

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
UNIDADE ACADÊMICA CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

**POTENCIAL DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO SETOR
SUCROALCOOLEIRO ATRAVÉS DA GASEIFICAÇÃO DA BIOMASSA
INTEGRADA AO GÁS NATURAL**

Artur Mergulhão Barreto Lins

Maceió
2010

ARTUR MERGULHÃO BARRETO LINS

**POTENCIAL DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO SETOR
SUCROALCOOLEIRO ATRAVÉS DA GASEIFICAÇÃO DA BIOMASSA
INTEGRADA AO GÁS NATURAL**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Alagoas como requisito final para a obtenção do grau de mestre em Sistemas Energéticos e o Meio Ambiente.

Orientadora: Dra. Karla Miranda Barcellos

Maceió
2010

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico

Bibliotecária Responsável: Helena Cristina Pimentel do Vale

L759p Lins, Artur Mergulhão Barreto.
Potencial de geração termelétrica no setor sucroalcooleiro através da gaseificação da biomassa integrada ao gás natural / Artur Mergulhão Barreto Lins, 2010.
127 f. : il., tabs., graf.

Orientadora: Karla Miranda Barcellos.
Dissertação (mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2010.

Bibliografia: f. 122-127.

1. Energia – Fontes alternativas. 2. Biomassa. 3. Gaseificação. 4. Gás natural.
I. Título.

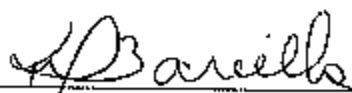
CDU: 662.767

**Potencial de Geração Termelétrica no Setor Sucroalcooleiro
Através da Gaseificação da Biomassa Integrada ao Gás Natural**

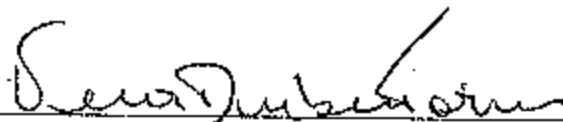
por

Artur Mergulhão Barreto Lins

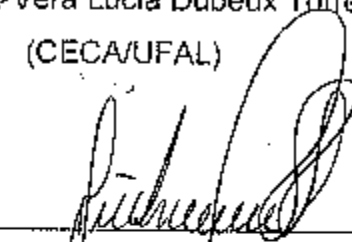
Dissertação defendida e julgada em sua forma final em 21 de maio de 2010,
pela comissão examinadora, para obtenção de título de Mestre em Engenharia
Química



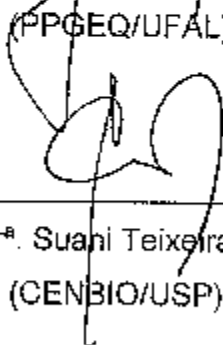
Prof.^a. Dr.^a Karla Miranda Barcellos
(Orientadora)



Prof.^a. Dr.^a Vera Lúcia Dubeux Torres
(CECA/UFAL)



Prof. Dr. João Inácio Soletti
(PPGEQ/UFAL)



Prof.^a. Dr.^a Suani Teixeira Coelho
(CENBIO/USP)

AGRADECIMENTO

Aos meus pais, por terem provido as condições necessárias para realização do mestrado;

As minhas irmãs, por terem compartilhado experiências e aprendizados durante minha vida;

A minha noiva, por sempre ter me apoiado e incentivado;

Agradeço especialmente a professora Karla Miranda Barcellos, orientadora do trabalho, por sempre ter depositado confiança no trabalho e por sempre ter contribuído com a realização do mesmo;

A todos os professores do mestrado de engenharia química da UFAL que direta ou indiretamente contribuíram para realização do mestrado;

A empresa Algás, por ter apoiado a realização do mestrado;

A Ângela Fernandes, Antônio Mesquita Dória e Ivonez Lourenço, por terem apoiado na Algás a realização do mestrado;

A Fábio Sousa e Jayme Marden, engenheiros da Algás, por estarem sempre disponíveis para ajudar e criticar de forma positiva o trabalho;

A Leonardo Lessa, Diretor Técnico da Superintendência Federal de Agricultura em Alagoas, por ter contribuído com informações e materiais técnicos;

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo quantificar o potencial de geração de energia termelétrica no setor sucroenergético alagoano e brasileiro através da tecnologia de gaseificação da biomassa integrada ao gás natural, levando em consideração o cenário energético atual e suas tendências. O uso indiscriminado da energia de origem fóssil trouxe consigo severos efeitos ao meio ambiente, tendo como uma das conseqüências o aquecimento global. Por outro lado, é fato que a demanda energética continuará a crescer nos próximos anos e que fatores econômicos continuarão a ser decisivos na escolha das fontes de energia. Nesse sentido, alternativas energéticas que possam atender a demanda de energia de forma mais eficiente, econômica e sustentável, certamente, serão opções aplicadas com maior intensidade. O aproveitamento da energia da biomassa da cana-de-açúcar é uma alternativa para geração de energia elétrica já empregada no setor sucroalcooleiro, entretanto, ainda possui um vasto potencial a ser explorado. As tecnologias empregadas nesse setor são capazes de gerar em média 26 kWh por tonelada de cana (tc), sendo estas ineficientes quando comparadas a tecnologia de gaseificação da biomassa da cana-de-açúcar que pode produzir 300 kWh/tc. Entretanto, esta tecnologia ainda não é comercialmente utilizada. No presente trabalho serão abordados os princípios de geração de energia elétrica através da gaseificação da biomassa e verificado que o uso desta tecnologia integrada ao gás natural implica em vantagens técnicas e econômicas que podem acelerar a viabilidade do uso comercial desta tecnologia.

Palavras-chave: energia, biomassa, gaseificação, matriz elétrica, eficiência, gaseificação, gás natural.

ABSTRACT

This study aims to evaluate thermoelectric energy potential in Alagoas's and Brazil's sugar-alcohol sector by using biomass gasification technology integrated with natural gas, taking into account the current energy scenario and its tendency. The indiscriminate use of fossil energy caused serious effects in the environment; the global warming is one of consequences. Otherwise, it is a matter of fact that the energy demand will still be growing in the next years and that economic factors will continue to be decisive in the choice of energy resources. The types of energy resource which can support the energetic demand in a more efficient, economic, sustainable way, surely, will be options applied more often. The use of sugar-cane biomass energy is an option to electric energy generation, which is already employed in sugar-alcohol sector, nonetheless, it still has a large potential to be explored. The technologies employed in this sector are able to generate 26 kWh/tc (kilo watt-hour per sugar-cane crushed) on average, however, these technologies are considered inefficient when compared to sugar-cane biomass gasification technology, which are able to generate more than 300 kWh/tc. Nevertheless this technology is not commercial available. In this study, it will be explained the electric energy generation principles of biomass gasification and verified that the use of this technology together with natural gas can provide technical and economic advantages, which can accelerate the viability of the commercial use of this technology.

Key words: energy, biomass, BIG/CC, electric matrix, efficiency, gasification, natural gas.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Cana-de-açúcar no campo.....	48
Figura 2 - Componentes da cana-de-açúcar	48
Figura 3 - Recuperação do palhiço	52
Figura 4 - Palhiço enfardado	52
Figura 5 - Caldeira aquotubular para queima do combustível sólido.....	63
Figura 6 - Caldeira de recuperação com arranjo.....	64
Figura 7 - Caldeira de recuperação em arranjo.....	64
Figura 8 - Turbina a vapor de condensação.....	66
Figura 9 - Turbina a vapor de condensação.....	66
Figura 10 - Ciclo Rankine	67
Figura 11 - Ciclo Bryton.....	68
Figura 12 - Fluxograma esquemático de um ciclo tradicional de cogeração a vapor em contrapressão.	71
Figura 13 - Fluxograma esquemático de um ciclo tradicional de co-geração com maior eficiência.....	73
Figura 14 - Fluxograma esquemático de um ciclo de condensação e extração.....	75
Figura 15 - Fases da reação de pirólise e secagem da biomassa.	83
Figura 16 – Esquema de etapas do processo de gaseificação.....	84
Figura 17 - Reator de leito fluidizado.....	87
Figura 18 - Fluxograma de um processo de gaseificação com reator de leito fluidizado circulante	90
Figura 19 - Ciclo combinado	94
Figura 20 - Planta BIG-GTCC integrada a uma usina de açúcar e/ou álcool.....	103
Figura 21 - Planta BIG/CC pura.	106

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Participação na geração de energia elétrica no mundo por fontes em 2006.....	21
Gráfico 2 - Participação na geração de energia elétrica no mundo por fontes em 2030	21
Gráfico 3 - Oferta Interna de Energia - Estrutura de Participação das Fontes - Mundo 2006 .	22
Gráfico 4 - Oferta Interna de Energia - Estrutura de Participação das Fontes – Brasil.....	23
Gráfico 5 - Geração de energia elétrica - 2007 (Brasil)	25
Gráfico 6 - Geração de energia termelétrica - 2007 (Brasil)	25
Gráfico 7 - Evolução da matriz energética brasileira 2007-2030.....	28
Gráfico 8 - Emissão de gases do efeito estufa	32
Gráfico 9 - Descobertas de gás natural e produção acumulada, 1960-2006.....	33
Gráfico 10 - Distribuição das reservas provadas de gás natural, segundo unidades da federação, em 31/12/2007.....	35
Gráfico 11 - Consumo mundial de biocombustíveis por tipo.....	41
Gráfico 12 - Produção, consumo e exportação de etanol	43
Gráfico 13 - Produção, consumo e exportação de açúcar.....	43
Gráfico 14 – Potências instala (MVA) da nas usinas de Alagoas 2001/2008.....	46
Gráfico 15- Relação entre fluxo de massa e razão de.....	69
Gráfico 16 – Custo do ciclo combinado instalado versus capacidade do ciclo em MW.....	95
Gráfico 17 – Variação de eficiência em função da proporção de gás natural	97
Gráfico 18 – Efeito da proporção de gás natural, na mistura do gás, na produção de potência (turbina aeroderivada).....	98
Gráfico 19 – Efeito da proporção de gás natural, na mistura do gás, na produção de potência (turbina industrial)	99
Gráfico 20 – Curva de aprendizado de tecnologias de geração de energia	110
Gráfico 21 – Potencial de geração termelétrico em Alagoas (tradicional, ciclo CEST e BIG/CC)	117
Gráfico 22 – Potencial de geração termelétrico no Brasil (tradicional, ciclo CEST e BIG/CC)	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade instalada de geração de energia elétrica, novembro de 2008 (Brasil)	27
Tabela 2 – Composições típicas do gás natural no Brasil	31
Tabela 3 - Projeção da oferta e da demanda de gás natural (milhões de m ³ /dia)	36
Tabela 4 – Produtividade e custo do etanol por cultura e localização	39
Tabela 5 – Geração de energia elétrica nas usinas de Alagoas – safra 2007/2008	47
Tabela 6 – Composição química do bagaço	51
Tabela 7 – Características do bagaço	51
Tabela 8 – Custo da recuperação do palhiço por tonelada em relação a estratégia de recuperação	54
Tabela 9 – Características dos componentes do palhiço antes da colheita.	54
Tabela 10 – Composição química dos componentes do palhiço antes da recuperação	54
Tabela 11 – Características química dos componentes do palhiço antes da recuperação.	55
Tabela 12 – Composição química dos componentes do palhiço antes da recuperação	55
Tabela 13 – Potencial de energético da biomassa da cana-de-açúcar – safra 2007/2008	58
Tabela 14 – Potencial de energético da biomassa da cana-de-açúcar – safra 2030	58
Tabela 15 – Características básicas do ciclo tradicional de cogeração a vapor em contrapressão	72
Tabela 16 - Características básicas do ciclo tradicional de cogeração modificado para geração máxima de excedentes de energia elétrica	74
Tabela 17 - Custos de investimento e de operação do ciclo tradicional de cogeração modificado para geração máxima de excedentes de energia elétrica	74
Tabela 18 - Características básicas do ciclo de condensação e extração.	77
Tabela 19 - Custos de investimento e de operação do ciclo de condensação e extração	78
Tabela 20 – Composição do gás derivado da biomassa da cana-de-açúcar	91
Tabela 21 – Parâmetros de geração de energia para uma planta BIG/CC parcialmente integrada e uma planta CEST na usina de referência	104
Tabela 22 – Parâmetros de geração de energia de uma planta BIG/CC pura e uma planta CEST na usina de referência, descrita em 6.4	108
Tabela 23 – Potencial energético da biomassa da cana-de-açúcar – safra 2007/2008 (Brasil e Alagoas)	113

