ciclo evaporativo (291°C) proposto por DE RUYCK et alii(1991), permite sua utilização para produzir água quente, mas não é possível a produção de vapor, uma vez que a diferença de temperatura no trocador de calor deve ser, no mínimo, 100°C (figura 2.1): assim, é impossível produzir vapor a 280°C, como requer o processo de produção de açúcar/álcool.

Para produzir o vapor nas condições desejadas, deve ser então utilizado o ciclo seco; neste caso, o gás está a 452°C, saindo para a chaminé a 140°C (figura 2.2). Considerando a diferença de entalpia do gás igual a 1.311.000 kcal/h<sup>13</sup> ( gás obtido a partir de madeira), para água alimentada a 76°C (entalpia de 76 kcal/kg) e vapor produzido a 19 atm, 280°C (711 kcal/kg), através do balanço de energia no trocador de calor (primeira lei da termodinâmica), temos a vazão em massa de vapor produzido ( $m_v$ ):

$$m_v = (\text{variação de entalpia do gás}) / (\text{diferença de entalpia entre vapor e a água}) =$$

$$m_v = 1311000 / (711 - 76) = 2.064 \text{ kg/h de vapor}$$

---

13. Para o ciclo seco com 88,6% de rendimento (em relação ao poder calorífico inferior), com 478 kW<sub>e</sub> e 1593kW<sub>t</sub> (1.369.980 kcal/h), o gás é utilizado para produzir 13,8 t/h de água quente (110°C) a partir de água a 15°C; neste caso, a variação de entalpia da água no aquecimento é 13.800(110-15)=1.311.000 kcal/h

Considerando que o ciclo seco adotado utiliza gás de madeira (poder calorífico inferior igual a  $10.000 \text{ kJ/kg} = 2.392 \text{ kcal/kg}$ )<sup>14</sup>, para os dados de cogeração correspondentes obtemos:

energia elétrica gerada =  $478 \text{ kW}_e$

energia térmica correspondente (rendimento de 88,6%) =  $478/0,886 = 539 \text{ kW}_t$ .

Assim, a energia térmica total produzida será  $1.593 \text{ kW}_t$  (já estimada<sup>[16]</sup>)  $539 \text{ kW}_t$  (calculado acima), num total de  $2.132 \text{ kW}_t = 1.833.520 \text{ kcal/h}$  produzidos; portanto, o consumo de gás de madeira será  $1.833.520/2.392 = 766 \text{ kg/h}$

Considerando que o gás produzido a partir do bagaço tenha poder calorífico inferior igual a  $5.099 \text{ kJ/kg}$ <sup>15</sup>, o consumo de gás de bagaço será:

$10.000(766)/5.099 = 1.502 \text{ kg/h}$  de gás de bagaço

Adotando os dados de gaseificação de OGDEN et alii(1990), o consumo de bagaço (a 15% de umidade) será:

bagaço alimentado no gaseificador =  $36,4 \text{ tb/h}$

gás de bagaço produzido =  $82,3 \text{ t/h}$  de gás

logo, para produzir  $1.502 \text{ t/h}$  de gás, o consumo de bagaço a 15% será  $664 \text{ kg/h}$

#### Produção de vapor para a usina de açúcar/álcool:

Considerando que 1 tc produz  $115,2 \text{ t}$  de bagaço a 15% de umidade<sup>16</sup>, para produzir  $664 \text{ tb/h}$  são necessárias  $664/115,2 \text{ tc/h}$  processadas; logo, o consumo de vapor no processo deve ser:

$2.064 \text{ kg/h}$  de vapor -----  $5,76 \text{ tc/h}$

logo,  $2.064/5,76 = 358 \text{ kg}$  de vapor/tc

14. DE RUYCK et alii, 1991.

15. OGDEN et alii, 1990.

16. Balanço de massa para o bagaço de cana:

1 tc ----- 265 kg de bagaço com 50% umidade (COPERSUCAR, 1991) (132,5 kg de bagaço seco, 132,5 kg de água)

Sendo  $m_t$  a massa de bagaço a 15% de umidade,  $m_{ag}$  a massa de água no bagaço seco e  $m_{bseco}$  a massa de bagaço seco, temos:

$m_{ag}/m_t = 0,15$  ; logo,  $m_t - m_{bseco}/m_t = 0,15$

$m_t = 115,2 \text{ kg/tc}$  de bagaço com 15% umidade

**Excedente de eletricidade produzido**

O ciclo seco considerado produziria 478 kW<sub>e</sub> para 5,76 tc/h (DE RUYCK et alii, 1991) processadas; logo, tem-se  $478/5,76 = 83$  kWh/tc excedente.

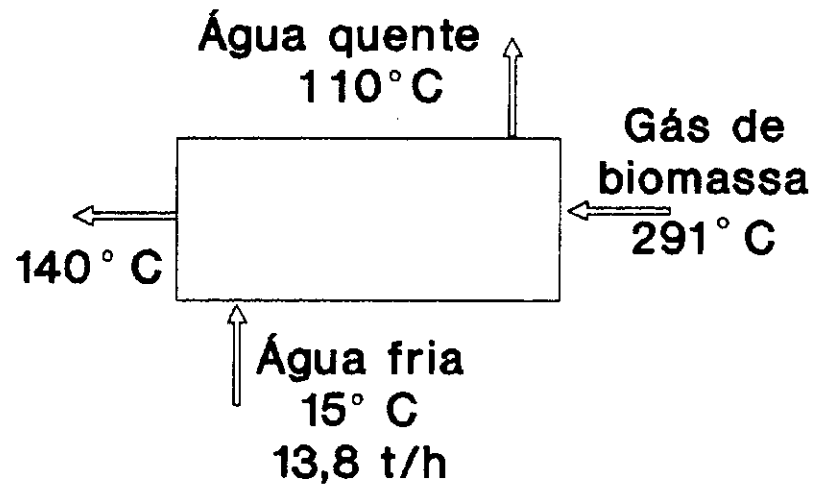
Admitiu-se, aqui, que o vapor produzido a 19 atm, 280°C, quando alimentado na turbina a vapor existente, satisfaz as necessidades do processo da usina.

Combinando-se este ciclo seco com o processo B da COPERSUCAR (1991)<sup>17</sup>, com 21,2 kWh/tc excedente, que utiliza vapor nas mesmas condições aproximadamente, teremos um excedente total de  $83 + 21,2 = 104,2$  kWh/tc (ciclo combinado).

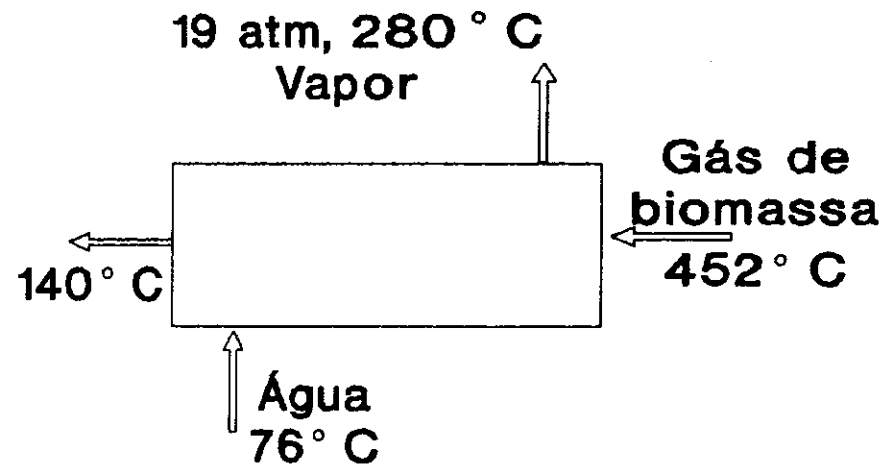
---

17. Ver Anexo 1 para maiores detalhes.

**Fig.2.1**  
**Ciclo evaporativo**



**Fig. 2.2**  
**Ciclo seco**



Fonte: De Ruyck et alli, 1991

Fonte: Zylbersztajn e Coelho, 1992  
De Ruyck et alli, 1991

## ANEXO 3

## POSSIBILIDADES DE COGERAÇÃO NA ENTRESSAFRA

## 1. INTRODUÇÃO:

A avaliação técnica e econômica da cogeração a partir de bagaço foi efetuada, no capítulo 4, somente para a safra porque não há combustível disponível atualmente para a entressafra. A COPERSUCAR, 1991, considera que na entressafra seja comprado bagaço de outros produtores; porém, se a cogeração for de fato implantada como um programa institucional, são reduzidas as possibilidades de que uma usina deseje vender seu bagaço, em vez de usá-lo para sua própria produção de eletricidade. Para WILLIAMS e LARSON, 1992, a hipótese é de utilizar as palhas e pontas ("barbojo") na entressafra, mas esta utilização requer o corte da cana crua, o que ainda não está implantado no país.

## 2. POSSIBILIDADES PARA COLHEITA MECANIZADA DE CANA CRUA:

Em outros países, onde existe a cultura da cana de açúcar (Estados Unidos<sup>18</sup>, Cuba, além da Tailândia), já está implantada a colheita mecanizada de cana crua; no Brasil, principalmente em São Paulo, é utilizada a colheita mecânica de cana queimada. Em 1992, começaram as experiências com colheitadeiras de cana crua trazidas de Cuba<sup>19</sup> e, em novembro deste ano, já se tem notícias de operação efetiva com colheitadeiras de cana crua<sup>20</sup>: a Usina São Francisco colheu 25.000 toneladas de cana crua na safra de 1992, das 1,4.10<sup>6</sup> toneladas colhidas. A expectativa é de colher 100% até o ano 2000<sup>21</sup>.

