

EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA NAS USINAS DE AÇÚCAR E ÁLCOOL¹

Technical Evolution of Power Generation Systems in Sugar/Ethanol Mills

Manoel Regis Lima Verde Leal² e Isaias de Carvalho Macedo³

Resumo: Os sistemas de geração de energia das usinas respondem pelas necessidades de energia eletromecânica e térmica no processamento de cana para produção de açúcar e, ou, álcool. Estes sistemas representam uma parte significativa dos investimentos de uma usina. Sua evolução tecnológica se deu, inicialmente, na direção da busca da auto-suficiência energética pelas usinas e, mais recentemente, visando a geração de excedentes de energia elétrica para a venda. Neste trabalho analisou-se esta evolução nas duas últimas décadas, a partir de levantamentos técnicos realizados pelo Centro de Tecnologia Copersucar, nas usinas da Cooperativa. São apontadas também as tendências atuais e as possíveis evoluções futuras, envolvendo tecnologias avançadas, ainda não comerciais hoje, como é o caso da gaseificação de biomassa integrada com turbinas a gás (BIG/GT).

Palavras-chave: Cana-de-açúcar, biomassa e cogeração.

Abstract: The power generation systems provide the electromechanical and thermal energy requirements to process sugarcane for sugar and/or ethanol production. These systems represent a significant fraction of the total investment costs of a mill. Their technical evolution was directed initially to provide sufficient energy for all mill operations and, more recently, aimed at generating electric energy surplus for commercial purposes. This work describes this evolution in the past two decades, based on technical assessments made by Copersucar Technology Center at the Cooperative mills. Present trends are considered, as well as possible future technical evolution involving advanced technologies, still not commercially available today, such as biomass integrated gasifier/gas turbine (BIG/GT) combined cycle technology.

Key words: Sugarcane, biomass, cogeneration.

1 INTRODUÇÃO

A cana-de-açúcar é uma das plantas mais eficientes na conversão de energia solar em biomassa. Um hectare de cana na região centro-sul do Brasil produz cerca de 35 t de carboidratos, sendo cerca de um terço sacarose e dois terços fibra lignocelulósica.

O processamento da cana nas usinas de açúcar e álcool demanda o uso de energia. Para cada tonelada de cana processada são utilizados, em média, 12 kWh em energia elétrica, 16 kWh de energia mecânica e 330 kWh de energia térmica, na forma de vapor de processo. Este valor médio de energia térmica, apesar das melhorias

¹ Recebido para publicação em 12.6.2004 e aceito em 28.8.2004.

² Centro de Tecnologia Copersucar, Caixa Postal 162,13.400-970 Piracicaba-SP. ³ Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético-NIPE/UNICAMP, R. Dr. Shigeo Mori, 2013, Cidade Universitária, 13083-770 Campinas-SP, <isaiasmacedo22@aol.com>.

conseguidas nas últimas décadas, ainda é muito alto quando comparado com os valores correspondentes nas fábricas de açúcar de beterraba e destilarias de álcool de milho mais modernas. Esse valor se deve basicamente ao fato de a cana fornecer o combustível necessário ao seu processamento na forma de bagaço, que é o resíduo resultante de extração do caldo dos colmos, enquanto as fábricas de açúcar de beterraba e destilarias de álcool de milho utilizam combustíveis fósseis nas suas operações.

No passado, as usinas de açúcar utilizaram grandes quantidades de lenha para complementar o bagaço como fonte de energia primária para o processo; com o aumento do preço da lenha e a dificuldade de consegui-la em certas regiões, buscou-se melhorar o balanço energético de forma a conseguir operar apenas com o bagaço. À medida que o consumo de vapor de processo diminuía, a eficiência dos acionamentos mecânicos aumentava e a auto-suficiência em energia elétrica era buscada, tornou-se necessário operar com maiores pressões de vapor nas caldeiras para se manter, dentro do princípio de cogeração, o equilíbrio entre as demandas

de energia eletromecânica e energia térmica do processo. Este equilíbrio foi conseguido com vapor vivo a 22 bar e 300°, condições estas que também garantem a auto-suficiência de combustível (bagaço), proporcionando uma sobra entre 5 e 10%, que é comercializada para outras indústrias. Estas condições prevalecem para um consumo de vapor nos processos (energia térmica) relativamente alto: ainda próximo de 500 kg t⁻¹ cana processada.