Tabela 24 – Consumo de energia da biomassa na safra X Disponibilidade energia da biomassa	114
Tabela 25 – Energia elétrica gerada na safra para auto consumo e para comercialização	115
Tabela 26 – Quantidade de energia elétrica gerada na entressafra	116
Tabela 27 – Potencial de geração termelétrico: Brasil e Alagoas	116

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	OBJETIVO GERAL.....	14
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
1.3	JUSTIFICATIVA	14
1.4	METODOLOGIA.....	17
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	18
2	VISÃO DO CENÁRIO ENERGÉTICA MUNDIAL E BRASILEIRO	20
2.1	GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	24
2.2	PERSPECTIVAS DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA.....	27
3	GÁS NATURAL.....	31
3.1	GÁS NATURAL NO MUNDO	32
3.2	GÁS NATURAL NO BRASIL	34
4	BIOMASSA	37
4.1	BIOMASSA NO MUNDO.....	39
4.2	BIOMASSA NO BRASIL	42
4.2.1	Produtos da cana: energia elétrica	43
4.2.1.1	Energia elétrica: Alagoas	45
4.3	CANA-DE-AÇÚCAR	47
4.3.1	Bagaçõ	50
4.3.2	Palhiço	51
4.4	DISPONIBILIDADE DA BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL	56
5	PRODUÇÃO DE ENERGIA NAS USINAS DE CANA-DE-AÇÚCAR	59
5.1	EQUIPAMENTOS	60
5.1.1	Caldeiras Convencionais.....	60
5.1.2	Caldeira de recuperação	63
5.1.3	Turbinas a vapor	64
5.1.4	Turbinas a gás	67
5.2	ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA	69
5.2.1	Ciclo tradicional de cogeração a vapor em contrapressão	70

5.2.1.1	Ciclo tradicional de cogeração <i>topping</i> modificado para geração máxima de excedentes de energia elétrica.	72
5.2.2	Ciclo de condensação e extração	74
6	SISTEMA DE GASEIFICAÇÃO DA BIOMASSA: GERAÇÃO DE ENERGIA	79
6.1	SISTEMA DE GASEIFICAÇÃO	80
6.1.1	Conceituação.....	81
6.1.2	Reatores	84
6.1.2.1	Reator de leito fluidizado	86
6.1.3	Planta de gaseificação	88
6.1.4	Eficiência	90
6.1.5	Gás derivado da biomassa da cana-de-açúcar.....	91
6.2	CICLO COMBINADO	92
6.2.1	Custo do sistema versus escala	94
6.3	INTEGRAÇÃO DO SISTEMA BIG/CC	95
6.4	INTEGRAÇÃO DO SISTEMA BIG/CC COM AS USINAS	100
6.4.1	BIG/CC parcialmente integrada.....	101
6.4.2	BIG/CC pura	105
6.5	CUSTO	109
7	POTENCIAL DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA.....	111
7.1	CALCULO DA DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA DA BIOMASSA	112
7.2	CÁLCULO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA SAFRA	114
7.3	CÁLCULO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA ENTRESSAFRA	115
7.4	RESULTADO	116
8	PROPOSIÇÕES PARA PRÓXIMOS TRABALHOS.....	119
9	CONCLUSÃO	120

1 INTRODUÇÃO

A cana-de-açúcar foi a primeira cultura de importância econômica no Brasil, tendo sua história iniciada ainda no século XVI, quando era utilizada para produção de açúcar. Somente após mais de três séculos do início do cultivo da cana-de-açúcar (1925), foram realizados os primeiros estudos para o uso deste vegetal como um energético em escala comercial através da produção de etanol (álcool), combustível substituto da gasolina.

Na década de 1970, em meio à crise do petróleo, a produção de etanol ganhou maior destaque com a criação do Programa Nacional do Álcool – Proálcool, o qual visava reduzir a vulnerabilidade energética do Brasil, através da substituição da gasolina. A partir de 1997 a produção de etanol passou por uma retração que se deveu, entre outros fatores, a redução do preço do petróleo. Recentemente, o crescimento do etanol foi retomado, sendo marcado pela consolidação da tecnologia do carro bicomcombustível (*flex fuel*), o qual é capaz de consumir gasolina ou etanol em quaisquer proporções. De forma geral, a escalada da produção do etanol foi marcada por intervenções políticas e pela variação do preço internacional do petróleo.

Até a década de 40 do século passado, o cultivo da cana-de-açúcar se concentrou basicamente na região Nordeste; contudo, nas últimas décadas sua produção se expandiu por diversas regiões do Brasil e, atualmente, o centro-sul responde pela maior parte da produção nacional (SANTOS *et al.*, 2007). Apesar dos diversos usos que a cana-de-açúcar pode ter, seu cultivo está concentrado especialmente para produção de açúcar e álcool. De acordo com Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB (2008 b), em 2007, 53,1% da cana-de-açúcar produzida foi destinada a produção de etanol no Brasil, enquanto 46,9% foi destinada a produção de açúcar. Contudo, nos próximos 10 anos é esperado que o etanol alcance uma participação de cerca de 60%.

De acordo com o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA (2008) o crescimento na produção de etanol no horizonte de 2006/07 a 2017/18 é na ordem de 9,0% ao ano, enquanto a produção de açúcar deve crescer por volta de 2,9% ao ano.

A cana-de-açúcar utilizada tanto na produção de açúcar quanto na de etanol é composta basicamente de três partes: caldo, colmo e palhico, as quais possuem poder energético

aproximadamente iguais. Dentre estas partes, apenas o caldo é a matéria prima do açúcar e do álcool. O palhiço é usualmente queimado no campo para facilitar a colheita da cana-de-açúcar e o colmo é descartado após a extração do caldo, sendo este, ao final do processo, um resíduo do processamento conhecido como bagaço.

Apesar da maioria das usinas ainda realizarem queimadas no campo para efetuar a colheita, é cada vez maior a participação da colheita da cana crua (sem realizar queimadas). Isto se deve a exigências legais em decorrência dos prejuízos sócio-ambientais associados às queimadas, como também devido a benefícios agroeconômicos, como o aproveitamento do palhiço como fonte energética e aumento do teor de sacarose na cana-de-açúcar crua.

O bagaço, por sua vez, é tradicionalmente queimado em caldeiras para geração de vapor, o qual é utilizado na produção de energia mecânica, elétrica e térmica nos processos de fabricação do açúcar e do álcool nas usinas. Este insumo é, sobretudo, a principal fonte de energia das usinas para fabricação de etanol e açúcar; contudo, este é utilizado predominantemente de forma ineficiente. Este fato se deveu, ao longo da história, principalmente pela pouca valorização do seu uso para outros fins além de seu uso tradicional, como fonte de energia para as usinas.

Por outro lado, como o bagaço gerado na produção de açúcar e etanol possui um potencial energético bastante superior as necessidades de uma usina, mesmo utilizando este de forma ineficiente, é possível gerar energia suficiente para atender toda a demanda da usina.

Deve-se acrescentar ainda que o bagaço não utilizado para produção de energia (ou outro fim) nas usinas tenderá a se acumular ao longo da safra, tornando necessário o seu descarte. Na verdade, a estrutura energética das usinas foi concebida de modo a consumir todo o bagaço produzido pela usina, reduzindo, assim, o trabalho de descarte deste. (TOLMASQUIM, 2005; CAMARGO et al., 1990). Entretanto, esse cenário têm progressivamente mudado, especialmente devido a valorização do bagaço como insumo para produção de energia elétrica. De acordo com Tolmasquim (2005) “já há alguns anos que se discute a conveniência de promover um melhor aproveitamento do potencial econômico da biomassa”.

Através do aumento de eficiência da estrutura energética das usinas, estas são capazes de gerar energia elétrica o suficiente para atender toda sua demanda energética e ainda gerar

energia elétrica excedente (quantidade de energia elétrica gerada que ultrapassa a demanda de energia da própria usina) que pode ser comercializada, criando uma receita extra para o setor sucroalcooleiro. É também verdade que o aumento da eficiência energética das usinas está condicionado a elevados investimentos que, sob a ótica dos usineiros, apenas serão viáveis caso apresentem atratividade econômica.

1.1 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem como objetivo geral avaliar o potencial de geração termelétrica no setor sucoenergético do Brasil e de Alagoas através da tecnologia de gaseificação da biomassa da cana-de-açúcar integrada ao gás natural.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar no cenário energético mundial e nacional o que deve direcionar a adoção de alternativas tecnológicas para suprir a demanda energética nacional;
- Levantar o potencial energético da biomassa da cana-de-açúcar;
- Levantar a disponibilidade de suprimento de gás natural;
- Descrever a tecnologia utilizada para geração de energia por meio da gaseificação da biomassa e suas concorrentes;
- Levantar a capacidade de geração de energia elétrica que pode ser gerada através do uso da biomassa da cana-de-açúcar (bagaço e palhiço) em conjunto com o gás natural;

1.3 JUSTIFICATIVA

Sob a perspectiva do governo brasileiro, pode-se dizer que a produção de energia elétrica através da biomassa da cana-de-açúcar (palhiço e bagaço) é mais um passo para a diversificação da matriz energética nacional de forma sustentável. A geração de energia elétrica por meio da biomassa (bioeletricidade) da cana-de-açúcar já representa uma parcela importante da oferta interna de energia termelétrica e possui uma perspectiva de crescimento que deverá ser no mínimo proporcional a elevação da produção de açúcar e álcool.

