

GUSTAVO HENRIQUE PARO RICARDO

USO DA BIOMASSA DA CANA-DE- AÇÚCAR PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola de Engenharia de São
Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase
em Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Frederico Fábio Mauad

São Carlos
2010

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTA
TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

R488u Ricardo, Gustavo Henrique Paro
 Uso da biomassa da cana-de-açúcar para geração de
 energia elétrica / Gustavo Henrique Paro Ricardo ;
 orientador Frederico Fábio Mauad. -- São Carlos, 2010.

 Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em
 Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e
 Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da
 Universidade de São Paulo, 2010.

 1. Bioeletricidade. 2. Cana-de-açúcar. 3. Cogeração
 de energia elétrica. 4. Créditos de carbono. 5. Fontes
 alternativas de energia. 6. Matriz energética.
 7. Mecanismo de desenvolvimento limpo.
 8. Sucroenergético. I. Título.

Resumo

O setor energético brasileiro vem passando por uma grande mudança e novos investimentos são necessários para o crescimento do setor e devido ao avanço das leis ambientais, esses investimentos são focados em produzir energia elétrica através de técnicas que não agridam o meio ambiente. Uma dessas novas fontes de energia é a bioeletricidade provinda da cana-de-açúcar, que é um tipo de mecanismo de desenvolvimento limpo e que gera créditos de carbono. O objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade do sistema de cogeração de energia elétrica em sucroalcooleiras e sua inserção como uma das fontes alternativas de energia capazes de complementar a matriz energética brasileira.

Palavras-Chave: bioeletricidade, cana-de-açúcar, cogeração de energia elétrica, créditos de carbono, fontes alternativas de energia, matriz energética, mecanismo de desenvolvimento limpo, sucroenergético.

Abstract

Brazil's energy matrix has been through great changes in the last decade and more investments are necessary to make it grow wisely. These investments are now focused on techniques that can generate electric energy without causing any damage to the environment. One of these techniques is the sugar-and-ethanol-based bio-electricity and this monograph studies the viability of generate electric energy in sugar cane facilities and introduce it as a component of Brazil's energy matrix.

Keywords: alternative source power, bio-electricity, carbon credits, clean development mechanism, cogeneration, energy matrix, sugar cane.

Sumário

Resumo.....	I
Abstract.....	II
Sumário.....	III
Lista de Figuras.....	V
Capítulo 1 - Introdução.....	1
Capítulo 2 – Sistema Elétrico Brasileiro.....	3
2.1 – Histórico de Sistema Elétrico Brasileiro.....	3
2.2 Características do Sistema Elétrico Brasileiro.....	4
2.3 A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.....	6
Capítulo 3 – Agroindústria Canavieira.....	9
3.1 - Cana de açúcar.....	9
3.2 Setor sucro-alcooleiro paulista.....	11
3.3 - Setor sucroenergético.....	11
Capítulo 4 – Cogeração.....	13
4.1 – Definição.....	13
4.2 – A cogeração de energia elétrica a partir do bagaço de cana-de-açúcar.....	14
4.3 Formas de cogeração.....	16
4.4 – Máquinas utilizadas na cogeração de energia.....	17
4.4.1 – Turbinas a vapor.....	17
4.4.2 – Turbinas a gás.....	18
4.4.3 – Motores alternativos.....	19
4.4.4 – Caldeiras.....	21
4.5 – Gaseificação.....	21
4.6 - Pirólise.....	22
4.7 - A Complementaridade da Bioeletricidade no Sistema Elétrico Brasileiro.....	23
4.8 - Viabilidade econômica da bioeletricidade.....	24
4.9 - Fonte de Geração distribuída e Benefícios Adicionais da Bioeletricidade.....	26
Capítulo 5 - Aspectos legais e regulatórios.....	27
5.1 - Produtor Independente e Autoprodutor de Energia Elétrica.....	27
5.1.1 - Produtor Independente.....	28
5.1.2 – Autoprodutor.....	28
5.2 <i>Tipos de operações de uma central de cogeração</i>	29
5.3 Outorga da central de cogeração.....	30
Capítulo 6 – Mercado Livre de Energia.....	33
Capítulo 7 – Sustentabilidade Ambiental.....	37
7.1 – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.....	38
7.2 - Créditos de carbono.....	40
Capítulo 8 – Conclusão.....	43
Referências Bibliográficas.....	45

Lista de Figuras

Figura 1 - Nova estrutura do setor elétrico brasileiro.....	8
Figura 2 - Locais de cultivo da cana-de-açúcar.....	10
Figura 3 – Processo de cogeração por bagaço.....	14
Figura 4 - Planta de cogeração.....	15
Figura 5 - Configurações topping e bottoming.....	16
Figura 6 - a) Sistema de geração pura de eletricidade em ciclo a vapor; b) Sistema de geração combinada de calor e eletricidade – cogeração.....	18
Figura 7- a) Sistema de geração pura de eletricidade com turbina a gás; b) Sistema de geração combinada de calor e eletricidade – cogeração.....	19
Figura 8 - a) Sistema de geração pura de eletricidade com motor alternativo; b) Sistema de geração combinada de calor e eletricidade – cogeração.....	20
Figura 9 - Complementaridade da Hidroeletricidade com o Setor Sucreenergético.....	23

Created with

 **nitro**^{PDF} professional

download the free trial online at nitropdf.com/professional

Capítulo 1 - Introdução

Há alguns anos o setor elétrico brasileiro vem atravessando algumas dificuldades e, por conta disso, tem passado por uma fase de reestruturação provocando algumas alterações em diferentes setores. Essas dificuldades provocaram, em 2001, a crise energética que marcou a história dos brasileiros.

As principais causas dessa crise são o aumento significativo do consumo de energia elétrica nos anos anteriores a crise e a escassez das chuvas que resultou em um baixo nível dos reservatórios das principais usinas hidrelétricas brasileiras. Ficou evidente que a falta e a insuficiência de investimentos no setor energético estavam presentes, o que incentivou o Brasil a buscar novas e diferentes alternativas de produção de energia.

Tem sido bastante comum o emprego de combustíveis fósseis para se obter energia. O uso de combustíveis fósseis é normalmente utilizado pelos países que não possuem recursos hídricos nem outras fontes renováveis de energia como as existentes no Brasil, aumentando assim a concentração de Dióxido de Carbono (CO₂) na atmosfera e intensificando os problemas relacionados ao efeito estufa.

Na procura de fontes mais eficientes e menos impactantes, buscam-se alternativas mais limpas e inesgotáveis, e como resultado, as que mais têm se destacado são as fontes renováveis, que em pesquisas do Centro de Gestão e Estudos Estratégicos feitas em 2001, já se destacava em sua crescente utilização no mundo como insumo energético.

A contratação de fontes de energia intrinsecamente complementares a geração hídrica, e que simultaneamente contribuam para a manutenção do perfil limpo da matriz elétrica brasileira é a alternativa mais estratégica para o futuro energético brasileiro. Entre estas fontes destaca-se a bioeletricidade sucroenergética, em função basicamente das seguintes qualificações:

- i. Competitividade em termos de custos,

- ii. Complementaridade sazonal com relação ao regime de chuvas,
- iii. Maturidade da indústria sucroenergética,
- iv. Contribuição na redução de emissões de gases do efeito estufa
- v. Proximidade ao centro de carga.

A bioeletricidade sucroenergética apresenta vantagens inerentes a uma fonte de energia renovável, gerada através do eficiente processo de co-geração, utilizando como insumo energético os resíduos de biomassa originados na produção de etanol e de açúcar. Paralelamente, a bioeletricidade permite vantagens adicionais para o Brasil, como a geração de renda e emprego no campo, estímulo à indústria de bens de capital e poupança de divisas, sendo que a última pelo fato de que o coeficiente de importação é próximo de zero, dispensando tanto a importação de equipamentos como de combustíveis

Capítulo 2 – Sistema Elétrico Brasileiro

2.1 – Histórico de Sistema Elétrico Brasileiro

Do final do século XIX até a década de 30 do século XX, a potência instalada cresceu de forma acelerada. Havia durante esse período uma centena de empresas privadas que operavam as usinas e distribuíam a energia elétrica. Estas usinas estavam geralmente associadas a regiões de atividade industrial ou atendiam as localidades definidas por concessão municipal. Com o crescimento da atividade e a necessidade de executar projetos de maior tamanho, ocorreu um processo de fusões e incorporações entre as empresas do setor. A concentração do setor nas mãos de poucas empresas privadas dava-lhes poder de monopólio e possibilidade de influir nas diretrizes de crescimento econômico do país. Foi nesse contexto que se iniciaram os movimentos do Governo Federal para assumir a condução do setor elétrico e coordená-lo às políticas de desenvolvimento econômico e social.

Na década de 60 foi criada a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS) com o intuito de promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento do país. Quando foi criada, a capacidade geradora instalada no país era de 5.800 MW.

O primeiro choque internacional de preços do petróleo em 1973 representou um impulso para que novos investimentos fossem realizados na área de geração de energia. Usinas hidrelétricas, como as de Itaipu e Tucuruí, além das usinas nucleares de Angra dos Reis, tiveram seus projetos iniciados nessa época.

O início da década de 1990 ficou marcado pelo início do funcionamento de importantes usinas hidrelétricas, como Itaipu e Tucuruí. Em 1997, começa a funcionar a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com a missão de proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica desenvolveu-se com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. No ano de 1998, com a implantação da linha de transmissão entre Imperatriz, no Maranhão e Samambaia. no

Distrito Federal, se efetivou a interligação Norte-Sul do sistema elétrico brasileiro por meio de uma rede de 1300 km de extensão.

O governo federal, após as privatizações do setor elétrico, em 1995, criou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), responsável pela livre negociação da energia elétrica disponível, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão que tem a responsabilidade de operar e promover a otimização do Sistema Interligado Nacional (SIN).

É nesse novo ambiente institucional que se materializam o mercado e as oportunidades de comercialização da energia elétrica gerada por novos geradores independentes, entre eles as usinas sucroalcooleiras operando através da queima do bagaço de cana-de-açúcar.

A atividade de produção de energia no século XXI tem como principal bandeira o desenvolvimento sustentável, conceito que alia expansão da oferta, consumo consciente, preservação do meio ambiente e melhoria da qualidade de vida. O desafio é suprir as necessidades atuais sem comprometer as necessidades das futuras gerações.

2.2 Características do Sistema Elétrico Brasileiro

O Brasil, um país com população estimada em quase 192 milhões de habitantes, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), é o quinto país mais populoso do mundo. Em 2008, cerca de 95% da população tinha acesso à rede elétrica.

Devido ao seu grande potencial hídrico, o Brasil é um país em que a geração de energia é concentrada em usinas hidrelétricas. De acordo com o BIG (Banco de Informações de Geração), o Brasil gera 107.802.435 KW de potência, onde um pouco mais de 70% dessa energia gerada é proveniente das usinas hidrelétricas.