2 SISTEMA ENERGÉTICO DAS USINAS, HOJE

O sistema energético das usinas de açúcar e álcool é constituído de caldeiras a bagaço e turbinas de contrapressão, que acionam os equipamentos mais pesados (facas, desfibradores, moendas, exaustores, bombas de água de alimentação de caldeiras); o vapor exausto das turbinas é direcionado para o processo, em um esquema de cogeração pura, onde é utilizado principalmente na concentração do caldo e destilação do álcool.

A Figura 1 mostra um fluxograma simplificado do sistema energético das usinas, indicando os valores médios encontrados para as condições do vapor e o seu consumo no processo.

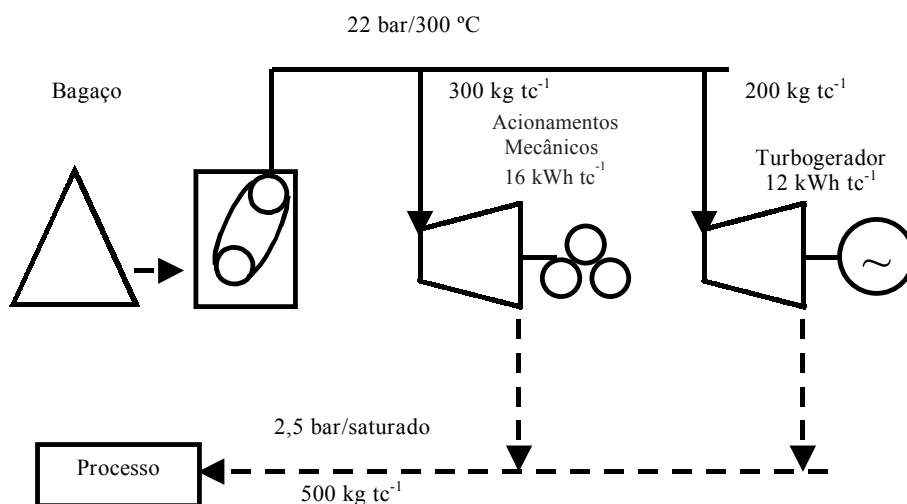


Figura 1 – Fluxograma simplificado do sistema energético de uma usina típica.
Figure 1 – Simplified flowchart showing the energy system of a typical mill.

Como os principais equipamentos desse sistema, caldeiras e turbinas, têm vida útil acima de 25 anos, é possível encontrar uma grande diversidade de tecnologias empregadas e, conseqüentemente, ampla variação nos índices de consumo energético. O ponto principal buscado nas usinas é o equilíbrio entre a oferta de energia primária (bagaço produzido) e a demanda de energias secundárias no processamento da cana (energias eletromecânica e térmica); este ponto de equilíbrio depende de condições específicas de cada usina, como porcentagem de fibra da cana, eficiência de aproveitamento da moagem (horas de operação/horas totais da safra), relação da produção açúcar/álcool, tipos de açúcar e álcool produzidos e outros.

3 EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA

Na busca da auto-suficiência energética as usinas foram trocando e adaptando seus equipamentos para torná-los mais eficientes. Até cerca de 1999 a auto-suficiência em energia elétrica era o objetivo máximo, sendo poucas as usinas que produziam e comercializavam excedentes de energia elétrica; talvez não chegasse a mais de 50MW o total de excedentes em todo o País.