O cenário energético nacional também contribui para o fortalecimento da bioeletricidade (energia elétrica gerada a partir de biomassa) do setor sucroalcooleiro, haja vista a dependência nacional da energia hidráulica a qual está sujeita a sazonalidade das chuvas. Ademais, de acordo com o Ministério de Minas e Energia – MME (2007), no horizonte do ano 2030 o potencial hidráulico a ser explorado estará próximo do esgotamento. A diversificação da matriz energética nacional é mais que um desejo do governo é uma necessidade que o mesmo fará uso a fim de atender a demanda energética nacional.

Diante do interesse do governo em promover a produção de energia elétrica a partir da cana-de-açúcar, algumas medidas foram tomadas por este, valendo destacar duas ações: o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e o Leilão de Energia de Reserva (LER) de biomassa.

A capacidade de geração de energia elétrica através do uso da biomassa da cana-de-açúcar em 2008 foi estimada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2008) em 4 GW, montante consideravelmente superior à capacidade instalada de 1,54 GW em 2001. De certa forma este crescimento demonstra o interesse do setor sucroalcooleiro na geração de energia. Entretanto o potencial de geração de energia elétrica pode ser amplamente acrescido com a adoção de tecnologias mais eficientes.

A tecnologia predominantemente utilizada nas usinas de cana-de-açúcar para produção de energia elétrica é baseada em turbinas de contrapressão, as quais possuem baixo rendimento energético e pouca possibilidade de geração de energia elétrica excedente. A tecnologia baseada em turbinas a vapor de condensação e extração (CEST) é uma alternativa à tecnologia anterior e possui uma eficiência energética consideravelmente superior. Essa tem sido progressivamente utilizada pelas usinas, representando uma elevação da capacidade de comercialização de energia elétrica. Entretanto, a maximização do aproveitamento energético da biomassa é alcançada com a geração termelétrica através de um sistema de gaseificação da biomassa da cana-de-açúcar.

O sistema de gaseificação da biomassa consiste em converter a biomassa da cana-de-açúcar em um gás de baixo poder calorífico o qual pode ser utilizado em ciclo combinado de energia (Rankine e Brayton) através do uso deste gás em turbinas. Essa tecnologia é conhecida internacionalmente como *Biomass Integrated Gasification – Combined Cycle* (BIG-CC)

(FAAIJ; RODRIGUES; WALTER, 2003a). Embora esta tecnologia ainda não esteja comercialmente disponível, inúmeros esforços têm sido realizados com o intuito de aperfeiçoá-la, demonstrá-la e implementá-la (COELHO, 1999).

Vale destacar o projeto BRA/96/G31 que teve como organizadores *United Nations Development Programme* (UNDP) e o Ministério de Ciência e Tecnologia do Brasil e como coordenador técnico o Centro de Tecnologia Canavieira (CTC). O referido projeto teve como principal objetivo avaliar e desenvolver a tecnologia necessária para geração de energia elétrica através de um sistema de gaseificação da biomassa da cana-de-açúcar integrado a um ciclo combinado. (HASSUANI et al., 2005).

Um dos obstáculos que ainda devem ser transpostos para aplicações em escala comercial da tecnologia BIG-CC é o fato de ainda não haver turbinas a gás projetadas para as especificações do gás da biomassa. A curto prazo deverão ser utilizadas turbinas projetadas para outros combustíveis, por exemplo gás natural e querosene, adaptadas para o uso do gás da biomassa. A princípio, a estratégia de adaptação mais provável a ser utilizada é conhecida como *de-rating*.

Todavia, fenômenos indesejáveis, como perda de eficiência (a eficiência pode ficar em torno de 70% da eficiência nominal da turbina a gás) e performance, ocorrem ao se utilizar a estratégia de *de-rating* em turbinas projetadas para uso de outros combustíveis (RODRIGUES et al., 2003a). Para solucionar esta dificuldade, estudos indicam a utilização de uma mistura do gás da biomassa com gás natural. O uso desta mistura em determinadas proporções evitaria os fenômenos indesejáveis, oriundos do uso de um gás de baixo poder calorífico em turbinas adaptadas.

Tendo em vista que o potencial de geração de energia elétrica excedente possui uma relação proporcional com nível de eficiência da geração de energia da usina, a tecnologia BIG-CC oferece a oportunidade do setor sucroalcooleiro intensificar a comercialização de energia.

Enquanto a média atual de produção de energia elétrica pelas usinas nacionais situa-se na ordem de 26 kWh por tonelada de cana (CONAB, 2008b), a tecnologia BIG-CC pode alcançar patamares na ordem de 300 kWh por tonelada de cana (tc). Embora esta tecnologia ainda não se encontre comercialmente disponível, estudos apontam que o custo de

investimento deste sistema será competitivo com o sistema de geração CEST (LARSON et al., 2001, p. 73), o qual já é comercialmente aplicado e possui uma eficiência inferior.

1.4 METODOLOGIA

Em um cenário internacional de ampla integração entre as nações, não é possível prever quais tecnologias de geração de energia serão empregadas em um determinado país sem considerar as tendências mundiais como um todo. Para tanto o presente trabalho é iniciado com uma abordagem do cenário energético mundial a qual se converge para uma abordagem do cenário energético brasileiro.

A abordagem do cenário energético deverá constatar como a matriz energética deverá se desenvolver e quais as necessidades que deverão direcionar os esforços das sociedades para suprir sua futura demanda energética. Essa abordagem será realizada com base em informações de entidades governamentais e de instituições com reconhecimento nacional e internacional. Após constatar as tendências do setor energético, é necessário fazer uma análise mais detalhada dos insumos necessários para geração de energia através da gaseificação da biomassa integrada ao gás natural.

A análise dos insumos envolve a caracterização física dos mesmos as quais influenciam de forma direta as tecnologias que estes podem ser empregados, assim como suas vantagens e desvantagens. No caso da biomassa da cana-de-açúcar é necessário quantificar o potencial energético através do uso de parâmetros (poder calorífico, produção, projeções de crescimento da produção e etc.) e considerações (área cultivada com cana-de-açúcar passível de mecanização, por exemplo) que devem ser definidos ao longo do trabalho. Os parâmetros utilizados reúnem informações de órgãos oficiais como a Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) assim como uma série de artigos científicos e outras literaturas disponíveis.

Para o gás natural, a disponibilidade deste insumo deve ser verificada através do levantamento das reservas existentes, da perspectiva de consumo e da perspectiva de descoberta de novas reservas, assim como dos meios que o Brasil deverá alçar mão para garantir sua disponibilidade. As informações acima descritas obtidas especialmente através da exploração

de relatórios da Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural (ANP), Plano Nacional de Energia 2030 (MME), International Energy Agency (IEA) e Energy Information Administration (EIA).

Para quantificar o potencial de geração termelétrica a partir da tecnologia de gaseificação da biomassa da cana-de-açúcar integrada ao gás natural, deve se tomar por base os rendimentos energéticos desta tecnologia assim como a disponibilidade dos seus insumos. Entretanto, o potencial de geração termelétrica a ser encontrado deve ser comparado com o potencial de alternativas tecnológicas do setor sucroalcooleiro. Deste modo, é possível conhecer o quanto a tecnologia proposta no presente trabalho pode oferecer de energia elétrica além do que seria possível por meio de outras alternativas, assim como conhecer qual o custo das tecnologias.

A definição dos parâmetros de eficiência das tecnologias de geração termelétrica deve ser obtida através da exploração dos conceitos destas tecnologias, a fim de possibilitar um conhecimento claro das mesmas, entendendo suas vantagens e desvantagens.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho é iniciado com uma abordagem sobre a matriz energética nacional e mundial, bem como sobre as perspectivas de desenvolvimento destas nos próximos anos. Na sequência, seção 3 e 4, é caracterizado tecnicamente os insumos energéticos (gás natural e biomassa da cana-de-açúcar) necessários para aplicação da geração termelétrica através da gaseificação da biomassa integrada ao gás natural. Nessas seções é, também, avaliada a importância que essas fontes possuem na matriz energética mundial e brasileira, assim como a perspectiva de utilização destes nos próximos anos.

Na seção 3, ainda é verificado o nível de reserva de gás natural assim como as estratégias do governo brasileiro para atender a futura demanda por este energético. Já na seção 4, é levantado o potencial energético da biomassa da cana-de-açúcar atual e futuro, levando em consideração o aproveitamento do palhiço de acordo com o modo de recuperação empregado.

Na seção 5, aborda-se as alternativas tecnológicas à geração termelétrica por meio da gaseificação da biomassa. Nesta seção é analisado os princípios de funcionamento dos

principais equipamentos dessas tecnologias, bem como seus parâmetro produtividade de energia e eficiência. Essa seção possibilita uma comparação entre os rendimentos energéticos das tecnologias empregadas para geração de energia no setor sucroalcooleiro.

A seção 6 descreve os princípios de funcionamento da geração de energia elétrica através de um sistema de gaseificação, bem como a integração deste com as usinas do setor sucroalcooleiro. Nesta seção são apresentados dados, calculados teoricamente, sobre o rendimento energético da geração termelétrica através da gaseificação da biomassa e comparados com a alternativa tecnológica mais eficiente, ciclo de condensação e extração.

Na seção 7, é realizada a quantificação do potencial brasileiro e Alagoano de geração termelétrica a partir da biomassa da cana-de-açúcar. Considerando a aplicação do gás natural integrado ao sistema de gaseificação da biomassa é alcançado o potencial de geração de energia elétrica do setor sucroalcooleiro.

A seção 8 apresenta proposições para próximos trabalhos que possam vir a ser desenvolvidos na área deste trabalho. Por fim a seção 9 expõe as conclusões finais do presente trabalho.

2 VISÃO DO CENÁRIO ENERGÉTICA MUNDIAL E BRASILEIRO

Durante toda a história, o homem dependeu da energia para sua sobrevivência e desenvolvimento. O que mudou ao longo do tempo foi a forma e a intensidade de energia utilizada por este. A sociedade humana sobreviveu até o século XVIII baseada na utilização de energias renováveis, contudo, a partir de então, a energia provinda de fontes fósseis passou a ser utilizada.

O desenvolvimento das sociedades trouxe consigo um aumento da demanda de energia, a qual, concomitantemente, se inseriu como necessidade básica da sociedade, elevando o consumo médio de energia *per capita*. Atualmente, o consumo de energia do homem encontra-se a níveis exponencialmente superiores ao consumo de períodos anteriores.

Como consequência da relação do desenvolvimento das sociedades e da necessidade por energia, as nações mais desenvolvidas possuem patamares de consumo de energia *per capita* superiores às aquelas menos desenvolvidas.

