

# GERAÇÃO COM RESÍDUOS DE CANA



## INTRODUÇÃO

Em seguida às “crises” do petróleo houve uma explosão criativa na busca de soluções alternativas para atender as necessidades energéticas. Dezenas de bilhões de dólares foram investidos em todo o mundo, estimulados pelo preço elevado do petróleo e pela vulnerabilidade em que se viram muitos países não produtores e dependentes desta fonte.

De todas as iniciativas importantes, a única que viveu um ciclo completo foi o programa do álcool combustível brasileiro (PROÁLCOOL), que conseguiu realizar uma transformação de mercado, tarefa considerada impossível na época, pela necessidade de reestruturar a oferta e de criar uma tecnologia nova para alavancar a demanda. Embora incentivado por um programa de governo, foi realizado pela iniciativa privada.

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

Decorrido um quarto de século, a questão da energia elétrica volta a se colocar: 1) pela mudança do modelo e 2) pelos riscos de desabastecimento percebidos para os anos à frente.

Existe um potencial expressivo para geração de energia elétrica com resíduos da indústria sucroalcooleira que pode ser explorado em benefício de vários setores da economia: produtores de cana-de-açúcar, usinas de açúcar e álcool, fornecedores de equipamentos para a indústria sucroalcooleira, empresas do setor elétrico e consumidores de um modo geral.

A exploração deste potencial, além disto, traz benefícios para o meio ambiente e contribui para consolidar o modelo competitivo do setor elétrico, além de agregar ao sistema uma energia de custo baixo, imune às variações internacionais do preço do petróleo e cambiais, e que pode ser disponibilizada em prazos relativamente curtos, contribuindo, desta forma, para a redução do risco de déficit.

Neste panorama, o setor de cana tem uma situação peculiar pois os sistemas de vapor de muitas usinas, construídas para o PROÁLCOOL, estão no fim da vida útil. Assim, num período de poucos anos muitas irão se reequipar optando entre: 1) manter a tecnologia atual e operar a longo prazo com baixa eficiência, ou 2) instalar sistemas mais eficientes e expandir para um novo ramo de negócios, o de venda de eletricidade, pela utilização de parte da energia contida na cana-de-açúcar, que excede em muito suas necessidades.

O FÓRUM teme que usinas adotem a decisão ineficiente por uma série de razões como, por exemplo, as informações ainda conflitantes sobre o mercado de energia elétrica, neste período de transição. O risco para a usina, naturalmente, é

perder competitividade nos seus mercados tradicionais se não acompanhar as demais no aumento da sua eficiência energética.

A importância da geração com resíduos de cana cresce muito a partir da crise do setor elétrico. Esta, de um lado, dá uma série de sinalizações positivas mostrando que o mercado existe. De outro lado, porém, exige uma reflexão sobre os novos caminhos para evitar que sinais e medidas de curto prazo tragam problemas a longo prazo.

É importante notar que a energia elétrica da cana é muito competitiva a curto e longo prazos. A entrada neste novo ramo de negócio não deve ser vista como uma atitude de “salvamento da pátria” como aconteceu com o álcool no passado.

O presente trabalho reúne informações de caráter geral e elementos de convicção para a decisão dos principais atores, não necessariamente especializados em cada um dos temas abordados.

# ÍNDICE

<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>2</b>
<b>ÍNDICE</b>	<b>4</b>
<b>RESUMO / NÚMEROS SÍNTESE</b>	<b>7</b>
<b>VANTAGENS</b>	<b>8</b>
<b>USINAS DE AÇÚCAR E ÁLCOOL</b>	<b>8</b>
<b>SISTEMA ELÉTRICO</b>	<b>8</b>
<b>INDÚSTRIA DE EQUIPAMENTOS</b>	<b>9</b>
<b>CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>9</b>
<b>AGÊNCIAS FINANCEIRAS</b>	<b>9</b>
<b>CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>9</b>
<b>MEIO AMBIENTE E SOCIEDADE EM GERAL</b>	<b>9</b>
<b>PERSPECTIVAS POSITIVAS</b>	<b>9</b>
<b>BARREIRAS</b>	<b>11</b>
<b>DIFICULDADES CULTURAIS</b>	<b>11</b>
<b>SETOR SUCROALCOOLEIRO</b>	<b>11</b>
<b>SETOR INDUSTRIAL</b>	<b>12</b>
<b>OUTROS FATORES</b>	<b>12</b>
<b>POTENCIAL DE GERAÇÃO</b>	<b>13</b>
<b>POTENCIAL DE GERAÇÃO ELÉTRICA</b>	<b>13</b>
<b>COMERCIALIZAÇÃO</b>	<b>14</b>
<b>OPÇÕES DE VENDA</b>	<b>14</b>
<b>VENDA À CONCESSIONÁRIA</b>	<b>14</b>
<b>VENDA A CONSUMIDOR LIVRE</b>	<b>14</b>
<b>VENDA A COMERCIALIZADOR</b>	<b>14</b>
<b>VENDA CASADA DE VAPOR E ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>15</b>
<b>VENDA NO MERCADO DE CURTO PRAZO (“SPOT”)</b>	<b>15</b>
<b>ACORDOS OPERACIONAIS</b>	<b>15</b>
<b>CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO</b>	<b>15</b>
<b>QUESTÃO FISCAL</b>	<b>16</b>

<b><u>SAZONALIDADE</u></b>	<b>16</b>
<b><u>GERAÇÃO ELÉTRICA</u></b>	<b>17</b>
<b>MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE ENERGIA</b>	<b>17</b>
TECNOLOGIA CONVENCIONAL (VAPOR)	17
NOVAS TECNOLOGIAS	17
OUTRAS CONFIGURAÇÕES	17
<b>REGIME DE PRODUÇÃO</b>	<b>17</b>
<b>OTIMIZAÇÃO DO PROCESSO</b>	<b>18</b>
<b>OUTROS ASPECTOS</b>	<b>18</b>
INTERLIGAÇÃO AO SISTEMA	18
DIMENSÃO DOS EQUIPAMENTOS	18
PRODUÇÃO DE BIOGÁS	18
CONSÓRCIO COM GÁS NATURAL/OUTROS	
COMBUSTÍVEIS	19
IRRIGAÇÃO	19
NOVAS ESPÉCIES DE CANA	19
<b><u>MERCADO</u></b>	<b>20</b>
<b><u>CARACTERÍSTICA DO MERCADO</u></b>	<b>20</b>
<b>ESTRUTURA DO MERCADO</b>	<b>20</b>
<b>EVOLUÇÃO RECENTE</b>	<b>21</b>
<b><u>DENÁRIOS E ESTRATÉGIAS</u></b>	<b>22</b>
MUDANÇAS NA DEMANDA	22
MUDANÇAS NA OFERTA	22
CENÁRIO PROVÁVEL	23
NOVIDADES	23
<b><u>PREÇOS DA ENERGIA</u></b>	<b>24</b>
<b>PREÇOS DOS CONTRATOS INICIAIS</b>	<b>24</b>
<b>PREÇO DE VENDA À CONCESSIONÁRIA ( VN )</b>	<b>24</b>
<b>PREÇOS DE VENDAS DIRETAS</b>	<b>25</b>
<b>MERCADO DE CURTO PRAZO (“SPOT”)</b>	<b>25</b>
<b><u>CONSIDERAÇÕES ECONÔMICAS</u></b>	<b>27</b>
<b>PLANO 2000/2009</b>	<b>27</b>
<b>CASO BÁSICO E ALTERNATIVAS</b>	<b>27</b>
<b>COMPETIÇÃO</b>	<b>27</b>
<b>PREÇO DO GN</b>	<b>28</b>

TERMELÉTRICAS DE BASE	28
TERMELÉTRICAS A RISCO (“MERCHANT PLANTS”)	28
CO-GERAÇÃO COM GN	29
<b><u>QUESTÃO AMBIENTAL</u></b>	<b>30</b>
<b>LOCAL</b>	<b>30</b>
<b>GLOBAL</b>	<b>30</b>
<b>PRODUTOS VERDES</b>	<b>31</b>
<b>DIFICULDADE</b>	<b>31</b>
<b><u>PARTICIPANTES</u></b>	<b>32</b>
<b><u>ANEXOS</u></b>	<b>33</b>
<b>ANEXO A - MODELO ECONÔMICO-FINANCEIRO</b>	<b>34</b>
<b>ANEXO B - CUSTO DA ENERGIA / USINA A GÁS</b>	<b>35</b>

## RESUMO / NÚMEROS SÍNTESE

- Há 304 usinas de cana operando no Brasil.
- Em termos energéticos, a safra de 99 foi equivalente a  $(34 \times 10^6 \text{ tep}^1)$ , mais de metade de todo o óleo e gás consumidos no país.
- Deste total, apenas  $6,5 \times 10^6$  tep foram convertidos em álcool combustível.
- No Plano Decenal 2000/2009 estima-se a existência de um potencial de 10.000 MW, equivalente a 14% da potência instalada do Sistema Elétrico Brasileiro. O mesmo estudo considera esta uma das alternativas de menor custo.
- Uma usina que mói 1,8 milhões de toneladas de cana por ano e que hoje gera 24 GWh/ano para atender suas necessidades próprias, poderá vender ao sistema até 284 GWh/ano com tecnologia dominada no país.
- Estudos mostram que, embora os parâmetros econômicos variem muito de usina para usina, a energia elétrica por eles produzidas nas usinas de cana é competitiva com a gerada em centrais a gás.
- As usinas estão situadas próximas às cargas, propiciando redução de custos de transmissão e distribuição;
- Muitas usinas podem gerar no período de estiagem, sendo um complemento perfeito ao regime das hidrelétricas instaladas.

---

<sup>1</sup> tep = Tonelada Equivalente de Petróleo; dado da Matriz Energética acrescido da energia das pontas e palhas que são queimadas no campo mas que podem ser recolhidas e aproveitadas para gerar energia elétrica.

## **VANTAGENS**

*As vantagens de se usarem os resíduos da cana como fonte de energia primária para geração de eletricidade são muitas e afetam positivamente diversos grupos de interesse, tanto a nível micro quanto macroeconômico.*

### **Usinas de Açúcar e Álcool**

- Novo segmento industrial para reforçar os negócios tradicionais (cultivo de cana, produção de açúcar e/ou álcool);
- Negócio eventualmente não sazonal (ciclo de produção pode ser anual) e com tendência a ser mais estável que as demais atividades pois a demanda por eletricidade é sempre crescente;
- Possibilidade de uso complementar de outros combustíveis;
- Sistemas de vapor em fim de vida útil: alavancagem de recursos para os investimentos, tanto na agroindústria quanto na geração de energia;
- Projetos enquadráveis em “co-geração”, mesmo gerando vapor somente durante a safra, tendo assim acesso aos efeitos do Decreto 3.371/00 e da Portaria MME 551/00;
- Custo competitivo;
- Possibilidade de comercializar eletricidade em baixa tensão (maior valor de venda), juntamente com a fração térmica (vapor e/ou frio) da co-geração;
- Liberação gradativa do mercado de energia (contratos de suprimento e venda no MAE – *spot market*) a partir de 2003. Tendência a alinhamento dos preços do *spot market* com o custo “marginal” de geração térmica ou mais, impulsionada pelo possível excesso de demanda em relação à oferta;
- Possibilidade de o mercado de energia atribuir maior valor à geração próxima às cargas (economias com custos de transmissão e distribuição e postergação de investimentos nestes segmentos);
- A crise de energia vai levar ao desenvolvimento de geradores termelétricos de baixa eficiência (ciclo aberto) e custo elevado. As hidrelétricas demanda pelo menos cinco anos de construção e exigem extensas linhas de transmissão.
- A geração com resíduos apresenta vantagens competitivas quanto ao custo e prazo de implantação.

### **Sistema Elétrico**

- Contribui para mitigar a crise a curto e a médio prazos;
- Potenciais de co-geração mais próximos das cargas;
- Custo de energia independente de fatores externos (frio e calor nos EUA e Europa definem preço do gás);
- Desenvolvimento em prazo relativamente curto (2 a 3 anos);
- Aumento do fator de capacidade dos sistemas de transmissão;
- Capacidade adicional à prevista para o PPT (Programa Prioritário de Termelétricas), reduzindo o risco de déficit;



- Contribui para estabilizar e melhorar o perfil de utilização do Sistema Básico de Transmissão;

### ***Indústria de Equipamentos***

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

### ***Concessionárias de Distribuição***

- Possibilidade de aumentar a geração própria, não computada no limite de 30%, caso participem como sócios do empreendimento;
- Reduz/posterga custos operacionais/investimentos de subtransmissão e distribuição;
- Reduz perdas de subtransmissão e distribuição;
- Melhor qualidade da energia a nível regional/local.