De acordo com o BIG, o Brasil possui no total **2.218** empreendimentos de geração em operação e estão distribuídos da seguinte forma, conforme tabela 1

Tabela 1 – Empreendimentos em operação

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH (Central Geradora Hidrelétrica)	316	180.500	0,17
EOL (Central Geradora Eolielétrica)	39	740.784	0,69
PCH (Pequena Central Hidrelétrica)	363	3.071.534	2,85
SOL (Central Geradora Solar Fotovoltaica)	1	20	0
UHE (Usina Hidrelétrica de Energia)	167	75.727.799	70,25
UTE (Usina Termoelétrica de Energia)	1.330	26.074.798	24,19
UTN (Usina Termonuclear)	2	2.007.000	1,86
Total	2.218	107.802.435	100

Percebe-se que, apenas um pouco mais de 20% é gerada por Usinas Termoelétricas. Mas se analisar-mos os empreendimentos em construção e os outorgados (não iniciaram sua construção), podemos observar uma grande mudança nesse cenário, de acordo com as tabelas 2 e 3.

Tabela 2 – Empreendimentos em construção

Empreendimentos em Construção			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	1	848	0
EOL	8	123.600	0,73
PCH	69	931.044	5,49
UHE	17	10.244.500	60,35
UTE	58	5.673.811	33,43
Total	153	16.973.803	100

Tabela 3 – Empreendimentos Outorgados

Empreendimentos Outorgados entre 1998 e 2010 (não iniciaram sua construção)			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	71	47.630	0,24
CGU	1	50	0
EOL	39	2.020.481	10,05
PCH	147	2.071.492	10,31
SOL	1	5.000	0,02
UHE	11	2.190.000	10,90
UTE	164	13.762.980	68,48
Total	434	20.097.633	100

Nota-se um aumento na fatia correspondente a geração a partir de usinas termoelétricas, além do aumento das fontes alternativas de energia. Grande parte

dessas novas usinas termoelétricas são usinas cujo combustível é a biomassa, principalmente o bagaço da cana-de-açúcar.

O sistema de transmissão de energia elétrica brasileiro possui mais de 90 mil quilômetros de linhas e é operado por mais de 60 concessionárias. Sua grandiosidade é explicada pela configuração do sistema de geração, constituído principalmente por usinas hidrelétricas instaladas em lugares distantes dos centros de carga. Esse sistema é constituído por dois blocos, o Sistema Interligado Nacional (SIN) que abrange a quase totalidade do território nacional, e os Sistemas Isolados, situados principalmente na região Norte.

O maior benefício de um sistema interligado é a possibilidade da troca de energia entre as regiões, essa troca de energia é possível pelo fato das usinas hidrelétricas estarem em regiões com diferentes regimes hidrológicos. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) possui a responsabilidade de coordenar do SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

As distribuidoras são empresas que funcionam como o elo de ligação entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento necessário para abastecer o país. O mercado brasileiro possui atualmente 63 empresas de distribuição de energia elétrica.

2.3 A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

O Setor Elétrico Brasileiro atravessa um contexto de intensas transformações. Nos últimos anos, diversas concessionárias distribuidoras de energia elétrica já foram privatizadas e a continuidade do processo prevê a venda das geradoras e das concessionárias que restam. Além da introdução do capital privado no setor estão sendo claramente definidas as atividades dos geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores, além dos organismos reguladores e outros atores.

Basicamente, o novo modelo do setor elétrico brasileiro cria o mercado de energia elétrica, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), onde será negociada livremente a energia elétrica disponível pelos principais atores: geradores e produtores independentes, comercializadores e consumidores livres. Neste mercado a

energia será comercializada em blocos de curto prazo, de acordo com a oferta dos geradores e em contratos bilaterais de longo prazo entre os compradores e os vendedores.

Na nova estrutura do setor elétrico brasileiro, apresentada na Figura 1, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL é o órgão regulador e fiscalizador dos serviços públicos de energia elétrica ao qual cabe, neste novo contexto, a responsabilidade de garantir o cumprimento dos preceitos legais estabelecidos para o mesmo. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS é o órgão responsável pela operação do sistema de transmissão e tem por objetivo promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo para o sistema, observado os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e as regras do mercado. O Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, através do Administrador do Mercado Atacadista de Energia – ASMA, é a entidade criada para gerenciar as operações nos sistemas e as transações entre os produtores e os compradores de energia dos sistemas interligados.

Do MAE participam, fundamentalmente, todos os geradores com capacidades iguais ou superiores a 50 MW, varejistas e todos os consumidores livres. Cabe um destaque especial a preservação dos interesses dos consumidores com demandas inferiores a 10 MW, chamados consumidores cativos das concessionárias e, excluídos do mercado livre (MAE), cuja responsabilidade de defesa estará encarregada à agência

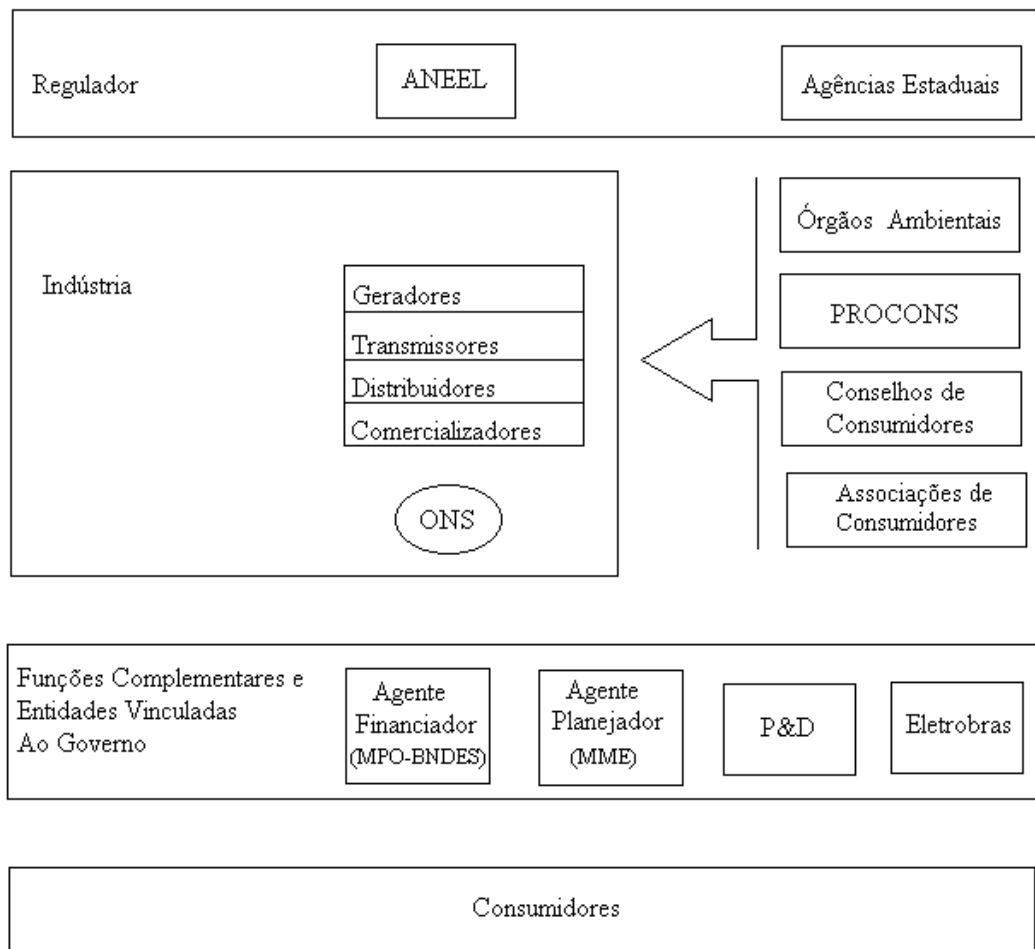


Figura 1 - Nova estrutura do setor elétrico brasileiro

Neste novo ambiente o papel dos consumidores também foi alterado. Existem no novo contexto duas modalidades de consumidores: os cativos e os livres. Este conceito está associado ao fato de estarem os consumidores sujeitos ao fornecimento exclusivo por uma única concessionária ou em condições de escolher a origem de seu fornecimento de energia elétrica.

AO consumidor só é permitido comprar energia do concessionário autorizado ou permissionário a cuja rede está conectado. O consumidor livre é o consumidor que pode optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema elétrico interligado. Ele está legalmente autorizado a escolher seu fornecedor de energia elétrica.

Capítulo 3 – Agroindústria Canavieira

3.1 - Cana de açúcar

Desde a introdução das primeiras mudas, em 1532, e no transcorrer de dois séculos, o açúcar foi um dos principais produtos brasileiro. Há cerca de 50 anos o setor ensaiou o início de sua transformação. As usinas começaram focar a produção de etanol e, ainda mais recentemente, a atenção voltou-se à cogeração de energia a partir da biomassa e à comercialização de créditos de carbono. Isso tudo foi possível a partir do emprego de tecnologias avançadas que aumentam a produtividade e reduzem custos.

A partir do processo de industrialização da cana de açúcar, conseguem-se vários produtos como o açúcar, álcool, vinhoto e bagaço.

A cana de açúcar é composta pelo colmo, folhas e os ponteiros. A partir do colmo é extraído o caldo, principal matéria prima da indústria sucroalcooleira. Depois da extração do caldo, a biomassa formada pelas fibras moídas da cana de açúcar, chamada bagaço, resulta como subproduto do processo de obtenção do caldo. Esse bagaço, tratado como resíduo por muito tempo, adquiriu na década de 1980 uma posição de insumo energético de grande potencial, sendo o principal combustível usado na cogeração de energia.

Outras partes da cana de açúcar que não eram aproveitadas, como as folhas e as pontas, ambas eram queimadas para facilitar o corte, mas com a aprovação da lei que prevê a eliminação gradativa da queima da palha, a mecanização do corte da cana será uma constante. Essas partes estão sendo utilizadas como adubo orgânico na própria plantação de cana de açúcar e também como combustível nos fornos e caldeiras das usinas.

A cultura canavieira é praticada em quase todos os estados brasileiros com uma área planta de 5,9 milhões de hectares (Associação Paulista de Cogeração – COGEN, 2006). A maior região produtora é a região Centro-Sul, com aproximadamente 80% da produção brasileira, sendo o restante produzido na região Norte-Nordeste. Na região

Centro-Sul o estado de São Paulo, se destaca como o maior produtor nacional, com aproximadamente 60% da produção.

Hoje o Brasil possui 330 destilarias de etanol. Deste total, 72 % estão concentradas na região centro-sul, sendo que 41 % do total encontram-se no estado de São Paulo. A produção total foi de aproximadamente 437 milhões de toneladas de cana-de-açúcar no ano safra 2005/2006 e a produção foi de 17 bilhões de litros de etanol e 26,7 toneladas de açúcar.

A figura 2 destaca as principais regiões de cultivo da cana de açúcar no Brasil. Desmitifica-se, assim, a visão internacional segundo a qual tipo de cultura estaria contribuindo para o desmatamento da floresta Amazônica.