Atualmente, a colheita é efetuada após a queima do canavial através de corte manual (ou mecanizado) da cana queimada. Já

18. No Havai a cultura de cana é tradicional, inclusive com cogeração de excedentes de eletricidade (KINOSHITA, 1990).

19. Algumas usinas estudam a adaptação da colheitadeira cubana para as condições brasileiras, inclusive a nacionalização do sistema hidráulico, originalmente russo (TECNOcana, Araras, 1992).

20. "O Estado de São Paulo", Suplemento Agrícola, 25/11/92.

21. Serão usadas na Usina São Francisco 52 colheitadeiras de cana crua, a um preço aproximado de US\$ 220.000 cada, com retorno de investimento previsto para quatro anos.

na década de 70 utilizavam-se colheitadeiras mecânicas, mas eram casos isolados, em vista do baixo custo e da facilidade de mão de obra. Ao longo do tempo a mecanização foi aumentando progressivamente, mas a maioria das 130 usinas/destilarias de São Paulo ainda utiliza o corte manual; hoje, na região Centro-Sul, existem aproximadamente 390 000 empregados rurais sem qualificação (na colheita)<sup>22</sup>. Apenas um terço dos canaviais do estado é mecanizado<sup>23</sup>, utilizando aproximadamente 200 máquinas para cortar a cana queimada, em  $1,7.10^6$  hectares plantados, mas existem alguns casos, como a Usina São Martinho, que já apresenta 80% de mecanização<sup>24</sup>.

A substituição do corte manual pelo mecânico se justifica economicamente pelo maior rendimento do processo de corte e, em termos ambientais, pelo fim das queimadas<sup>25</sup>. Em 1986 uma colheitadeira cortava em média 300 tc/dia; em 1992 já existem protótipos adaptados para 600tc/d, o que parece justificar o seu alto custo (uma colheitadeira nacional custa US\$ 180.000, e uma importada US\$ 200.000 aproximadamente). Existem estudos para uma nova máquina que custará US\$ 300.000,00, colhendo 720tc/d, equivalente a 90 trabalhadores braçais<sup>26</sup>.

Essas máquinas cortam apenas cana queimada, sendo que há dois anos foram iniciadas as experiências com o corte de cana crua, em particular com a adaptação de colheitadeiras cubanas<sup>27,28</sup>, agora em fase de implantação. Observa-se que ao lado das vantagens ambientais e econômicas citadas, há dificuldades a superar, como:

\* Os aspectos sociais, discutidos no anexo 8, devem ser analisados com cuidado, de modo que a mecanização não provoque desemprego em massa no setor<sup>29</sup>; apesar de haver regiões onde não há disponibilidade de mão de obra (onde atualmente é usada a colheita mecânica de cana queimada), um treinamento adequado iria permitir o reaproveitamento dos trabalhadores que ficarão sem emprego. Em particular, com a geração na entressafra, a usina não tem interrupção no fornecimento, necessitando de mão de obra todo o ano.

22. Na região Centro-Sul, são 390.000 empregados rurais sem qualificação, 85.000 qualificados e 159.000 na área industrial ("O Estado de São Paulo", 17/6/92).

23. "O Estado de São Paulo", 4/11/91.

24. "O Estado de São Paulo", 17/6/92.

25. Estes aspectos são discutidos no Anexo 8.

26. "O Estado de São Paulo", 11/5/92 e 17/6/92

27. TECNOCANA, Araras, 1992. Visita pessoal.

28. Usina São Francisco.

29. No entanto, deve-se ressaltar que já existem regiões do Estado de São Paulo em que a falta de trabalhadores obrigou a implantação de colheitadeiras mecânicas (para cana queimada).

\* O terreno deve apresentar pequena declividade para permitir a entrada das colheitadeiras, sem maiores irregularidades<sup>30,31</sup>.

\* A plantação deve ser replanejada, de modo que o espaço permita a passagem da máquina<sup>32</sup>; como o canavial é feito em 20%, em cada safra, seriam necessários cinco anos para prepará-lo totalmente para a colheita de cana crua.

\* Há maior risco de incêndio, porque a palha deixada no solo é inflamável, apesar de colaborar na manutenção de condições adequadas do solo<sup>33</sup>.

### **3. COMPARAÇÃO DO RENDIMENTO DE PROCESSOS DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE NA SAFRA/ENTRESSAFRA, A PARTIR DO BAGAÇO:**

Nem todos os processos propostos<sup>34</sup> para produção de eletricidade no setor sucro-alcooleiro<sup>34</sup> prevêem operação na safra (usando bagaço) e na entressafra (usando palhas e pontas). WILLIAMS e LARSON (1992) admitem esta possibilidade com ciclo STIG, mas a COPERSUCAR (1991) trabalha com a hipótese de compra de bagaço de terceiros durante a entressafra, em vista da não disponibilidade de palhas/pontas (a cana é queimada antes da colheita). A eficiência na geração de energia elétrica a partir da utilização completa da cana de açúcar é maior do que nos casos de utilização apenas do bagaço, em vista do elevado conteúdo energético das palhas/pontas.

**Hipóteses utilizadas para avaliação da eficiência de cogeração de eletricidade na safra/entressafra:**

Para relacionar as eficiências dos processos de cogeração na safra/entressafra, foram admitidas as seguintes hipóteses:

\* produção de palhas e pontas (base seca):  $p = 279 \text{ kg/tc}^{35}$ ;

30. MACEDO, I. (COPERSUCAR). Comunicação pessoal. 1992.

31. Já existem também estudos (Estação Experimental do Instituto Agrônomo, em Piracicaba) para novas modalidades de cana, mais adequadas para a colheita mecânica crua (Suplemento Agrícola de "O Estado de São Paulo", 25/11/92).

32. O espaçamento deve ser mais uniforme, com talhões mais retílineos e compridos, com 600 m cada, em vez dos 250 m usuais.

33. Observe-se que, inicialmente, não está prevista a utilização de palhas/pontas, que estão sendo deixadas no solo, no caso da Usina São Francisco. Mas a COPERSUCAR, 1991 prevê que sejam deixados apenas 20% destas palhas/pontas, para a proteção do solo.

34. Em particular os processos com turbina a gás.

35. WILLIAMS e LARSON, 1992. Considera-se que 20% devem ficar no solo para sua proteção; apesar de ser uma estimativa excessivamente otimista (COPERSUCAR, 1991 prevê 128 kg/tc), ela foi usada com a finalidade de uniformizar os dados de referência.

- \* produção de bagaço (50% umidade):  $b = 265 \text{ kg/tc}$  ou  $300 \text{ kg/tc}$ <sup>36</sup>;
- \* consumo de energia na usina/destilaria:  $C = 20 \text{ kWh}_e/\text{tc}$  processada (COPERSUCAR, 1991);
- \* poder calorífico das palhas e pontas (secas) igual ao do bagaço seco:  $4544 \text{ kcal/kg}$  (base seca)<sup>37</sup>;
- \* período de safra igual ao da entressafra: 160 dias (fator de capacidade 88%)

**Método utilizado para relacionar a geração de eletricidade na safra/entressafra:**

Seja ES a eficiência na entressafra e y a porcentagem de palhas/pontas usadas, indicadas na tabela 3.1

- \* Quantidade de palhas e pontas usadas (base seca):

$$m_{pp} = y * p \text{ (kg/tc)} \quad (3.1)$$

- \* Massa de bagaço (50% umidade) equivalente à massa de palhas e pontas:

$$m_b = 2 * m_{pp} \quad (3.2)$$

- \* Massa total equivalente de bagaço (kg bag/tc) com 50% umidade:

$$m_t = b + m_b \quad (3.3)$$

- \* Eficiência (S) do processo na safra, usando apenas bagaço:

$$S = ES \text{ (kWh/tc)} * b \text{ (kg/tc)} / m_t \text{ (kg/tc)} \quad (3.4)$$

Observe-se que esta é a eficiência total, incluindo o consumo específico (C) na destilaria; a eficiência líquida na safra será:

$$S - C \text{ (kWh}_e\text{/tc)} \quad (3.5)$$

---

36. WILLIAMS e LARSON, 1992 adotam  $300 \text{ kg/tc}$ ; COPERSUCAR, 1991 considera  $265 \text{ kg/tc}$ , em vista das partidas/paradas da usina.

37. Segundo WILLIAMS e LARSON, 1992, o poder calorífico das palhas/pontas (base seca) é igual a  $5,3 \text{ GJ/tc}$ ; para  $279 \text{ kg}$  de palhas e pontas por tonelada de cana (base seca), teremos:  $5.300 / (4,18 * 279) = 4544 \text{ kcal/kg}$  ou, aproximadamente,  $2272 \text{ kcal/kg}$  (50% umidade). Da tabela 5 do texto, temos que o bagaço com 50% de umidade apresenta poder calorífico de  $2280 \text{ kcal/kg}$ .



### Resultados obtidos:

Os resultados obtidos para a operação durante todo o ano são aproximadamente iguais aos encontrados na literatura; variações são devidas provavelmente a diferentes fatores de carga considerados. No caso da COPERSUCAR (1991) não há avaliação para operação com palhas/pontas; por este motivo foram incluídos os resultados obtidos através do método acima.

A tabela 3.1 apresenta os dados referentes a safra/entressafra para cada processo:

**TABELA 3.1: EFICIÊNCIA DE PROCESSOS DE COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE NA SAFRA/ENTRESSAFRA, A PARTIR DE BAGAÇO/PALHAS E PONTAS:**

Processo	Safra (kWh <sub>e</sub> /tc)	Excedente na safra <sup>38</sup> (kWh <sub>e</sub> /tc)	Todo o ano (kWh <sub>e</sub> /tc)	% palhas-pontas
CEST	120 <sup>a</sup>	100	298 <sup>c</sup>	57 <sup>c</sup>
STIG	268 <sup>a</sup>	248	672 <sup>c</sup>	79 <sup>c</sup>
GTCC	160 <sup>b</sup>	140	398 <sup>d</sup>	80 <sup>d</sup>

Fontes: a. OGDEN et alii, 1990.

b. COPERSUCAR, 1991. Corresponde a ciclo combinado na safra e STIG na entressafra.

c. WILLIAM e LARSON, 1992.

d. Calculado pelo método anterior, a partir dos dados da COPERSUCAR, 1990<sup>39</sup>.