### ***Agências Financeiras***

- Diversificação dos riscos de crédito (50x30 MW, menor risco agregado do que 2x750 MW );
- Melhores chances de recomposição de dívidas passadas;
- Acesso a créditos especiais pela questão ambiental (ver adiante).

### ***Consumidores de Energia Elétrica***

- Aumento de qualidade da energia local/regional;
- Nova energia com custo mais baixo, especialmente acessíveis para consumidores livres.

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

- Global: reduz a emissão de gases de efeito estufa;
- Local: Possibilidade de eliminar queimadas (aproveitamento de palhas e pontas);
- Possibilidade de utilizar a vinhaça para a produção de biogás, combustível para a geração de energia elétrica;
- Os projetos de co-geração com resíduos de cana-de-açúcar podem habilitar-se a recursos de Fundos de Tecnologia Limpa (ver adiante);
- kWh mais intensivo em mão de obra do que o de origem hídrica ou de gás;
- Por ser um combustível nacional, torna o preço ao consumidor menos sensível a fatores externos e à política cambial.

### ***Perspectivas positivas***

- A produtividade geral da atividade sucroalcooleira tem crescido, em termos reais, entre 3 e 4%aa. Esta tendência está longe de se ter saturado, o que aumenta as perspectivas de maior disponibilidade de resíduos de processo, com custos decrescentes;
- A tecnologia de gaseificação de biomassa – já disponível para geração com cavacos de madeira e alguns resíduos

- poderá, a médio prazo, multiplicar a produtividade de geração;
- As espécies de cana disponíveis foram selecionadas visando a produção de sacarose. Eventuais mudanças também podem aumentar a produtividade da biomassa e/ou estender o período de produção;
- As perspectivas de aumento da demanda de álcool combustível são concretas: 1) desenvolvimento das células combustíveis para automóveis; 2) tendência à universalização de limites decrescentes para emissão de gases.
- Aproveitamento da biomassa resultante da mecanização da colheita, cuja disponibilidade aumentará por imposições ambientais. Em termos energéticos, este material equivale aproximadamente ao bagaço produzido.

## BARREIRAS

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

*No caso, há os problemas adicionais de que 1) alguns sinais de mercado ainda não estão suficientemente claros para os não especialistas; e 2) a nova estrutura/regulação do setor de energia elétrica ainda é objeto de interpretações, sob a influência de conceitos do modelo monopolista e centralizado do passado recente.*

### **Dificuldades Culturais**

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

### **Setor Sucroalcooleiro**

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

ou agente comercializador, ou, sem contrato, através do MAE (spot market);

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

### ***Setor Industrial***

- Riscos de investir em equipamentos para o salto tecnológico;
- Incerteza do mercado;
- Falta de tradição da indústria para altas pressões (>80 bar);

### ***Outros Fatores***

- Operação de termelétricas em um sistema predominantemente hídrico;
- Tarifas de suprimento subsidiadas até 2003, enviando sinais distorcidos ou mecanismos estranhos ao modelo como os "Valores Normativos (VN)";
- Mecanismos de incentivo à redução das emissões de gases de efeito estufa ainda incipientes;
- Falta de coerência entre modelos dos setores de gás e de energia elétrica (ex.: monopólio do transporte de gás x livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica);
- Incertezas quanto ao preço do gás natural, principal formador de custo;
- Capacidade de endividamento do setor sucroalcooleiro tradicional;
- A larga experiência do país em hidrelétricas levou à criação de fortes grupos de influência para estabelecer incentivos especiais às Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, que as tornam mais competitivas (isenção dos custos de transmissão e inclusão no MRE – Mecanismo de Realocação de Energia).

## POTENCIAL DE GERAÇÃO

*O potencial de geração com resíduos da cana varia muito dependendo da tecnologia considerada e do estímulo que as usinas tenham para desenvolvê-lo. O importante a fixar no momento é que se trata de um potencial bem expressivo e que pode alcançar entre 10 e 15% da potência instalada do país. Pelas razões relacionadas adiante, tem características que tornam a geração com resíduos mais atraente que as alternativas térmicas disponíveis no país.*

### **Potencial de Geração Elétrica**

O conteúdo energético da safra de cana de 99 ( $34 \times 10^6$  tep)<sup>2</sup> foi mais que metade de todo o petróleo e gás produzidos no Brasil, mas apenas uma pequena parte ( $6,5 \times 10^6$  tep) foi usada como combustível para gerar a energia mecânica, elétrica e o vapor necessários no processo.

Da energia restante contida nos resíduos, parte foi queimada no campo e o restante destinado à produção de energia elétrica para a venda.

Há diversos estudos sobre o potencial de geração com resíduos de cana. O mais recente<sup>3</sup> identifica um potencial de instalação de 10 GW. Deste total, 60% seriam usados para operar na safra (por coincidir com o período seco, é um complemento ideal às hidrelétricas). A energia totalizaria 60 TWh/ano, ou seja, cerca de 20 % da energia consumida no Brasil em 2000.

Estes estudos globais devem ser vistos com cautela pois, devido à quantidade de variáveis envolvidas, tanto podem exagerar quanto subestimar o potencial já mencionado. Por exemplo: se disponível, a tecnologia de gaseificação duplicaria o potencial. Por outro lado, os sinais de mercado imperfeitos, estrutura empresarial do setor, acordos operacionais e tantos outros aspectos discutidos neste trabalho podem reduzir o potencial utilizável.

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

Plano Decenal 2000/2009  
tabela 4.3 , pág. 134

Tipo	PERÍODO	Potência (MW)
1	safra	650
2	safra	1.600
3	safra	1.900
4	safra	2.100 6.250
5	anual	2.850
6	anual	950 3.800
TOTAL	-	10.050

<sup>2</sup> Dados do BEN, considerando 70% das pontas e palhas que, por força de lei, serão colhidas para evitar as queimadas; tep = toneladas equivalentes de petróleo.

<sup>3</sup> Plano Decenal de Expansão 2000/2009 do Setor de Energia Elétrica, maio 2000, ELETROBRÁS.

# COMERCIALIZAÇÃO

*No sistema atual, uma usina pode comercializar sua energia através de diversos esquemas dependendo de fatores locacionais, técnicos, fiscais, operacionais e/ou empresariais e dos riscos que a usina queira assumir.*

## **Opções de Venda**

Fisicamente, a interligação da usina geradora se faz com a concessionária de distribuição mais próxima mas a venda pode ser feita a ela ou a terceiros<sup>4</sup>. Assim, uma das decisões iniciais mais importantes é sobre a forma de comercializar a energia de modo a dar à usina as garantias operacionais e econômicas necessárias para conduzir o negócio. A lei prevê algumas possibilidades, que podem ser combinadas.

### **VENDA À CONCESSIONÁRIA**

O preço de venda da usina à concessionária é ajustado a partir de uma negociação. A concessionária, no entanto, só pode repassar aos seus custos (que a longo prazo influenciam as tarifas que pode cobrar de seus consumidores) um valor máximo, denominado **Valor Normativo – VN** que é, na prática, um fator limitador de preço. Para mais informações, ver adiante o item sobre preços de energia.

Nesta venda de energia elétrica a uma concessionária não se aplica o ICMS (neste serviço ele só é cobrado do consumidor final).

### **VENDA A CONSUMIDOR LIVRE**

Atuando como Produtor Independente de Energia - PIE, a usina pode vender a um “consumidor livre”. O conceito do que seja este consumidor vem se ampliando desde 1996 e a tendência é que a maioria das cargas importantes possam assumir esta característica a longo prazo.

O preço de compra/venda da energia é ajustado livremente entre as partes, devendo, no entanto, ser pago o uso dos sistemas de transmissão e distribuição ao Operador Nacional do Sistema e à Concessionária de Distribuição, respectivamente.

Na prática, o preço será balizado pela tarifa de distribuição da concessionária e pelos custos de transmissão e de distribuição evitados. Note-se que, nesta modalidade de venda de energia, elétrica se aplica o ICMS.

### **VENDA A COMERCIALIZADOR**

A usina pode vender a energia a terceiros através de um comercializador. Embora deva ter um custo adicional, esta modalidade pode ser atraente pois pode reduzir custos e encargos comerciais, evitar algumas burocracias e resolver outros problemas relativos, por exemplo, à questão do back-up (ver abaixo).

---

<sup>4</sup> Existe a possibilidade de venda ao Sistema Básico mas isto se aplica a potências e tensões (>230 kV) elevadas.

## **VENDA CASADA DE VAPOR E ENERGIA ELÉTRICA**

A lei prevê uma modalidade especial de venda pelo Produtor Independente de Energia - PIE que também é cogedor<sup>5</sup> pela qual pode vender vapor e energia elétrica casados. Este arranjo permite algumas flexibilidades para a usina de cana, se ele for uma unidade juridicamente independente da usina.

Permite também montar um pólo vapor-intensivo (ou frio-intensivo) na sua proximidade (vende vapor ou água gelada e energia elétrica).

## **VENDA NO MERCADO DE CURTO PRAZO (“SPOT”)**

As empresas podem vender e comprar energia neste mercado, cujos preços devem refletir a oferta e a procura.

No Brasil, a oferta é bastante sensível ao regime de águas, o que pode representar uma vantagem competitiva para as usinas que operam em regiões onde a safra coincide com o período seco.

Uma fórmula que vem sendo recomendada é a de que as empresas reservem 15% da energia que venha a produzir para vender neste mercado.

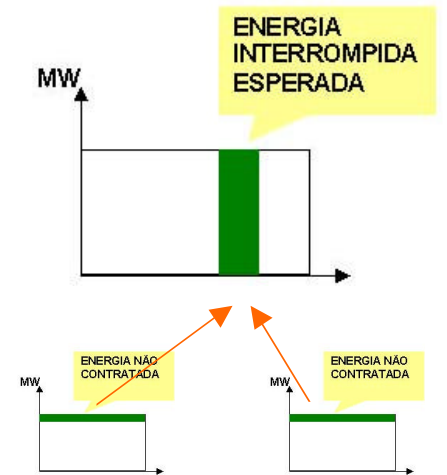
## **ACORDOS OPERACIONAIS**

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

## ***Confiabilidade do Suprimento***

Para o sistema elétrico é muito importante a confiabilidade com que a energia é entregue pois, ao contrário de outros produtos, a energia elétrica não pode ser estocada. Quando a usina pára, ela é obrigada honrar o contrato comprando no mercado “spot” e entregando a energia.

Se a interrupção se der em momento de escassez (como ocorre em meados de 2001), este custo pode ser muito elevado. Por esta razão é importante que as usinas se defendam dos riscos técnicos (bons equipamentos e com redundância etc.), operacionais (manter “pulmões” de bagaço) e comerciais a partir de acordos comerciais com outros produtores de energia.



As usinas mantêm uma reserva não contratada para atender as necessidades de socorro.

[José da Costa Carvalho, palestra Seminário INEE Campinas, maio 2000].

<sup>5</sup> A definição de cogedor é dada pela Portaria DNAEE nº 021/2000 e inclui as usinas a partir de biomassa, inclusive as que condensam o vapor na entressafra para gerar o ano inteiro.

## **Questão Fiscal**

O ICMS sobre a venda de energia elétrica só se aplica no fornecimento ao consumidor final e não é pago no caso da venda a uma concessionária ou a comercializador.

Portanto, os créditos deste imposto oriundos da compra de insumos ou de investimentos da geradora com resíduos somente poderão ser compensados contra o ICMS das operações de venda de açúcar e/ou álcool. Se a unidade geradora for constituída como empresa autônoma, esta compensação não será possível.

Em caso de venda no mesmo estado, pode haver a incidência do imposto (Lei Kandir). Esta matéria é, no entanto, controvertida, tendo em vista que as alterações observadas no Setor Elétrico são posteriores à citada Lei. A ASMAE informa que o ICMS não é recolhido sobre as operações realizadas no MAE, ainda que comprador e vendedor estejam no mesmo estado. A mesma lei desonera do ICMS as operações de exportação, restringindo deste modo a possibilidade de compensação, mas tornando o açúcar exportado mais competitivo.

É interessante notar que, na venda casada de energia e vapor, sobre a parcela de venda de vapor se aplica o ISS (Imposto Sobre Serviço).