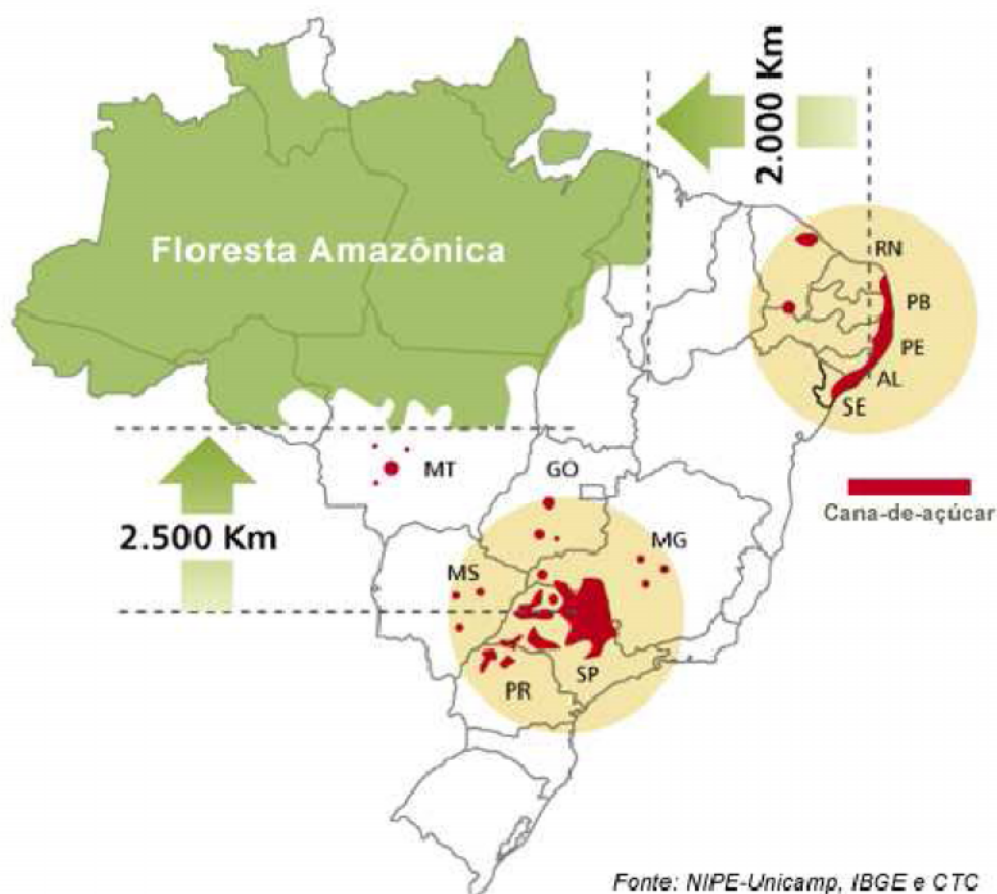


Figura 2 - Locais de cultivo da cana-de-açúcar

3.2 Setor sucro-alcooleiro paulista

O estado de São Paulo abriga aproximadamente de 130 unidades sucro-alcooleiras que segundo dados da União das Indústrias de cana-de-açúcar (2010) processaram aproximadamente 341,4 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, o que representou 60% da produção nacional.

No segmento de geração de eletricidade a partir do bagaço de cana-de-açúcar, o estado de São Paulo produziu mais de 1.500 MW que corresponde a 68% da produção nacional. Desses 1.500 MW, 600 MW foram comercializados com distribuidoras do setor elétrico segundo dados da Companhia Paulista de Força e Luz, CPFL, 2004.

A região de Ribeirão Preto se destaca como a principal produtora de cana-de-açúcar e derivados do estado de São Paulo. Atualmente há uma tendência considerável de expansão para a região oeste do estado onde já, hoje, uma maior disponibilidade de terras para a cultura canavieira. Segundo informações da ÚNICA (2006) estima-se a construção de 40 novas unidades sucro-alcooleiras nessa região até 2010.

3.3 - Setor sucroenergético

O Decreto No. 3371 do Ministério de Minas e Energia de 24 de fevereiro de 2000 instituiu o Programa Prioritário de Termelétricidade no país, visando à implantação de usinas termelétricas a gás natural e outros combustíveis, correspondendo a 19 000 MW instalados. Para tal, as seguintes políticas de incentivo foram introduzidas:

- i - Garantia de suprimento de gás natural a US\$ 2,26/MMBTU por 20 anos
- ii - Garantia de aplicação do valor normativo para gás natural (R\$ 57,20/MWh) por 20 anos
- iii - Garantia de financiamento do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento) para os Produtores Independentes de Energia (PIE)

Tendo em vista as vantagens ambientais da biomassa como fonte de energia, principalmente pelo balanço praticamente nulo das emissões de carbono, e se

considerando o interesse de investidores de países desenvolvidos devido ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (dentro do Protocolo de Quioto), medidas semelhantes deveriam ser introduzidas para a geração a partir de biomassa principalmente o bagaço de cana. O enorme potencial existente no estado de São Paulo realça esta afirmação.

Atualmente, as usinas brasileiras também estão comprometidas com as questões sociais e ambientais. Melhorar a qualidade de vida dos trabalhadores, racionalizar o uso da terra e da água e preservar ecossistemas faz parte dessa nova fase do setor sucroenergético brasileiro, que é um dos grandes geradores de empregos no país.

Ainda é necessário convencer os críticos internacionais de que o aumento da produção brasileira de cana-de-açúcar não acontece sobre as áreas de floresta. É necessário, também, destacar o potencial regular de fornecimento de etanol em condições sustentáveis da produção. A sociedade brasileira precisa ser devidamente informada que existem outros benefícios além da economia financeira quando se opta pelo etanol no abastecimento do veículo.

O setor sucroenergético gerou um faturamento de US\$ 11.509,75 milhões na safra 2008/09 ao beneficiar 568,96 milhões de toneladas de cana-de-açúcar. O valor médio da tonelada de cana na safra 2008/09 foi de US\$ 20,23 (UNICA).

A cana-de-açúcar movimenta uma cadeia produtiva brasileira, como a venda de fertilizantes, defensivos agrícolas, tratores, colheitadeiras e caminhões pesados. As vendas de fertilizantes usados na cultura da cana-de-açúcar atingiram 14% das vendas totais, ficando atrás apenas das culturas de soja e milho. Esse aumento das vendas foi impulsionado pelo aumento da área plantada, assim como na compra de defensivos agrícolas.

Aproximadamente 4.000 tratores foram comercializados para o setor sucroenergético no ano de 2008, além de 981 colheitadeiras, em torno de 22% do total vendido no país. Essas vendas também impulsionam o mercado de mão-de-obra, de peças e manutenção. No seguimento de caminhões pesados, cerca de 5% das vendas tiveram como destino o setor sucroenergético. Esses caminhões transportam tanto a cana-de-açúcar quanto o etanol.

Capítulo 4 – Cogeração

4.1 – Definição

A cogeração pode ser definida como a produção combinada de calor útil e trabalho mecânico, convertido total ou parcialmente em energia elétrica. Trata-se do aproveitamento parcial ou integral do resíduo energético inevitavelmente produzido, considerando a demanda de diversos setores da economia tanto de calor quanto de eletricidade.

Outra definição, de acordo com segundo a ANEEL é o: processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária, observando que:

a) a instalação específica denomina-se central termelétrica cogeneradora, cujo ambiente não se confunde com o processo ao qual está conectada, sendo que, excepcionalmente a pedido do interessado, a cogeração poderá alcançar a fonte e as utilidades no processo, além das utilidades produzidas pela central termelétrica cogeneradora a que está conectado, condicionando aquelas à exequibilidade de sua completa identificação, medição e fiscalização, a critério exclusivo da ANEEL

b) a obtenção da utilidade eletromecânica ocorre entre a fonte e a transformação para obtenção da utilidade calor.

Os sistemas de cogeração são uma alternativa eficiente, face aos sistemas tradicionais do sistema elétrico. A cogeração é uma tecnologia já introduzida e desenvolvida do setor industrial, devido às duas inquestionáveis vantagens, sendo um processo baseado em centrais térmicas que produzem vapor e eletricidade, os quais são utilizados para o consumo (XAVIER, 2001).

A atividade de cogeração possibilita a otimização energética na produção concomitante de energia elétrica e calor útil, destinados para processos industriais e outras aplicações, com conseqüente redução no consumo de combustíveis relativamente às configurações convencionais.

4.2 – A cogeração de energia elétrica a partir do bagaço de cana-de-açúcar

O processo de cogeração de energia no setor sucro-alcooleiro consiste em aproveitar o vapor produzido (energia térmica) pela queima do bagaço em caldeiras, para movimentar os equipamentos da própria unidade industrial e, simultaneamente, acionar conjuntos geradores de energia elétrica

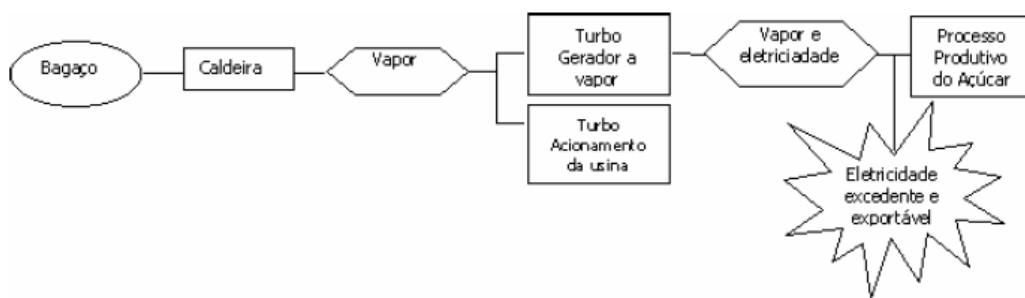


Figura 3 – Processo de cogeração por bagaço

O bagaço da cana-de-açúcar passou a ser aproveitado na produção de energia no processo de cogeração. As utilidades produzidas em uma central de cogeração são a energia térmica (vapor, água quente e água gelada) e a energia eletromecânica (acionamentos mecânicos e energia elétrica). A energia mecânica pode ser transformada em eletricidade por meio de geradores. A energia térmica pode ser utilizada como fonte de calor em um processo industrial. Essas utilidades podem ser consumidas no local da planta ou adjacente a mesma, na grande maioria dos casos, sendo que a única que propicia seu consumo remoto a grandes distâncias é a energia elétrica.

Inicialmente a cogeração de energia tinha o intuito de gerar energia somente para a própria usina, mas recentemente, com a utilização de tecnologias mais eficientes, foi possível produzir eletricidade para a venda. Essa energia excedente comercializável colocou o setor sucroenergético no foco de atenção mundial.