Conforme esperado, a eficiência da cogeração apenas na safra (com bagaço) é inferior, uma vez que a massa de palhas/pontas, não utilizada, é produzida em grande quantidade e apresenta alto conteúdo energético.

#### Potência instalada na entressafra:

É elevado o potencial de energia gerada na entressafra a partir das palhas e pontas, conforme se observa na tabela anterior: até 672 kWh<sub>e</sub>/tc (processo STIG, WILLIAMS e LARSON, 1992) ou, em termos mais conservadores, 398 kWh<sub>e</sub>/tc (processo GTCC, COPERSUCAR, 1991).

A Tabela 3.2 mostra as possibilidades de geração de energia elétrica e a correspondente potência instalada, durante todo

38. Calculado para o consumo na usina estimado em 20 kWh/tc (COPERSUCAR, 1991).

39. Esta eficiência foi calculada com base em 300 kg bag/tc, para compatibilizar com os valores dos outros processos (CEST, STIG).

o ano (fator de carga 80%), para a safra de 1991/92 no Estado de São Paulo<sup>40</sup>.

-----  
**TABELA 3.2: ELETRICIDADE POSSÍVEL DE SER GERADA E DA POTÊNCIA INSTALADA NO ESTADO DE SÃO PAULO, SAFRA E ENTRESSAFRA 1991/92:**  
 -----

Processo	Energia gerada (GWh)	Potência instalada <sup>41</sup> (MW)
GTCC <sup>a</sup>	60.098 (398kwh/tc)	8.570
STIG <sup>b</sup>	101.472 (672kwh/tc)	14.469

-----  
 Fontes: a. COPERSUCAR, 1991. b. WILLIAMS e LARSON, 1992.

Os resultados obtidos revelam a importância da utilização de palhas e pontas na cogeração, o que entretanto só será possível com a colheita da cana crua, atualmente em fase de implantação no Estado de São Paulo.

---

40. Considerando que a safra de São Paulo corresponde a 65% da brasileira temos  $0,65 \cdot 232 \cdot 10^6 = 151 \cdot 10^6$  toneladas de cana, produzindo  $0,279 \cdot 151 \cdot 10^6 \cdot 0,8 = 33,7 \cdot 10^6$  toneladas de palhas/pontas (base seca).

41. A potência instalada no Estado de São Paulo é 10.000MW.

## ANEXO 4

## RENDIMENTO TERMODINÂMICO PARA PROCESSOS DE COGERAÇÃO

## 1. MÉTODO DE CÁLCULO UTILIZADO:

O rendimento termodinâmico de um processo de produção de energia mecânica a partir da queima de um combustível é dado pela relação:

**Rendimento =  $\frac{\text{energia elétrica produzida no turbo-gerador}}{\text{calor disponível na reação de combustão}}$**

A energia mecânica é produzida pela turbina (a vapor ou a gás), pela alimentação do vapor de alta pressão (ou dos gases de combustão da câmara de combustão da turbina a gás), sendo convertida em energia elétrica no gerador. Neste cálculo estão incluídas todas as perdas (caldeira, gerador, etc.).

O calor gerado pela queima do combustível é dado pelo produto da massa de combustível pelo seu poder calorífico superior<sup>42</sup>. No caso do bagaço de cana com 50% de umidade, este valor é 2280 kcal/kg; nos casos de processos com gaseificadores, onde ocorre a secagem prévia do bagaço, ainda assim será considerado o estado do bagaço "in natura", com 50% de umidade, para ser mantida a mesma referência.

Para o cálculo da massa de bagaço, será utilizada a relação 265 kg de bagaço (50% umidade) por tonelada de cana, já incluídas as perdas do processo (COPERSUCAR, 1991).

Desta forma, para 1 kWh/tc produzido, obtemos:

1 tc ----- 1 kWh gerado  
 265 kg bag (50%) ----- 1 kWh gerado = 860 kcal (gerado)  
 265 kg\*2280 kcal/kg = 604200 kcal ----- 860 kcal (gerado)

---

42. O poder calorífico inferior de um combustível se refere à presença de vapor d'água nos fumos de combustão; o poder calorífico superior se refere à presença de água no estado líquido.

Portanto, para  $x$  kWh gerados<sup>43</sup> por tonelada de cana o rendimento termodinâmico será:

$$(x \cdot 860) \text{kcal} / (604200 \text{kcal}) = x / 702,56$$

ou, em porcentagem,  $x / 7,0256$  (%), onde  $x$  corresponde à energia elétrica total produzida (energia elétrica-ou mecânica- consumida no processo mais a energia elétrica excedente).

## 2. RENDIMENTO TERMODINÂMICO DOS PROCESSOS:

Para a conversão de cada eficiência em rendimento termodinâmico, foi acrescentado o consumo de energia (elétrica/mecânica) no processo (em média 20 kWh/tc' segundo a COPERSUCAR, 1991); os resultados estão na Tabela 4.1.

-----  
TABELA 4.1: RENDIMENTO TERMODINÂMICO DE PROCESSOS COM TURBINA A GÁS:  
-----

Processo	Energia excedente	Energia total	Rendimento
EXTGT <sup>a</sup>	83 kWh/tc	103kWh/tc	15%
EXTCC <sup>b</sup>	104 kWh/tc	124kWh/tc	18%
GTCC <sup>c</sup>	140 kWh/tc	160kWh/tc	23%
STIG <sup>d</sup>	248 kWh/tc	268kWh/tc	38%

-----  
Fontes: a. ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992 (adaptado de DE RUYCK et alii, 1991).

b. ZYLBERSTAJN e COELHO, 1992 (adaptado de DE RUYCK et alii, 1991, e da COPERSUCAR, 1991)

c. COPERSUCAR, 1991

d. OGDEN et alii, 1990; FULMER e OGDEN, 1990.

---

43. É considerada a energia total gerada, incluindo o consumo do processo, em torno de 20 kWh<sub>e</sub>/tc, correspondentes à preparação e moagem da cana.

## ANEXO 5

PROJEÇÃO ATÉ 2010 DA ELETRICIDADE GERADA PELO SETOR SUCRO  
ALCOOLEIRO A PARTIR DE BAGAÇO DE CANA

## 1. INTRODUÇÃO:

Admitindo que a venda de excedentes de eletricidade às concessionárias, pelas usinas de açúcar/álcool, se torne um programa oficial<sup>44</sup> e efetivo, o potencial de energia a ser gerada a partir do bagaço de cana é significativo. Projetando-se as safras de cana futuras (até 2010) e considerando-se tecnologias mais eficientes, pode-se obter uma geração de excedentes compatível com as metas oficiais do Plano 2010, conforme é discutido no item 3.4 deste trabalho.

Neste anexo são relacionadas as hipóteses adotadas para a elaboração do cenário mencionado, para 2010, bem como os resultados obtidos. São comparadas as possibilidades de geração futura mantendo-se a eficiência atual do setor com as projeções para processos mais eficientes, tanto com turbina a vapor (tipo "CEST", proposto por OGDEN et alii, 1990) como com turbina a gás: GTCC (COPERSUCAR, 1991) e STIG (OGDEN et alii, 1990). Uma premissa básica é de que o Proálcool seja mantido nas condições atuais, permitindo a produção de bagaço de cana como sub-produto da usina/destilaria.

## 2. HIPÓTESES ADOTADAS:

Foram consideradas as seguintes hipóteses para a elaboração do cenário em questão:

- \* rendimento agrícola para São Paulo (1992): 90 tc/ha
- \* rendimento agrícola para a região N/NE (1992): 42 tc/ha
- \* crescimento anual da safra de cana brasileira: 3% a.a.<sup>45</sup>

44. Um indicativo de que esta possibilidade é viável é o Protocolo assinado em novembro de 1992 entre o Governo do Estado de São Paulo, as concessionárias de energia elétrica e os produtores de açúcar e álcool para a geração de excedentes de eletricidade pelo setor sucro-alcooleiro.

45. Esta taxa de crescimento é adotada por GOLDEMBERG et alii, 1988 e por WILLIAMS e LARSON, 1992. Para confirmar esta possibilidade, foi elaborada a seguinte projeção: se a

- \* consumo de energia elétrica na usina/destilaria: 20 kWh<sub>e</sub>/tc<sup>46</sup>
- \* safra de cana brasileira 1991/92: 237.10<sup>6</sup> tc
- \* participação de São Paulo na safra brasileira: 65%

Os rendimentos dos processos considerados estão mostrados na tabela 5.1. As descrições correspondentes encontram-se no capítulo 3 deste trabalho.

-----  
**TABELA 5.1: GERAÇÃO DE EXCEDENTES NA SAFRA, A PARTIR DE BAGAÇO DE CANA:**  
 -----

Processo	Excedente de eletricidade (kWh <sub>e</sub> /tc)
Processo atual (COPERSUCAR, 1991)	0,5
CEST (OGDEN et alii, 1990)	100
GTCC (COPERSUCAR, 1991)	140
STIG (OGDEN et alii, 1990)	248

Fontes: citadas.

### 3. RESULTADOS OBTIDOS:

A tabela 5.2 apresenta os resultados obtidos com o cenário adotado

-----  
**TABELA 5.2: EXCEDENTE DE ELETRICIDADE GERADO ATÉ 2010, NA SAFRA (MWh):**  
 -----

ANO	Atual	PROCESSO		
		CEST <sup>a</sup>	GTCC <sup>b</sup>	STIG <sup>c</sup>
1995	129.665	25.932.961	36.306.145	64.313.743
2000	150.317	30.063.409	42.088.773	74.557.255
2005	174.259	34.851.731	48.792.424	86.432.293
2010	202.014	40.402.708	56.563.792	100.000.000

Fontes: a. OGDEN et alii, 1990; b. COPERSUCAR, 1991; c. OGDEN et alii, 1990.