## **Sazonalidade**

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

Para uma certa quantidade de biomassa disponível, uma das questões a estudar é se vale a pena construir uma potência mais elevada e usar apenas durante a safra ou estocar para usar em bases anuais.



# GERAÇÃO ELÉTRICA

Como o PROÁLCOOL se desenvolveu essencialmente até meados dos anos 80, muitas usinas precisarão reformar os sistemas de vapor nos próximos anos. Sendo este um investimento elevado, trata-se do melhor momento para a usina definir uma estratégia energética tirando o máximo de proveito das oportunidades que se apresentam.

## MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE ENERGIA

### TECNOLOGIA CONVENCIONAL (vapor)

Há medidas que aumentam a produção de eletricidade como o uso de turbinas de extração-condensação no lugar de contrapressão. Quanto mais elevada a pressão das caldeiras, maior a eficiência do processo e a capacidade de produzir e vender energia elétrica. Hoje existem usinas que usam o bagaço como combustível com pressões de 100 bar.

### NOVAS TECNOLOGIAS

O potencial teórico de produção de eletricidade com os resíduos é bem mais elevado que os possíveis nos sistemas de vapor, com o uso de outras tecnologias em desenvolvimento. Uma delas consiste em gaseificar a biomassa e gerar energia elétrica com uma turbina a gás. Teoricamente, este processo pode mais que duplicar o potencial de geração de energia<sup>6</sup>.

A tecnologia já existe para pequenas potências e variados tipos de biomassa<sup>7</sup>, mas não é dominada para potências elevadas e com bagaço. É possível que isto ocorra num espaço de tempo não muito longo. Atualmente, o projeto SIGAME, patrocinado pela ONU, em desenvolvimento no Brasil, busca dominar a tecnologia e o Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT também patrocina o desenvolvimento de um projeto com este objetivo.

### OUTRAS CONFIGURAÇÕES

Muitas outras configurações podem ocorrer. Um exemplo seria duas usinas próximas elegerem uma delas para instalar o gerador, por ter uma área apropriada à armazenagem do bagaço. Outro exemplo seria usar o lixo orgânico urbano como combustível complementar.

## REGIME DE PRODUÇÃO

Considerando as necessidades de vapor da usina, com pressões mais elevadas, será conveniente operar em bases anuais. Neste caso, porém, vai ser necessário dispor de uma

No anexo B há um estudo de diversas hipóteses de aumento da geração de uma usina que mói 1,8 ton<sub>CANA</sub> /ano, com 6MW instalados e usando 23,4 GWh, pode exportar energia se aumentar a eficiência (pressões mais altas e outras medidas).

Pressão (ata)	Hoje 21	21 otimiz	43 (safra)	81 (safra)	81 (anual)
MW	6	16	37	45	43
GWh/a	23	51	122	153	244

### Usina Okeelanta (Florida)

Bar	MW	GWh/ano	Dias
100	75	490	365

Fonte: G.Cespero/ Palestra Semin. INEE Campinas maio 2000 ;  $3,1 \times 10^6$  t<sub>cand</sub>/ano madeira na entressafra  
 $3,1 \times 10^6$  t<sub>cand</sub>/ano madeira na entressafra



<sup>6</sup> Estudo da COPERSUCAR/ELETRABRÁS de 1991 concluiu que a produção no Brasil saltaria de 3,6 GW médios (pressão de 82 bar, turbinas de extração-condensação) para 13GW médios, com o uso da gaseificação.

<sup>7</sup> A GUASCOR tem um sistema comercial a partir de caroços de azeitona e há diversas pesquisas em curso na Europa, EUA e Índia a respeito.

área relativamente grande para armazenar os resíduos para períodos de entressafra<sup>8</sup>.

As usinas que não tiverem esta possibilidade podem operar apenas durante a safra.

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

A decisão não é óbvia. Uma análise preliminar da Logos Energia<sup>9</sup> combinando PCHs e usinas de açúcar da região Sudeste, mostrou ser mais atraente uma solução em que a usina concentre a geração no período de safra.

## **OTIMIZAÇÃO DO PROCESSO**

Pelas razões históricas apresentadas, não havia por que investir na eficiência energética dos processos, já que isto redundaria em mais sobras de bagaço. Com a possibilidade de vender energia elétrica, há interesse em aumentar esta eficiência (como ocorre, por exemplo, junto aos produtores de açúcar com beterraba, onde o insumo energético é muito caro) de modo a sobrar vapor e/ou eletricidade para serem comercializados.

Para as usinas que ainda não estiverem com o seu equipamento no final da vida útil, esta pode ser uma excelente alternativa para iniciar o novo negócio com retornos bem elevados pois os investimentos básicos já existem.

## **OUTROS ASPECTOS**

### **INTERLIGAÇÃO AO SISTEMA**

O custo para conectar a usina ao sistema é de responsabilidade dela. Dependendo da tensão da linha e de sua distância até o ponto de interconexão com a concessionária, este investimento pode ser importante.

### **DIMENSÃO DOS EQUIPAMENTOS**

O dimensionamento das caldeiras e turbinas deve atender aos requisitos técnicos mas deve considerar, também, os compromissos de continuidade do serviço. Por exemplo sob este aspecto três unidades de 15 MW são preferíveis a uma de 45 MW pois reduz os custos de “back-up”.

### **PRODUÇÃO DE BIOGÁS**

A digestão da vinhaça (realizada por bactérias resistentes a altas temperaturas em ambiente sem oxigênio) produz

---

<sup>8</sup> Em alguns casos vai ser necessário complementar os resíduos produzidos na usina com os de outras usinas ou outros combustíveis (resíduos de outros processos ou outros combustíveis).

<sup>9</sup> “Avaliação de Redução de Volatilidade Advinda da Operação Conjunta da Geração de EE a partir de uma PCH e do Sucroalcooleiro no Submercado Sudeste”, Logos Engenharia - Fevereiro 2001.

quantidades importantes de metano - um excelente combustível.

Essa possibilidade energética foi muito estudada em seguida às crises do petróleo, havendo algumas experiências concretas realizadas com vinhaça e outros efluentes orgânicos. A redução dos preços do petróleo esfriaram o interesse pelo tema e, eventualmente, outros usos da vinhaça foram realizados.

Como o gás produzido tem cerca de 10% da energia do bagaço e pode acionar sistemas de co-geração (motores diesel ou turbinas) com eficiência muito alta, o desenvolvimento da tecnologia pode se justificar economicamente na hipótese de haver a venda da energia elétrica excedente.

### **CONSÓRCIO COM GÁS NATURAL/OUTROS COMBUSTÍVEIS**

Os gasodutos atravessam parte importante das regiões sucroalcooleiras (Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro e Nordeste) e permitiriam soluções flexíveis em situações especiais.

Outras biomassas combustíveis também poderiam ser usadas, sobretudo no período de entressafra (resíduos de outras culturas, florestas energéticas etc.). A usina de Okeelanta (Florida, EUA, com potência de 70 MW) opera parte do ano queimando resíduos de madeira das construções.

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

### **IRRIGAÇÃO**

Em condições especiais a irrigação dos canaviais pode aumentar a produtividade e o período de safra, mas requer energia elétrica para bombeamento. Pode ter-se como resultado o aumento da produção líquida de energia, cujo valor econômico eventualmente compensará os investimentos e custos adicionais de irrigação e de geração de energia.

### **NOVAS ESPÉCIES DE CANA**

A seleção de espécies de cana foi orientada para a produção de álcool e açúcar. Na hipótese de a eletricidade ser produzida anualmente, haveria ganhos com a produção anual de biomassa. Alguns deles podem resultar da seleção de espécies mais voltadas para a produção de biomassa (tal como estender o período de produção além da safra).

## MERCADO

Os investimentos no setor de energia elétrica brasileiro ao longo da década de 90 foram muito aquém dos necessários para atender o crescimento da oferta. A mudança radical do modelo de exploração no fim da década não conseguiu contornar as dificuldades agravadas pelo aumento do consumo no mesmo período. A estes fatores se somam a falta de tradição do país na geração com termelétricas, a mudança da política cambial e o aumento acentuado dos preços do gás natural, principal insumo para a nova oferta. Estes fatores combinados indicam a existência de um mercado importante, maior do que os potenciais do setor canavieiro.

### Característica do Mercado

O mercado de energia elétrica tem uma tendência de evolução estável, normalmente crescente, em bases anuais, em função da evolução global da economia. No Brasil, este crescimento tem, na verdade, superado em muito o da economia.

Ao longo do ano a demanda por energia elétrica tem um ciclo bem definido, com concentração nos meses do verão. A crise do final do primeiro semestre de 2001 introduziu modificações fortes, cujas conseqüências são discutidas adiante.

Independente deste fator, no entanto, vale registrar que o crescimento da demanda de energia para a próxima década<sup>10</sup> era projetado para crescer uma média de 4.000 MW/ano. Portanto, mesmo que seja desenvolvido todo o potencial das usinas de cana, elas atenderão apenas uma parcela do crescimento da demanda. Ao mesmo tempo, a energia da cana, pela proximidade das cargas e características de sazonalidade, pode ter uma grande importância regional, sobretudo em São Paulo e estados do Nordeste.

### Estrutura do Mercado

O modelo monopolista/estatal vem sendo substituído por outro em que qualquer produtor de energia pode acessar o sistema para vender energia conforme a Lei 9.074/95, Art. 15:

§6º “É assegurado aos fornecedores [...] livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público...”

Considerando que a construção de novas unidades de geração é demorada, a nova estrutura de mercado se baseia em dois tipos de mercados:

Longo prazo: contratos de longo prazo entre produtor e comprador, através dos PPAs (Power Purchasing Agreement”). Estes contratos são muito importantes

	(%/ano)		
Crescimento	PIB	EE	Elastic.
último ano			1,5
última década	1,9	6,0	3,2
projetado	4,5	5,5	1,2

<sup>10</sup> Plano Decenal 2000/2009 ELETROBRÁS/MME.

para a obtenção de financiamentos<sup>11</sup> e normalmente têm prazos que superam o tempo de amortização.

**Curto Prazo:** empresários instalam geradores a risco, sem contratos de longo prazo e se preparam para vender quando e se houver demanda de curto prazo não atendida.

As concessionárias são obrigadas a ter pelo menos 85% de suas necessidades previstas contratadas a longo prazo.

## Evolução Recente

Somente no ano 2000 os agentes que foram criados para operacionalizar o novo modelo estavam ativos. Antes, no modelo monopolista/estatal, a responsabilidade pela geração era exclusiva do governo federal. Agora, a expectativa é que o livre mercado/privado dê os sinais para este desenvolvimento.

As dificuldades da transição têm sido grandes<sup>12</sup>. Além disso, os sinais de mercado e de preços ficaram confusos e foram agravados pelo reajuste cambial e aumento do preço do petróleo que indexa o do gás natural. Assim, apesar dos investimentos no setor terem ficado quase paralisados por muito tempo, as distribuidoras assinaram poucos contratos de longo prazo (os "PPAs") e o investimento em novas usinas não ocorreu no nível esperado.

O receio do déficit levou o Governo a fazer adaptações transitórias ao modelo para que fossem atendidas as necessidades previstas no plano e que se concentram em 2003<sup>13</sup>. Para tanto, lançou o Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, com atrativos para os investimentos em geração. Inicialmente previa a construção de 49 usinas que ficariam prontas até 2003, totalizando 18.000 MW. Este programa também encontrou dificuldades de várias ordens e poucas usinas efetivamente saíram do papel, até o presente.