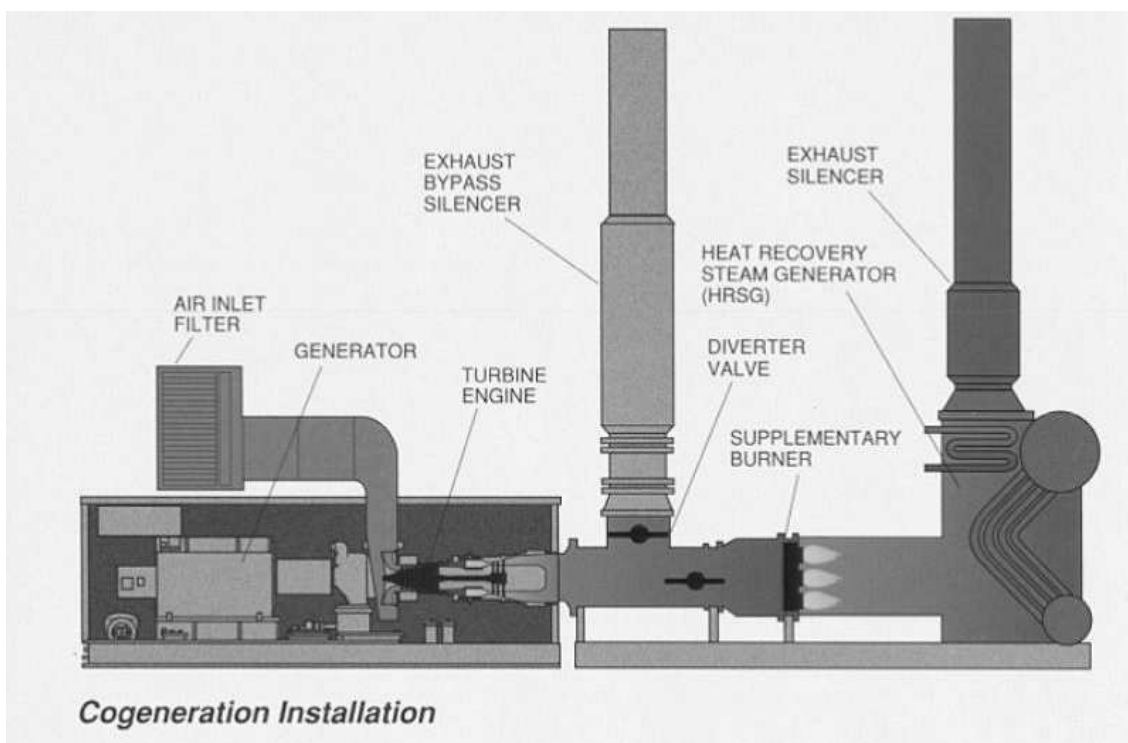


Figura 4 - Planta de cogeração

O estado de São Paulo é detentor do maior número de unidades que exportam excedentes de eletricidade. Dentre as 130 unidades, cerca de 50 comercializam excedentes de energia elétrica com distribuidoras e comercializadoras. Podemos ver que o número de unidades é relativamente baixo se considerarmos o potencial de produção de eletricidade excedente que o setor pode oferecer.

Os investimentos necessários para a produção de eletricidade pela cogeração são inferiores aos necessários para a produção de eletricidade pelo sistema hidráulico. O investimento necessário para a geração hidrelétrica é de aproximadamente US\$820/kW enquanto que para a geração com bagaço é de US\$719/kW.

Ademais, a cogeração de energia a partir do bagaço de cana-de-açúcar traz diversas vantagens para os distintos atores envolvidos na política energética brasileira:

- Para o setor elétrico, por colaborar na garantia de geração de eletricidade, em particular no período seco da região sudeste, o que corresponde ao período da safra de cana-de-açúcar;
- Para o setor sucro-alcooleiro, por permitir a diversidade da produção; e
- Para a sociedade, pelas vantagens ambientais e sociais, incluindo a geração de empregos na zona rural, aumento da arrecadação de impostos e pela dinamização do setor de bens de capital.

Além disso, a cogeração traz vantagens ao meio ambiente por substituir o uso de combustíveis fósseis por combustível renovável (bagaço), contribuindo para as reduções de emissões de gases do efeito estufa.

4.3 Formas de cogeração

Existem duas formas de cogeração em relação à sequência de geração. A primeira é a geração eletromecânica e depois térmica (*topping*), e a segunda é o inverso, geração posterior de energia eletromecânica (*bottoming*).

Topping: é o primeiro aproveitamento da energia disponibilizada pelo combustível, que se dá para a geração de energia eletromecânica (altas temperaturas), e, em seguida, para o aproveitamento de calor útil. Quando o combustível é queimado em um gerador de vapor que é utilizado para gerar potência em um turbo gerador e o calor rejeitado pela turbina é empregado no processo produtivo, temos a configuração *topping*.

Bottoming: o primeiro aproveitamento da energia disponibilizada pelo combustível se dá para o aproveitamento de calor útil a elevadas temperaturas, e em seguida para a geração de energia eletromecânica.

O processo de escolha do tipo de configuração de cogeração a ser utilizada deve levar em conta as necessidades elétricas e térmicas de cada aplicação.

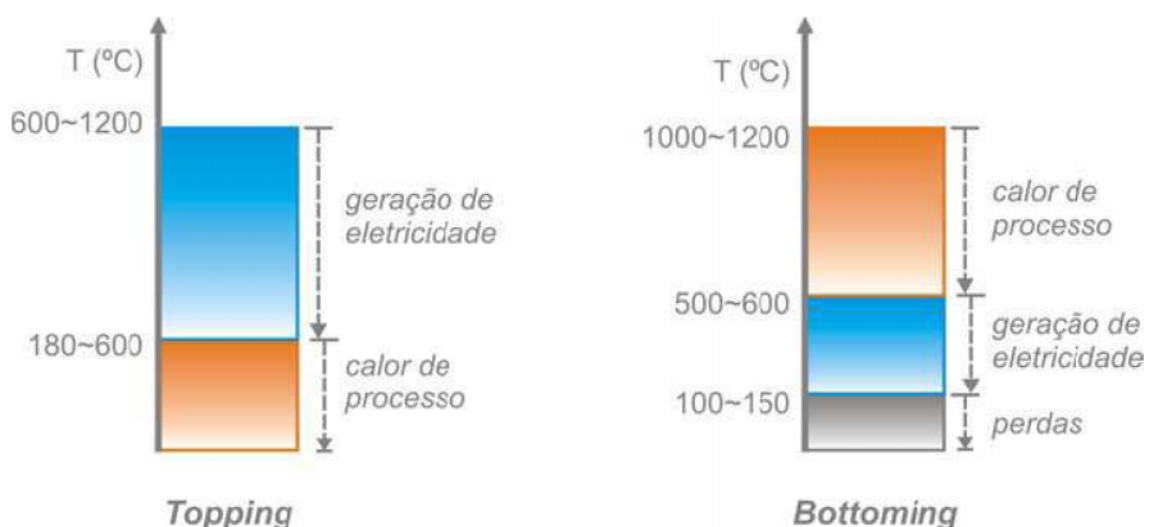


Figura 5 - Configurações topping e bottoming

4.4 – Máquinas utilizadas na cogeração de energia

Existem várias possibilidades de arranjos de equipamentos disponíveis para as plantas de cogeração. Desde simples turbinas acopladas a caldeiras, até sistemas mais complexos. Turbinas a vapor, turbinas a gás, caldeiras e motores alternativos são os tipos de equipamentos que serão detalhados a seguir.

4.4.1 – Turbinas a vapor

As turbinas a vapor são máquinas de combustão externa. Os gases resultantes da queima do combustível não entram em contato com o fluido de trabalho que escoar no interior da máquina e realiza os processos de conversão da energia do combustível em potência de eixo. Por esta maneira, apresentam uma flexibilidade em relação ao combustível a ser utilizado, podendo usar inclusive aqueles que deixam resíduos sólidos (cinzas) durante a queima.

O calor necessário para a ebulição do condensado e para o superaquecimento posterior deve ser transferido dos produtos de combustão ao fluido de trabalho através das serpentinas no interior da caldeira.

O trabalho mecânico realizado pela máquina pode ser o acionamento de um equipamento qualquer, como, por exemplo, um gerador elétrico, um compressor, uma bomba. A energia não utilizada, que permanece no vapor descarregado pela máquina, é, em muitos casos, simplesmente rejeitada para o ambiente, em um condensador. Em outras situações, entretanto, é possível aproveitar o vapor descarregado pela máquina para fins de aquecimento. Aproveitam-se, assim, suas energias residuais, melhorando, em consequência, de forma significativa o rendimento global do ciclo.

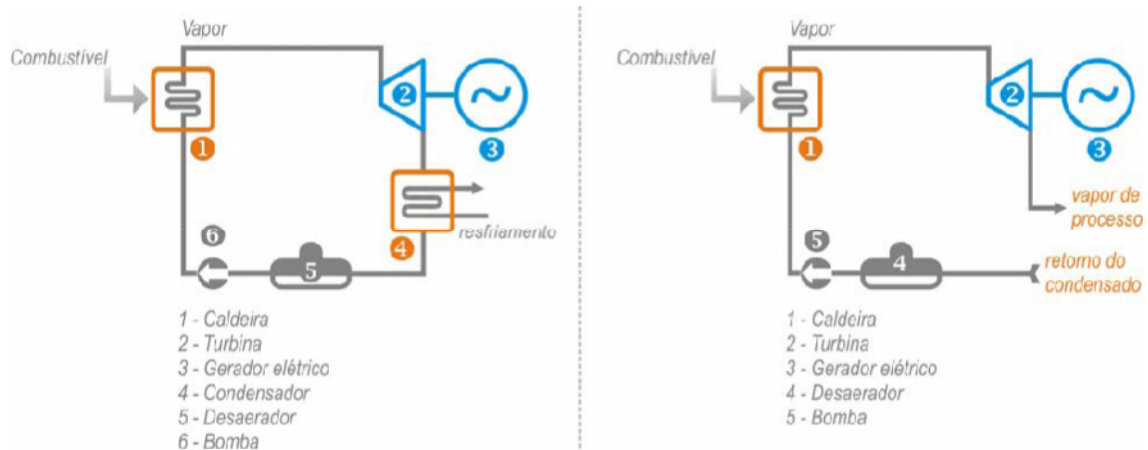


Figura 6 - a) Sistema de geração pura de eletricidade em ciclo a vapor; b) Sistema de geração combinada de calor e eletricidade – cogeração.

4.4.2 – Turbinas a gás

A turbina a gás consiste numa máquina de combustão interna de construção compacta, e que apesar do nome pode utilizar uma diversidade de combustíveis tanto líquidos quanto gasosos. A denominação de “turbina a gás” foi dada por consequência do seu fluido de trabalho – o ar. Na verdade, trata-se de uma máquina composta por diversos elementos, resumidamente pelo compressor, câmara de combustão e turbina.

Turbinas a gás são máquinas pertencentes ao grupo de motores de combustão interna e sua faixa de operação vai desde pequenas potências como nas micro-turbinas a gás até grandes potências.

Elas possuem a vantagem de ter pequeno peso e volume além de ocuparem pouco espaço em relação às outras máquinas térmicas. Devido a esses fatores e a sua versatilidade, seu uso está em considerável crescimento nos últimos anos.

As turbinas a gás também possuem uma vantagem bastante grande quando comparadas aos motores alternativos devido a não haver movimentos alternativos, diminuindo o atrito entre superfícies sólidas como a que ocorre entre as camisas dos cilindros e pistões.

Quando comparadas com as turbinas a vapor, as turbinas a gás possuem a vantagem de não necessitar de fluido refrigerante facilitando sua instalação. Assim, elas apresentam alta confiabilidade.

Geralmente as turbinas a gás são denominadas pelo seu conjunto completo formado por três componentes principais: o compressor, responsável pela elevação de pressão, o aquecedor do fluido de trabalho (combustor) e a turbina propriamente dita.

Seu campo de aplicação é bastante variado, podendo ser aplicado como elemento propulsor de aviões e navios e como acionamento mecânico em bombeamento bem como na geração de eletricidade. As turbinas a gás são atualmente os equipamentos que mais tem se difundido nas instalações que necessitam de calor para o processo ou uma grande quantidade de eletricidade obtida em sistemas de cogeração que disponham de gás natural.