O relatório do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento Humano – PNUD (2007) publicou o consumo médio *per capita* de energia elétrica de vários países, onde, pode-se observar que enquanto os 15 países com maior índice de desenvolvimento humano (IDH) consomem em média 13.037 kWh *per capita* ao ano, os países de desenvolvimento humano baixo consomem em média 134 kWh *per capita*, aproximadamente cem vezes menos. Conforme o mesmo relatório o Brasil consome em média 2.340 kWh *per capita*, situando-se em uma posição intermediária e indicando que o consumo *per capita* Brasileiro deverá subir consideravelmente com o aumento do seu IDH.

O total de energia elétrica gerada no mundo em 2006 foi de 18.930TWh, sendo o carvão e o gás natural as principais fontes, conforme ilustra o gráfico 1. De acordo com a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency – IEA*) (2008a), é previsto que em 2030 (gráfico 2) essas duas fontes continuem a ser as mais importantes, quando a geração mundial deverá alcançar 33.266 TWh. No entanto, é a soma das fontes de energia renováveis (biomassa, eólica, hidráulica e outras renováveis) que possui uma maior evolução no período, saltando de 18% em 2006 para 23% em 2030, vide gráfico 2. Outras fontes renováveis do gráfico 2 corresponde a energia solar e a energia das ondas e marés.

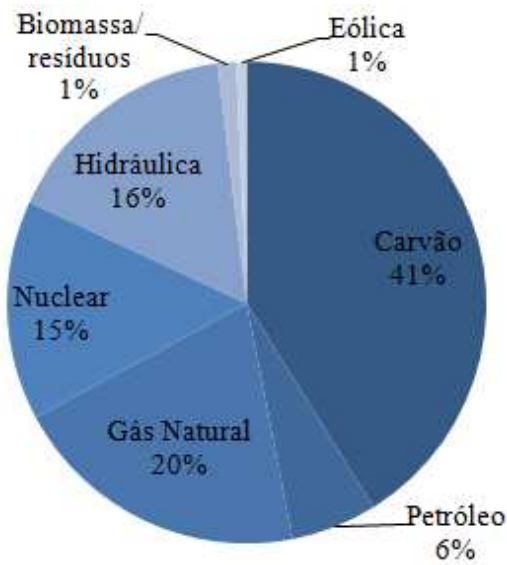


Gráfico 1 – Participação na geração de energia elétrica no mundo por fontes em 2006
Fonte: IEA, 2008b

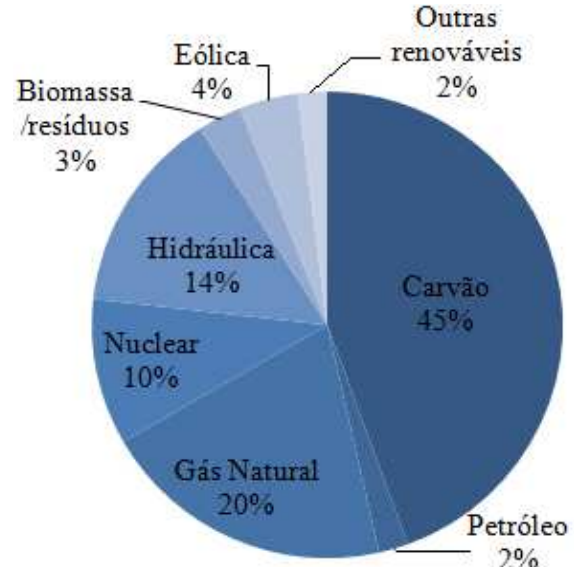


Gráfico 2 - Participação na geração de energia elétrica no mundo por fontes em 2030
Fonte: IEA, 2008a

Vale observar que as projeções da IEA sobre as participações das fontes para atender a demanda de energia em 2030 não levam em consideração qualquer tipo de política energética que venha a ser adotada por quaisquer países para incentivar o uso de determinada fonte. Na verdade as projeções ilustram uma visão de como o mercado energético deve se desenvolver caso não haja novas políticas energéticas ou alteração das já existentes (IEA, 2008a, p. 61).

Em termos mais amplos, a demanda de energia mundial em 2006 foi de 11.730 Mtep, onde 87,1% desta foi provinda de fontes não renováveis (carvão mineral, gás natural, urânio, petróleo e seus derivados), sendo 93% deste percentual, de fontes fósseis (carvão mineral, gás natural, petróleo e derivados), vide gráfico 3. É interessante notar que as reservas de fontes fósseis estão concentradas em determinadas regiões do globo e que os grandes consumidores destas fontes são também, na sua maioria, grandes importadores destas.

Destaca-se como grande detentor de reservas de combustíveis fósseis o Oriente Médio, o qual possui 61% das reservas comprovadas de petróleo e 41% das reservas de gás natural (ANP, 2008). Entre os grandes importadores de fontes fósseis estão Estados Unidos, Japão, União Européia e China.

A dependência dos combustíveis fósseis torna os países, importadores destas fontes, duplamente vulneráveis quanto a garantia de oferta energética. Nessas a vulnerabilidade se dá tanto pelo fato das fontes fósseis serem esgotáveis quanto pelas oscilações de preços do

mercado. Ambos os fatores são sujeitos a influencia de situações sócio-político-economicas dos grandes produtores destas fontes, haja vista as crises do petróleo ocorridas nas décadas de 70 e 80 do século passado e mais recentemente a guerra no Iraque em 2005.

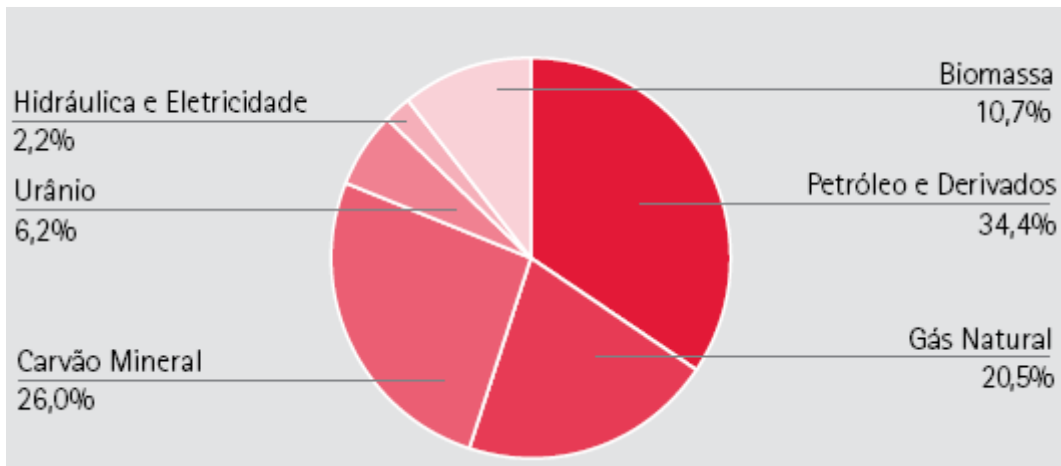


Gráfico 3 - Oferta Interna de Energia - Estrutura de Participação das Fontes - Mundo 2006
Fonte: EPE, 2008, p. 21

Apesar do Brasil ter alcançado auto suficiência de petróleo em 2005, em 1979, 85% do petróleo utilizado no Brasil foi importado e ainda na década de 1970, o Brasil chegou a importar 46% de toda sua energia (EPE, 2008). Em 2007 aproximadamente 8% da energia consumida no Brasil foi importada.

Entre outros fatores, a redução da dependência externa brasileira pode ser atribuída a intensificação da exploração e produção de petróleo, assim como pela bem sucedida inserção dos produtos da cana-de-açúcar e energia hidrelétrica na matriz energética brasileira.

O Brasil possui uma situação diferenciada em relação a participação das fontes renováveis na sua matriz energética. Conforme o gráfico 4, a participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira em 2007 foi de 45,9% (produtos da cana-de-açúcar, lenha, carvão vegetal, hidráulica e outras fontes primárias) de um total de 238,8 Mtep.

A alta participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira é resultado de uma política de investimento no parque gerador de energia hidrelétrica desde a década de 50 e da inserção do álcool na década de 70, como alternativa a gasolina (EPE, 2008, p. 24). Apesar da ainda importante participação da lenha na matriz energética, esta têm perdido força,

especialmente, como consequência da substituição desta por combustíveis que permitem aplicações mais modernas e eficientes.

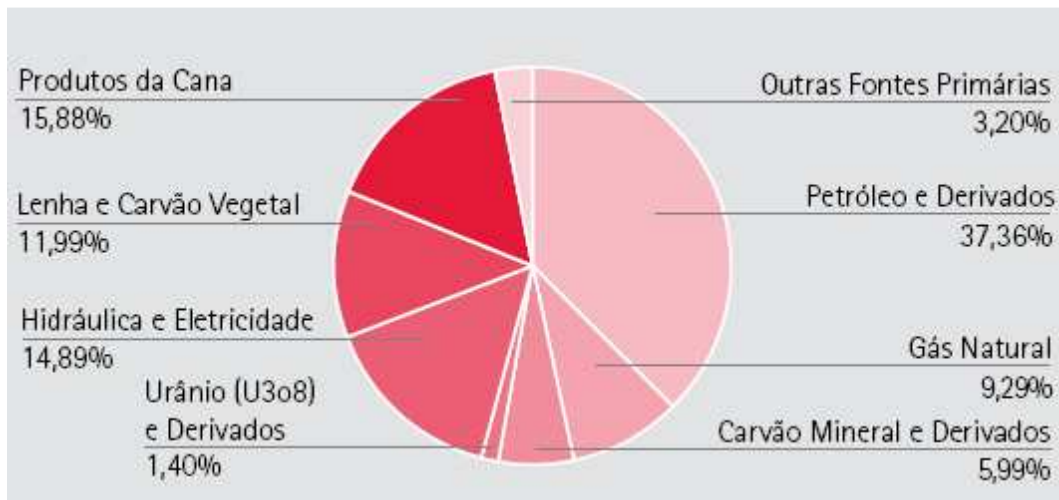


Gráfico 4 - Oferta Interna de Energia - Estrutura de Participação das Fontes – Brasil
Fonte: EPE, 2008, p. 20

Paralelo aos benefícios trazidos a humanidade pelo uso de fontes de energias fósseis, pouca atenção foi dada aos efeitos negativos de sua utilização em larga escala. Os combustíveis fósseis foram responsáveis em 2004 por 74% de toda a emissão antropogênica de dióxido de carbono (CO₂), principal gás causador do efeito estufa, o qual tem ocasionado o aquecimento global. (IPCC, 2007b, p. 5).

Embora o efeito estufa também seja um fenômeno natural o qual é crucial para sobrevivência na Terra, o efeito antropogênico causa um desequilíbrio neste fenômeno tendo como consequência o aquecimento global.

Severas mudanças climáticas, ocasionadas pelo aquecimento global, já são evidentes ao redor do mundo. Entre as consequências da mudança climática, vale destacar: a elevação do nível do mar, derretimento das geleiras polares, aumento da ocorrência de ciclones, alterações nos níveis pluviométricos (IPCC, 2007b).