Para atender a expansão do mercado, a gestão das usinas usou as reservas nos últimos anos, levando os riscos de desabastecimento para níveis nunca vistos no passado. Em agosto de 2000 já era nítida a necessidade de um racionamento mas algumas chuvas alteraram ligeiramente a tendência em setembro e levaram a uma atitude. Como o regime de chuvas do primeiro trimestre de 2001 foi desfavorável, o país foi obrigado a conviver com o racionamento. O segundo

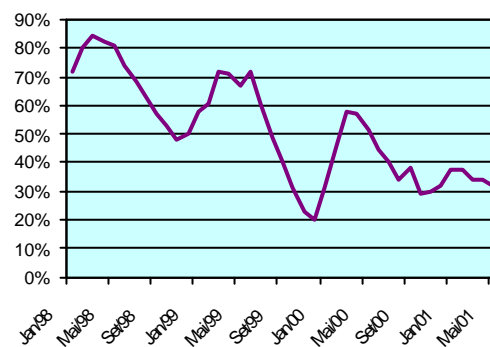
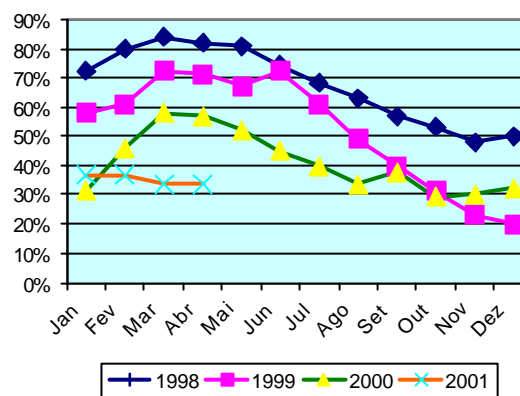
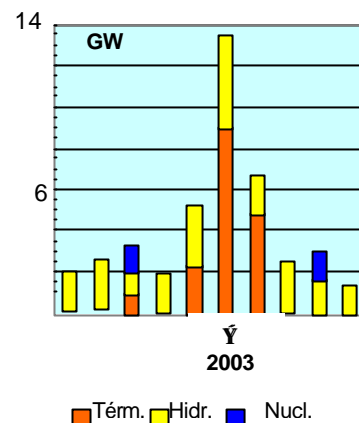
Este fatos dão uma dimensão do mercado não atendido, bem maior que o potencial de geração do setor de cana, sobretudo a partir de 2003.

<sup>11</sup> Do tipo "Project Financing".

<sup>12</sup> Aqui e no exterior como mostram os problemas da Califórnia.

<sup>13</sup> Os Planos Decenais já foram uma referência razoável sobre a expansão do setor elétrico quando tinham um caráter impositivo. No novo modelo deve ser lido com muito cuidado pois são apenas indicativos. A análise da curva, por exemplo, mostra sua inviabilidade prática

## Plano Decenal 2000-2009



Os gráficos mostram a evolução do percentual de acumulação dos reservatórios das hidrelétricas da região Sudeste, o primeiro mostrando a sazonalidade.

## **Cenários e Estratégias**

É provável que o racionamento seja estendido ao longo do verão de 2002 para verificar qual a situação dos reservatórios em abril ou maio. Com efeito, há poucas alternativas e a crise deve ser prolongada pois, na retomada, será necessário, além de atender o mercado, reservar parte da energia afluyente para voltar a encher os reservatórios a um nível tal que eles possam desempenhar as funções para as quais foram construídos<sup>14</sup>.

As medidas de exceção estão voltadas tanto para reduzir a demanda quanto para aumentar a oferta. Da combinação destas duas, resultará a evolução do mercado.

### **Mudanças na Demanda**

Para resultados a curto prazo, o governo apelou à população para reduzir a demanda em pelo menos 20%. Esta estratégia deve ter resultados de duas naturezas. A curto prazo, as penalidades induzem à alteração de hábitos que, muito provavelmente vão voltar a ocorrer quando cessarem as pressões e ameaças de corte.

Por outro lado, a estratégia levou a sociedade brasileira a fazer uma reflexão sobre os desperdícios. O testemunho do INEE<sup>15</sup> é que, em curtíssimo espaço de tempo, se desenvolveu uma consciência bem clara dos desperdícios junto tanto a consumidores residenciais quanto industriais e comerciais.

Como os ganhos econômico-financeiros nestes casos são importantes (os resultados vão diretamente ao lucro), o INEE acredita que deve haver uma acomodação, reduzindo o consumo em, pelo menos, 10%, em relação ao projetado, antes da crise.

### **Mudanças na oferta**

Em uma crise é difícil manter uma racionalidade total. Assim, muitas medidas estão incentivando soluções de curtíssimo prazo com elevados custos econômico-financeiros<sup>16</sup> e ambientais, normalmente soluções de baixíssima eficiência.

Nem todos os problemas negativos ..... cana

---

<sup>14</sup> Há um efeito perverso das hidrelétricas que realimenta o problema: a energia (E) produzida é proporcional à vazão(Q) e à altura (h) [ $E = \kappa.Q.h$ ]. Assim, um reservatório abaixo do nível normal, para gerar a mesma energia tem que aumentar a vazão mais que proporcionalmente, acelerando o esvaziamento.

<sup>15</sup> Criado em 1992, o INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética tem como objetivo incentivar o uso racional de todas as formas de energia.

<sup>16</sup> A Resolução n. 170 autoriza o repasse do custo de compra de energia a partir de geradores diesel à razão de 250 R\$/MWh. A medida não se estende a outros combustíveis e sequer considera a energia da cana.

As de médio prazo passam todas por geração a gás. Às usinas de alta eficiência (ciclo combinado) estão sendo acrescentadas usinas de menor eficiência (ciclo aberto) com custo de produção elevado.

Dadas as circunstâncias, as autoridades estão sendo pressionadas para dar garantias quanto ao preço do gás e para mitigar os riscos cambiais associados.

### **Cenário Provável**

Neste panorama é possível uma gama grande de variáveis para a usina, dependendo do nível de risco que deseje correr.

Ao que tudo indica, é importante entrar no mercado de contratos de longo prazo suficientes para garantir os encargos e compromissos gerados pelo projeto e deixar uma parte (15 a 20% ?) para oferecer no mercado.

Para usinas que não têm necessidade de fazer reformas mais completas na medida que seus equipamentos não se encontram em final de vida útil, talvez seja mais apropriado trabalhar .

### **Novidades**

O tratamento da energia elétrica como uma mercadoria tem possibilitado o desenvolvimento de uma série de novas formas de negociar energia. Assim, a negociação casada da eletricidade com o álcool pode trazer uma série de formas criativas de atuação no mercado.

## PREÇOS DA ENERGIA

*No novo sistema, os preços da energia no mercado atacadista seriam uma variável livre, como se a eletricidade fosse um produto e não um serviço. Na prática ainda há mecanismos de regulação desses preços. Apesar das dificuldades, algumas tendências já permitem visualizar os níveis possíveis.*

### **Preços dos Contratos Iniciais**

As tarifas das geradoras vigentes antes da reforma do setor (1998) eram bem abaixo do custo para gerar a nova energia, influenciadas pela existência de um parque hidrelétrico depreciado.

Como seria difícil separar a “energia velha” da “energia nova”, e, para evitar a tendência a um aumento muito brusco de preços, a legislação estendeu a vigência dos contratos até 2003. A partir desta data os volumes de energia contratados serão reduzidos de 25 % ao ano. Conseqüentemente, as concessionárias de distribuição terão que comprar estes blocos de energia no mercado, competindo com outras concessionárias, agentes de comercialização e um número crescente de consumidores livres.

Embora a tendência teórica seja de o preço de mercado estabilizar-se no entorno do custo de geração das novas centrais, os indícios são de um valor inicialmente superior, em face de provável escassez de oferta.

Nesta venda não incide o ICMS.

### **Preço de Venda à Concessionária ( VN )**

No modelo original de reestruturação do setor elétrico, com as empresas desverticalizadas ( empresas distintas para geração, transmissão, distribuição e, futuramente, comercialização), os preços no sistema seriam estabelecidos a partir de uma livre negociação entre produtores e consumidores.

Para evitar preços muito elevados repassados aos consumidores cativos, a ANEEL criou um teto nos preços de energia comprada que as concessionárias de distribuição poderiam repassar a seus consumidores cativos. Trata-se do Valor Normativo – VN.

Quase tão discutível quanto a existência deste VN é a forma adotada para estruturá-lo, que varia dependendo da fonte de energia usada pelo gerador. Dentre outras categorias o valor mais baixo, (“competitivo”) aplica-se à geração com termelétricas a gás. A biomassa, na resolução mais recente,<sup>17</sup> tem um preço 24% mais elevado ( 72,35 e 89,86 R\$/MWh, respectivamente).

A mencionada resolução tem uma série de novidades que ainda não foi possível analisar detalhadamente. Vale notar :

---

<sup>17</sup> REsolução 022/01 de 2/02/2001



- 1) Na prática o único VN que importa é o “competitivo”. Embora a concessionária possa repassar custos mais elevados aos consumidores, é difícil imaginar como isto venha a ocorrer. Com efeito, a concessionária só recupera o valor no reajuste anual de tarifas dos seus consumidores cativos, mas estes estão sendo progressivamente liberados para se tornarem consumidores livres, isto é, que podem comprar de quem lhes ofereça as melhores condições.
- 2) A nova resolução da ANEEL cria, no entanto, um diferencial interessante : se a concessionária comprar a energia da cana por um preço abaixo do seu VN específico, ela poderá repassar aos custos um valor proporcional à diferença entre o preço de compra e o VN. Dessa forma, em igualdade de preço, a concessionária deve dar preferência à energia com origem na biomassa.
- 3) O diferencial de preços lógico do VN seria a tensão em que a energia é entregue: quanto mais baixa, mais próxima da carga, evitando investimentos em transmissão e distribuição. Este deve ser um ponto de discussão junto à Agência reguladora.
- 4) O fator locacional é também importante, e certamente deverá ser considerado pela concessionária, no caso de co-geração em áreas onde pode evitar elevados investimentos em distribuição e/ou subtransmissão.

### **Preços de Vendas Diretas**

A usina pode vender sua energia a um “consumidor livre” (a definição varia no tempo) diretamente ou com a intermediação de um comercializador . Neste caso, o preço da energia é ajustado diretamente com o consumidor e o transporte da energia será feito segundo tarifas fixadas pela ANEEL.

A venda com a intermediação de um comercializador onde, normalmente, outros serviços estão incluídos, também, é resultado de uma livre negociação com o mesmo.

Dependendo do ponto de entrega, tensão de entrega e potência, a receita pode ser bem maior.

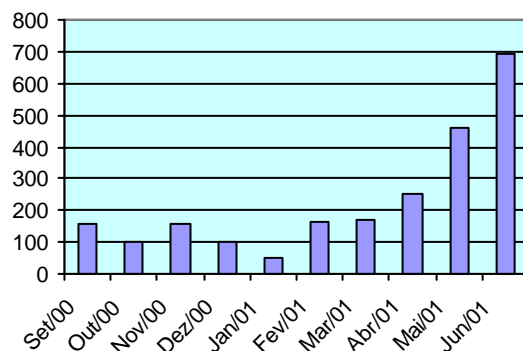
Nesta venda incide o ICMS.

### **Mercado de Curto Prazo (“Spot”)**

No sistema de competição é inadequado falar-se em “déficit” : na verdade o que pode ocorrer são preços muito elevados para uma mercadoria que tem uma oferta inferior à demanda, aos preços correntes. É o que vem ocorrendo em meados de 2001, quando os preços atingiram 70,00 R\$/MWh.

Estes preços são fixados mensalmente pelo ASMAE (ver a home page [www.asmae.com.br](http://www.asmae.com.br)). Ele é calculado com base em um modelo matemático que considera um grande número de fatores relacionados com a hidrologia, oferta e procura de

**PREÇOS MAE R\$/MWh**



energia simula o preço, na pressuposição de que o mercado funcione “de forma perfeita”.

No lugar de um sistema simples de leilões (como opera o “mercado” desde o todo sempre) em que oferta e procura se equilibram, resolvendo decisões que reúnem centenas de variáveis como percebidas por cada um dos atores, adota-se um modelo matemático que busca, em vão, resolver todos os problemas.

É uma das heranças culturais do tempo em que, à falta de um mercado que sinalizasse as decisões de investimento e preços, a metodologia “custo marginal” estabelecia o programa de obras “ótimo” e as tarifas.

Como muitas usinas irão operar apenas na safra, que coincide, em muitos casos, com o período de poucas chuvas na Região Sudeste, poderão vender no spot uma parcela maior da energia gerada, na expectativa de obter melhores preços, malgrado a natureza aleatória do risco hidrológico.

## CONSIDERAÇÕES ECONÔMICAS

*Não é possível avaliar de forma generalizada a economicidade da produção de energia elétrica excedente ao consumo próprio pelas usinas e álcool e açúcar, pois as situações variam muito, dependendo do estado de conservação da usina, estágio de evolução tecnológica, capacidade de endividamento, tipo de sociedade, disponibilidade e preço de combustíveis complementares, mercado local e outras aspectos relevantes descritos no presente texto.*

*É importante, no entanto, dispor-se de avaliações sobre o potencial de as usinas operarem competitivamente no mercado de energia elétrica. No que se segue é resumida a informação oficial*

### Plano 2000/2009

O Plano 2000/2009 antes citado estudou 200 usinas para gerar energia elétrica. Estas usinas foram classificadas, segundo as modificações necessárias, em 6 tipos, dependendo da pressão da caldeira e de outras características de cada uma.