3.1 O passado

Em 1981, o Centro de Tecnologia Copersucar realizou um estudo da situação das caldeiras existentes nas unidades da Copersucar (1).

A prática normal das usinas era comprar as caldeiras sem especificações técnicas, deixando ao fabricante a decisão sobre a tecnologia utilizada; apenas o preço e as condições do vapor e a capacidade eram acertados. Este levantamento avaliou 323 caldeiras. Os resultados estão resumidos no Quadro 1, com as caldeiras agrupadas em três categorias principais.

- Categoria A: Caldeiras com parede de alvenaria, fornalha tipo ferradura (queima em pilha), tiragem natural, vapor saturado (11 a 19 bar), 60% de excesso de ar e sem preaquecedor de ar e economizador.
- Categoria B: Caldeiras com paredes d'água, fornalha tipo ferradura, tiragem forçada, vapor saturado a 22 bar, 50% excesso de ar, sem preaquecedor de ar e economizador.
- Categoria C: Caldeiras com paredes d'água, fornalha com grelhas basculantes, tiragem forçada, vapor superaquecido a 22 bar/280 °C, excesso de ar de 30-40%, com preaquecedor de ar, sem economizador.

Os resultados do estudo indicaram ainda que:

- Cerca de 50% das caldeiras (156 unidades) eram pequenas, com fornalha ferradura, sem preaquecedor de ar e com pressão predominante em torno de 22 bar.
- A outra metade (162 unidades) era de capacidade média (acima de 30t vapor h⁻¹), quase todas com paredes d'água e pressão de 22 bar, 90 unidades eram de fornalha

Quadro 1 – Situação média das caldeiras das usinas cooperadas em 1981
Table – Average situation of co-op mill furnaces in 1981

Parâmetro	Categoria		
	A	B	C
Eficiência, PCI (%)	66	70	78
Geração de vapor (kgv kgb ⁻¹)	2,01	2,15	2,25
Taxa de evaporação (kgv m ² h ⁻¹)	24	27	30

ferradura e poucas tinham preaquecedor de ar (< 30%).

- A média ponderada das eficiências térmicas foi de 71,6%.
- A automação das caldeiras era precária e rudimentar, raramente indo além do controle de nível da tubulão superior.

Na aquisição das caldeiras as usinas, claramente, privilegiavam o menor custo de investimento inicial em detrimento da eficiência térmica e da facilidade operacional.

O estudo também indicou que a modernização do parque de caldeiras da Copersucar deveria caminhar para:

- Substituição das caldeiras de pressão inferior a 22 bar, que eram geralmente as unidades menores e mais antigas, por unidades com pressão igual ou superior a este valor.
- Instalação de grelhas basculantes e de preaquecedor de ar em todas as caldeiras.
- Adoção de tiragem forçada.
- Automação mais sofisticada com controle de combustão e ar secundário.

Com essas melhorias foi estimado que a eficiência térmica média atingiria o valor de 81%, implicando ganho de 19%; esta melhoria resultaria em uma sobra adicional de bagaço em torno de 2 milhões de toneladas por safra, o que equivaleria, do ponto de vista energético, a 360.000 t de óleo combustível. A adoção de tecnologias de ponta na época, como caldeiras com queima em suspensão e economizadores, levaria esta eficiência térmica a 85%.

3.2 O presente

Um segundo levantamento da situação geral das caldeiras das usinas da Copersucar, realizado em 1996, visava prioritariamente avaliar as eficiências térmicas. Apenas 17 unidades foram testadas com este fim

(medição da eficiência); os valores foram utilizados juntamente com a classificação do conjunto, 163 unidades, para as conclusões.