Como desvantagens das turbinas a gás têm-se: o baixo rendimento e a alta rotação, fatores bastante desfavoráveis no caso de aplicação industrial.

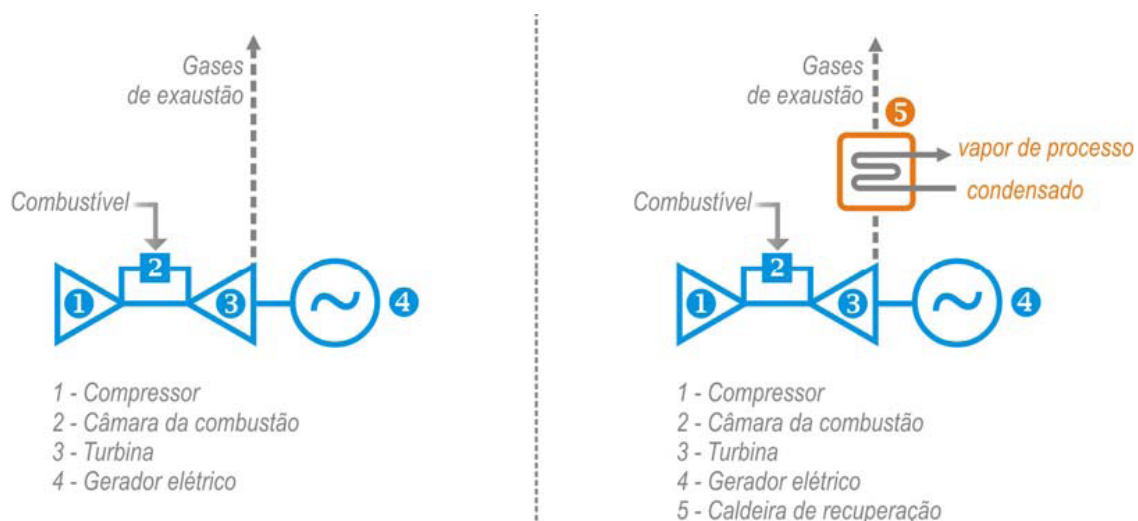


Figura 7- a) Sistema de geração pura de eletricidade com turbina a gás; b) Sistema de geração combinada de calor e eletricidade – cogeração.

4.4.3 – Motores alternativos

Os motores alternativos de combustão interna são máquinas que transformam a energia térmica de um combustível em energia mecânica através do acionamento de pistões confinados em cilindros. Os ciclos de operação mais comumente utilizados são o Diesel e Otto. A maior diferença entre os dois está no modo de queima. No ciclo Diesel a combustão se dá por meio de difusão, iniciada por auto-ignição. Desta forma esse motor aspira ar sem nenhuma restrição e ajusta a quantidade de combustível para o requerimento de potência. Já no ciclo Otto, o motor aspira uma pré-mistura de

ar e combustível. A chama é do tipo pré-misturada, altamente passível de detonação, e a queima é iniciada por uma vela de ignição.

O motor alternativo é, dentre todas as máquinas térmicas conhecidas para geração de eletricidade, a que melhor converte a energia contida em combustíveis líquidos e gasosos em potência mecânica. Este tipo de equipamento alcança atualmente rendimentos, em determinadas condições, superiores a 45% conseguindo mantê-lo praticamente constante em uma faixa de 50 a 100% de carga.

Com a crescente participação do gás natural na matriz energética mundial, os motores alternativos começaram a ser desenvolvidos especialmente para a utilização desse insumo. Atualmente esses equipamentos apresentam um alto desempenho elétrico, térmico e baixo nível de emissões utilizando sistemas de controle e geração elétricos totalmente integrados.

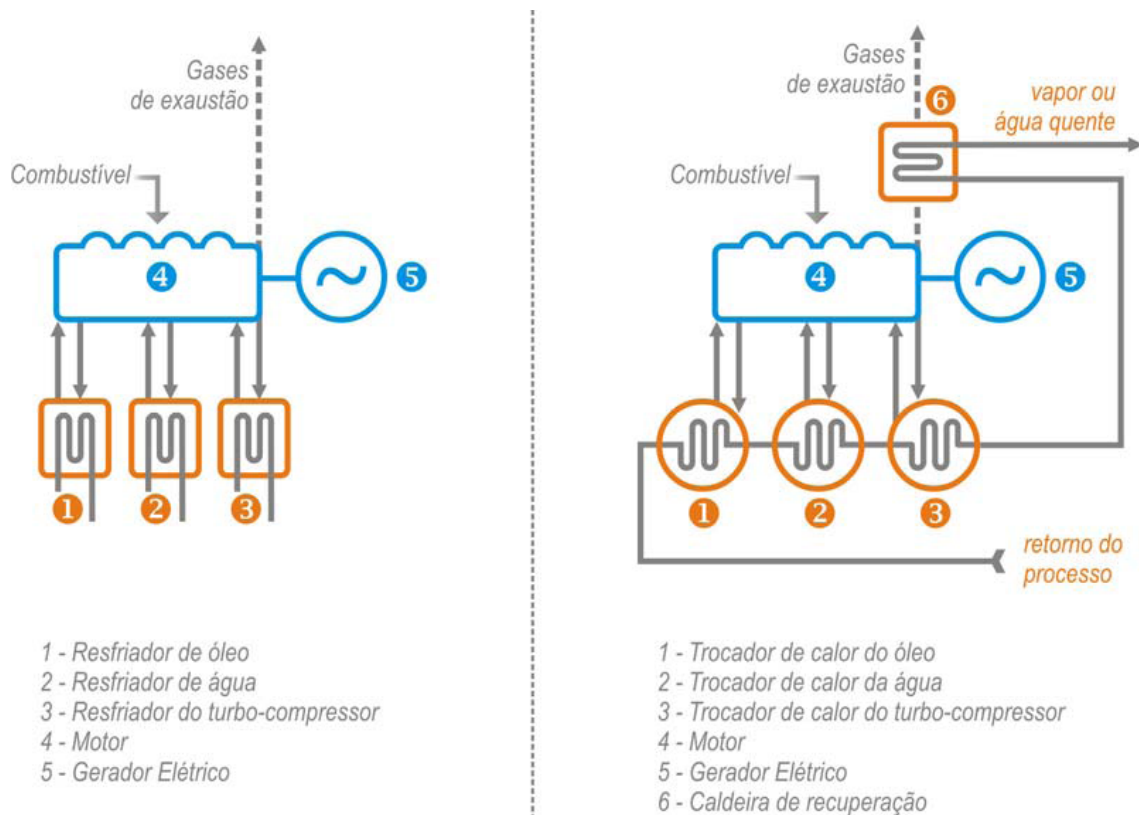


Figura 8 - a) Sistema de geração pura de eletricidade com motor alternativo; b) Sistema de geração combinada de calor e eletricidade – cogeração

4.4.4 – Caldeiras

É um aparelho térmico que produz vapor a partir do aquecimento de um fluido vaporizante. Entre elas temos:

i - Caldeiras de vapor: são os geradores de vapor mais simples, queimam algum tipo de combustível como fonte geradora de calor.

ii - Caldeiras de recuperação: são aqueles geradores que não utilizam combustível como fonte geradora de calor, aproveitando o calor residual de processos industriais (gás de escape de motores, gás de alto forno, de turbinas, etc.).

iii - Caldeiras de água quente: são aqueles em que o fluido não vaporiza, sendo o mesmo aproveitado em fase líquida (como em calefação e processos químicos).

iv - Geradores reatores nucleares: são aqueles que produzem vapor utilizando como fonte de calor a energia liberada por combustíveis nucleares (urânio enriquecido).

4.5 – Gaseificação

A gaseificação consiste na conversão de qualquer combustível sólido ou líquido em um gás energético. O gás resultante é uma mistura de monóxido de carbono, hidrogênio, metano, dióxido de carbono e nitrogênio, cujas proporções variam de acordo com as condições do processo, particularmente se é ar ou oxigênio que está sendo usado na oxidação. Esse processo é realizado através da oxidação parcial a elevadas temperaturas. Esta conversão pode ser realizada em vários tipos de reatores, chamados gaseificadores. O processo de gaseificação ocorre normalmente em quatro etapas físico-químicas distintas, com temperaturas de reação diferentes: secagem da biomassa, pirólise, redução e combustão.

O processo de gaseificação de combustíveis é conhecido desde o século passado. Durante muito tempo, ficou praticamente estagnado, como conseqüência da grande quantidade de petróleo disponível no mercado e a baixos preços. Essa

tecnologia foi amplamente utilizada no período das guerras mundiais, em razão da dificuldade de acesso aos combustíveis tradicionais.

Com os sucessivos choques do petróleo, a gaseificação voltou a ser um processo procurado, especialmente de carvão, madeira e carvão vegetal. No início da década de 90, resíduos agrícolas e bagaço da cana-de-açúcar foram utilizados na gaseificação.

Atualmente, esse interesse pela gaseificação da biomassa deve-se principalmente à limpeza e versatilidade do combustível gerado, quando comparado aos combustíveis sólidos. A limpeza se refere à remoção de componentes químicos nefastos ao meio ambiente e à saúde humana, entre os quais o enxofre. A versatilidade se refere à possibilidade de usos alternativos, como em motores de combustão interna e turbinas a gás. Outra vantagem da gaseificação é que, sob condições adequadas, produz gás sintético, que pode ser usado na síntese de qualquer hidrocarboneto.

Mais recentemente, as pressões ambientais sob as termelétricas a carvão, associadas à necessidade de atender as demandas por energia elétrica nos países em desenvolvimento, têm produzido um esforço mundial significativo para o desenvolvimento comercial da tecnologia da gaseificação aplicada à geração de energia elétrica em centrais de elevada potência.

4.6 - Pirólise

A pirólise, também conhecida como carbonização é um processo de conversão de um combustível (lenha) para outro de melhor conteúdo energético (carvão). Esse é um processo muito simples e antigo. Consiste em aquecer o material original a altas temperaturas em um ambiente com pouco ar, até que o material volátil seja retirado. O produto final tem densidade energética maior que a do material original.

Esse processo também pode ser empregado para aproveitar resíduos vegetais, como o bagaço da cana-de-açúcar. Primeiro é necessário que os resíduos sejam compactados e transformados em briquetes. Esses briquetes possuem maior poder calorífico e conseqüentemente tem maior eficiência na geração de energia.

4.7 - A Complementaridade da Bioeletricidade no Sistema Elétrico Brasileiro

A inclusão da bioeletricidade na matriz energética contribuiria, por si só, para o aumento da segurança do suprimento de energia elétrica devido ao “efeito diversificação da matriz”. Entretanto, a característica mais favorável da bioeletricidade sucroenergética para a segurança do sistema elétrico brasileiro é a sua complementaridade com a relação ao regime de chuvas do subsistema Sudeste / Centro-Oeste, onde se concentra 70% da capacidade dos reservatórios brasileiros. A safra sucroenergética ocorre entre os meses de abril e novembro, coincidindo com o período seco nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste. O gráfico abaixo compara o ritmo da moagem da cana com as Energias Afluentes, e a complementaridade entre o regime de afluências e a bioeletricidade.