A tabela 4.2 do referido Plano (resumida ao lado) apresenta os resultados altamente interessantes desses estudos econômicos (nenhuma das termelétricas com outros combustíveis é tão atraente, mas o tema não é desenvolvido no trabalho).

### Caso Básico e Alternativas

Para efeito do presente trabalho, foi desenvolvido e consta dos anexos A e B um estudo de alternativas tomando como base para uma usina que mói 1,8 milhões de toneladas de cana por ano (um pouco maior que a média) e que hoje é auto-suficiente nas suas necessidades de eletricidade e de vapor.

Nos estudos são analisadas 6 alternativas à situação atual com variadas modificações do sistema em que se destaca o aumento das pressões de modo a aumentar a eficiência e gerar energia excedente para vender ao sistema.

Considerando o objetivo exploratório da análise, as projeções econômicas (anexo A) trabalham com uma hipótese de preço médio muito conservadoras de 69,56 R\$/MWh (92% do VN de fonte competitiva e 78 % do VN para biomassa). Não obstante, os resultados obtidos são razoavelmente elevados.

### Competição

A competição mais direta ao negócio de energia elétrica gerada por uma usina de cana pelo menos nos próximos cinco anos será feita pelas usinas termelétricas usando Gás Natural. Segue-se uma breve análise dos principais componentes de custo, a saber o preço do GN e o tipo de usina.

**Plano 2000/2009**  
(tabela 4.2)

Tipo	Retorno. Invest.(anos)	Investim. (R\$/kW)
1	1,0	400
2	2,5	800
3	3,5	1000
4	5,5	1200
5	3,0	1300
6	3,0	1250

	Alt I	Alt II	Alt III	Alt IV	Alt IVA	Alt V
Potência Adic. (MW)	5,1	13,9	33,3	38	41,5	38,7
Energia Adic. (GWh/ano)	18,7	51	122,4	139,6	152,4	284,2
Investim.Increm. (milh. R\$)	3,7	11,7	31,6	34,7	38,2	40,6
Receita (milh. R\$)	1,2	3,4	7,8	9	10	18,2
Gr. Caixa s/IR (milh. R\$)	1,2	3,4	8,1	9,2	10	13,6
TIR (% aa)	38,7	25,1	13	18,6	18,6	19,8
Retorno (anos)	3,3	2,7	4,2	4	4	3,3

## **Preço do GN**

O preço internacional do petróleo que indexa o preço do gás no Brasil é a variável mais importante na formação do custo pois representa 50 % ou mais do custo da energia elétrica gerada.

Ela, no entanto é muito difícil de ser considerada nas análises a longo prazo pois tem apresentado uma evolução muito aleatória e influenciada por fatores externos de curto prazo tais como o clima na Europa e nos EUA.

Na verdade, uma das principais causas do atraso do desenvolvimento do PPT – Programa Prioritário de Termelétricas - tem sido a busca de fórmulas que compatibilizem, a longo prazo, os preços do gás com os da energia elétrica que historicamente não sofriam influências externas.

Uma das dificuldades é o monopólio da Petrobrás para o transporte do gás da Bolívia e a forma do contrato com aquele país (“take or pay” e indexado ao preço do petróleo numa época em que havia expectativa de preços baixos).

Entender e acompanhar as políticas de preço do gás será muito importante para as usinas de cana para evitarem que eventuais subsídios cruzados reduzam artificialmente o custo da energia elétrica. Vale notar que a principal construtora de usinas centrais é a própria Petrobrás que é, também, a única supridora do combustível (pelo menos até o momento).

## **Termelétricas de Base**

As termelétricas centrais de grande porte são usinas com alta eficiência (“ciclo combinado”)<sup>18</sup> que, exigem investimentos elevados e só têm sentido se operarem “na base”, ou seja produzindo em bases anuais.

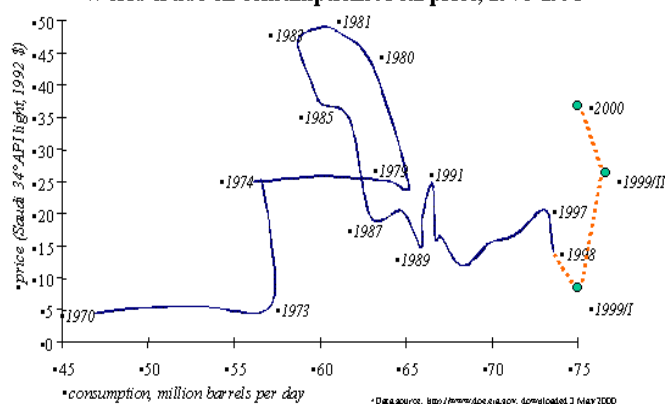
Os custos de uma nova unidade de energia produzida numa grande termelétrica deste tipo foram estimados, recentemente, pelo presidente da EDP do Brasil<sup>19</sup> como se situando na faixa entre 75 e 92 R\$/MWh<sup>20</sup> (com a taxa do dólar de 2,1 R\$/US\$) dependendo da fórmula do preço do gás.

As termelétricas desta categoria normalmente farão contratos de venda de energia a longo prazo, única forma de obter as garantias para empréstimos.

## **Termelétricas a risco (“Merchant Plants”)**

São centrais construídas por empresários, apostando na escassez de energia a médio prazo. Normalmente são usinas com menor custo de investimento e com eficiências que podem

•World crude-oil consumption, real price, 1970-1998



<sup>18</sup>A eficiência das usinas modernas supera 50% quando novas.

<sup>19</sup> Eduardo Bernini, palestra na FIESP em

<sup>20</sup> 35,57 – 44,04 US\$/MWh @ 2,1 US\$/R\$, sendo 17,00 US\$/MWh os custos da usina e o restante o custo do combustível nas várias modalidades hoje oferecidas.

ser, na melhor das hipóteses (centrais novas de “ciclo aberto”) da ordem de 40%.

Estas usinas são construídas a risco e normalmente orientadas para o mercado de curto prazo do MAE. São empreendimentos que apostam na falta de energia e conseqüentes preços elevados. Quando houver a normalização do mercado, elas poderão competir reduzindo a níveis baixos as margens.

#### **Co-geração com GN**

A co-geração com GN, pela elevada eficiência energética (pode alcançar 85%), pode ser muito atraente do ponto de vista econômico para os consumidores finais de algumas indústrias, shoppings e outros complexos prediais, além de aumentar a segurança de suprimento dos mesmos.

Este mercado deve crescer rapidamente, na esteira da crise e avanço da distribuição do gás natural mas, a longo prazo não deve significar mais que 5 a 10% do potencial global.

## QUESTÃO AMBIENTAL

*Poucos projetos têm possibilidades tão concretas não só de afetar positivamente o meio ambiente quanto de transformar em recursos financeiros as externalidades associadas à redução das emissões de CO<sub>2</sub>.*

*Embora seja importante acompanhar o assunto, ele não será nunca um motivador principal de um programa de eletrificação com a cana.*

### Local

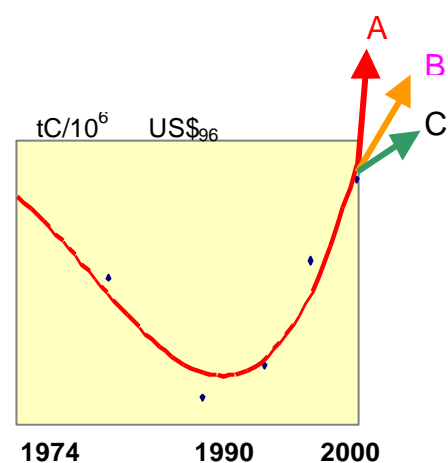
- permite um aproveitamento importante da biomassa colhida mecanicamente.
- aumenta a oferta de empregos tanto no período da safra quanto a criação de postos de trabalho anuais. Esta forma de geração elétrica é, de longe, a mais intensiva em mão de obra do país.
- maiores investimentos na indústria brasileira: mais empregos na indústria
- como a queima da biomassa (bagaço e parte das pontas e palhas) tem que ser feita de qualquer maneira, a cogeração permite que ela seja feita em condições mais controladas e com menos efeitos indesejáveis

### Global

A economia brasileira é a menor emissora de CO<sub>2</sub> energético do mundo, mas já emitiu menos: até o final dos anos 80 a relação entre emissões e dimensão da economia (PIB) reduziu-se devido ao PROÁLCOOL, às hidrelétricas e siderurgia com carvão vegetal<sup>21</sup>. A perda de importância desses projetos acelerou este índice e a chegada do gás natural pode agravar segundo três cenários de uso deste energético: A) uso apenas em térmicas centrais; B) com cogeração; C) cogeração com gás e otimização no uso da cana

A partir de Kioto, os países definiram mecanismos para pagamento pela “não poluição”. A valer os primeiros valores para o CO<sub>2</sub> evitado, muito em breve bilhões de dólares para capital e/ou empréstimos de projetos poderão estar fluindo internacionalmente. Na prática, o deslançar destes programas tem-se mostrado muito lento e complicado. Vale à pena, no entanto, seguir este processo pois poucos projetos no mundo podem apresentar uma performance demonstrável (de redução de emissões do CO<sub>2</sub>) como os de geração elétrica com resíduos da cana.

- implementação de mecanismos de Kioto: CDC; Joint Implementation, etc.
- Fácil de estabelecer um “base line”, referência para CDC



<sup>21</sup> “Efeito Estufa e Eficiência Energética”; INEE; 1998; trabalho realizado por solicitação do MIC.

- o único programa comprovado de redução de CO<sub>2</sub> em grande escala no mundo foi o da cana no Brasil ( álcool no lugar de gasolina)
- ganho indireto : fixação da política do álcool
- 

### ***Produtos Verdes***

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

### ***Dificuldade***

Apesar dos evidentes e substanciais benefícios para o meio ambiente, a geração com resíduos de cana-de-açúcar enfrenta ainda dificuldades na obtenção do licenciamento ambiental local devidas principalmente às queimadas. Seria positiva a simplificação do processo de licenciamento, pelo menos para aqueles que se propusessem a usar palha e pontas para a geração de energia, eliminando desta forma a queima no campo.

## PARTICIPANTES

O desenvolvimento do presente trabalho foi decidido em uma reunião organizada pelo FÓRUM de COGERAÇÃO e GERAÇÃO DISTRIBUÍDA realizada em Piracicaba em fevereiro de 2001. O texto básico foi desenvolvido no âmbito do INEE por Nelson Malízia e Jayme Buarque de Hollanda. A do anexo B foi feita por Pedro E. P. de Assis com o apoio da CODISTIL..

Diversas pessoas criticaram e deram sugestões para melhorar a qualidade do texto ao longo das diversas versões por que passou.

<b><u>NOME</u></b>	<b><u>E_MAIL</u></b>
Ivan Leite Marimon	vendas@sp.guascor.com.br
Paulo Alberto Zanetti	cepaal@zaz.com.br
Paulo Sérgio Capriglione	paulo.capriglione@itau.com.br
Alexandre Marques	kopbliz@kobnitz.com.br
Arnaldo César da Silva Walter	awalter@fem.unicamp.br
Arthur Padovani Neto	alianca.eng@merconet.com.br
Auad Atala Jr.	atala@ecoinv.com
Barsanulfo Jacinto Xavier Filho	barsa@cpfl.com.br
Cristiano Richers	crisrich@amcham.com.br
J. Eduardo P. Pontes	jepontes@corona.ind.br
José Carlos Lourenço Mazzoco	mazzoco@copersucar.com.br
Josué de Camargo	expertise@bestway.com.br
Luis Presotto	luis_presotto@fwc.com
Marco Antonio Azzolini	azzolini@bestway.com.br
José da Costa Carvalho	logus.energia@loguseng.com.br
José Luiz Olivério	codistil@codistil.com.br
Jayme Pena Schutz	codisti@codistil.com.br
Paulo Sérgio Capriglione	paulo.capriglione@itau.com.br
Pedro E. P. de Assis	eng@pasy.com.br
Jayme Buarque de Hollanda	forum@inee.org.br
Nelson Malízia	inee@inee.org.br
Nelson Albuquerque	inee@inee.org.br



**ANEXOS**

## ***Anexo A - Modelo Econômico-Financeiro***

## **ANEXO A**

Embora a viabilidade econômico-financeira de geração de energia elétrica com resíduos de cana deva ser estudada caso a caso, considera-se, para estabelecer uma referência, uma usina existente, com adaptações e simplificações (sugestões e informações da PASYS e CODISTIL): caldeira de 21 bar, turbinas de contrapressão e estágio simples, consumo de 530 kg de cana / t de vapor, moagem de 1,8 milhões de toneladas de cana por ano ( 490 t/h), operando somente durante a safra (páginas 2 e 3 do anexo B).