Este levantamento indicou um grande avanço tecnológico no parque de caldeiras:

- A capacidade média aumenta: 66% das caldeiras têm produção de vapor acima de 40 t h⁻¹ e 11% das unidades com capacidade igual ao maior que 100 t h⁻¹.
- A pressão de vapor subiu, colocando três quartos das caldeiras com valores iguais ou superiores a 20 bar; o uso de superaquecedores tornou-se quase obrigatório, a menos de algumas unidades pequenas e obsoletas. Ainda assim, apenas 5% das caldeiras operavam com pressões superiores a 30 bar.
- A preocupação com a eficiência generalizou-se, fazendo com que a instalação de preaquecedores de ar se tornasse a prática usual; o uso de economizadores está se popularizando e 35% das caldeiras já utilizam este equipamento. As eficiências térmicas das unidades testadas situaram-se nas médias de 79,4% e 84,0% nas caldeiras sem e com economizadores, respectivamente, confirmando as previsões feitas no estudo de 1981.
- Nos sistemas de combustão predominam as grelhas basculantes, o uso de ar secundário, a tiragem forçada e a automação; já existem algumas unidades com queima em suspensão.
- Equipamentos de controle de emissões de partículas, praticamente inexistentes há 20 anos, estão se tornando comuns.
- O tratamento de água melhorou significativamente, sendo comum o uso de desaeradores e desmineralizadores, equipamentos quase inexistentes no levantamento de 1981.

Em 1999, com a desregulamentação do setor elétrico e, principalmente, com a lei que

permitiu ao produtor independente de eletricidade ter acesso à rede de transmissão e distribuição, pagando uma tarifa controlada pela ANEEL, a nova meta considerada para o setor energético das usinas passou a ser gerar excedentes de energia elétrica para a venda.

3.3 Tendências atuais

O BNDES pôs recursos à disposição para financiar as novas instalações, e isto estimulou as usinas a iniciarem o processo de modernização acelerada, substituindo as caldeiras mais antigas por unidade de alta pressão (acima de 60 bar) e turbogeradores também de alta pressão, com extração a 22 bar.

Apesar da redução do consumo de energia no País após a crise de desabastecimento em 2001 (que reduziu o valor ofertado pelas concessionárias para a compra de energia excedente), este processo de modernização

continua. O PROINFA, com a reserva de mercado para 1100 MW até 2005, está servindo de estímulo para suportar a tendência. Apenas uma concessionária (CPFL) tem hoje contratos de cerca de 240 MW já firmados com usinas.

Do ponto de vista do esquema de geração de energia não há grande mudança: há forte predominância da cogeração pura, com turbinas de contrapressão a 2,5 bar, o que vincula a operação do sistema de geração à operação da usina. A Figura 2 mostra esquematicamente o sistema de geração em alta pressão em cogeração pura.

Os turbogeradores e as turbinas em geral, por representarem um custo de investimento inicial bem menor que o das caldeiras, evoluíram mais rapidamente. Os turbogeradores passaram de pequenas unidades, pouco acima de 1 MW, com turbinas de simples estágio para unidades maiores, multiestágio, normalmente de aço; turbinas de