---

região N/NE aumentar sua produtividade/área plantada para atingir os níveis de São Paulo (crescimento de 5% a.a.) e se São Paulo mantiver a área plantada, aumentando apenas o rendimento agrícola em 1% a.a. (MACEDO, I., Copersucar, 1992), a safra brasileira aumentará em média 3% a.a., atingindo 111,43 tc/ha no NE contra 109,81 tc/ha em São Paulo.  
 46. Valor médio, segundo COPERSUCAR, 1991.

## ANEXO 6

**ESTIMATIVA DE CUSTO DE UMA INSTALAÇÃO DE GASEIFICADOR E  
TURBINA A GÁS PARA OPERAÇÃO COM BAGAÇO DE CANA****1. INTRODUÇÃO:**

Como ainda não existem instalações comercializadas para operação com bagaço de cana<sup>47</sup>, as estimativas de custo são efetuadas a partir dos custos para gaseificação de carvão, adaptando-os ao caso da biomassa. Em particular, como a biomassa não contém enxofre, pode-se eliminar o sistema de limpeza química do gás (LARSON, 1989), o que contribui para reduzir o custo total.

Para comparar algumas estimativas, foram considerados os custos propostos por CORMAN, 1987, LARSON, 1989 e HUKAI, 1989<sup>48</sup>.

**2. MÉTODO UTILIZADO:**

As estimativas incluem todos os custos da instalação: gaseificador, turbina a gás com caldeira de recuperação, sistemas de limpeza do gás e de alimentação de ar, além dos demais custos necessários à implantação do processo. Os custos de cada equipamento são discutidos no capítulo 4 deste trabalho.

Além da eliminação do sistema de limpeza química do gás, foram adaptados à realidade brasileira outros custos da instalação<sup>49</sup>, analogamente ao método utilizado por ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1991.

---

47. Não existem também instalações experimentais para teste; a primeira que deve entrar em funcionamento está localizada no Havai (TRENKA et alii, 1991).

48. HUKAI, R. (IEE/USP). **Notas de aula**. 1991.

49. Adotadas as seguintes porcentagens para a planilha de custos: engenharia=33% do custo de capital; prédio=10% do custo da instalação; custos de implantação, estoque, produtos químicos: 2,8%, 2,7%, 2,0%, respectivamente do capital total, a partir dos dados de CORMAN, 1987.

Em CORMAN, 1987 e LARSON, 1989, foi utilizada turbina a gás General Electric LM-5000 (50MW), com gaseificador de leito fixo Lurgi. Na tabela 6.1 observa-se que, para a mesma instalação, são estimados valores diferentes: mesmo atualizando-se para dólares de 1991<sup>50</sup>, há uma discrepância entre eles; provavelmente os dados mais recentes são mais realistas.

HUKAI (1991)<sup>51</sup> adota valores mais conservadores para os equipamentos principais, considerando que se trata da primeira instalação a ser efetuada. Os custos se referem à turbina a gás de 16 MW Mitsubishi para gases de baixo poder calorífico, com gaseificador de leito fluidizado (Stüdsvick ou Alström)<sup>52,53</sup>. Os demais custos foram estimados a partir de LARSON, 1989.

A título de comparação, está incluído na tabela 6.1 o custo estimado pela ELETROBRÁS, 1991 para instalação de turbina a gás<sup>54</sup>.

-----  
**TABELA 6.1: CUSTO ESTIMADO DE INSTALAÇÃO PARA TURBINA A GÁS COM GASEIFICADOR DE BAGAÇO:**  
 -----

Referência	DOLARES	US\$/1991 FOB	US\$/1991 CIF
CORMAN, 1987	893 (1985)	1267	1394
LARSON, 1989	1003 (1989)	1126	1238
HUKAI, 1989	1356 (1989)	--	1524
ELETROBRÁS, 1991	992 (1991)	--	992

Fontes: citadas.

50. Adotada inflação de 6%a.a. para o dólar.

51. HUKAI, R. (IEE/USP). **Notas de aula.** 1991.

52. Como não há resultados experimentais para bagaço de cana, são considerados como possíveis fornecedores os fabricantes que possuem experiência em gaseificadores de leito fluidizado com biomassa (BLACKADDER et alii, 1991)

53. Existe um prospecto comercial da Studsvick Energy (Suécia) oferecendo gaseificadores de leito fluidizado circulante para biomassa, mas não é abordado o caso do bagaço de cana.

54. Considera-se ciclo combinado na safra e STIG na entressafra (COPERSUCAR, 1991), com turbina a gás GE LM-5000; dados de gaseificação obtidos a partir dos estudos do Center for Energy and Environmental Studies, Princeton University.



Os valores da literatura são FOB, exceto os adotados por HUKAI e pela ELETROBRÁS. Transformando-se em valores CIF<sup>55</sup>, obtêm-se os valores da última coluna.

Neste trabalho, foram considerados para análise os resultados da ELETROBRÁS, 1991, HUKAI, 1991 e de LARSON, 1989. Note-se que os trabalhos de LARSON, 1989 e CORMAN, 1987, se referem ao mesmo processo STIG; os custos obtidos por LARSON, mais recentes, são inferiores aos de CORMAN, mesmo com a atualização em dólares.

---

55. CIF posto São Paulo foi estimado em 10% a mais. Admite-se a possibilidade de isenção de impostos de importação, em vista de importância estratégica do processo.

## ANEXO 7

**CUSTO DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE EM TURBINA A GÁS A PARTIR  
DO BAGAÇO DE CANA.  
CUSTO DO CARBONO EVITADO.**

**1. INTRODUÇÃO:**

Para ser possível a avaliação econômica da geração de eletricidade a partir do bagaço de cana (em sistemas de gaseificador/turbina a gás), foram calculados o custo de geração e o custo do carbono evitado<sup>56</sup>. O custo de geração inclui o custo de capital, de combustível e de O&M; o custo do carbono evitado corresponde à comparação do processo de cogeração com bagaço com a produção de eletricidade numa termoelétrica convencional, em termos de custo e de emissões de poluentes. Para o cálculo do custo do carbono evitado (C.A.C.-"cost of avoided carbon"), foi utilizado o método desenvolvido por MILLS et alii, 1991<sup>57</sup>.

**2. HIPÓTESES BÁSICAS:**

Para o cálculo do custo de geração a partir do bagaço de cana em turbina a gás, foram consideradas as seguintes hipóteses:

\* **utilização de secadores:** o bagaço deve ser secado antes de ser alimentado no gaseificador, de modo a reduzir sua umidade, segundo as necessidades de cada processo<sup>58</sup>; foram considerados secadores com capacidade de 30t/h de bagaço, a um custo de US\$300.000 cada<sup>59,60</sup>;

---

56. Todos os cálculos foram efetuados para a safra.

57. Os cálculos constantes deste anexo correspondem ao trabalho de ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992, revisado.

58. No processo STIG (OGDEN et alii, 1990; FULMER e OGDEN, 1990), a umidade do bagaço deve ser reduzida a 15% antes de alimentá-lo no gaseificador; no processo proposto por HUKAI, 1991, o bagaço deve conter 35% de umidade. O processo analisado pela COPERSUCAR, 1991 também considera 15% de umidade.

59. Visita pessoal à Usina Iracema, 1991.

60. Os dados se referem a secadores que reduzem a umidade do bagaço de 50% para 35%; foi admitida a hipótese simplificadora de que, para reduzir de 50% para 15%, seriam necessários dois secadores em série; a tecnologia em uso

- \* consumo de energia no processo da usina: 20 kWh<sub>e</sub>/tc<sup>61</sup>;
- \* custos de oportunidade para o bagaço "in natura": 4,5; 7,0; 10,0 US\$/t (50% umidade);
- \* fator de capacidade: 50% (geração apenas na safra);
- \* processos usados: conforme tabela 7.1.
- \* potência instalada: conforme tabela 7.1
- \* investimentos: conforme tabela 7.1
- \* O&M : 7 US\$/MWh<sup>62</sup>.
- \* condições: 10%a.a., 25 anos; 15%a.a., 20 anos; 20%a.a., 15 anos<sup>63</sup>

-----  
**TABELA 7.1: INVESTIMENTO E POTÊNCIA INSTALADA DE ALGUNS PROCESSOS DE COGERAÇÃO COM BAGAÇO EM TURBINA A GÁS/GASEIFICADOR, NA SAFRA:**  
 -----

Processo	Potência (MW)	Excedente de eletric. (kWh <sub>e</sub> /tc)	Custo de instalação <sup>a</sup> (US\$/kW inst.)
GTCC (HUKAI, 1990) <sup>64</sup>	16	111	1524
GTCC (COPERSUCAR, 1991) <sup>65</sup>	50	140	992 <sup>b</sup>
STIG (OGDEN et alii, 1990)	50	248	1238

Fontes: citadas.

Notas: a. Os custos de instalação estão detalhados no anexo 6.

b. ELETROBRÁS, 1991<sup>66</sup>.

Para o cálculo do custo do carbono evitado, foram acrescentadas as seguintes hipóteses:

- \* rendimento agrícola: 90 tc/ha<sup>67</sup>
- \* rendimento industrial: 80 l/tc<sup>68</sup>

permite esta adaptação, em termos preliminares (LEAL, M.R.L.V., COPERSUCAR, Comunicação Pessoal. 1992).

61. COPERSUCAR, 1991.

62. Valor histórico.

63. Para a realidade brasileira, o mais conveniente seria 15%a.a., 20 anos; os outros dois correspondem, respectivamente, a condições desfavoráveis e excessivamente favoráveis, do ponto de vista do empresário investidor.