Realizou – se estudo da economicidade de alternativas de reequipamento da usina para exportar quantidades crescentes de energia, considerando pressões crescentes, comercialmente disponíveis, utilizando turbinas de extração–condensação , gerando energia elétrica anualmente mediante o uso de palha e estocagem de bagaço e investindo na fábrica com vistas a reduzir o consumo de vapor.

Do anexo B constam, além da hipótese de referência ( Balanço Atual ), 7 (sete) hipóteses de investimentos para a produção, crescente, de energia elétrica excedente. Selecionaram-se 6 (seis) destas hipóteses (que foram denominadas de Alternativa I a IV, IV A e V ) para análise econômico-financeira comparativa com a hipótese de referência, análise esta detalhada adiante para as hipóteses I e V ( “ Consumo/Eficiência da Turbina “ e “Palha”, respectivamente).

Para a formulação de todas as alternativas, foram consideradas as seguintes hipóteses :

- \* Vida Útil : 20 anos
- \* Imposto de Renda + Contribuição Social : embora a alíquota conjunta desses tributos sobre o lucro possam alcançar 34 % do Lucro Tributável, as projeções foram efetuadas com alíquotas nulas. Em vista das situações especiais onde se integram também a atividade rural ( produção de cana ) e a eventual existência de créditos fiscais a compensar, o efeito tributário tornou-se difícil de tipificar, devendo ser avaliado caso a caso, como permite o modelo.
- \* PIS/PASEP + COFINS : 3,65 % da Receita
- \* Tarifa : R\$ 66,56 , equivalente a 92 % do VN ( Valor Normativo aprovado pela ANEEL) da Fonte Competitiva.
- \* Financiamento a LP : Juros(não financiado) 10% aa: Carência, 3 anos ; Amortização 10 anos; Valor, 70 % do Investimento. Como estão sendo utilizadas projeções a preço constante, julgou-se suficientemente elevada a taxa adotada ( real ) embora as taxas correntes ( que incluem previsão de inflação e/ou de variação cambial ) sejam superiores.

No anexo B, página 2, encontram-se informações físicas detalhadas da situação atual da Usina ( Dados da Usina ). O fluxograma da Hipótese de Referência ( Balanço Atual ) consta da

página 3 do referido anexo. Em resumo, esta hipótese consiste em manter a fábrica nas condições atuais, em que são gerados 6 373 MWh somente durante a safra, para o uso próprio da usina.

Nesta hipótese , assim como nas alternativas descritas a seguir, quando não mencionada alteração, observam-se os seguintes parâmetros :

- \* Produção de cana : 1,8 milhões de toneladas por safra
- \* Moagem : 10 mil toneladas por dia
- \* Consumo de vapor da fábrica : 530 kg/ t de cana

A alternativa I ( Redução do Consumo/ Eficiência da Turbina ) consiste em realizar os investimentos possíveis para maximizar a geração de energia elétrica, sem alterar a pressão da caldeira (21 bar) e o tipo de turbina ( contrapressão). Onde, no Balanço Atual , encontra-se uma Válvula Redutora de Pressão, é instalado um novo turbogerador, ainda de Contrapressão mas de múltiplos estágios, em vez de simples como os que se encontram em operação existentes. Os geradores da fábrica também são convertidos em múltiplos estágios e, com a reforma, espera-se que tenham vida útil remanescente de 20 anos.

O fluxograma da Alternativa II ( Bagaço Excedente) acha-se na página 6 do anexo B, onde se evidencia : a manutenção em 21 bar da pressão da caldeira, a instalação de Gerador de Extração Controlada e Condensação ao invés de Contrapressão. A caldeira é repotenciada, esperando-se vida útil remanescente de 20 anos. A geração de energia elétrica realiza-se somente na safra.

O fluxograma da Alternativa III ( Alta Pressão - 61 ata ) consta da página 7 do mesmo anexo. Observa-se a troca da caldeira para 61 bar, a instalação de gerador novo de Extração Controlada e Condensação e a desativação do turbogerador existente. A geração de energia continua a realizar-se somente na safra.

O fluxograma da Alternativa IV ( Alta Pressão – 81 ata ) encontra-se na página 8, destacando-se a troca da caldeira para 81 bar e a instalação de novo gerador de Extração e Condensação, com ela compatível. Como na alternativa anterior, desativa-se o turbogerador existente, o consumo específico de vapor continua 530 kg/t e a geração de energia ocorre somente na safra.

A alternativa IV A (Redução do Consumo – 81 ata ) corresponde a alternativa IV acrescida dos investimentos na fábrica necessários à redução do consumo específico de vapor para 450 kg/t. Como indica o fluxograma , página 10, a Alternativa V ( Palha ) prevê a troca da caldeira também para 81 bar, a instalação de gerador de Extração e Condensação, bem como

a desativação de turbogerador existente e investimentos na fábrica que implicariam a redução do consumo de vapor de 530 kg / t de cana processada para 450 kg / t. Além disto, com a utilização da palha como combustível, durante a safra, seria possível, mediante os investimentos pertinentes, a estocagem de parte do bagaço e a sua utilização no período de entressafra, tornando anual a geração de energia (safra e entressafra).

O quadro a seguir apresenta as informações principais e a síntese dos resultados comparativos entre cada alternativa e a hipótese de referência (Balanço Atual).

	<i>Alt I</i>	<i>Alt II</i>	<i>Alt III</i>	<i>Alt IV</i>	<i>Alt IVA</i>	<i>Alt V</i>
<b>Geração de Energia Elétrica</b>						
Potência Adicional (MW)	5,1	13,9	33,3	38,0	41,5	38,7
Energia Anual Excedente (GWh)	18,7	51,0	122,4	139,6	152,4	284,2
Período de Operação	safra	safra	safra	safra	safra	anual
<b>Investimentos Incrementais (R\$ milhões)</b>						
Engenharia	0,1	0,5	1,0	1,0	1,0	1,7
Caldeiras Novas	0,0	0,0	16,4	17,8	17,8	16,2
Turbogeradores e Auxiliares	1,7	4,6	14,2	15,9	15,9	16,2
Melhoria de Eficiência da Fábrica	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	3,5
Conexão c/ Sistema Elétrico	1,0	1,5	2,0	2,0	2,0	2,0
Reforma de Turbinas	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Reforma de Caldeiras	0,0	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Armazenagem de Bagaço	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0
Venda de Equipamento	0,0	0,0	(2,0)	(2,0)	(2,0)	(2,0)
<b>TOTAL</b>	<b>3,7</b>	<b>11,7</b>	<b>31,6</b>	<b>34,7</b>	<b>38,2</b>	<b>40,6</b>
<b>Resultados</b>						
Receita Líquida Anual ( R\$ Milhões )	1,2	3,4	7,8	9,0	10,0	18,2
Geração de Caixa ( R\$ Milhões ) <sup>(1)</sup>	1,2	3,4	8,1	9,2	10,0	13,6
TIR (Taxa Interna de Retorno ) (% aa)	38,7	25,1	13,0	18,6	18,6	19,8
Prazo de Retorno (anos)	3,3	2,7	4,2	4,0	4,0	3,3

Verifica-se que a alternativa I é a que apresenta a Taxa Interna de Retorno mais elevada, além de um dos mais baixos Prazos de Retorno. Assim sendo, por estes critérios deveria ser a escolhida. Entretanto, observa-se também que a receita por ela gerada é comparativamente muito baixa, como o é também a da alternativa II que lhe segue. A escolha da alternativa V teria a vantagem, se integrada a Usina, de adicionar importante receita (cerca de 20% da atual), contribuindo para estabilidade do negócio, quer seja pela diversificação proporcionada, quer seja pelo fato de resultar em retorno ainda elevado e relativamente seguro, por basear-se em contrato de longo prazo, em mercado com perspectiva de preço crescente e imune a fatores externos e política cambial.

Esta hipótese, assim como as demais, pode também incluir a compensação de ICMS do próprio investimento, se a geração for comercialmente integrada à usina. Considerando que esta compensação poderia se realizar em cinco anos e que a alíquota de imposto seria de 20 %, verificou-se, em simulação a partir da hipótese V, que a TIR passaria de 19,8 % para 21,8 % aa e o Prazo de Retorno, de 3,3 para 2,9 anos.

Realizada a compensação do ICMS, simulou-se para a alternativa V uma variação de 10% do Investimento previsto, para mais e para menos, obtendo-se TIR de 19,2 % aa e Prazo de Retorno de 3,2 anos, na hipótese de aumento do investimento , e 24,8 % aa e 2,6 anos, respectivamente, na hipótese de redução.

Foi também simulada para a mesma Alternativa, após a compensação de ICMS, variação de 10% na tarifa. Obtendo-se, no caso de aumento, TIR de 25,2% aa e Prazo de Retorno de 2,6 anos, e 18,2 % e 3,3 anos, respectivamente, no caso de redução.

Finalmente, simulou-se a alternativa V com alíquota de 25 % de tributos sobre o lucro. Como resultados foram obtidos TIR de 17,6% aa e Prazo de Retorno de 3,1 anos, quando se considera também a compensação de ICMS. No de não se considerar essa compensação, obtiveram-se 15,7% aa e 3,6 anos, respectivamente.

Em outra simulação consideramos que a caldeira da usina já estaria em final de vida útil e, conseqüentemente, esta teria que investir em sua troca independentemente de decidir aumentar ou não a geração de energia excedente. Neste caso, com a utilização dos valores das hipóteses V e II , como uma aproximação, verifica-se que, do fluxo de caixa incremental ( Alternativa V menos Alternativa II ), resulta TIR de 26 % aa e prazo de retorno de 2,5 anos

***Anexo B - Custo da Energia / Usina a Gás***



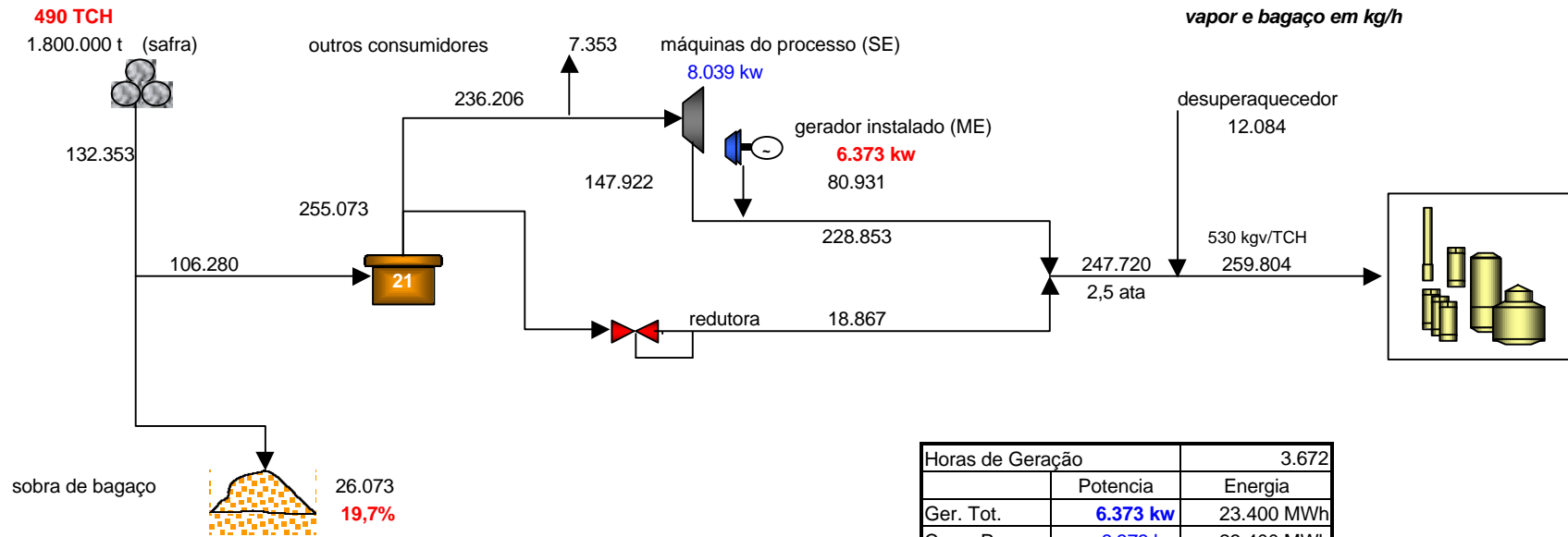
**Codistil S/A - Dedini****(Dados da Usina)**