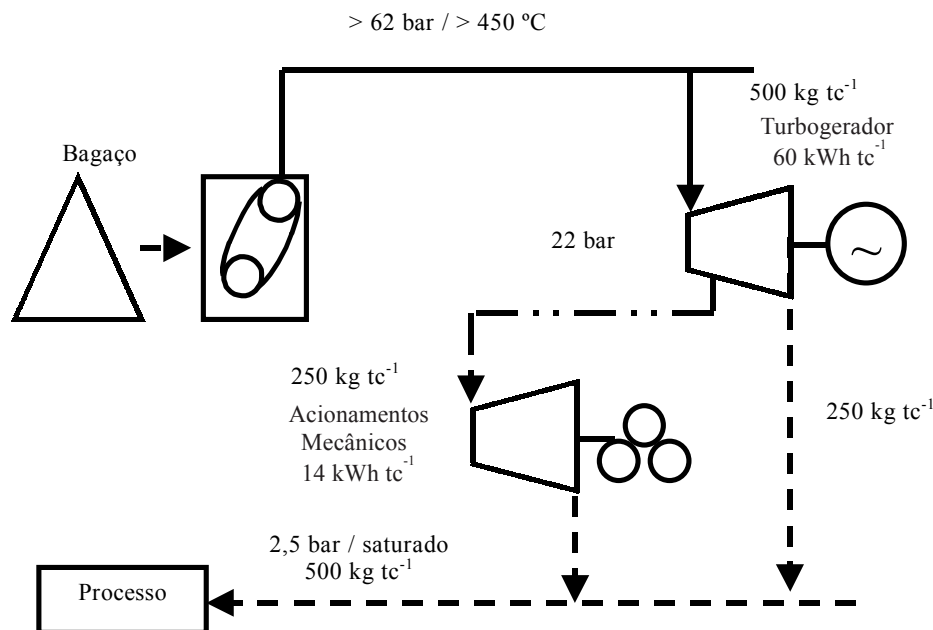


Figura 2 – Fluxograma simplificado do sistema energético de uma usina que opera com vapor de alta pressão.

Figure 2 – Simplified fluxogram of an energy system in a high-pressure steam mill.

acionamento de maiores potências, como no caso dos desfibradores, também estão passando de simples estágio para multiestágio. Com isto o consumo de vapor diminui, o que permite desviar esta sobra para geração de mais energia excedente. Até recentemente os turbogeradores raramente passavam de 8MW; hoje unidades com potência nominal acima de 20MW já não são mais novidades.

Obviamente, a pressão de operação acompanhou a evolução das caldeiras e, na configuração mostrada na Figura 2, a energia excedente está atingindo taxas acima de 40 kWh t⁻¹ de cana.

Outra boa indicação de que os sistemas estão fortemente voltados para aumentar os excedentes de energia é o fato de que algumas usinas (ainda poucas) estão finalmente reduzindo muito os consumos de vapor nos processos; uma grande usina em S. Paulo atingiu recentemente 360 kg vapor t⁻¹ cana processada.

3.4 O futuro – curto e médio prazo

A evolução dos equipamentos dos sistemas energéticos de usinas vai ocorrer na direção de tornar estes sistemas mais eficientes, maximizando a geração de excedentes de energia elétrica, e mais confiáveis, maximizando o fator de utilização da planta de geração. Outro ponto importante nesta evolução será a adaptação dos sistemas energéticos para operar o ano todo, não só na safra, o que vai exigir a utilização de turbogeradores de condensação com extração a 2,5 bar, para o vapor de processo, e talvez também a 22 bar para as usinas que mantiverem parte dos acionamentos à turbina na pressão de 22 bar. A Figura 3 mostra, esquematicamente, essa configuração.

Outro passo que deverá ocorrer no futuro, quando o preço de venda da energia justificar os investimentos adicionais, é a substituição das turbinas de acionamento dos equipamentos pesados por motores elétricos

de alta eficiência; as moendas, como operam com rotação variável, exigirão o uso de acionamento eletro/hidráulicos ou motores de indução com inversores de frequência. O desvio do vapor de alta pressão para os turbogeradores permitirá um aumento líquido da energia excedente, pois as turbinas destes são consideravelmente mais eficientes (> 75%) que as turbinas de acionamento (< 60%).

A evolução esperada dos equipamentos principais deverá ser:

- Caldeiras: as novas caldeiras a serem instaladas nas usinas tenderão cada vez mais para modelos com queima do bagaço em suspensão, controle de combustão com “ajuste” variável com a carga, pressão de vapor superior a 80 bar e temperatura de vapor em torno de 520 °C. Eficiências acima de 85% se tornarão um padrão e as condições de operação serão otimizadas, levando-se em conta também os limites de emissões de NOx, em fase de definição pelos órgãos ambientais.
- Turbogeneradores: com o aumento da capacidade destes equipamentos, turbinas de ação/baixa reação passarão a substituir as unidades de ação com significativos ganhos de eficiência (75 para 80%).
- Equipamentos de controle de emissões: em uma primeira fase, as emissões de NOx serão controladas com o projeto do sistema de combustão e com a operação das caldeiras; todavia, é possível que mais no futuro seja necessário o uso de equipamentos de controle externo às caldeiras.
- O controle de emissões de particulados vai exigir o emprego de lavadores de gases cada vez mais eficientes e bem operados. Não está descartada a necessidade de, em um futuro mais distante, recorrer a filtros de manga ou até mesmo precipitadores eletrostáticos em usinas mais próximas às cidades.
- Após essas otimizações, os excedentes de energia elétrica produzida nas usinas

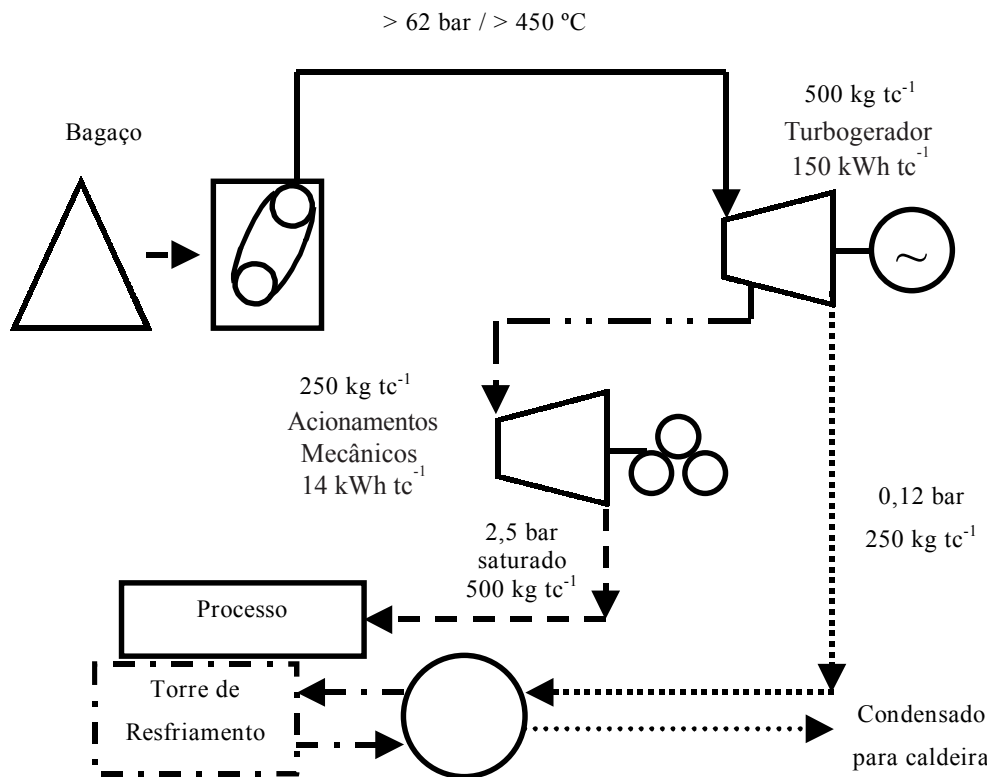


Figura 3 – Fluxograma simplificado do sistema energético de usina para operação durante o ano todo.
Figure 3 – Simplified fluxogram of a mill's energy system for year-round operation.

atingirão, e provavelmente ultrapassarão, o valor de 150 kWh t⁻¹ de cana; este valor é aproximadamente o consumo médio atual nas residências brasileiras em um mês. Para se chegar a estes valores, além das melhorias discutidas, serão necessárias as seguintes implementações:

- Redução do consumo de vapor de processo, dos atuais 500 kg t⁻¹ de cana para valores não excedendo a 340 kg t⁻¹ de cana.
- Utilização de um combustível suplementar ao bagaço, que será provavelmente a palha de cana, que hoje é queimada em quase 80% da área colhida no Brasil. O gás natural poderá vir a ser também uma opção se seu preço

descer para patamares compatíveis com o preço da energia vendida.