De acordo com o *Intergovernmental Panel on Climate Change* - IPCC (2007) caso os níveis de emissão de CO₂ mantenham-se nos patamares do ano 2000, ou sejam superiores, é muito provável que as mudanças climáticas se intensifiquem neste século. A humanidade encontra-

se em um cenário de progressiva vulnerabilidade às conseqüências das mudanças climáticas, advindas de seu próprio desenvolvimento (uso intensivo de fontes fósseis).

Diante da importância da redução do efeito estufa, esforços internacionais têm sido realizados para minimizar suas conseqüências. Vale destacar o protocolo de Quioto, no qual vários países industrializados se comprometeram a reduzir suas emissões de gases do efeito estufa.

A redução da emissão desses gases pode ser alcançada através do aumento da eficiência do uso de combustíveis fósseis, racionalização do consumo de energia e substituição de fontes de energia fósseis por outras que não emitam gases do efeito estufa. A biomassa, energia hidráulica, energia eólica e energia solar são exemplos de alternativas que podem substituir os combustíveis fósseis.

De acordo com a IEA (2008, p. 60) as políticas energéticas mais recentes adotadas no mundo estão direcionadas para aumentar a garantia no abastecimento energético e combater as mudanças climáticas. Nesse sentido, deverão ser empregados esforços para o aumento da eficiência energética, para o uso de combustíveis que emitam menos CO₂ e para intensificação do uso de combustíveis que possam ser produzidos nos próprios países.

2.1 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A geração de energia elétrica no Brasil atingiu 444,6 TWh em 2007 (EPE, 2008), deste total aproximadamente 84% foi advindo da energia hidráulica (vide gráfico 5). Este percentual torna o Brasil o segundo país mais dependente de energia hidráulica do mundo, atrás apenas da Noruega.

Em termos de energia hidráulica produzida, o Brasil também se destaca como sendo o segundo maior produtor do mundo com uma participação em 2007 de 11,9% de toda energia hidrelétrica produzida (ANEEL, 2008). Segundo a Agência Nacional de Águas – ANA (2005, p. 18) “a razão de se ter priorizado a implantação de usinas hidrelétricas deve-se, primordialmente, ao vasto potencial hidrelétrico existente no país e à competitividade econômica que esta fonte apresenta”.

Embora o Brasil ainda possua um vasto potencial hidrelétrico a ser explorado, a ampliação do aproveitamento deste potencial deverá enfrentar grandes dificuldades, especialmente quanto a aspectos ambiental, uma vez que 70% do potencial hidrelétrico a ser aproveitado encontra-se na região amazônica e no cerrado (MME, 2007).

Para se ter uma dimensão das dificuldades a serem encontradas, mais da metade do potencial hidrelétrico da região amazônica e do cerrado encontram-se em parques e florestas nacionais e/ou em terras indígenas (MME, 2007). Vale salientar ainda que estas regiões encontram-se distantes dos grandes centros consumidores o que certamente acarretará maiores custos para o transporte da energia.

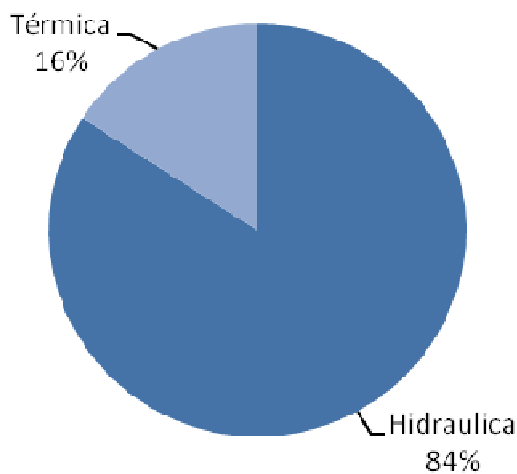


Gráfico 5 - Geração de energia elétrica - 2007 (Brasil)
Fonte: EPE, 2008

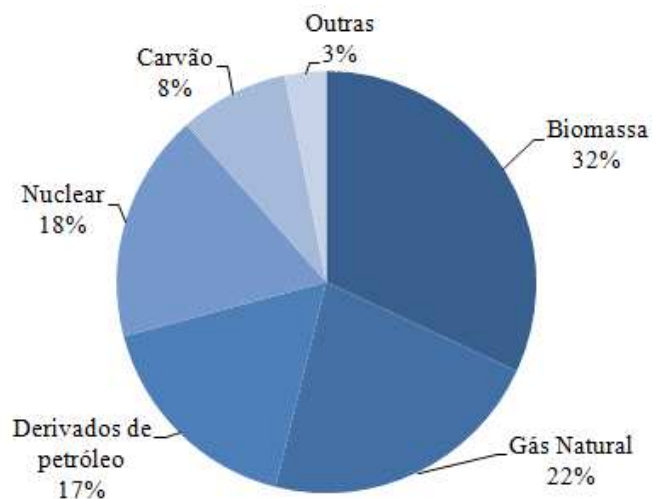


Gráfico 6 - Geração de energia termelétrica - 2007 (Brasil)
Fonte: EPE, 2008

Por sua própria natureza, a energia gerada nas hidrelétricas depende do regime de chuvas que ocorre nas regiões das bacias hidrográficas que fornecem água para seus reservatórios. Sendo assim, a capacidade de geração de energia de cada hidrelétrica é influenciada pela sazonalidade das chuvas de uma determinada região, podendo sua capacidade sofrer consideráveis reduções no caso da ocorrência de períodos hidrológicos críticos (baixo nível pluviométrico).

Devido aos fatores acima mencionados, a alta dependência da energia hidráulica oferece riscos à garantia de suprimento de energia, haja vista o racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001. Esses riscos podem ser minimizados através da diversificação da matriz energética.

Devido ao baixo custo operacional das hidrelétricas, estas tendem a funcionar na base do sistema, tendo as termelétricas um caráter predominantemente complementar no sistema. Entretanto, em situações de hidrologia desfavorável, as usinas térmicas tendem a operar na base da carga (MME, 2007).

De acordo com a EPE (2008) as termelétricas foram responsáveis por aproximadamente 16 % da produção total de energia elétrica no país em 2007, vide gráfico 5. Os combustíveis fósseis, por sua vez foram responsáveis por aproximadamente 7,5% (derivados de petróleo, gás natural e carvão), conforme gráfico 6.

As térmicas são despachadas seguindo as solicitações do Operador Nacional do Sistema (ONS), o qual é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN. Essas são despachadas seguindo um critério baseado no custo mínimo de operação das unidades geradoras. Quanto menor o custo operacional de uma determinada unidade geradora, maior será a frequência de despacho desta pelo ONS.

Basicamente, as principais fontes de energia termelétricas do serviço público brasileiro são: nuclear, carvão, gás natural, biomassa e derivados de petróleo (diesel e óleo combustível). A participação destas fontes na produção de energia termelétrica no Brasil pode ser observada no gráfico 6. Dentre estas fontes, o gás natural se destaca pelo excepcional crescimento desde 1998, quando sua participação no serviço público ainda era incipiente. De acordo com a EPE (2008) o gás natural contribuiu em 1998 apenas com 1,3 TWh (considerando serviço público e auto-produtores) enquanto que em 2007 sua contribuição alcançou 15,5 TWh.

Apesar de ser a segunda fonte primária de energia das termelétricas, a participação do gás natural ainda é tímida na matriz elétrica brasileira quando comparada a sua participação na matriz elétrica mundial, onde é de 20%, vide gráfico 1.

A biomassa da cana-de-açúcar, por sua vez, possui a maior participação dentre as fontes de energia termelétricas. O crescimento dessa fonte, assim como do gás natural, foi bastante intenso nos últimos anos, notadamente a partir da crise energética ocorrida em 2001, sendo a cana-de-açúcar a maior responsável por este impulso. Em 2007, a cana-de-açúcar foi responsável por 19% da energia termelétrica gerada, onde todas as fontes de biomassa

totalizaram 32% (produtos da cana-de-açúcar, lenha, lixo e outras recuperações), vide gráfico 6.

Segundo a ANEEL (2008) em novembro de 2008, a potência instalada no Brasil para produção de eletricidade a partir da biomassa da cana-de-açúcar foi de 4 GW, em mais de 250 usinas, representando aproximadamente 16% da capacidade termelétrica (excluindo as termonuclear) atual do país (EPE, 2008), conforme pode ser constatado na tabela 1, a qual ilustra a participação na capacidade de geração instalada por fonte.

Tabela 1 – Capacidade instalada de geração de energia elétrica, novembro de 2008 (Brasil)

Tipo de Geração	Potência (MW)
Central geradora hidrelétrica	120,0
Central geradora eólica	272,7
Pequena central hidrelétrica	2.300,0
Central geradora solar fotovoltaica	0,020
Usina hidrelétrica de energia	74.632,7
Usina termelétrica de energia	25.384,0
Usina Termonuclear	2.007,0

Fonte: Aneel, 2008, p. 54

2.2 PERSPECTIVAS DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Com base nas expectativas de crescimento da economia, projeção demográfica, mudança de hábito de uso da energia pela população, entre outros fatores, o Ministério de Minas e Energia – MME (2007) construiu um cenário da matriz energética do Brasil em 2030, conforme pode ser visto no gráfico 7. Neste cenário, a oferta interna de energia deve ser na ordem de 555 milhões de tep. Este cenário ainda aponta para uma elevação do consumo de energia elétrica per capita, que deve alcançar algo em torno de 4.200kWh/habitante em 2030 (MME, 2007, p. 38, 195).

Como pode ser visto no gráfico 7, não obstante a redução da participação da energia hidráulica e da lenha na matriz energética nacional, prevista para 2030, o percentual de participação de energia renovável no Brasil deve ficar em torno de 46,6%, patamar próximo ao registrado em 2007. A redução da participação de energia hidráulica e lenha foi compensada pelo incremento da biomassa e de outras fontes renováveis.

Vale destacar a manutenção dos produtos da cana como a segunda fonte energética mais importante do Brasil, aumentando sua participação em 2,6 pontos percentuais no período 2007-2030. De acordo com o MME (2007) o aumento da participação dos produtos da cana se deverá especialmente ao etanol, contudo, este incremento tem como consequência uma ampliação da oferta de energia elétrica a partir da biomassa, conforme será visto na seção 5.

No lado das fontes não-renováveis, houve uma intensa redução na participação de petróleo e seus derivados, contrabalanceada pelo incremento do carvão mineral, energia nuclear e especialmente o gás natural. De forma geral este panorama ilustra uma maior diversificação da matriz energética nacional.