<b>Características de Usina Típica de 10.000 TCD</b>		
Produção de cana na safra	1.800.000	t
Moagem média diária	10.000	t/dia
Duração da safra	180	dias
Eficiência de aproveitamento do tempo de safra	85%	%
Moagem horária	490	t/h
Consumo de vapor no processo ( 2,5 ata )	530	kg vapor/tc
Consumo de energia mecânica no processo	16,4	Kwh/tc
Consumo de energia elétrica no processo	13,0	Kwh/tc
Pressão de vapor direto	21	ata
Temperatura do vapor direto	300	°C
Consumo específico de bagaço nas caldeiras	2,4	kg bag/kg vap
Consumo específico das turbinas do processo (simples estágio)	18,4	kg vapor/kw
Consumo específico das turbinas dos geradores instalados	12,7	kg vapor/kw
Qualidade da cana ( ponto vista energético )		
Fibra%cana	13%	%
Bagaço%cana	27%	%
Poder calorífico inferior do bagaço a 50% umidade ( PCI )	1.800	Kcal/kg
Palha de cana ( Copersucar )		
Palha%cana crua ( base seca)	14%	%
Palha no solo% palha na cana	70%	%
Palha recuperada%palha no solo	70%	%
Umidade da palha na caldeira	15%	%
Palha 15% % cana crua	8,1%	%
Poder calorífico da palha a 15% de umidade	3.100	Kcal/Kg

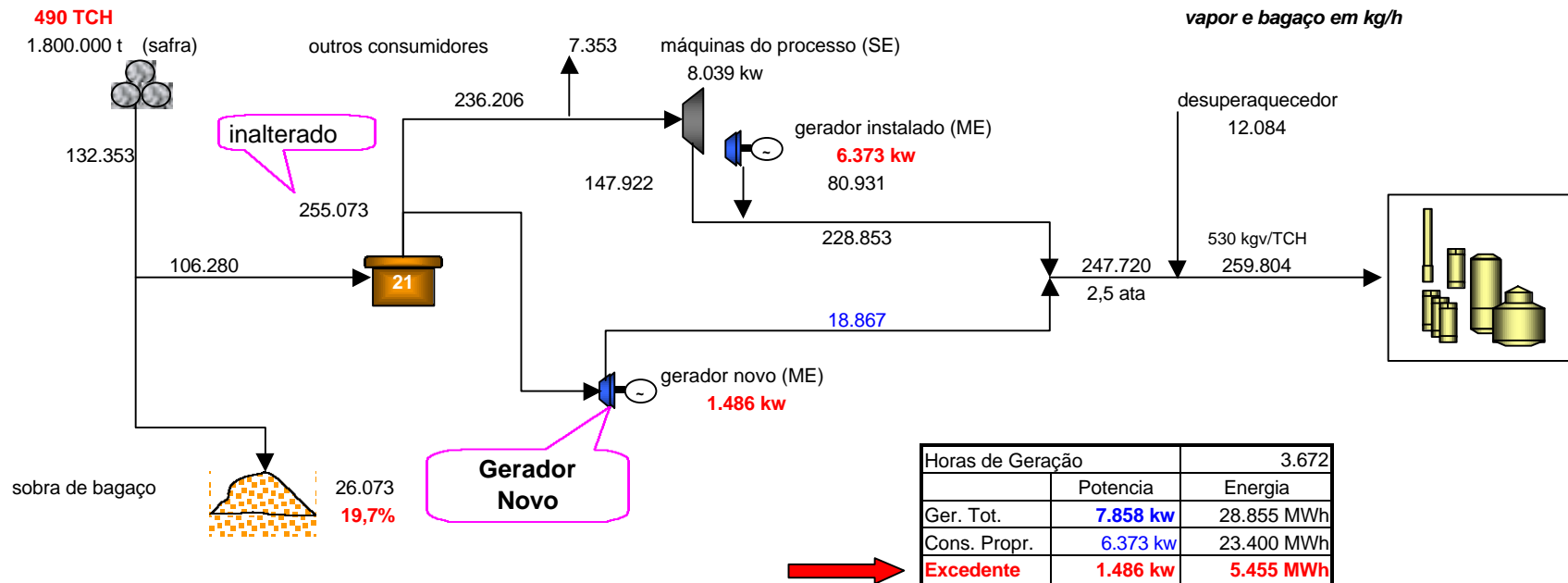
Elaborado por:

**P.A.Sys**Engenharia e Sistemas  
eng@pasys.com.br

**(Balanço Atual)**



**(Uso Vapor Reduzido)**

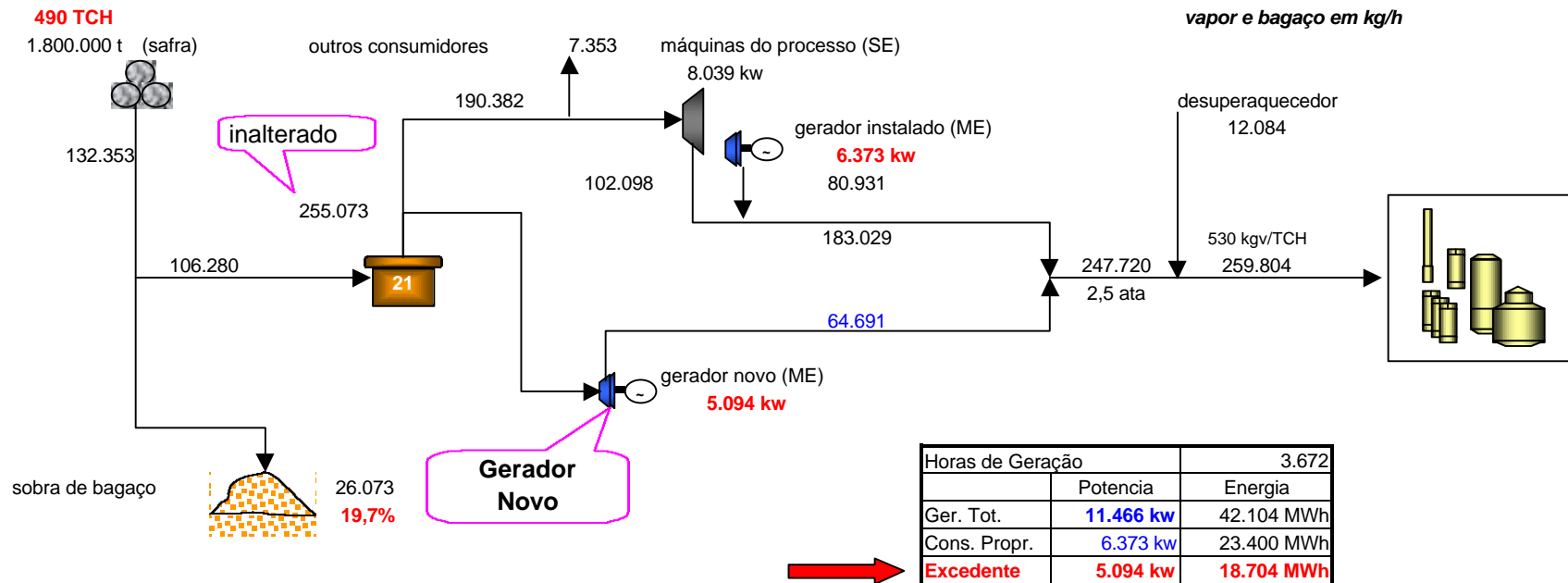


Elaborado por:

**P.A.Sys**

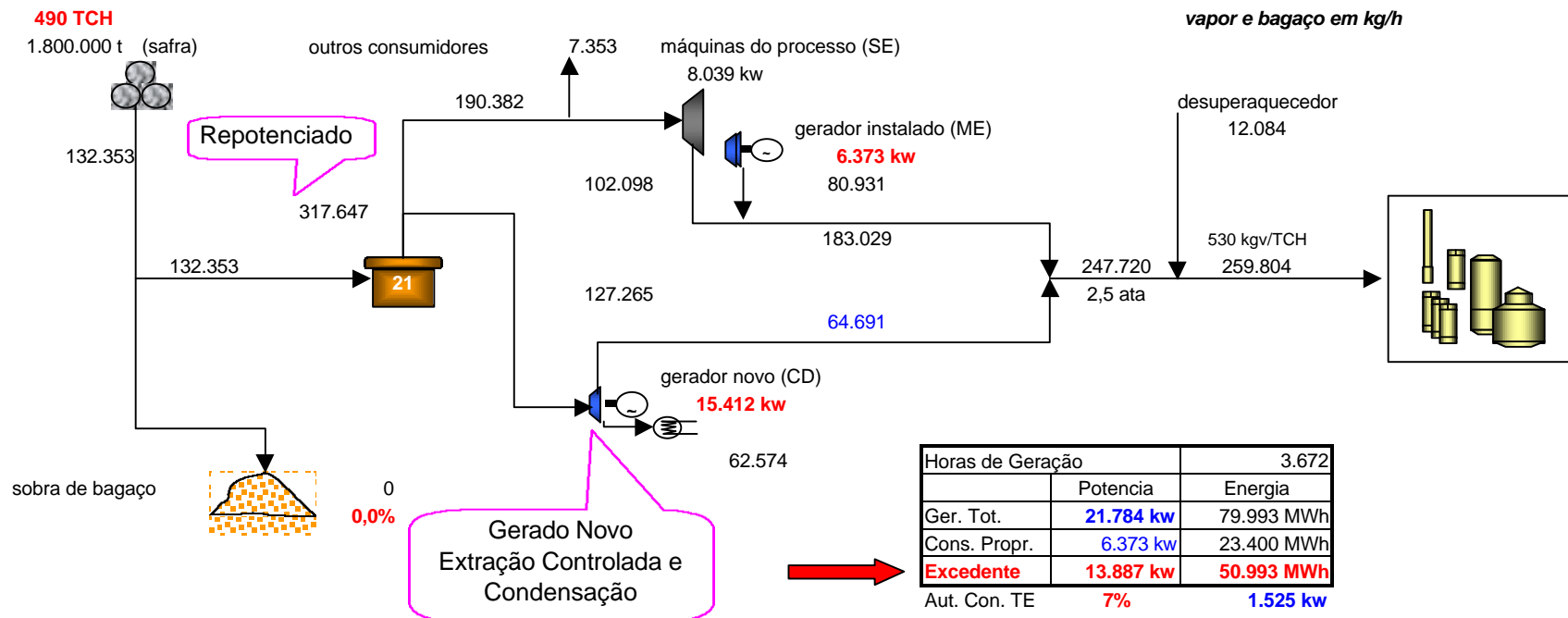
Engenharia e Sistemas  
eng@pasys.com.br