64. Turbina a gás em ciclo combinado: HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

65. Turbina a gás em ciclo combinado.

66. No CONVÊNIO COPERSUCAR-ELETROBRAS, 1991, informa-se que na proposta de utilização de turbina a gás estão incluídos os secadores de bagaço; porém, como medida conservadora, este fato não foi considerado.

67. Para usinas do Estado de São Paulo, associadas à Copersucar.

68. Idem.

- \* consumo de diesel: 1 litro/10 litros de álcool<sup>69,70</sup>;
- \* emissões de CO<sub>2</sub> pelo óleo diesel: 68,9t/10<sup>12</sup> J<sup>71</sup>;
- \* poder calorífico do óleo diesel: 10.800 kcal/kg;
- \* densidade do óleo diesel: 852 kg/m<sup>3</sup>.

Para a termoelétrica a óleo combustível<sup>72</sup>, foram consideradas:

- \* custo de instalação: US\$ 1400/kW<sup>73</sup>
- \* rendimento: 30%<sup>74</sup>
- \* fator de carga: 80%<sup>75</sup>
- \* custo do óleo combustível: 18 US\$/barril
- \* poder calorífico: 10.090 kcal/kg
- \* O&M: 3 US\$/MWh
- \* potência instalada: 53 MW
- \* emissões de CO<sub>2</sub> para o óleo combustível: 72,6 t/10<sup>12</sup> J<sup>76</sup>

### 3. MÉTODO UTILIZADO:

Foram calculados os custos de capital, de combustível e de geração, para a termoelétrica a óleo combustível e para a cogeração em turbina a gás a partir de bagaço de cana.

\* Custo de capital (CC):

$$CC = (\text{Investimento} * FRC) / (8766h/a * FC) \quad (7.1)$$

onde  $FRC = i(i+1)^n / [(i+1)^n - 1]$ , sendo  $i$  a taxa de desconto para uma vida útil de  $n$  anos.

\* Custo de combustível (CComb):

$$CComb = (\text{preço do combustível} * 860) / (PC * \text{rendimento}) \quad (7.2)$$

\* Custo de geração (CG):

$$CG = CC + CComb + O\&M \quad (7.3)$$

69. MACEDO, I. (COPERSUCAR). Comunicação pessoal. 1991.

70. São consideradas apenas as emissões de carbono devidas ao óleo diesel usado na agricultura do setor, uma vez que as emissões devidas ao bagaço são absorvidas pela fotossíntese (GOLDEMBERG et alii, 1988).

71. BURGESS, 1990.

72. Termoelétrica convencional, ciclo Rankine de turbina a vapor.

73. Em termos conservadores.

74. Valor médio do rendimento de uma usina convencional; maiores detalhes no texto deste trabalho.

75. Valor tradicional de uma termoelétrica; se fosse considerado o mesmo fator de carga que para a cogeração na safra (50%), os custos de geração seriam ainda maiores neste caso.

76. BURGESS, 1990.

Para calcular o custo do carbono evitado, foi usado o mesmo método proposto por MILLS et alii, 1991, calculado em ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992, revisado e discutido no item 4.2.3. do texto principal, onde se encontram os resultados obtidos.

$$CAC = (CG_{bag} - CG_{oc}) / (TE_{bag} - TE_{oc}) \quad (7.4)$$

onde  $TE_{bag}$  e  $TE_{oc}$  são as taxas de emissão de carbono correspondentes (por  $kWh_e$ ). Os resultados obtidos estão apresentados e discutidos no texto principal.

## ANEXO 8

## OS ASPECTOS AMBIENTAIS E SOCIAIS NA INDÚSTRIA SUCRO-ALCOOLEIRA

## 1. OS IMPACTOS AMBIENTAIS NA INDÚSTRIA SUCRO-ALCOOLEIRA:

Os impactos ambientais decorrentes do processo de cogeração foram avaliados no capítulo 4, comparando as emissões de carbono originárias da geração de eletricidade a partir de bagaço com aquelas provocadas por uma termoelétrica tradicional.

Porém, como a produção de eletricidade no setor sucro-alcooleiro está diretamente ligada à fabricação de álcool, discutiremos brevemente os impactos ambientais referentes à sua produção e utilização. Maiores detalhes encontram-se em extensa literatura a respeito como GOLDEMBERG et alii, 1988, MAGALHÃES et alii, 1991, entre outros.

Serão aqui discutidos os seguintes aspectos:

**(a) os despejos industriais:**

A produção de açúcar/álcool traz como consequência uma série de resíduos poluentes. Existem esforços, principalmente no Estado de São Paulo, no sentido de controlar sua emissão, mas ainda são localizados principalmente nas usinas associadas à Copersucar..

As fontes de poluição deste processo são principalmente as seguintes:

- a queima do canavial;
- a lavagem da cana;
- a torta de filtro;
- a vinhaça;
- a queima do bagaço.

Analisamos a seguir a situação atual de cada um desses poluentes:

- **a queima do canavial:** No sistema de colheita utilizado atualmente, o corte da cana é precedido da queima do canavial, destruindo as palhas e pontas ("barbojo") da cana. Apesar de proporcionar uma significativa geração de empregos durante a safra<sup>77</sup>, a queima do canavial é responsável por considerável emissão de poluentes, prejudicando a qualidade

77. 390 000 empregos rurais não qualificados.

de vida principalmente dos centros urbanos próximos à plantação.

Existem estudos em andamento para orientar a queima segundo a orientação dos ventos; porém trabalhos recentes (KIRCHHOFF et alii, 1991) detectaram ainda um crescimento considerável nas concentrações de ozônio ( $O_3$ ) e monóxido de carbono (CO) na região canavieira do Estado de São Paulo por ocasião da safra. Mesmo considerando-se que nem toda a emissão de CO é proveniente das queimadas no canavial<sup>78</sup>, ainda assim as concentrações atingem níveis preocupantes: na zona rural do estado, as concentrações de  $O_3$  e CO são inferiores a 40 e 100 ppbv (partes por bilhão em volume), respectivamente, na época da entressafra. A partir das medidas efetuadas durante a safra, observou-se que as concentrações atingiram 80 e 580 ppbv, respectivamente<sup>79</sup>.

Estes resultados, aliados à legislação atual contra a queima da cana - proibindo a queima num raio de um quilômetro das cidades paulistas - e às pressões dos movimentos ambientalistas, reforçam a implantação da colheita mecanizada de cana crua. Aliás, a mecanização é importante - como foi visto - para a implantação das novas tecnologias de cogeração, utilizando palhas e pontas ("barbojo") na entressafra. Maiores detalhes sobre a colheita de cana crua encontram-se no Anexo 3 deste trabalho.

- **a lavagem da cana:** Os efluentes líquidos, inadequados para lançamento direto nos rios, devem ser previamente tratados; porém 12% das águas de lavagem produzidas no Estado de São Paulo ainda não recebem tratamento adequado e não há informações sobre a situação em outros estados (COPERSUCAR, 1989).

- **a vinhaça:** A vinhaça é um sub-produto também poluente da destilação do álcool: 9 litros de vinhaça são produzidos para cada litro de álcool (COPERSUCAR, 1991). Segundo o Relatório Anual da Copersucar de Junho de 1991, a vinhaça está sendo integralmente aproveitada para fertilização e irrigação, pelas indústrias associadas à Cooperativa. Porém não há informações sobre seu reaproveitamento em outras regiões ou em usinas não cooperadas.

78. Existem duas outras possíveis fontes de CO: queimadas esporádicas de outras plantações - o que já se tornou um hábito na estação seca - e o transporte, a longa distância, de CO através de ar contaminado, proveniente da Amazônia e do cerrado (KIRCHHOFF et alii, 1991).

79. No entanto, medições recentes efetuadas pelo Laboratório de Concentração de Ozônio montado pelo INPE na Universidade de Ribeirão Preto detectaram médias de ozônio na biosfera abaixo do esperado: 80 e 90 microgramas por  $m^3$  de ar, abaixo do padrão de 160 microgramas/ $m^3$  considerado inadequado pelos especialistas. ("O Estado de São Paulo", 29/11/92).

Existem estudos da COPERSUCAR, 1991 para o aproveitamento da vinhaça (gaseificada) como combustível, de forma similar ao bagaço de cana. O processo prevê a obtenção de biogás de vinhaça, que seria alimentado na caldeira; para uma usina processando 300 tc/h, a potência gerada a partir deste biogás é estimada em até 19.014 kW na safra (rendimento de 63,38 kWh/tc), a um custo de US\$ 1118 a 1467 por kW instalado. Outras estimativas, mais conservadoras, segundo HUKAI<sup>80</sup>, avaliam em US\$ 2.300/kW, produzindo 770 kW<sub>e</sub> numa usina com capacidade para 120.000 litros/dia de álcool<sup>81</sup>, correspondendo a 12,3 kWh/tc.

Outros estudos analisam a produção de gás de vinhaça em biodigestores para substituição do óleo Diesel nos caminhões canavieiros: 27% do gás produzido poderia atender à frota (CRAVEIRO, 1985).

- **a queima do bagaço:** No método tradicional, usado como combustível em caldeiras, o bagaço de cana produz particulados nos gases de combustão, que devem ser eliminados por filtros. No processo de gaseificação do bagaço é necessária a limpeza do gás obtido, antes de alimentá-lo na turbina a gás, como analisado no capítulo 3; ainda assim, o gás de bagaço é menos poluente<sup>82</sup>. De qualquer forma, a biomassa é sempre um combustível muito mais limpo do que os combustíveis de origem fóssil, pelo fato de não emitir óxidos de enxofre, como foi estudado anteriormente.

**(b) O álcool como combustível:**

Uma vez que a cogeração irá contribuir para a viabilidade econômica do Proalcool, seria oportuno rever alguns aspectos ambientais da utilização do álcool em veículos.