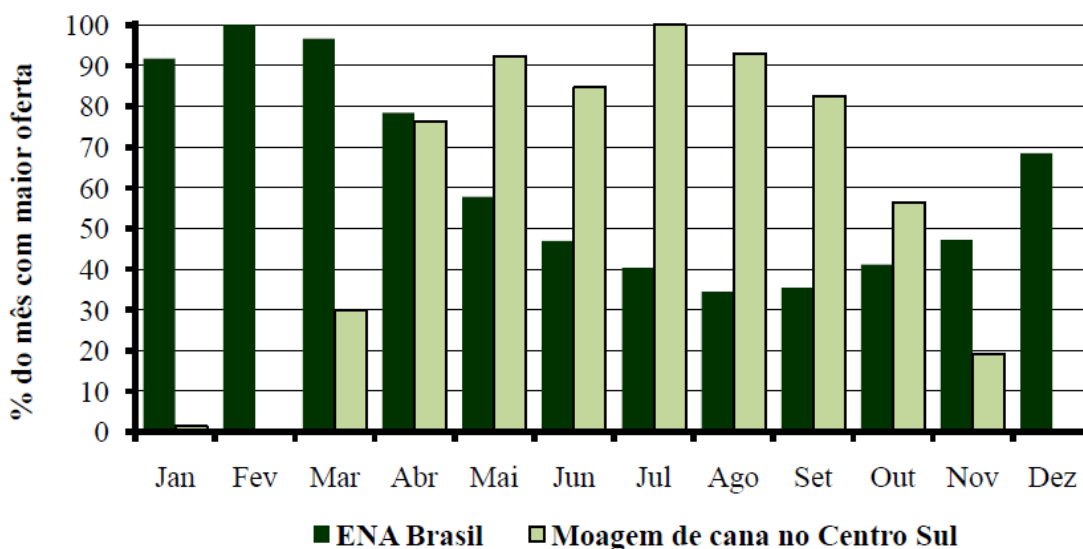


Figura 9 - Complementaridade da Hidroeletricidade com o Setor Sucroenergético

A bioeletricidade sucroenergética, por ter a geração concentrada na estação seca, se constitui em fonte de energia de grande relevância para complementar o parque gerador hídrico. Trata-se de uma “energia de inverno”. De acordo com o ONS, para cada 1.000 MWmed de bioeletricidade inseridos no Sistema Interligado durante este período significa a poupança de 4% dos reservatórios do subsistema Sudeste /Centro-Oeste

O segmento de cogeração de energia a partir do bagaço de cana possui uma potência instalada de aproximadamente 2700MW, dos quais 1900 MW são utilizados

para a autoprodução (utilizados no próprio empreendimento) e os outros 800 MW são comercializados com as distribuidoras do setor de energia.

No entanto, essa potência instalada é muito pequena e é possível ampliá-la significativamente. Segundo um estudo realizado por Leal (2004), é possível alcançar uma potência de 6000MW se considerarmos a geração ao longo de todo o ano e com o uso da palha como combustível complementar.

Segundo a COGEN, o potencial de produção nacional de bioeletricidade poderia atingir 8000 MW, descontando a demanda do setor (1900 MW), teríamos um excedente de 6100 MW para ser comercializados com as distribuidoras.

Esse potencial de geração excedente não é explorado devido a uma série de barreiras empresariais, econômicas e políticas relacionadas à geração pelo setor.

Podemos destacar o desinteresse dos empresários em reconhecer a energia como um novo produto da atividade canavieira, a construção de novas unidades com um foco maior na produção de etanol e legislações que permitam maior flexibilidade para disponibilização e comercialização da energia excedente.

Para viabilizar a produção e venda de eletricidade ao longo de todo o ano e a estabilização da produção de energia comercializável deve-se atender dois pré-requisitos: a instalação de turbinas exclusivamente de condensação ou de turbinas de extração-condensação de controle automático e deve-se disponibilizar algum combustível complementar ao bagaço, fundamental à geração de eletricidade por períodos superiores ao da safra ou períodos que a usina estiver parada.

O uso de turbinas de condensação ou extração-condensação permite que a geração de eletricidade seja conduzida de forma mais independente em relação à operação da usina

4.8 - Viabilidade econômica da bioeletricidade

Apesar de todos os benefícios reconhecidos da inserção da bioeletricidade na matriz elétrica, existem dúvidas e questionamentos com relação à sua viabilidade e competitividade econômica. O principal argumento é que se fosse competitiva a

bioeletricidade estaria sendo contratada nos leilões de energia nova. Contudo, o que existe de fato é uma metodologia de contratação de energia para os leilões que não necessariamente seleciona os melhores projetos de geração, conforme fora discutido por CASTRO e BRANDÃO (2009).

A Tabela 4 apresenta informações que explicitam a necessidade de uma análise mais detalhada sobre a aparente falta de competitividade da bioeletricidade.

Tabela 4- Custo Variável Unitário das Termoelétricas do SIN. 2009

CVU (R\$/MWH)	Potência disponível (MWmed)	% total
até 100	1.536	6,8%
100 a 150	3655	16,3%
150 a 200	1313	5,8%
200 a 250	6386	28,4%
250 a 300	2723	12,1%
300 a 400	3561	15,9%
400 a 600	1643	7,3%
mais que 600	1637	7,3%
Total	22.454	100,0%

Podemos ver que 71,1% da potência termoelétrica contratada possui custo variável superior a R\$ 200,00, ao qual deve ser somado o custo fixo destas usinas. Olhando para esses dados é imediato o questionamento se realmente uma usina de biomassa com seu custo fixo de geração de R\$ 155,00 por MWh se constitui ameaça à modicidade tarifária.

Merece destacar que para obter o custo destas usinas para o sistema não se pode fazer uma simples soma do seu custo fixo com o custo variável, pois estas usinas foram concebidas e contratadas como *backup*, com a estimativa de um despacho com reduzido número horas por ano. É com base nesta metodologia – custos fixos baixos, custos variáveis altos, mas despacho pouco freqüente – que estas usinas são competitivas nos leilões. No entanto, em um sistema hídrico com capacidade de regularização declinante, onde será necessária cada vez mais geração complementar, sobretudo no período seco, estas usinas não se constituem na melhor opção. Elas se mostrarão de fato muito mais caras para o sistema do que as usinas térmicas de bioeletricidade sucroenergética que operam de forma inflexível, sem custos variáveis.

4.9 - Fonte de Geração distribuída e Benefícios Adicionais da Bioeletricidade

Por estar próxima ao principal centro de carga do país (Região Centro-Sul), a bioeletricidade pode ser considerada uma fonte de geração distribuída. Esta proximidade reduz a necessidade de expansão da transmissão, o que é um benefício ambiental (redução das perdas no sistema de transmissão) e também econômico (redução da necessidade de investimentos de expansão do sistema de transmissão).

A bioeletricidade pode até ser escoada diretamente pela rede de distribuição, sem necessidade de reforços da rede básica de transmissão em altíssima tensão. Desta forma, constata-se que a bioeletricidade é uma fonte de energia compatível com o novo paradigma tecnológico do setor elétrico, que dá grande ênfase à exploração dos nichos de geração distribuída.

Além disso, a indústria de bens de capital nacional está apta a fornecer os equipamentos necessários à construção de plantas de co-geração. Neste sentido, os investimentos em novas plantas de co-geração mais eficientes não necessitam de importações substanciais de equipamentos, poupando divisas para o país e contribuindo para a dinamização do setor industrial brasileiro.

Por outro lado, a bioeletricidade utiliza um insumo nacional, em contraste com outros tipos de geradoras que necessitam importar combustível. Com isto se ganha não apenas em termos de economia de divisas como na redução da volatilidade do preço da energia. Isto é evidente nos contratos que resultaram dos leilões de energia nova: o custo da geração a óleo, a carvão importado e a gás natural é indexado ao preço *spot* internacional destes insumos energéticos, enquanto a bioeletricidade é indexada ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

Capítulo 5 - Aspectos legais e regulatórios

Sabe-se que uma central de cogeração é capaz de produzir: energia térmica (vapor, água quente e água gelada) e energia eletromecânica (acionamentos mecânicos e energia elétrica). Todas essas utilidades podem ser consumidas no local da planta ou adjacente à mesma, na grande maioria dos casos, sendo que a única que propicia seu consumo remoto a grandes distâncias é a energia elétrica. Por ser a única das utilidades com liberdade de comercialização, o mercado de energia elétrica evoluiu até hoje a um avançado estágio, ancorado por um complexo sistema regulatório. Esse sistema vem se desenvolvendo no país ao longo do tempo e encontra-se em constante transformação.

Com foco na análise econômica de um projeto de cogeração, um fator de grande contribuição para a sua viabilidade é a relação de demanda calor/ eletricidade. Na maioria dos casos, a planta é dimensionada para atender à totalidade da demanda térmica de seu processo industrial associado (paridade térmica), onde a produção de eletricidade resultante do processo de cogeração, neste caso, pode ser insuficiente ou superior à sua demanda, fazendo com que a planta de cogeração seja, respectivamente, importadora ou exportadora de eletricidade.

Para estes casos, onde ocorre a necessidade de exportação ou importação de energia elétrica por uma planta de cogeração, existe um sistema regulatório, na legislação brasileira, que ampara as três fases que caracterizam o setor: a produção, o transporte e o consumo de energia elétrica. Mesmo que se observe no estudo de viabilidade de uma central cogeneradora um grande potencial técnico, econômico e de mercado, o aspecto legal também deve ser considerado, dado que poderá até mesmo inviabilizar a operação da planta por provocar condições antieconômicas não previstas, fato ocorrido com alguma frequência no país.

5.1 - Produtor Independente e Autoprodutor de Energia Elétrica

A partir do Artigo Segundo do Decreto Nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, considera-se:

I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;

II - Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

5.1.1 - Produtor Independente

Segundo o Artigo 23, o produtor independente poderá comercializar a potência e/ou energia com:

I - Concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica;

II - Consumidores de energia elétrica nas condições estabelecidas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995;

III - Consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração;

IV - Conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;

V - qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias, contado da respectiva solicitação.

5.1.2 – Autoprodutor

Segundo o Artigo 27, a outorga de concessão ou de autorização a autoprodutor estará condicionada à demonstração, perante o órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, de que a energia elétrica a ser produzida será destinada a consumo próprio, atual ou projetado.

Artigo 28, mediante prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, será facultada:

I - A cessão e permuta de energia e potência entre autoprodutores consorciados em um mesmo empreendimento, na barra da usina;

II - A compra, por concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, do excedente da energia produzida;

III - A permuta de energia, em montantes economicamente equivalentes, explicitando os custos das transações de transmissão envolvidos, com concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, para possibilitar o consumo em instalações industriais do autoprodutor em local diverso daquele onde ocorre a geração.

Atendendo os requisitos acima, as centrais cogedoras, autoprodutoras ou produtoras independentes, podem compor o sistema elétrico.

5.2 Tipos de operações de uma central de cogeração

A operação e o despacho da central de cogeração se classificam sobre três formas, dependendo do ponto de conexão e do porte do empreendimento:

Operação isolada; neste caso, a central opera desconectada de qualquer sistema externo. Esta opção de operação é escolhida quando a central de cogeração não oferece a oportunidade de intercâmbio de eletricidade com alguma rede. Em geral, encontra-se esta configuração nos casos de centrais dimensionadas com paridade elétrica, ou seja, para atender toda a sua demanda elétrica. Em instalações que tenham demanda variável de eletricidade, esta opção torna o investimento pouco atrativo na medida em que o fator de capacidade é reduzido, uma vez que os excedentes de eletricidade não poderão ser exportados. Além disso, a planta deve ser dimensionada para o atendimento à ponta de carga, o que onera demasiadamente o investimento inicial.