3.5 O futuro – longo prazo

A tecnologia mais promissora para possibilitar um aumento considerável da energia excedente gerada nas usinas do futuro (além da implementação da recuperação da palha) é a chamada gaseificação de biomassa integrada à turbina a gás – BIG/GT, do nome em inglês *Biomass integrated gasification/gás turbine*.

Nesta tecnologia o bagaço e a palha, em vez de serem queimados diretamente nas caldeiras, são gaseificados em reatores (gaseificadores); o gás de processo é adequadamente purificado e depois queimado na câmara

de combustão de turbinas a gás, que acionam o gerador de energia elétrica.

A gaseificação poderá ser:

- Pressurizada ou atmosférica.
- Com aquecimento direto ou indireto.
- Alimentada por ar ou oxigênio.
- Leito fixo ou fluidizado.

Uma discussão mais detalhada sobre a gaseificação estará fora do escopo deste trabalho.

A configuração de um sistema energético de usina com base na tecnologia BIG/GT está mostrada na Figura 4.

A energia excedente gerada ficará em torno de 300 kWh t^{-1} de cana, porém as seguintes melhorias serão necessárias na usina para permitir a sua integração com o sistema BIG/GT.

- Redução do consumo de vapor de processo para valores menores que 340 kg t^{-1} de cana.
- Uso de combustível complementar ao bagaço, que será provavelmente a palha da cana. O gás natural se tornará uma opção ainda mais interessante que nos sistemas convencionais, dependendo de seu preço.
- Condicionamento do bagaço e da palha para granulometria adequada e umidade inferior a 15%.

4 CONCLUSÕES

A evolução tecnológica dos sistemas de geração de energia das usinas de açúcar e álcool é um processo contínuo que passou por períodos de aceleração e de quase estagnação devido às mudanças estruturais e políticas que atingiram o setor sucroalcooleiro.