Como combustível, o álcool é usado como aditivo à gasolina (na proporção de 22% de etanol anidro para 78% de gasolina<sup>83</sup>) ou diretamente como combustível (álcool hidratado). Como aditivo, o álcool anidro substitui o chumbo (usado como catalisador na reação de combustão do octano) o qual, nos países desenvolvidos, já sofre severas restrições. Medições da CETESB indicam redução de 80% nos níveis de chumbo da atmosfera da cidade de São Paulo, em consequência da sua substituição pelo etanol, na gasolina.

---

80. HUKAI, R. (IEE/USP). Notas de aula. 1991.

81. Correspondendo a 5000 l/h, 62,5 tc/h, com uma eficiência de 12,3 kWh/tc.

82. Os combustíveis gasosos são menos poluentes que os sólidos; por este motivo estão sendo implantadas unidades para gaseificação de carvão, em vários países desenvolvidos, como analisado no capítulo 3.

83. Esta proporção não é fixa, variando em torno destes valores, dependendo do estado considerado.



A emissão de carbono, segundo avaliações recentes (GOLDEMBERG et alii,1988), pode ser equilibrada pela absorção efetuada através da fotossíntese nas plantações de cana. A EPA - United States Environmental Protection Agency - estima que, até 2025, as emissões de CO<sub>2</sub> na Terra irão duplicar e que, até 2050, irão triplicar; por outro lado avalia-se que, com a substituição de combustíveis fósseis por biomassa, o potencial de emissão de CO<sub>2</sub> será reduzido a um terço (OGDEN et alii,1990). Os motores a álcool também emitem CO<sub>2</sub>: em 1988, estima-se que os veículos a álcool emitiram, na Região Metropolitana de São Paulo, 1,47.10<sup>6</sup> toneladas de CO<sub>2</sub>, absorvidas pelas plantações de cana na fotossíntese e pelos mares<sup>84</sup>.

Comparados com os combustíveis fósseis, os combustíveis derivados da biomassa - e em particular o etanol, obtido da cana de açúcar - apresentam a vantagem de não emitir SO<sub>2</sub>. Esta substância é uma das responsáveis pelas chuvas ácidas que já destruíram florestas na Europa e nos Estados Unidos; no Brasil, seus efeitos também já se fazem sentir (Termoelétrica de Bagé, no Rio Grande do Sul).

Quanto às emissões de monóxido de carbono (CO), elas são substancialmente inferiores nos carros a álcool (25000 ppm contra 35000 ppm). Estudos realizados a partir das medições da CETESB (FRIES et alii,1990) mostram a redução da poluição na Região Metropolitana de São Paulo à medida que ocorreu a utilização do álcool como combustível, substituindo a gasolina. No entanto, não se verificou uma redução na concentração de CO na atmosfera, como esperado, de forma similar ao ocorrido com os óxidos de enxofre e de nitrogênio. Talvez este fato seja devido ao aumento do número total de veículos<sup>85</sup>: mesmo havendo a redução na emissão específica de CO por veículo, a quantidade total de CO na atmosfera poderia ter aumentado devido ao maior número de veículos.

O álcool também poderia ser utilizado em caminhões e ônibus municipais/intermunicipais, substituindo o óleo Diesel<sup>86</sup> nas regiões próximas às zonas produtoras. Isto iria colaborar na melhoria das condições atmosféricas, além de permitir a alteração, a médio e longo prazo, da matriz energética brasileira, com a redução das importações de petróleo<sup>87</sup>.

---

84. FRIES et alii,1990.

85. De 1975 a 1988, a quantidade total de veículos no Brasil aumentou 33% (FRIES et alii,1990).

86. Motores de caminhões de pequeno porte podem ser convertidos para álcool(HUKAI,1991); estes veículos já foram movidos a gasolina, antes dos subsídios fornecidos ao óleo Diesel.

87. Estes aspectos foram analisados com detalhes em outros trabalhos, fugindo sua discussão aos objetivos deste estudo.

Uma consequência problemática da utilização do álcool como combustível é a emissão de aldeídos. Os veículos a álcool emitem maior quantidade de aldeídos (principalmente aldeído acético) do que aqueles movidos a gasolina, apesar de estarem abaixo dos limites de tolerância (66 ppm emitidos) (CETESB). Observe-se, entretanto, que o limite usado para a comparação corresponde a motores em ponto morto (78 ppm); aliás, verificou-se que as concentrações de aldeídos na atmosfera da Região Metropolitana de São Paulo aumentaram consideravelmente no período 1975/88.

## 2. AS CONSEQUÊNCIAS SOCIAIS:

Analisaremos brevemente os impactos sociais do Proalcool e da cogeração a partir do bagaço; maiores detalhes encontram-se em GOLDEMBERG et alii, 1988 e MAGALHÃES et alii, 1991, entre outros.

### (a) A influência da cogeração sobre o preço do álcool:

A importância estratégica e social da competitividade do álcool com a gasolina, no transporte automotivo, já foi discutido em muitos trabalhos (MOREIRA et alii, 1978; MOREIRA e ZYLBERSZTAJN, 1990). Como foi analisado no capítulo 4 deste trabalho, a cogeração poderia colaborar com esta viabilidade econômica<sup>88</sup>.

A cogeração poderia reduzir em mais de 20% o preço do álcool<sup>89</sup>: se a destilaria "vender" bagaço de cana ao sistema de cogeração, a receita obtida permitirá a redução no custo de produção do álcool. Observe-se que estes resultados foram obtidos para os atuais valores de rendimento agrícola e industrial, podendo ser aumentados significativamente com a introdução de novas tecnologias.

### (b) As possibilidades de eletrificação:

O Estado de São Paulo tem sua zona rural quase toda eletrificada; no entanto, em termos de Brasil, a eletrificação rural é ainda um objetivo a ser alcançado.

A cogeração de eletricidade poderia colaborar com esse objetivo, fornecendo eletricidade às regiões rurais próximas às usinas/destilarias. Com uma maior eletrificação rural, pode-se oferecer melhores condições de vida àquela população, colaborando para fixar o trabalhador no campo e reduzindo o êxodo para as grandes cidades. Além de permitir melhores condições de vida, a eletrificação rural colabora para a implantação de técnicas mais modernas na agricultura, a exemplo dos países desenvolvidos.

88. Este aspecto foi levantado já em 1978 por MOREIRA et alii, entre outros.

89. Correspondendo à receita obtida de 4,5 e 10 US\$/t, para bagaço de 50% de umidade.

**(c) A substituição de culturas:**

Uma crítica freqüente ao setor sucro-alcooleiro é a tendência de substituição de outras culturas, em especial as de alimentação, pela de cana de açúcar; conseqüentemente, este aspecto está também relacionado com a cogeração.

Pelo fato de apresentar alto custo de transporte (RUY LEME, em AZZONI,1985), existe de fato a tendência de deslocamento de outras culturas pela de cana, localizando esta mais próxima dos centros consumidores.

Existem dados comparativos referentes ao período 1976/82, indicando a relação entre o número de hectares plantados, conforme mostra a Tabela 8.1.

-----  
**TABELA 8.1: CRESCIMENTO DE CULTURAS NO PERÍODO DE 1976/1982:**  
 -----

Produto	Crescimento (%)
produtos básicos	+ 6,9
produtos de exportação	+16,0
cana de açúcar	+50,0

-----

Fonte: GOLDEMBERG et alii,1988.

No período analisado observa-se que, apesar de apresentar um certo crescimento, a área plantada com produtos de alimentação aumentou em menor proporção do que os outros dois produtos; isto pode significar que terras cultiváveis para produção de alimentos teriam sido usadas para produzir combustível<sup>90</sup>, mas não totalmente. É verdade que este período corresponde à implantação do Proalcool, quando os subsídios oferecidos pelo governo atraíram grande número de proprietários para a lavoura da cana, mas sabe-se também que foram usadas também terras de pastagens<sup>91</sup>.

Dados recentes são mais otimistas: atualmente quase não há aumento de área plantada com a cana de açúcar<sup>92</sup>, sendo o crescimento das últimas safras resultante de aumento de produtividade. Em 1988 a área colhida com cana de açúcar representou 1% da área potencialmente fértil do Brasil. A tabela 8.2 mostra que, no período 1983/88, apesar do crescimento ainda verificado na área plantada com cana,

90. No Brasil, um hectare produz em média 4900 litros de álcool por ano, ou 2500 kg de arroz por ano, o suficiente para alimentar 15 pessoas (GOLDEMBERG et alii,1988).

91. De 1973/74 a 1978/79, nas regiões do interior de São Paulo ocupadas pelas plantações de cana, 51% da área substituída era ocupada por culturas de arroz e milho e 40% por pastagens (COPERSUCAR,1989).

92. Principalmente no Estado de São Paulo.

houve um aumento significativo de áreas cultivadas com alimentos, em maior proporção.

Além disso, a rotação efetuada entre as safras de cana tem levado os produtores de açúcar e álcool ao plantio de culturas alimentares neste período. Estima-se por exemplo que 42% da produção de amendoim do Estado de São Paulo é devida a estas plantações em unidades associadas à Copersucar (COPERSUCAR, 1989; IBGE).

-----  
**TABELA 8.2: ÁREA COLHIDA COM ALGUMAS DAS PRINCIPAIS CULTURAS NO BRASIL (MILHÕES DE HECTARES):**  
 -----

Principais culturas	1983		1988		Variação 83/88 %
	área	%	área	%	
Milho	10,7	24,1	13,1	24,6	24,6
Soja	8,1	18,3	10,5	19,8	29,6
Arroz	5,1	11,5	6,0	11,2	17,6
Feijão	4,1	9,2	5,9	11,1	43,9
Cana	3,5	7,8	4,3	8,1	22,8
Trigo	1,9	4,2	3,3	6,2	73,7
Café	2,3	5,3	2,9	5,3	26,1
Algodão	2,9	6,6	2,5	4,7	(13,8)
Mandioca	2,1	4,6	1,7	3,2	(19,0)
Outros	3,7	8,4	3,1	5,8	(19,3)
<b>Área total</b>	<b>44,4</b>	<b>--</b>	<b>53,5</b>	<b>--</b>	<b>20,0</b>

-----  
 Fonte: IBGE-Levantamento Sistemático de Produção Agrícola-Maio de 1988.