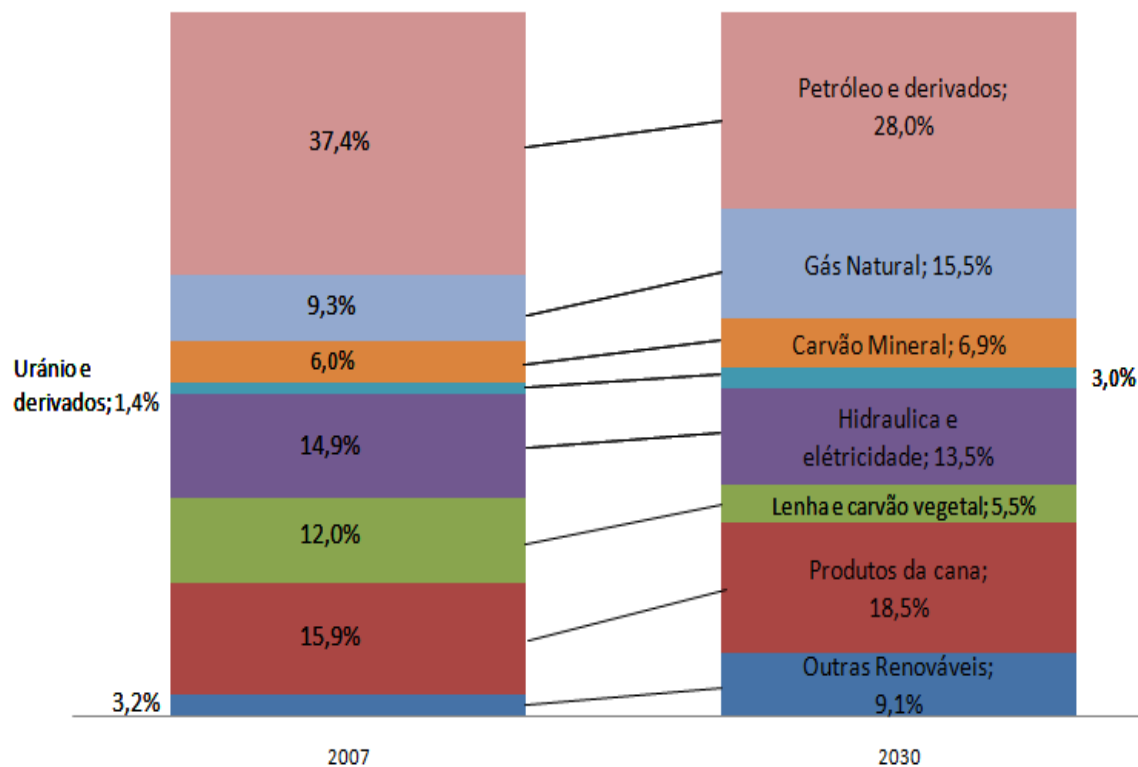


Gráfico 7 - Evolução da matriz energética brasileira 2007-2030

Fonte: Adaptado do MME, 2007, p. 37

De acordo com o MME (2007, p. 45) o total de energia elétrica gerada no Brasil deverá situar-se na ordem 1.151 TWh., em 2030, o que representa um crescimento de 159% em relação a 2007. A capacidade instalada deverá crescer na mesma ordem de grandeza, alcançando 225GW.

Em sintonia com a matriz energética nacional, a energia hidrelétrica perde participação na geração total de energia elétrica no Brasil. Sua participação que chegou a alcançar mais que 90% da geração de energia elétrica nacional em 1998, deverá recuar para aproximadamente 70% em 2030. Esta redução se dá em um cenário que 94% (164GW) do potencial hidráulico nacional, considerado aproveitável até 2030, terão sido utilizados (MME, 2007, p. 31).

Em um cenário hipotético em que o aproveitamento da energia hidráulica nacional alcance a saturação quando 70% do seu potencial (seja por questões técnicas, econômicas ou socioambientais) for utilizado (percentual próximo do registrado na bacia do Paraná), após 2030, restará algo em torno de 18 GW de potencial hidráulico a serem aproveitados. Estes fatos indicam que inevitavelmente a participação da energia hidráulica tende declinar gradativamente ao longo dos anos no Brasil. (MME, 2007, p. 164).

O fato de 70% do potencial hidráulico a ser explorado situar-se nas bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia, onde há grandes reservas ambientais e indígenas, a obtenção de licenças ambientais será um fator crítico que poderá até mesmo comprometer os planos da expansão hidrelétrica. Outro ponto relevante refere-se ao fato que expansão hidráulica deverá ocorrer sem a possibilidade de construção de grandes reservatórios, tendo como consequência uma maior vulnerabilidade às questões climáticas (CASTRO et. al, 2008, p. 27)

O MME (2007, p. 45) ainda considerou que caso ocorra uma frustração das expectativas de ampliar a eficiência energética, haverá a necessidade de ampliar a capacidade de geração de energia elétrica em cerca de 6.400 MW. Neste caso 94% da capacidade ampliada (6.000MW) seria suprida por energia termelétrica. Este quadro ilustra a crescente importância das fontes de energia termelétricas. No cenário projetado pelo MME (2007, p. 45), até 2030 todas as formas de geração térmica expandem-se mais de cinco vezes no período, aumentando o nível de emissões de gases na geração de energia elétrica

Neste contexto as energias alternativas ganharão uma importância ainda maior, considerando a estratégia de expansão de oferta de energia de forma sustentável. Certamente, uma das vantagens da diversificação da matriz elétrica será a redução da dependência da energia hidrelétrica e consequentemente de condições hidrológicas (ou nível pluviométrico na cabeceira dos rios que abrigam estas usinas) as quais o homem não tem domínio.

Paralelo ao desenvolvimento das fontes renováveis, as termelétricas assumirão uma participação ainda maior na produção de energia elétrica nacional. O MME (2007) prever uma participação de 15% das termelétricas convencionais (carvão, gás natural e nuclear) no total de energia elétrica gerada por centrais de serviço público, contra menos de 8% em 2007. Neste contexto, essas devem passar a operar na base do sistema.

É de se esperar pressões ambientais especialmente sobre as fontes fósseis para produção de energia elétrica, a fim de reduzir as emissões de CO₂. Sendo o gás natural o combustível fóssil que menos agride o ambiente e o carvão um dos maiores poluidores. (MME, 2007; EPE, 2008).

Por sua vez, a biomassa da cana-de-açúcar deverá representar cerca de 3% de toda oferta interna de energia elétrica do serviço público brasileiro em 2030.

3 GÁS NATURAL

De acordo com a portaria da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, “o gás natural é todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos [...]” BRASIL (2000, p. 4). Assim como o petróleo, o gás natural é produto da transformação da matéria orgânica a qual sofreu ação biológica e química na ausência de oxigênio, a altas pressões e temperaturas, sendo este encontrado no subsolo em reservatórios associados com o petróleo ou não.

Além de hidrocarbonetos, o gás natural é composto de outros elementos como dióxido de carbono (CO₂), nitrogênio (N₂), hidrogênio sulfurado (H₂S), água (H₂O) e outras impurezas (CARDOSO, 2006). O principal componente do gás natural é o metano, contudo sua concentração, assim como dos outros componentes, varia consideravelmente em função das condições do reservatório o qual foi extraído. A tabela 2 ilustra a composição típica do gás natural encontrado em diversas regiões do Brasil.

Tabela 2 – Composições típicas do gás natural no Brasil

Fórmula química (% vol.)	Ceará/Rio Grande do Norte	Sergipe Alagoas	Bahia	Espírito Santos	Rio de Janeiro	São Paulo	Amazonas
CH ₄	74,53	81,32	81,14	88,16	79,69	87,98	68,88
C ₂ H ₆	10,40	8,94	11,15	4,80	9,89	6,27	12,20
C ₃ H ₈	5,43	3,26	3,06	2,75	5,90	2,86	5,19
C ₄ H ₁₀	2,81	1,84	1,39	1,55	2,13	1,16	1,80
C ₅ H ₁₂	1,30	0,74	0,72	0,44	0,77	0,27	0,43
C ₆ H ₁₄	1,40	0,42	0,30	0,44	0,44	0,07	0,18
N ₂	1,39	1,51	1,43	1,62	0,80	1,16	11,12
CO ₂	2,74	1,97	0,81	0,24	0,50	0,23	0,2
H ₂ S	1,5	7,50	7,60	7,50	6,70	Traços	-

Fonte: Vaz; Mai; Santos, 2008, p. 28

Embora as concentrações dos componentes possam variar, o gás natural deve obedecer às especificações técnicas da ANP, contidas na portaria N^o 104 para que possa ser comercializado. Nessa especificação é delimitada a variação máxima das concentrações dos componentes, além de definir determinadas características do gás como o poder calorífico superior (PCS) o qual deve estar entre 34.000 kJ/m³ (8.120 kcal/m³) e 38.400 kJ/m³

(9.172kcal/m³) na região Norte e entre 35.000 (8.360kcal/m³) e 42.000 kJ/m³ (10.031 kcal/m³) nas demais regiões do país.

Entre os combustíveis fósseis o gás natural se diferencia por ser o menos poluente de todos. O gráfico 8 ilustra um comparativo da emissão dos principais gases do efeito estufa (GEE) e alguns combustíveis fósseis. O gás natural emite aproximadamente 43% menos CO₂ do que o coque e aproximadamente 25% menos que o óleo diesel, conforme pode ser observado no gráfico 8. O nível de emissão do gás natural pode ser ainda menor quando levado em consideração que as aplicações deste são normalmente mais eficientes que as do carvão e coque, por exemplo.

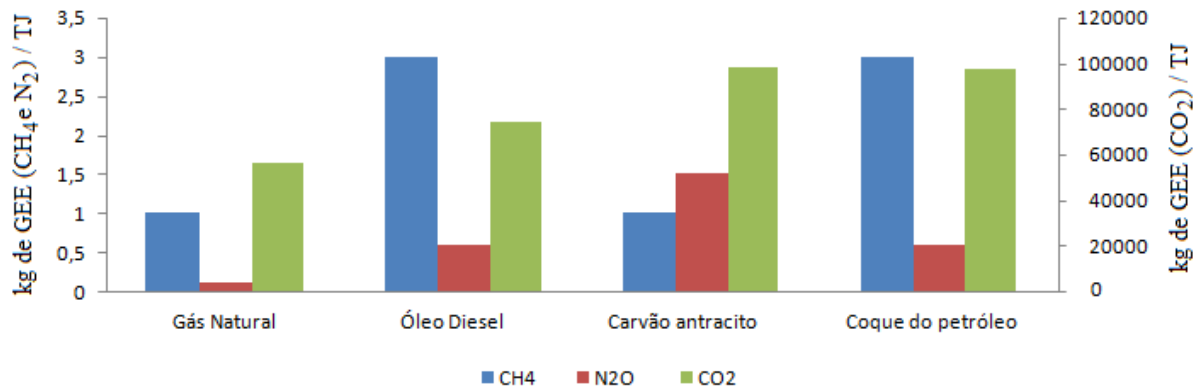


Gráfico 8 - Emissão de gases do efeito estufa
Fonte: IPCC, 2006, p. 16

3.1 GÁS NATURAL NO MUNDO

O marco da utilização do gás natural na sociedade moderna ocorreu com sua utilização para iluminação pública na Europa e nos Estados Unidos no século XIX, todavia a expansão de seu uso esteve restrita por muito tempo devido especialmente a dificuldades em transportá-lo (CARDOSO, 2006). No período inicial do uso do gás natural, além de não haver tecnologias bem desenvolvidas para o seu transporte, o custo de implantação de um sistema de gasodutos era extremamente dispendioso o que frequentemente inviabilizava o seu uso e, conseqüentemente, desmotivava investimentos na área de pesquisa e exploração desse energético.