Operação interligada; no jargão do setor elétrico, diz-se que a operação interligada ocorre quando a central é conectada ao S/N. Entretanto, neste trabalho será definida

como a operação em sincronia com qualquer sistema elétrico de transmissão ou distribuição local, inclusive redes em sistemas isolados.

Operação integrada; ocorre quando um empreendimento de geração, conectado ao S/N, é despachado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. O NOS considera, para o despacho integrado, as centrais geradoras com disponibilidade mínima de 30 MW ao Sistema Interligado Nacional. Assim, uma central com potência superior a esta, porém de autoprodução, não operaria de forma integrada. O ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, para fins de balanceamento da geração/ carga e da otimização energética das reservas hidráulicas.

5.3 Outorga da central de cogeração

A produção de energia elétrica é uma atividade de competência da União. Para que o empreendimento possa produzir eletricidade, seja para venda ou para consumo próprio do produtor é necessário uma autorização, concessão ou permissão da União.

A outorga de Autorização, opção da União para terceirizar a produção de eletricidade, é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (Lei nº. 8.987/95, regulamentada pelo art. 63 do Decreto nº. 5.163/04); competência então delegada à ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Neste sentido, a ANEEL estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação ou ampliação de centrais geradoras termelétricas, bem como para a venda da energia elétrica produzida. Esta Autorização não é dada ao “empreendimento” central cogeneradora, mas sim à “pessoa”, para que possa implantar, operar e comercializar a energia elétrica proveniente de um empreendimento específico.

Segundo a Resolução ANEEL nº. 112, de 18 de maio de 1999, a autorização é outorgada à pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio interessadas em produzir energia elétrica destinada à comercialização sob forma de produção independente; e à pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio interessadas em produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

O porte do empreendimento dita a necessidade da outorga: para centrais com potência elétrica de até 5 MW, é necessário apenas que se faça o registro do empreendimento na ANEEL, apresentando as características básicas do empreendimento e a identificação de seu proprietário.

No caso de centrais com potência superior a 5 MW, é necessária uma autorização da União - a título não oneroso e válida por 30 anos, o que traz a obrigação da comprovação tanto da idoneidade do proprietário, quanto das condições operativas da central e de sua conexão à rede, para que seja satisfeita a condição constitucional do serviço adequado.

A central cogeneradora deverá comprovar também a capacidade técnica de três condições fundamentais para a sua existência: disponibilidade do combustível, tecnologia utilizada e conexão à rede. É importante lembrar que ocorreram diversos casos reais de centrais geradoras termelétricas com sérias restrições operativas devido a impedimentos tanto na disponibilidade do combustível quanto na tecnologia utilizada e na conexão à rede.

A autorização para comercialização dos excedentes de uma central de cogeração é dada em conjunto ou separadamente da outorga para a produção de energia elétrica, concedida pela ANEEL, que poderá ser efetuada sob três formas:

Exclusivamente para autoprodução: neste caso, a planta de cogeração poderá complementar a sua demanda elétrica com a rede, porém não poderá comercializar sua produção excedente de eletricidade. Assim, qualquer sobra injetada na rede será essencialmente perdida.

Comercialização eventual e temporária de excedentes: não existe regulamentação sobre o montante nem sobre a duração desta autorização, que geralmente é válida por cinco anos, podendo ser renovada. Os excedentes de energia elétrica poderão ser livremente negociados.

Comercialização permanente: esta autorização permite a livre comercialização da energia elétrica produzida pela central, e vigente até o término da outorga para exploração do empreendimento, geralmente válida por trinta anos.

O setor elétrico brasileiro passou em diversas vezes por reestruturações em todos os seus segmentos, envolvendo a geração, transmissão, distribuição e

comercialização da energia elétrica. Desta forma, a partir de 2004, foi estabelecido um “novo modelo” para o setor, regulamentado pelo Decreto nº. 5.163/2004. Nesta concepção, foram estabelecidos dois ambientes distintos de comercialização de energia elétrica, agora para o caso de venda de energia: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica. Isso acontece entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Capítulo 6 – Mercado Livre de Energia

O mercado livre de energia elétrica foi instituído através da Lei 9.074, de 07 de Julho/1995, que definiu que os consumidores de energia elétrica com demanda igual ou superior a 10.000 kW e atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, seriam caracterizados como "consumidores potencialmente livres" que poderiam escolher um fornecedor alternativo de energia elétrica para suprir suas necessidades, respeitados os atuais contratos de fornecimento.

Esta lei também já definia que depois de 5 anos da sua publicação, o limite de 10.000 kW seria automaticamente reduzido para 3.000 kW. A Lei definiu também que após 8 anos da sua publicação, o órgão regulador do setor elétrico poderia diminuir novos limites mínimos de carga e tensão para caracterizar o consumidor potencialmente livre.

A mesma Lei também definiu que novos consumidores de energia elétrica, assim compreendidos os consumidores que se instalassem após 07/07/1995, cuja demanda a contratar fosse superior a 3.000 kW, seriam qualificados como consumidores livres, independentemente do nível de tensão em que são atendidos.

Outra classificação de consumidor livre, que foi introduzida pelo Artigo 8o da Lei 10.762 de 11 de novembro de 2003. Por esta classificação, consumidores de energia elétrica ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesse de fato ou de direito, cuja carga de consumo seja superior a 500 kW, poderiam comprar energia alternativamente ao suprimento da concessionária local, independentemente da tensão em que são atendidos, das chamadas "fontes alternativas" de energia elétrica: usinas hidrelétricas com capacidade instalada de até 30.000 kW (definidas como CGH e PCH), usinas de co-geração de energia elétrica a partir da biomassa (bagaço de cana de açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira, entre outros), fontes solares e fontes eólicas. Estas fontes alternativas trazem um benefício global tanto para a sociedade (por causa do baixo impacto ambiental) quanto para o Sistema Interligado Nacional - SIN (pois dispensam o uso de linhas de transmissão de altíssima tensão, uma vez que, via de regra, as mesmas se conectam diretamente ao sistema de distribuição das concessionárias). Sendo assim, a própria Lei 10.762, também no seu Art. 8o, determinou que os compradores de energia destas fontes, recebessem um desconto de no mínimo 50% sobre as tarifas de uso do sistema de distribuição das concessionárias onde estão conectadas. Essa determinação acabou sendo

regulamentada pela ANEEL através da Resolução Normativa da ANEEL n o 77 de 18 de agosto de 2004.

A compra de energia elétrica no então criado mercado livre de energia elétrica, passou a ser feita conforme a vontade das partes envolvidas: comprador e vendedor de energia elétrica; ou seja, todas as condições contratuais, incluindo o preço da energia elétrica, passaram a serem negociadas bilateralmente e não mais impostas pelo órgão regulador (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL) do setor elétrico.

Obviamente que ao trocar o fornecimento de energia elétrica da concessionária local para um novo fornecedor, o consumidor potencialmente livre não se desvincula totalmente da concessionária local, uma vez que esta é a proprietária das redes elétricas que atendem a este consumidor. Sendo assim, e considerando-se que esta atividade é um monopólio natural e portanto nunca haverá outra empresa oferecendo a este mesmo consumidor potencialmente livre uma rede elétrica alternativa, a ANEEL iniciou a regulamentação do uso, por parte destes consumidores livres, dos sistemas de distribuição de energia elétrica da concessionária local, visando garantir a isonomia de tratamento por parte da concessionária local a todos os tipos de consumidores (livres e cativos).

Esta regulamentação foi definida pela ANEEL através da Resolução 281 de 1o de outubro de 1999 e posteriormente modificada pelas Resoluções Normativas 067 e 077 de 2004. É importante salientar que este conjunto de resoluções vigentes hoje, define que no momento em que o consumidor potencialmente livre decide-se por deixar de ser um consumidor cativo para comprar energia livremente, o mesmo deverá celebrar com a concessionária local, os seguintes contratos:

-CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica;

-CCD - Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.

Caso o consumidor potencialmente livre esteja conectado diretamente a rede elétrica de uma empresa geradora ou transmissora de energia elétrica, a sistemática acima é a mesma, devendo apenas os contratos serem chamados de CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica; e CCT - Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão de Energia Elétrica).

A utilização do sistema de distribuição ou transmissão onde o consumidor livre está conectado é pago a concessionária local (seja de distribuição ou de transmissão)

através de tarifas de uso que são publicadas pela ANEEL, e fazem parte das tarifas de fornecimento da concessionária. Estas tarifas são divididas em dois tipos:

-TUSD/TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição/Transmissão): equivale a contratação de demanda do contrato de fornecimento de consumidores cativos. Esta tarifa incide portanto sobre a quantidade de watts contratados pelo consumidor livre para os horários de ponta e fora de ponta;

-TE (Tarifa de Energia Elétrica): é a composição de energia do uso do sistema. Esta tarifa incide sobre a quantidade de energia elétrica efetivamente utilizada pelo consumidor livre em cada mês de consumo (independentemente de quem forneceu esta energia ou dos montantes de energia contratados).

Capítulo 7 – Sustentabilidade Ambiental

A matriz energética brasileira possui um caráter ímpar em relação à matriz energética de outros países por possuir um reduzido impacto ambiental, especialmente no que se refere às emissões de gases do efeito estufa. Porém, isto não pode servir de argumento para se contratar fontes energéticas sujas e poluentes.

O setor energético é, em termos mundiais, o maior responsável pelas emissões de gases do efeito estufa, com 48,8% do total. A Tabela 3 mostra o diferenciado perfil das emissões brasileiras quando comparado à emissão de outros países. Observe-se que a maior parte das emissões brasileiras são relativas à coluna “*Land use, land-use change and forestry (LULUCF)*”, que inclui as queimadas. Por outro lado, as emissões do setor de energia respondem apenas por 8,8% do total.

A categoria “Anexo I” compreende os países listados na Convenção do Clima e que assumiram compromissos de reduzir as emissões de GEE. Fazem parte desse grupo os países desenvolvidos, como os integrantes da União Europeia (UE), Austrália, Canadá, Japão e Estados Unidos. O grupo “Não-Anexo I” é composto pelos países em desenvolvimento, como China, Índia e Brasil.