Pelo exposto, chega-se à conclusão da necessidade de uma política agrícola a ser implantada pelo governo<sup>93</sup>, apoiada na concessão de crédito agrícola, preços e subsídios adequados<sup>94</sup>, cuja discussão escapa aos objetivos deste trabalho<sup>94</sup>.

**(e) A concentração de terras:**

Uma outra crítica ao Proalcool se refere à substituição de pequenas propriedades por grandes plantações de cana, levando os trabalhadores a terem empregos sazonais, apenas durante as safras de cana, e ocorrendo uma concentração de renda nas mãos de grandes proprietários (GOLDEMBERG et alii, 1988). Por outro lado, as culturas de alimentação também são sazonais, como será discutido no próximo item.

Além da competição pelas terras mais férteis, há ainda a luta por outros fatores igualmente importantes: o crédito

93. A recente safra agrícola de 1991/92, com resultados significativos, reforça esta possibilidade.

94. MAGALHÃES et alii, 1991 discutem em detalhes este aspecto.

agrícola e os subsídios recebidos dos órgãos governamentais, como analisado na substituição de culturas.

Para contribuir na redução desta situação, existe a alternativa de serem formadas cooperativas para implantação da unidade de cogeração, permitindo o acesso de pequenos produtores aos processos de cogeração. Cada cooperativa reuniria pequenos produtores, com sua própria destilaria, produzindo álcool/electricidade (GOLDEMBERG et alii, 1988)<sup>95</sup>. Os critérios a serem utilizados para a concessão de crédito agrícola e subsídios poderiam levar em conta estes fatores.

**(f) A geração de empregos:**

Na agro-indústria canavieira, a mão de obra representa 48% do custo total de produção. Até 1985, 475.000 empregos diretos, 700.000 na safra e 100.000 indiretos haviam sido gerados pelo Proalcool. Na região Centro-Sul, são agora 85.000 trabalhadores rurais qualificados, 159.000 na área industrial e 390.000 rurais não qualificados, durante a safra. A cultura de cana, juntamente com a colheita e a moagem, é uma atividade agrícola/industrial fortemente intensiva em mão de obra; entretanto a maior parte desta mão de obra não é especializada, além de ser sazonal<sup>96</sup>. Por outro lado, a rotação de culturas implantada em São Paulo colabora para reduzir esta sazonalidade.

A implantação da cogeração iria permitir uma maior oferta de empregos especializados e, no caso de ocorrer a produção na entressafra, eles não seriam sazonais<sup>97</sup>. Porém haveria o desemprego dos trabalhadores rurais não qualificados: a colheita manual da cana queimada, como é efetuada atualmente, gera grande quantidade de empregos (não qualificados). A utilização da colheita mecânica, para permitir o uso das palhas e pontas, eliminaria esta possibilidade, provocando o desemprego de mão de obra não qualificada. No entanto, em algumas regiões do Estado de São Paulo já há falta de trabalhadores para a colheita manual, tanto que muitas usinas já colhem cana queimada através de colheitadeiras mecânicas. Para as regiões com excesso de mão de obra, são necessários estudos visando o treinamento destes trabalhadores, reduzindo o impacto social.

95. Em contraste com destilarias de 120.000 litros por dia, que necessitam 5.500 ha (no Estado de São Paulo), microdestilarias de 5.000 litros por dia poderiam ser instaladas em áreas de 200 ha (GOLDEMBERG et alii, 1988).

96. O índice de sazonalidade da cana (número de trabalhadores na safra dividido pelo número de trabalhadores na entressafra) é 2,2, inferior ao de outras culturas alimentícias, como o milho e o arroz.

97. Para produzir electricidade na entressafra, a partir de palhas e pontas (ou de outro combustível), seria necessário o funcionamento da termoelétrica durante todo o ano, com uma oferta de emprego permanente.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AIAA, COPACESP, COPERSUCAR, SIFAESP, SOPRAL. **Cana de Açúcar-Alcool 1992**. São Paulo, 1992.
- ANTAL, M.J. **Biomass Pyrolysis: a Review of the Literature. Part II: Lignocellulose Pyrolysis**. s.n.t. [1984].
- AZZONI, C. **Aplicações da Teoria da Localização no Brasil**. São Paulo, FEA/USP, 1985.
- BAUDEQUIN, F., BOILLOT, M., MIGNARD, B. **Sugar Cane Bagasse Gasification**. Chatou, Electricité de France, 1983.
- BLACKADDER, W., MORRIS, M., RENSFELT, E., WALDHEIM, L. **Development of an Integrated Gasification and Hot Gas Cleaning Process Using Circulating Fluidised Bed Technology**. Stockhom, Studsvick Energy, 1986.
- BOISSENIN, Y., CASTANIER, A. **Choosing the Right Combined Power Plant**. CONGRES DE TURBINES A GAZ ALSTHOM. **Proceedings**. Cannes, 1988.
- BÖHM, H. **Fossil Fuels Power Plants: Minimizing Emissions, Maximizing Efficiency**. Siemens Review, v. 58, p.16-20, March/April, 1991.
- Brown-Boveri, **The Theory of Combined Steam and Gas Turbine Installations**. Brown Boveri, s.d.
- BURGESS, J.C. **The contribution of Efficient Energy Pricing to Reducing Carbon Dioxide Emissions**. **Energy Policy**. Oxford, 1990.
- BURMHAM, J.B., GIULIANI, M.H., MOELLER, D.J.. **Development, Installation and Operating Results of a Steam Injection System (STIG) in a General Electric LM-5000 Gas Generator**. ASME, **Journal of Engineering for Gas Turbines and Power**, 1987
- CARPENTIERI, E., **Forest Plantations for Utility Electricity in Northeast Brazil**. /Apresentação no Winrock International Institute for Agriculture Development, Arlington, EUA, 1990/

- CAMARGO, C.A. (coord.). **Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e do Alcool. Manual de Recomendações.** São Paulo, IPT/USP, 1990.
- CHINEN, R.M., GOODRICH, R.S., CORREA, F., **Potencial de Cogeração no Estado de São Paulo.** São Paulo, CESP-ITA, 1985.
- COELHO, S.T. **Estudo do Rendimento da Usina de Piratininga em Ciclo Combinado com Turbina a gás, em Função da Temperatura de Entrada na Turbina a Vapor.** São Paulo, IEE/USP, 1990. /Apresentado na disciplina Conservação e Impactos. Datilografado/
- COELHO, S.T. **Análise da Evolução das Importações/Exportações Brasileiras Referentes ao Petróleo e seus Derivados - Período de 1970 a 1988.** São Paulo, IEE/USP, 1990. /Apresentado na disciplina Fundamentos de Energia. Datilografado/
- COELHO, S.T., ALMANÇA, R.A. **Projeção da Energia Elétrica Produzida pelo Setor Sucro-Alcooleiro no Brasil até 2010.** São Paulo, IEE/SP, 1991. /Apresentado na disciplina Usos Finais e Demanda de Energia. Datilografado/
- COELHO, S.T. **Utilização do Bagaço de Cana em Cogeração de Energia Elétrica no Estado de São Paulo. Aspectos Sociais.** São Paulo, IEE/USP, 1991. /Apresentado na disciplina Energia e Sociedade/
- COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica.** São Paulo, 1989.
- COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO. **Relatório Preliminar - Projeto REDIGEM.** São Paulo, 1986.
- CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA. **Estatística Brasileira de Energia. Boletim Anual do Comitê Nacional Brasileiro.** 1990.
- COPERSUCAR. **Proalcool-Fundamentos e Perspectivas.** São Paulo, 1989.
- COPERSUCAR, Convênio Eletrobrás-Copersucar. **Geração de Energia Elétrica em Usinas e Destilarias. Relatório Técnico.** São Paulo, 1991.
- CORMAN, J.C. **Integrated Gasification Steam Injected Gas Turbine.** Princeton, Princeton University, 1987.

- CRAVEIRO, A.M. Avaliação do Vinhoto como Substituto do Óleo Diesel e Outros Usos. SOBRAL. Anais. São Paulo, 1985.
- CURTIS, M.R. The Lightweight Industrial Gas Turbine in a High Efficiency Cycle. Rolls Royce, IGT 5461, 1987.
- DE RUYCK, J., MANIATIS, K., BARON, G., POTTIE, K. A Biomass Fueled Cogeneration Plant Based on an Evaporative Gas Turbine Cycle at the University of Brussels. In: 5th INTERNATIONAL SYMPOSIUM AND EXPOSITION ON GS TURBINES IN COGENERATION, REPOWERING AND PEAK-LOAD POWER GENERATION - 1991 ASME COGEN-TURBO. Proceedings. Budapest, 1991.
- ELETROBRÁS, Convênio Eletrobrás-Copersucar. Geração de Energia Elétrica em Usinas e Destilarias. Relatório Financeiro. São Paulo, 1991.
- FARMER, R. Kawasaki's Steam Injected Gas Turbine Base Rated at 2370 kW & 33% Efficiency. Gas Turbine World. February, 1989
- FOLEY, G., BARNARD, G. Biomass Gasification in Developing Countries. Energy Information Program, Technical Report n°1, 1983.
- FRIES, J., COELHO, S.T., MARTINS, W. Poluição de Origem Energética em São Paulo- Diagnóstico e Alternativas. São Paulo, IEE/USP, 1990. /Apresentado na disciplina Fundamentos de Energia. Datilografado/
- FULMER, M., OGDEN, J. A Technological and Economic Assessment of the Co-Production of Alcohol and Electricity from Sugar-Cane. In: IECES, Nevada, 1990. Proceedings. 1990.
- GOLDEMBERG, J., JOHANSSON, T.B., REDDY, A.K.N., WILLIAMS, R.H. Energy for a Sustainable World. New Delhi, India, Wiley Eastern Limited, 1988.
- HAMRICK, J.T. Installation of a 3 MW Wood Burning Gas Turbine at Red Boiling Springs. Aerospace Research Center, Virginia, 1983.
- HOKAJÄRI, R., RIITAHUHTA, A., Messukylä Pilot Plant Will Test U-Gas IGCC Concept. Modern Power Systems, p.45-9, June 1991.
- JACOBS, A., TUGWELL, F., KADYSZEWSKI, J., HERTZMARK, D., KEENLISIDE, W., KHANTACHUANA, P., LARSON, E., PHILLIPS, A., WILLIAMS, R. Electric Power from Cane Residues in Thailand. Thailand, Cane/Energy Systems Assessment Program, 1986.