Na verdade, o gás natural já foi uma fonte de energia pouco valorizada em relação a outros combustíveis fósseis, sendo sua presença considerada até mesmo indesejável em campos de

exploração de petróleo. De acordo com Laudorio et al. (2008, p. 116) encontrar o gás natural em campos de produção de petróleo “[...] até se constituía em problema, sendo necessário se desfazer dele, queimando-o para lançá-lo na atmosfera[...]”.

Com o desenvolvimento de tecnologias de gasoduto, bem como o aumento das alternativas para o uso do gás natural, esse passou a ser visto com maior interesse, sendo atualmente um dos insumos energéticos mais importantes do mundo com a vantagem de ser o combustível fóssil menos poluente. Como fruto da elevação de sua importância, grandes esforços tem sido empreendidos para descobertas de novas reservas de gás natural.

Em 2007 as reservas provadas desse energético no mundo somavam 177,4 trilhões de metros cúbicos, das quais 55,3% encontravam-se concentradas em apenas três países: Rússia, Irã e Catar, respectivamente, 25,2%, 15,7% e 14,4% (ANP,2008). Por sua vez, a demanda de gás natural do mundo em 2006 foi de 2.916 bilhões de m³, onde 50,2% foi atribuído aos países que compõe a OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development), este cenário demonstra o contraste entre os países que possuem as maiores reservas e os de maior consumo (IEA, 2008a).

Apesar do consumo das reservas de gás natural existentes, a relação reserva/produção no mundo tem sido crescente, devido às novas descobertas que têm ocorrido, conforme pode ser visualizado no gráfico 9.

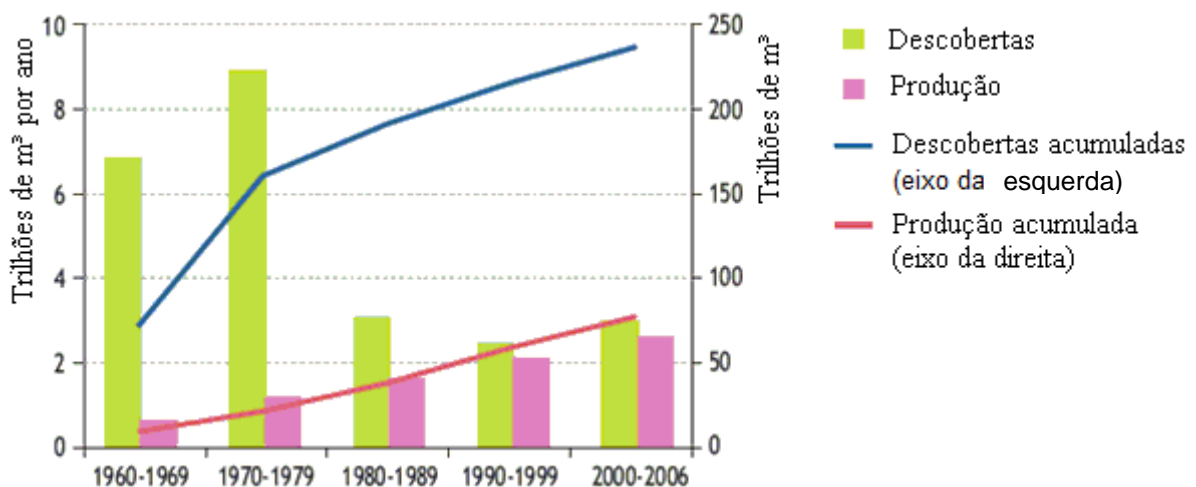


Gráfico 9 - Descobertas de gás natural e produção acumulada, 1960-2006
Fonte: IEA, 2008^a

A produção de gás natural mundial visa atender especialmente ao setor termelétrico o qual foi responsável em 2006 por 39% do consumo mundial seguido pelo setor industrial, responsável por 35%. De acordo com IEA (2008a, p. 113) para o ano de 2030 espera-se uma participação ainda maior do setor termelétrico, o qual deverá corresponder a 45%, do consumo total de gás natural.

3.2 GÁS NATURAL NO BRASIL

Embora o uso do gás natural no Brasil tenha iniciado em 1940 na Bahia, o grande marco na sua utilização ocorreu apenas na década de 1980, quando a exploração das reservas da Bacia de Campos no estado do Rio de Janeiro foi iniciada (CARDOSO, 2006). Desde então, a utilização do gás natural tem ocupado uma participação crescente na matriz energética nacional, valendo destacar o início da importação de gás natural da Bolívia em 1999 como outro grande marco no desenvolvimento desse energético.

Logo antes do início da importação do gás boliviano, o consumo brasileiro de gás natural estava na ordem de 15 milhões de m³, tendo uma perspectiva de ser triplicado, considerando um acréscimo de 30 milhões de m³ advindos da Bolívia. A viabilização da importação do gás boliviano implicou em um alto investimento na construção de um gasoduto que interligasse os dois países bem como no compromisso brasileiro com cláusulas de *take-or-pay* de 80%. Estas cláusulas determinavam que o Brasil deveria pagar a Bolívia o valor mínimo referente 80% do volume de gás contratado, independente de consumi-lo.

A fim de garantir a viabilidade econômica do referido gasoduto, o governo brasileiro tinha, então, que garantir um consumo mínimo de gás natural. Tendo receio que a inserção do gás natural na matriz energética fosse enfrentar dificuldades, o governo brasileiro decidiu por estimular o seu uso em grandes consumidores como as termelétricas, as quais serviriam de âncora na garantia do consumo de gás (LEITE, 2007).

Em paralelo a previsão do aumento de oferta de gás natural importado, o Brasil vivia um momento em que os reservatórios de suas hidrelétricas encontravam-se em níveis bastante depreciados, como reflexo de um descompasso entre a oferta e a demanda de energia elétrica. Assim, tendo o governo brasileiro, de um lado, a necessidade de aumentar a oferta de energia

elétrica e de outro a de implementar o uso do gás natural, o Programa Prioritário de Termelétricas – PPT foi lançado em 24 de fevereiro de 2000, o qual tinha como objetivo ampliar a oferta de energia elétrica através do uso do gás natural (MARTINS, 2001).

Apesar do PPT não ter conseguido evitar o racionamento de energia elétrica que ocorreu em 2001, a geração através do gás natural cresceu na ordem de 28% ao ano, entre os anos de 1998 e 2007, alcançando mais de 15.000 GWh ao final do período. Considerando os diversos usos que o gás natural possui, além da geração de energia elétrica, a sua participação na matriz energética brasileira saltou de 5,38% em 2000 para 9,29% em 2007, sendo a fonte de energia que mais cresceu neste período (EPE, 2008).

De acordo com a ANP (2008) para atender a demanda por gás natural, o Brasil aumentou sua produção a uma taxa média de 6% ao ano no período entre 1998 e 2007, tendo nesse último ano uma produção de 18,2 bilhões de m³, equivalente a aproximadamente 49,9 milhões de m³ por dia. Nesse período o Estado de Alagoas possuiu uma produção de 906,4 milhões de m³ dos quais 181 Mm³ foram comercializados no próprio estado.

Considerando as reservas provadas de gás natural no Brasil de 365 bilhões de m³ em 2007, a relação reserva/produção (R/P) está na ordem 20,1 anos (ANP, 2008), onde a maior parte das reservas encontra-se concentrada especialmente no estado do Rio de Janeiro, conforme pode ser visto no gráfico 10.

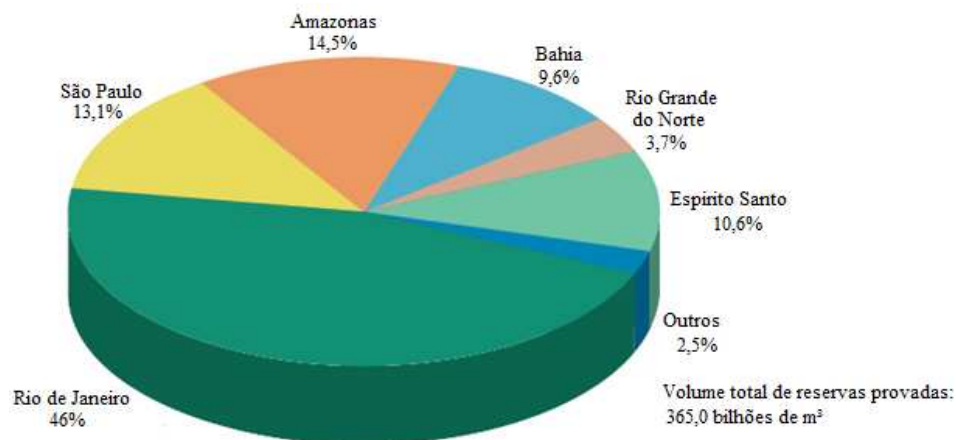


Gráfico 10 - Distribuição das reservas provadas de gás natural, segundo unidades da federação, em 31/12/2007

Fonte: ANP, 2008

Apesar das reservas provadas no Brasil serem relativamente modestas, estudos apontam que as reservas nacionais devem crescer, alcançando 1,27 trilhões de m³, considerando uma probabilidade de 95% de sucesso. Caso estes estudos se confirmem, a relação reserva/produção no Brasil seria de 70 anos. Estudos menos conservadores, considerando 50% de probabilidade de sucesso, apontam para reservas de gás natural na ordem de 5,3 trilhões de m³ (MME, 2007). Apesar destas reservas ainda não estarem confirmadas, estes estudos podem ser considerados como uma referência do potencial das reservas de gás natural no Brasil, o qual pode ser utilizado como base para prever a futura disponibilidade dessa fonte.

Em conjunto com a previsão de aumento das reservas, o MME (2007) planeja um forte crescimento no consumo de gás natural que deverá ficar na ordem de 6,3% ao ano considerando o período entre 2005 e 2030. Ao final deste período o consumo deve se situar na ordem de 97.460 milhões de m³ ao ano (equivalente 267 milhões de m³ por dia). O crescimento da demanda de gás natural deverá ser impulsionado principalmente pelo setor termelétrico que deverá ter uma participação de 24,7% (24,9 Mm³/dia) do consumo total de gás natural até de 2030 contra 15,3% (9,6 Mm³/dia) em 2007 e 5,2% (1,0 Mm³/dia) em 1998 (MME, 2007, p. 137; EPE, 2008, p. 48).

A participação da energia elétrica gerada no serviço público através do gás natural também será ampliada, sendo previsto que esta fonte alcance uma participação de 8,7% (92,1TWh) em 2030 contra 2,7% (10,6 TWh) em 2007 e 0,5% (150GWh) em 1998 (EPE, 2008, p. 91).