**(Redução Consumo das Turbinas)**

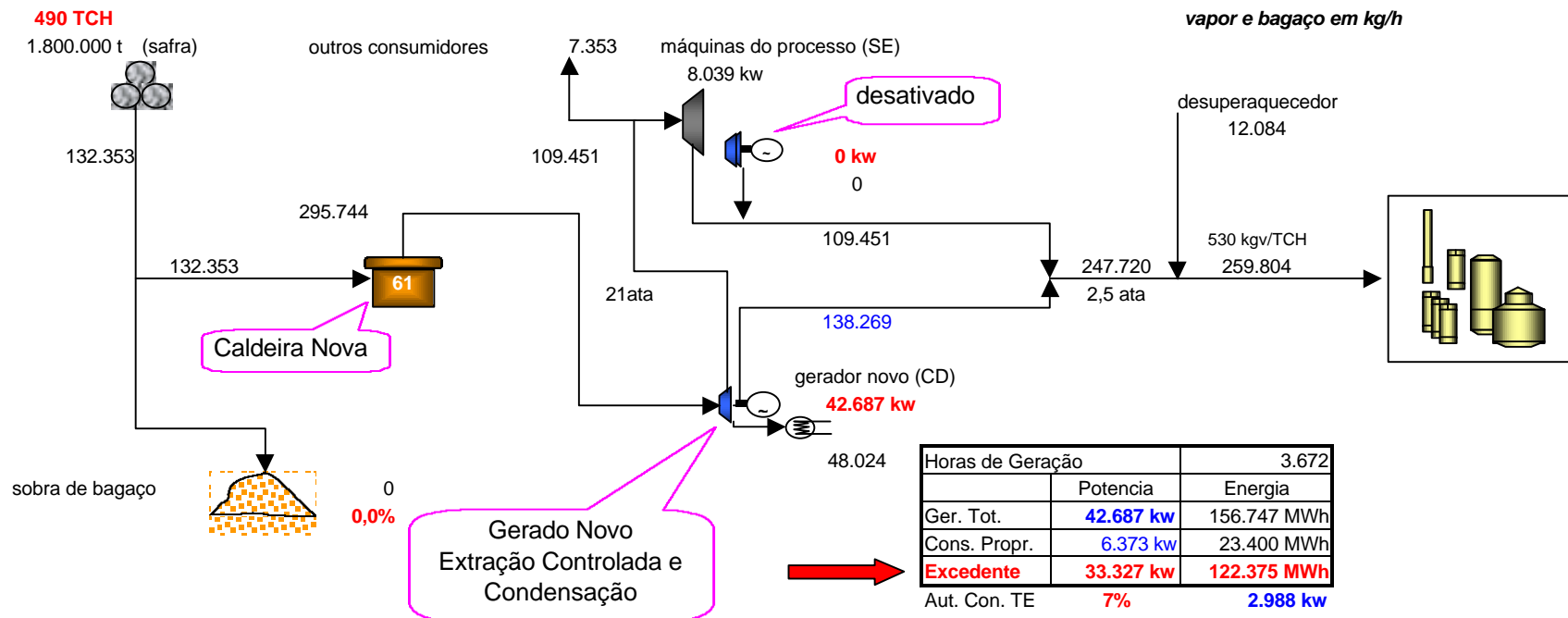


**Transformação das turbinas da fábrica de Simples para Múltiplos Estágios : Redução no Consumo de vapor em 30%**

**(Uso do Bagaço Sobrante)**



**(Alta Pressão-61ata)**

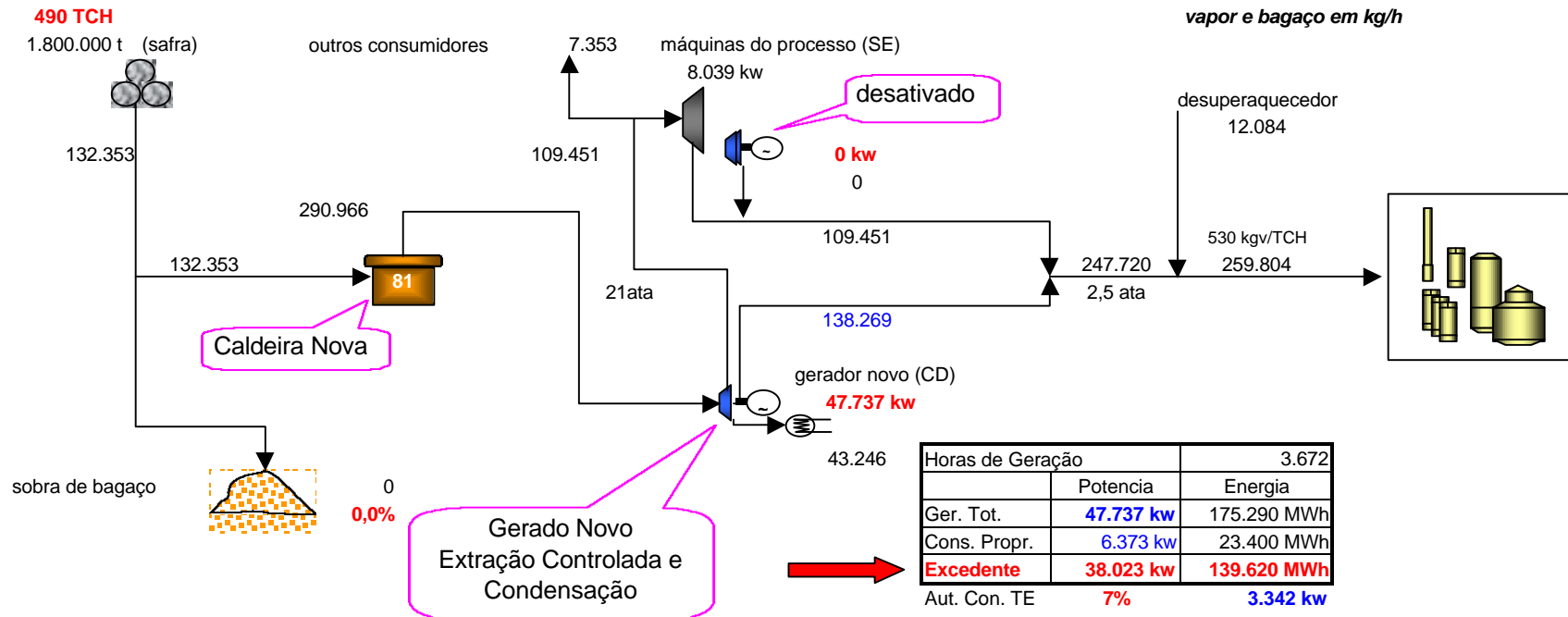


Elaborado por:

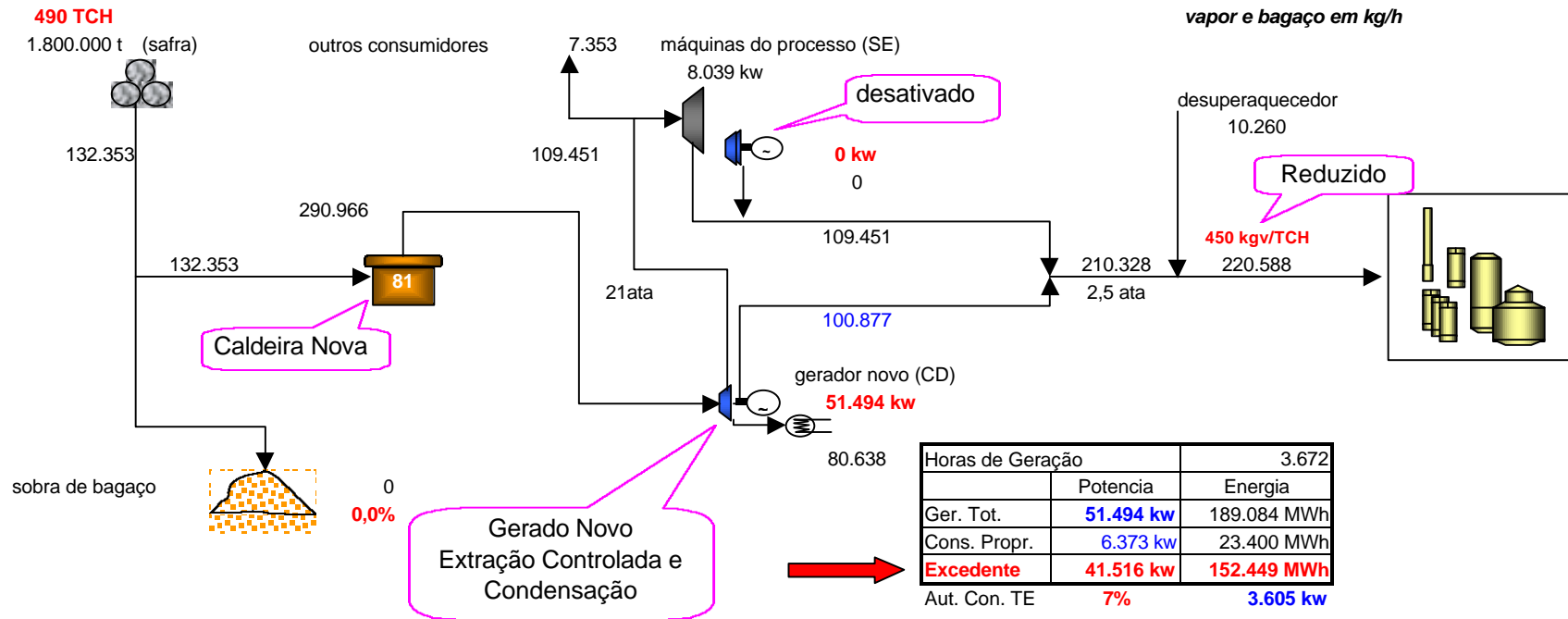
**P.A.Sys**

Engenharia e Sistemas  
eng@pasys.com.br

**(Alta Pressão-81ata)**

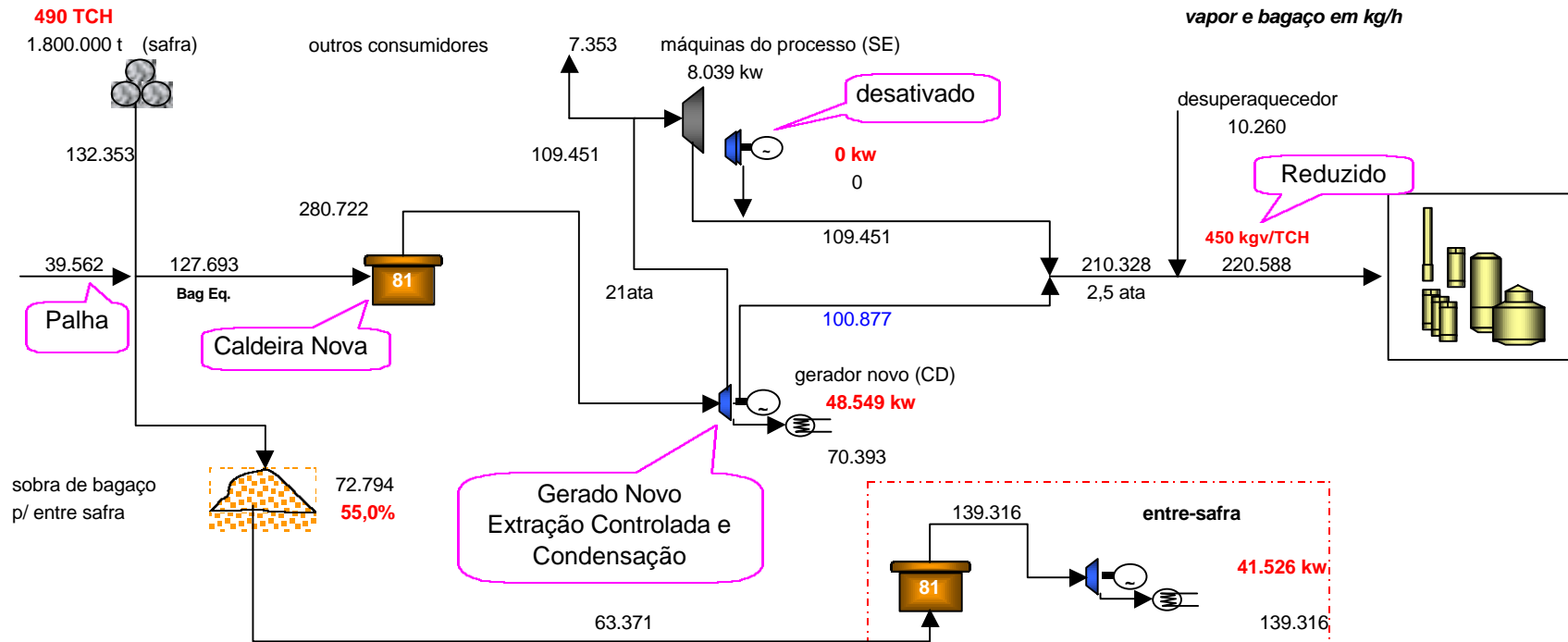


**(Redução de Consumo no Processo)**





**(Uso Palha - Geração Anual)**



Saфра			Entre-Saфра		
Horas de Geração		3.672	Horas de Geração		4.218
	Potencia	Energia		Potencia	Energia
Ger. Tot.	48.549 kw	178.273 MWh	Ger. Tot.	41.526 kw	152.483 MWh
Cons. Propr.	6.373 kw	23.400 MWh	Cons. Propr.	0 kw	0 MWh
Aut. Con. TE	7%	3.398 kw	Aut. Con. TE	7%	2.907 kw
<b>Excedente</b>	<b>38.778 kw</b>	<b>142.394 MWh</b>	<b>Excedente</b>	<b>38.619 kw</b>	<b>141.809 MWh</b>
<b>Excedente total no ano</b>			<b>284.203 MWh</b>		

Elaborado por:

**P.A.Sys**

Engenharia e Sistemas  
eng@pasy.com.br