- JOYCE, J.S., ZOERNER, W.E. The Many Viable Options of Combining Gas and Steam Turbines to Improve the Generation Efficiency of New and Existing Power Plants. In: CONFERENCE ON ELECTRIC POWER SUPPLY INDUSTRY (5th CEPSI), Manila, 1984. Resumo. Siemens AG, Manila, 1984.
- KINOSHITA, C.M. Cogeneration in the Hawaiian Sugar Industry. Bioresource Technology. 1990.
- KIRCHHOFF, V., MARINHO, E., DIAS, P., PEREIRA, E., CALHEIROS, R., ANDRÉ, R., VOLPE, C. Enhancements of CO and O<sub>3</sub> from Burnings in Sugar Cane Fields. Journal of Atmospheric Chemistry. 1991.
- KJELLSTRÖM, B. Producer Gas 1980: Local Electricity Generation from Wood and Agricultural Wastes. Stockholm, International Foundation for Science, 1981.
- KOLP, D.A., MOELLER, D.J., World's First Full STIG-LM5000 Installed at Simpson Paper Company. ASME, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1989.
- LARSON, E.D., OGDEN, J., WILLIAMS, R.H. Steam Injected Gas Turbine Cogeneration for the Cane Sugar Industry. Optimization Through Improvements in Sugar-Processing Efficiencies. PU/CEES Report 217. Princeton, Princeton University, 1987.
- LARSON, E.D. Development of Biomass Gasification Systems for Gas Turbine Cogeneration in the Sugar Cane Industry. In: XX CONGRESS INTERNATIONAL SOCIETY OF SUGAR CANE TECHNOLOGIES. Anais. São Paulo, 1989.
- LARSON, E.D. Biomass-Gasifier/Gas-Turbine Applications in the Pulp and Paper Industry: an Initial Strategy for Reducing Electric Utility CO<sub>2</sub> Emissions. In: BIOMASS FOR UTILITY APPLICATIONS. Proceedings. Tampa, 1990.
- LARSON, E.D., WILLIAMS, R.H. Biomass-Gasifier Steam-Injected Gas Turbine Cogeneration. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. April, 1990.
- LEWIS, A.E., GLUCKMAN, M.J., SPENCER, D.F., Coal Gasification Systems for Industrial, Chemical or Electric Power Applications. Electric Power Research Institute, 1983.
- LLOYD, A. Thermodynamics of Chemically Recuperated Gas Turbines. Princeton, 1991. Dissertação (Mestrado) - Center for Energy and Environmental Studies, Princeton University.

- LORENZ, K. Cogeração com bagaço de cana em usinas de açúcar e álcool. *Eletricidade Moderna*. 1989.
- LUNDBERG, M. Latent Heat Utilization in STIG Applications. In: 1991 ASME COGEN-TURBO, 5th INTERNATIONAL SYMPOSIUM AND EXPOSITION ON GAS TURBINES IN COGENERATION, REPOWERING AND PEAK-LOAD POWER GENERATION. *Proceedings*, 1991. IGTI-v.6.
- MACEDO, I.C. Agro-Indústria da Cana de Açúcar: Participação na Redução da Taxa de Carbono Atmosférico no Brasil. São Paulo, Copersucar, 1991.
- MAGALHÃES, J.P.A., KUPERMAN, N., MACHADO, R.C. Proalcool: Uma Avaliação Global. Rio de Janeiro. Astel. 1991.
- MARTINS, W., COELHO, S.T. Possibilidades e Custos de Produção de Energia a Partir da Biomassa, no Estado de São Paulo. Análise Técnico-Econômica. Impactos Ambientais. São Paulo, IEE/USP, 1990. /Apresentado na disciplina Recursos e Oferta de Energia. Datilografado/
- MILLS, E., WILSON, D., JOHANSSON, T. Getting Started: No -regrets Strategies for Reducing Greenhouse-gas Emissions. *Energy Policy*. June, 1991.
- MOREIRA, J.R. Termoeletricidade e Gaseificação. São Paulo, Instituto de Eletrotécnica e Energia, USP, s.d.
- MOREIRA, J.R., ANTAL, M.J. Gasification of Biomass as Source of Synfuels for Developing Countries. Princeton, Princeton University, 1979.
- MOREIRA, J.R., GOLDEMBERG, J. O Programa Nacional do Alcool em 1988. *Revista Brasileira de Energia*. v.1(1), 1989.
- MOREIRA, J.R., POOLE, A.D. Hidropower and Its Constraints. Brasília, Secretaria de Ciência e Tecnologia, 1991.
- MOREIRA, J.R., SERRA, G.E., GOLDEMBERG, J. Alcool, um Novo Meio de Gerar Eletricidade. *Ciência e Cultura*. v.30(7), Julho 1978.
- MOREIRA, J.R., ZYLBERSZTAJN, D. The Brazilian Alcohol Program - Performance and Difficulties. In: THE WORLD RENEWABLE ENERGY CONGRESS. *Proceedings*. Reading (UK), September, 1990.
- OGDEN, J., WILLIAMS, R., FULMER, M. Cogeneration Applications of Biomass Gasifier/Gas Turbine Technologies in the Sugar Cane and Alcohol Industries. In: PROGRAM FOR ACCELERATION OF COMERCIAL ENERGY RESERACH (PACER) CONFERENCE. *Proceedings*. New Deli, India, 1990.
- PAULA, C.P. O Programa Metanol da CESP. São Paulo, CESP, 1985.

- PRADO, C.P.C., **Pirólise de Madeira em Gaseificadores Eletrotérmicos**. São Paulo, 1985. 177p. Tese (Doutorado) - Instituto de Física, Universidade de São Paulo.
- RENSFELT, E. **Practical Achievements in Biomass Gasification**. Göteborg, Sweden, Studsvick Energy, 1984
- ROBBA, E., REIS, L., OLIVEIRA, C., BURANI, G., HASHIMOTO, K. **Estudo de Viabilidade de Fornecimento Contínuo de Energia Elétrica por Usinas Sucro-Alcooleiras**, EPUSP, s.d.
- SANTOS, M.L.S. **Comprehensive Modelling and Simulation of Fluidized Bed Boilers and Gasifiers**. *Fuel*. vol. 68, 1989.
- SERI-Solar Energy Research Institute. **A survey of Biomass Gasification**. Sweden, 33-239, vols.1,2,3, 1979.
- SERRA, G.E., MOREIRA, J.R. **The Brazilian National Alcohol Program-Incentives and Subsidies**. In: INSTITUTE OF ENVIRONMENT AND DEVELOPMENT. **Presentation**. EUA, 1989
- SIMPÓSIO BRASILEIRO SOBRE COGERAÇÃO DE ENERGIA NA INDÚSTRIA, 1. Campinas, 1989. **Anais**. Campinas, Unicamp, 1989.
- STUDSVICK ENERGY. **Circulating Fluidised Bed Gasification and Hot Gas Clean-up**. Nyköping, Sweden, s.d.
- SUÉCIA. Swedish Trade Council. **Nacional Energy Administration**. "Combustion and Technology". Stockholm, s.d.
- TRENKA, A.R., KINOSHITA, C.M., TAKAHASHI, P.K., PHILLIPS, V.D., CALDWELL, C., KWOK, R., ONISCHAK, M., BABU, S.P. **Demonstration Plant for Pressurized Gasification of Biomass Feedstocks**. In: IGT CONFERENCE ON ENERGY FROM BIOMASS AND WASTES XV. **Proceedings**. Washington, 1991.
- TREVISAN, W. **Manual Termotécnico**. São Paulo, IBEC, 1980.
- WILLIAMS, R.H., LARSON, E.D. **Advanced Gasification-based Biomass Power Generation and Cogeneration**. In: ESETT'91. **Proceedings**. Milan, Italy, October 21-25, 1991.
- WILLIAMS, R.H., LARSON E.D. **Advanced Gasification-Based Biomass Power Generation and Cogeneration**. **Renewables for Fuels and Electricity**. Island Press, 1992.

ZYLBERSZTAJN,D., COELHO,S.T. An Economic Evaluation of Sugar Cane Use for Electricity Production and its Environmental Consequences on Avoided Carbon Emissions in Brazil. In: ADVANCES IN THERMOCHEMICAL BIOMASS CONVERSION. **Proceedings.** Interlaken, 1992.

ZYLBERSZTAJN,D., COELHO,S.T. Environmental Benefits Related to Cogeneration Improvements in Sugar Cane Industry. In: 7th EUROPEAN CONFERENCE ON BIOMASS FOR ENERGY AND ENVIRONMENT, AGRICULTURE AND INDUSTRY. **Proceedings.** Florence, 1991.

ZYLBERSZTAJN,D., COELHO,S.T. A Potential Evaluation of Sugar Cane Bagasse Utilization for Electricity Production in Brazil. 1991 INTERNATIONAL SUMMER SCHOOL ON SCIENCE AND WORLD AFFAIRS. **Proceedings.** Moscow Physical Technological Institute, Moscow, 1991.