Tabela 5 – Perfil das emissões

Região/País	Energia	Transporte	Processos industriais	Agricultura	LULUCF	Lixo	Total
Mundo	48,8	11,8	3,1	13,8	18,6	3,6	100
Anexo I	63,3	18,6	3,6	8,2	-	6,2	100
Não-Anexo I	36,9	6,1	3,2	15,6	35,1	3,0	100
China	64,6	4,6	7,9	21,4	-1,0	2,5	100
Índia	52,3	6,8	3,5	34,8	-2,2	4,8	100
Indonésia	7,9	2,0	0,5	4,0	83,6	1,9	100
Coreia do Sul	68,8	17,5	9,2	2,8	0,2	1,6	100
Brasil	8,8	5,7	1,5	20,1	62,0	1,8	100
México	50,5	16,6	3,5	8,2	15,8	5,3	100
África do Sul	73,7	9,6	2,7	10,7	0,5	2,9	100

A bioeletricidade por se tratar de uma energia renovável é neutra em relação à emissão de gases do efeito estufa em contraste com as consideráveis emissões verificadas na geração termoeletrica com base em combustíveis fósseis, conforme pode ser comprovado na Tabela 6

Para a safra de 2021/22 temos uma estimativa de geração de aproximadamente 15.000 MWmed de bioeletricidade para exportação. A produção desta mesma energia com base em térmicas a carvão representaria a emissão de 100,7 milhões de toneladas de CO₂. Caso esta produção ocorresse por meio de óleo, as emissões seriam de 69,3 milhões de toneladas de CO₂. Mesmo no caso da geração ocorrer através de usinas movidas a gás natural em ciclo combinado, as emissões seriam de 50,4 milhões de toneladas de CO₂. Portanto, logo se nota a importância da bioeletricidade na manutenção de uma matriz com reduzida intensidade em carbono contribuindo desta forma para a mitigação das alterações climáticas.

Tabela 6 - Emissões de Gases do Efeito Estufa por Diferentes Tipos de Fontes (em Kg por MWh)

Fonte de Energia	Emissão de CO₂ (em KG por MWh)
Gás Natural (ciclo aberto)	440
Gás Natural (ciclo combinado)	400
Óleo	550
Carvão	800
Hidroelétrica	25
Eólica	28

7.1 – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

A atual preocupação com o meio ambiente levou os países integrantes da Organização das Nações Unidas (ONU) a assinarem um acordo que determinasse um controle sobre as intervenções humanas no clima do planeta.

Desta forma, o Protocolo de Quioto foi assinado em 1997 com o objetivo de reduzir as emissões de gases do efeito estufa entre os países signatários. A meta de redução foi de 5,2%, relativo às emissões de 1990 entre os anos de 2008 e 2012.

Foram ali consagrados os princípios das “responsabilidades comuns, mas diferenciadas” e do “poluidor pagador”, segundo os quais, embora seja global o problema ambiental, caberia aos países tradicionalmente industrializados e, pois, historicamente responsáveis pelos danos ambientais, o ônus por evitar seu agravamento, para o quê contarão com o auxílio dos países em desenvolvimento.

Buscando viabilizar instrumentos para atingir os parâmetros propostos, o Protocolo criou o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), previsto em seu artigo 12, regulamentado pela Conferência das Partes (COP), que, ao permitir que os países do Anexo I se beneficiem das reduções de emissões realizadas em países em desenvolvimento, o farão com o duplo fito de auxiliar: i) os países não incumbidos de atender metas ambientais (Partes não-Anexo I) a lograrem o desenvolvimento sustentável, reduzindo suas emissões; e ii) os países do Anexo I a cumprir seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões.

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) nasceu de uma proposta brasileira à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC). Trata-se do comércio de créditos de carbono baseado em projetos de seqüestro ou mitigação. O MDL é um instrumento de flexibilização que permite a participação no mercado dos países em desenvolvimento, ou nações sem compromissos de redução, como o Brasil. Os países que não conseguirem atingir suas metas terão liberdade para investir em projetos MDL de países em desenvolvimento.

Dentre os inúmeros tipos de projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL) que podem ser desenvolvidos, pode-se citar:

- Captura de gás em aterro sanitário;
- Tratamento de dejetos suínos e reaproveitamento de biogás;
- Troca de combustível;
- Geração de energia por fontes renováveis (biomassa, energia eólica, pequenas e médias hidroelétricas), energia solar;
- Compostagem de resíduos sólidos urbanos;
- Geração de metano a partir de resíduos orgânico (biogásificação);
- Pirólise de resíduos.

Estes projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL) permitem, mediante a comprovação da redução de emissões ou pelo sequestro de carbono, a obtenção dos “Créditos de Carbono”

7.2 - Créditos de carbono

Os Créditos de Carbono são certificados internacionalmente válidos e aceitos entre os signatários do Protocolo de Kyoto e outros países voluntários, atestando uma melhoria ambiental alcançada pela redução de emissões de gases do efeito estufa ou pela retirada (absorção ou fixação) do gás carbônico (CO₂) em excesso na atmosfera

Para pleitear a emissão de créditos de carbono, é necessário elaborar projeto de mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL). Existe uma série de critérios para que o projeto seja reconhecido, como estar alinhado às premissas de desenvolvimento sustentável do país hospedeiro. Uma autoridade nacional é designada para esse reconhecimento, após ser aprovada o projeto pode ser submetido à ONU para ser avaliado e registrado.

Atualmente, a tonelada de carbono dos projetos de MDL é vendida em torno de US\$ 5,00 a 6,00, para projetos que obedeçam todas as premissas do Protocolo de Quioto. Os principais compradores de créditos entre janeiro de 2004 e abril de 2005 foram o Japão (21%), a Holanda (16%), o Reino Unido (12%) e o restante da União Européia (32%). Em termos de oferta de créditos, a Índia lidera o ranking, com 31%. O Brasil possui 13% da fatia; o restante da Ásia (inclusive China) 14%; e o restante da América Latina 22%. A participação da Índia e do restante da Ásia é expressiva por seus projetos de destruição do HFC23, gás cujo potencial de aquecimento global é 11.700 vezes maior que o do CO₂ (Fonte: Biodieselbr).

O uso da biomassa para a produção de eletricidade consta em muitos projetos de usinas, o que as coloca a um passo para a venda de créditos de carbono. A primeira usina de açúcar e álcool a vender efetivamente créditos de carbono foi a Cerradinho, de Catanduva. Pelos créditos, foram pagos 950 mil euros.

O montante recebido pela empresa será destinado a novos projetos de co-geração de energia elétrica, que contribuirão para a redução na emissão de gás carbônico. Uma parte da verba deve ser investida na co-geração de energia na usina Cerradinho, porém na unidade de Potirendaba em 2008.

Dados do Ministério da Ciência e Tecnologia mostram que já foram aprovados 130 projetos no Brasil, sendo 12 deles aprovados com ressalvas. Estão em fase de revisão 15 projetos e outros 16 foram submetidos à aprovação do Ministério.

Os projetos para comercialização de créditos de carbono no mercado internacional precisam ser aprovados pelo Comitê Interministerial de Mudanças Climáticas, em Brasília. Então, são enviados para registro na Conferência da Mudança do Clima das Nações Unidas (*United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC*), da ONU (Organização das Nações Unidas) e ainda são submetidos a uma auditoria que confirma e valida a não-emissão de gás carbônico por meio da adoção de mecanismo limpo de geração de energia. Superadas estas etapas, as usinas podem vender créditos de carbono.

Capítulo 8 – Conclusão

O setor elétrico brasileiro passou por uma fase de transição e agora, depois de muitas décadas, a geração de energia elétrica pode ser tratada como uma forma de negócio privado e não se encontra mais sobre completa responsabilidade do Estado. Esse novo setor já se encontra adequadamente regulamentado, com uma estrutura de operação definida e com os órgãos reguladores e operadores já estabelecidos.

Nessa nova etapa do setor elétrico brasileiro vemos uma busca para a complementação da geração hídrica com fontes capazes de gerar eletricidade de forma eficiente durante o período seco. A bioeletricidade se encaixa como uma dessas fontes pois a safra de cana-de-açúcar coincide com o período de seca.

A participação da cogeração na matriz energética brasileira ainda é singela quando comparada a outros países industrializados no resto do mundo. Este atraso não é justificável, diante do benefício que a cogeração nos traria ao aumentar a oferta de eletricidade de forma racional, relativamente sem aumentar o custo com combustíveis. Aí estão inseridas a “eficiência energética” e a “eficiência econômica”.

A utilização da biomassa como uma alternativa de energia, agregada com as pressões ambientais em cima das fontes usuais de energia proporcionaram um grande esforço mundial para o desenvolvimento dessa tecnologia. Muitos estudos e testes estão sendo realizados em busca de um desenvolvimento tecnológico e que possam sanar as principais incertezas dessa nova fonte de energia.

Os investimentos podem ser reduzidos com os esforços atualmente realizados para promover o uso da biomassa como fonte de geração de energia elétrica. A margem de redução do investimento inicial relacionado ao gaseificador e seus sistemas auxiliares é considerável, como podemos ver ao compararmos o custo específico de instalação considerado, da ordem de US\$ 1.300,00/kW ao custo dos ciclos combinados atualmente disponíveis, da ordem de US\$ 750,00/kW, para a mesma faixa de potência.

Ainda que outras fontes alternativas venham a concorrer por estes recursos, a biomassa tem a seu favor a escala de geração possível em uma única planta, enquanto a energia elétrica fotovoltaica se aplica a potências bem menores e a eólica

e as pequenas centrais hidroelétricas a médias potências. Em particular, a cultura da cana-de-açúcar para este fim tem ainda em seu favor a produção de combustível líquido renovável, constituindo uma opção de central energética, não apenas elétrica.

Dessa forma, a viabilidade econômica dessa tecnologia é uma realidade que está sendo implementada aos poucos na matriz energética nacional e sua expansão depende de incentivos do governo e de investimentos nacionais ou internacionais.

Referências Bibliográficas

ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 3a. Edição. Brasília, 2008.

ANEEL - *Agência Nacional de Energia Elétrica, 2007*, (online, <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 04/2010).

ASSOCIAÇÃO PAULISTA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA - COGEN (2005a). *Inserção da bioeletrecidade na matriz energética: agregando valor ao terceiro produto energético da agroindústria canavieira*.

ASSOCIAÇÃO PAULISTA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA – COGEN, 2010, (online, <http://www.cogensp.com.br>. Acesso em 04/2010)

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2006). *Audiência Pública nº 003/2006– Estabelecimento dos requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogedoras de energia*. Brasília: ANEEL.

CASTRO, Nivalde José; DANTAS, Guilherme de A; BRANDÃO, Roberto; LEITE, André Luiz da Silva. *Bioeletricidade e a Indústria de Álcool e Açúcar: possibilidades e limites*. Synergia. Rio de Janeiro, 2008.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto. *A seleção de projetos nos Leilões de Energia Nova e a questão do valor da energia*. Mimeo. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Agosto, 2009.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL (2004). *Curso de Cogeração*. Treinamento interno.

CLEMENTINO, Luiz Donizeti (2001). *A conservação de energia por meio da cogeração de energia elétrica*. São Paulo: Érica.

GOLDENBERG, P; GUERRA, F. *Inovação na Geração de Energia Elétrica a Partir do Bagaço de Cana*. In: I Workshop do INFOSUCRO sobre Impactos Econômicos e Tecnológicos da Indústria Sucroalcooleira no Brasil. Rio de Janeiro, Novembro de 2008.

LOPES, I. V. (2002). *O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: guia de orientação*. São Paulo: Fundação Getúlio Vargas.

WALTER, A. C. S., 1997, “Geração de Energia Elétrica a partir de Biomassa no Brasil: Experiências e Perspectivas”. In: *O Uso da Biomassa no Brasil Potenciais para uma Política de Desenvolvimento Regional*, n. 6, Rio de Janeiro, Set.

XAVIER, B.J. *As dificuldades da implantação da co-geração sob os aspectos técnicos e comerciais no cenário atual*. Campinas: [s.n.] Relatório Interno CPFL