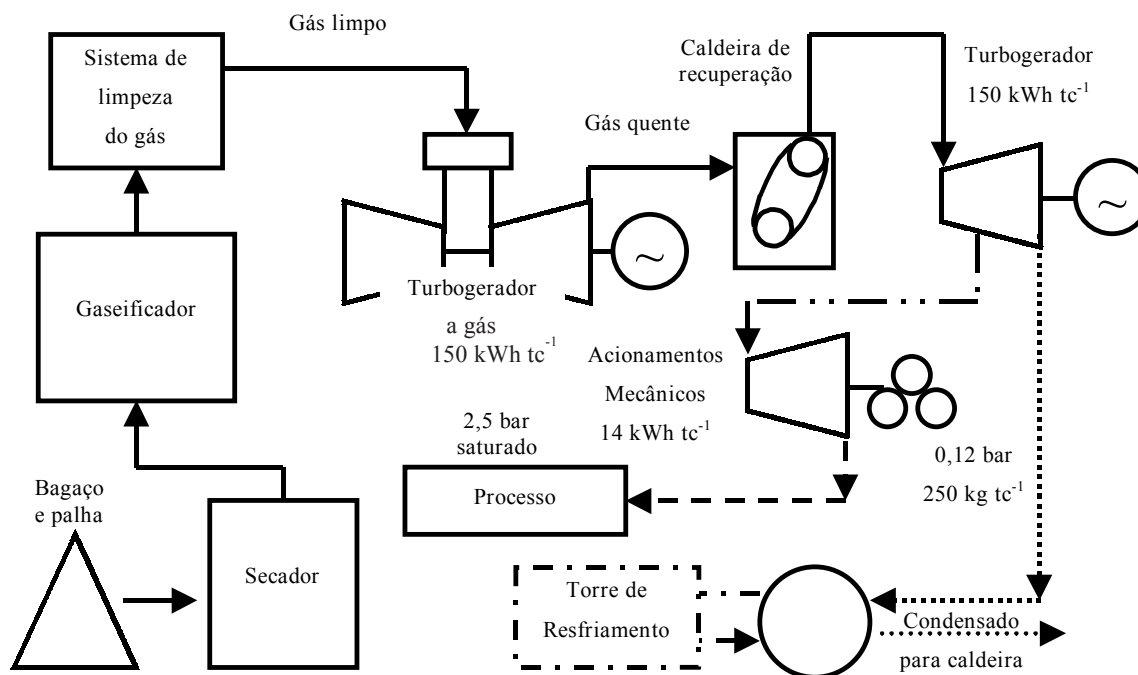


Figura 4 – Fluxograma simplificado do sistema energético de usina com base na tecnologia BIG/GT (ciclo combinado).

Figure 4 – Simplified fluxogram of a mill's energy system based on BIG/GT technology (Combined Cycle).

Os preços de compra e venda da energia elétrica e dos combustíveis complementares ao bagaço foram sempre os principais motivadores desta evolução. Em um primeiro estágio melhoraram-se as eficiências das caldeiras, buscando a auto-suficiência de combustível, depois a pressão e a temperatura do vapor gerado foram elevadas para se atingir a auto-suficiência em energia elétrica e, finalmente, busca-se a curto e médio prazos elevar mais ainda a pressão e a temperatura do vapor na saída das caldeiras para aumentar a geração de energia elétrica excedente.

Neste processo, as caldeiras passaram pelas seguintes evoluções em duas décadas:

- Capacidade: de 20 t vapor h⁻¹ para vazões acima de 100 t vapor h⁻¹.
- Eficiência: de menos de 60 para 87%, no PCI.
- Tecnologia de combustão: de fornalha tipo ferradura (queima em pilha) para queima em suspensão.
- Automação: de zero para automação completa.

Os turbogeradores evoluíram de unidades pequenas na faixa de 1 a 2 MW, simples estágio e baixa eficiência para unidades de potência nominal acima de 20MW, multies-tágio e com eficiências acima de 75%.

O crescimento da importância da energia gerada nas usinas de forma renovável deverá impulsionar mudanças tecnológicas ainda mais radicais a longo prazo, abrindo espaço para novas alternativas de geração, ainda não comerciais hoje, como a gaseificação do

bagaço integrada com turbinas a gás. A palha da cana, hoje queimada na pré-colheita, irá se transformar em um importante combustível, complementando o bagaço e possibilitando a geração de excedentes de energia elétrica durante o ano inteiro. Haverá espaço para o gás natural, desde que os preços deste insumo sejam compatíveis com o valor da energia gerada.

5 AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem aos engenheiros Francisco Antonio Barba Linero e Hélcio Martins Lamônica e ao técnico Adilson José Montebello, pelas informações atualizadas sobre caldeiras e turbogeradores das usinas da Copersucar.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

COPERSUCAR. Modernização de caldeiras das Usinas Cooperadas. **Boletim Técnico Copersucar**, n. 16 /81, p. 4-11, 1981.

COPERSUCAR. Levantamentos internos, 1996 – 2004.

LARSON, E.; WILLIAM, R.; LEAL, E. M. R. L. V. A review of biomass integrated gasifier/gas turbine combined cycle technology and its application in sugarcane industries, with an analysis for Cuba. **Energy for Sustainable Development**, v. 5, n. 1, p. 54-76, 2001.

MACEDO, I. C.; LEAL, M. R. L. V.; HASSUANI, S. Sugar cane residues for power generation in sugar/ethanol mills in Brazil. **Energy for Sustainable Development**, v. 5, n. 1, p. 77- 82, 2001.