O consumo de gás natural deverá se atendido por uma parcela de gás importado seja por meio de gasoduto, ou seja, por meio de gás natural liquefeito (GNL). Na tabela 3 pode ser visto a evolução da demanda de gás natural e como está foi e será atendida.

Tabela 3 - Projeção da oferta e da demanda de gás natural (milhões de m³/dia)

	1998	2007	2020	2030
Produção (m ³ /dia)	29,6	49,7	169,0	251,7
Importação(m ³ /dia)	0	28,3	45,9	71,9
Perdas e reinjeção ¹	11,2	15,2	40,1	56,6
Consumo total ² (m ³ /dia)	18,4	62,8	174,9	267,0

1 - Inclui volume não aproveitado e diferenças

2- Inclui consumo energético e não energético

Fonte: MME, 2008, p. 48; ANP, 2007

4 BIOMASSA

Do ponto de vista energético, “a biomassa é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia” (ANEEL, 2002, p. 51). A reação da fotossíntese realizada pelos vegetais, que possuem clorofila, é o processo fundamental que torna a biomassa uma fonte de energia renovável (BASSAM, 1998). Essa reação captura dióxido de carbono do ambiente (CO_2) através da absorção de energia solar, conforme descrito na equação 1.

A substância CH_2O , formada na equação 1, é o composto orgânico primário formado na reação de fotossíntese, a qual absorveu aproximadamente 470kJ (112kcal) de energia solar para cada mol de carbono capturado (fixado).

Pode-se notar ainda na equação 1 que o composto orgânico foi formado a partir de duas substâncias inorgânicas, água (H_2O) e dióxido de carbono (CO_2). Essa reação também explica o fato da combustão da biomassa ter um balanço nulo de emissão de CO_2 , uma vez que o carbono liberado no produto da reação de combustão (contido no CO_2) foi oriundo do próprio ambiente durante a fotossíntese (KLASS, 1998).



Vale ressaltar que o balanço nulo na emissão de CO_2 não leva em consideração a energia oriunda de combustíveis fósseis que foram necessários para a produção da biomassa. Pode-se citar como exemplo, a energia provinda de fontes fósseis consumida para produção de adubo, fertilizante, pesticidas, bem como a energia consumida para o transporte da biomassa e processos de beneficiamento desta. Portanto para se ter um valor exato do potencial de redução de CO_2 da biomassa é necessário conhecer o ciclo de produção desta, a fim de se obter um balanço entre a energia de fontes fósseis utilizadas e a quantidade de bioenergia gerada.

De um modo geral a biomassa pode ser classificada em relação a sua origem, a qual pode ser: florestal (madeira, principalmente), agrícola (soja, arroz e cana-de-açúcar, entre outras) e rejeitos urbanos e industriais (sólidos ou líquidos, como o lixo) (ANEEL, 2008). Uma outra forma de classificar a biomassa divide essa em quatro grupos: vegetais lenhosos (madeiras), vegetais não lenhosos (sacarídeos, celulósicos, amiláceos, e aquáticos), resíduos orgânicos

(agrícolas, urbanos, industriais) e biofluidos (óleos vegetais, a partir de mamona e soja, por exemplo) (CORTEZ et al., 2008).

Em todos os grupo haverá meios de transformar a biomassa diretamente em energia (calor) ou de convertê-la em um outro combustível, como álcool, biodiesel e gás derivado da biomassa, para só então utilizar sua energia. Os combustíveis derivados da biomassa também são conhecidos como biocombustível.

No caso de cultivo de uma determinada espécie de vegetal exclusivamente para produção de biomassa, é importante conhecer a relação entre energia disponível na biomassa e unidade de área cultivada em um determinado período de tempo. Esta relação permite conhecer as espécies de vegetais que possuem um maior potencial de produção de energia.

Tendo como exemplo o objetivo de produzir etanol através da biomassa, a espécie de vegetal mais apropriada será aquela que tiver um maior potencial de produção de álcool por área cultivada em um mesmo intervalo de tempo. Certamente, além da potencial de produção de energia de uma determinada espécie, é importante conhecer o custo necessário para se produzir uma unidade de energia ou uma quantidade de combustível, como volume (litros) de álcool por exemplo.

Diversos fatores influenciam a produtividade da biomassa bem como o seu custo, entre estes: a radiação solar, qualidade do solo, precipitação de chuvas, temperatura do ambiente e a espécie do vegetal, sendo a adaptação deste último com os demais de fundamental importância. A tabela 4 ilustra um comparativo entre as principais fontes de biomassa utilizadas para produção de etanol.

Como pode ser observado na tabela 4, apesar do milho ser a biomassa de maior produção de etanol (litros) por tonelada processada, este possui a menor relação entre produção de etanol (litros) por área plantada (ha). A Beterraba possui a melhor relação litros/ha, contudo, o custo do etanol produzido por esta fonte é mais de três vezes superior ao etanol produzido pela cana-de-açúcar. Naturalmente, os valores da tabela 4 refletem os resultados de cada espécie (vegetais) sob as condições (clima, qualidade do solo e etc.) específicas de cada localidade.

Tabela 4 – Produtividade e custo do etanol por cultura e localização

<i>País</i>	<i>Cultura</i>	<i>Produção (litro/ton.)</i>	<i>Produção (litro/ha)</i>	<i>Custo (US\$/litro)</i>
Brasil	Cana-de-açúcar	75	5.500	0,08
Estados Unidos	Milho	380	3.100	0,24
França	Beterraba	100	7.000	0,25

Fonte: Santos *et al.*, 2007, p. 99, *apud* Serasa, 2005

Do ponto de vista do uso da biomassa, cada tipo possui propriedades específicas que determinam sua performance como um energético. Segundo Knoef *et al.* (1999, p. 2) as principais propriedades para conversão térmica da biomassa em energia estão relacionadas a: umidade, cinzas, materiais voláteis, composição elementar, poder calorífico e densidade. Segue abaixo o conceito de forma simplificada de algumas destas características:

- O conteúdo de umidade na biomassa é a quantidade de água contida nesta, expressa em porcentagem do peso da biomassa, podendo este incluir o peso da água (base úmida) ou não (base seca);
- Material Volátil é o material gasoso formado pela reação de pirólise da biomassa, em condições específicas (tempo, temperatura e etc.) menos a massa correspondente a umidade da biomassa;
- Cinzas são os resíduos inorgânicos que restam após a combustão da biomassa, estas possuem a característica de se aglomerar entre as temperaturas de *softening* (abrandamento) e de *melting* (início da fusão), causando efeitos indesejáveis, conforme será visto em 6.1. A importância de evitar este intervalo de temperatura no processo de gaseificação torna as propriedades das cinzas uma variável de grande valor para determinação da temperatura em que as reações do gaseificador devem ocorrer, especialmente para a biomassa as quais as cinzas são bastante reativas;
- Carbono fixo é a massa total da biomassa menos os materiais voláteis, umidade e cinzas. Vale observar que o conceito de carbono fixo não significa que o carbono está presente na biomassa na forma pura.

4.1 BIOMASSA NO MUNDO

Até o início do século XIX a biomassa era a fonte de energia mais importante dos países mais desenvolvidos, entretanto a sua importância declinou progressivamente em função de sua

substituição por combustíveis fósseis. Contudo a participação da biomassa na matriz energética de países em desenvolvimento continua a ser bastante relevante.

Já nos países mais pobres a biomassa continua a ser largamente utilizada na sua forma mais tradicional (ineficiente), sendo responsável por 60 a 90% da composição da matriz energética destes países. Em 2006 a demanda de biomassa correspondeu a 10,1% (1.186 Mtep) de toda demanda energética mundial sendo responsável por 78,4% da participação das energia renováveis (IEA, 2008a, p. 78).

Embora a relação entre a participação da biomassa na matriz energética de um país e seu nível de desenvolvimento possa transparecer que a biomassa seja um energético em transição, onde sua importância tende a ser decrescente a medida que os países se desenvolvam, desde a primeira crise do petróleo em 1970, vários países desenvolvidos tem adotado políticas de incentivo ao seu uso.

Nos Estados Unidos, por exemplo, a participação da biomassa saltou de 2% (120.790 tep/dia) no fim da década 1970 para 3,3% (198.950 tep/dia) em 1990. No Canadá o aumento da participação foi ainda mais significativo, saltando de 3% (19.040 tep/dia) no fim da década de 1970 para 4,4% (35.525 tep/dia) em 1992 (KLASS, 1998). De acordo com IEA (2008a, p. 78) a demanda de biomassa no mundo deve saltar de 1.186 Mtep em 2006 para 1.662 Mtep em 2030 (incluindo resíduos) o que corresponde a um crescimento médio de 40,1% no período.

Inserido neste crescimento encontra-se os biocombustíveis utilizados no setor de transporte (etanol e biodiesel), que segundo IEA (2008a, p. 171) a participação destes saltará de 24,4 Mtep em 2006 para 118,5 Mtep em 2030, o que corresponde a um crescimento de 386,7%. Se considerar a demanda por biocombustíveis desde 1990 quando foi de 6 Mtep, o crescimento se situa na ordem de 1875%. O gráfico 11 ilustra o crescimento dos biocombustíveis previstos de 2006 até 2030, discriminando a participação do etanol e do biodiesel. A participação do etanol em 2006 foi de 83%, contudo, esta participação deve reduzir-se em 2030 para 79% devido ao maior crescimento do biodiesel.

O gráfico 11 ainda ilustra o percentual de participação dos biocombustíveis no total de combustível utilizado no setor de transporte, a qual deverá saltar de aproximadamente 1,5% em 2006 para mais que 5% em 2030. Este crescimento ocorrerá devido a um ambiente de

incentivos políticos ao uso dos biocombustíveis, bem como a expectativa do aumento do custo dos combustíveis fósseis (IEA, 2008a).

Entre as razões que suportam os incentivos políticos a utilização dos biocombustíveis, a redução da emissão de dióxido de carbono é um dos principais elementos. Deste modo a escolha dos biocombustíveis que serão utilizados devem ser realizadas com base no potencial de redução de emissão de CO₂ destes em relação aos combustíveis fósseis.

Neste sentido o etanol produzido a partir da cana-de-açúcar apresenta o maior potencial de redução entre as principais matérias primas (milho, beterraba e cana-de-açúcar). De acordo com IEA (p. 175, 2008a) a emissão de CO₂ pelo etanol produzido a partir da cana-de-açúcar (considerando todo o ciclo de produção) é de apenas 10 a 20% da emissão da gasolina convencional. O etanol produzido a partir da beterraba emite entre 40 e 60% do que seria emitido pelo uso da gasolina convencional enquanto o etanol produzido a partir do milho emite entre 70 e 90% desta. A baixa relação de emissão de CO₂ atribuída ao etanol produzido a partir da cana-de-açúcar justifica-se principalmente devido ao uso do bagaço para produção de energia elétrica e calor necessário nos processos produtivos.

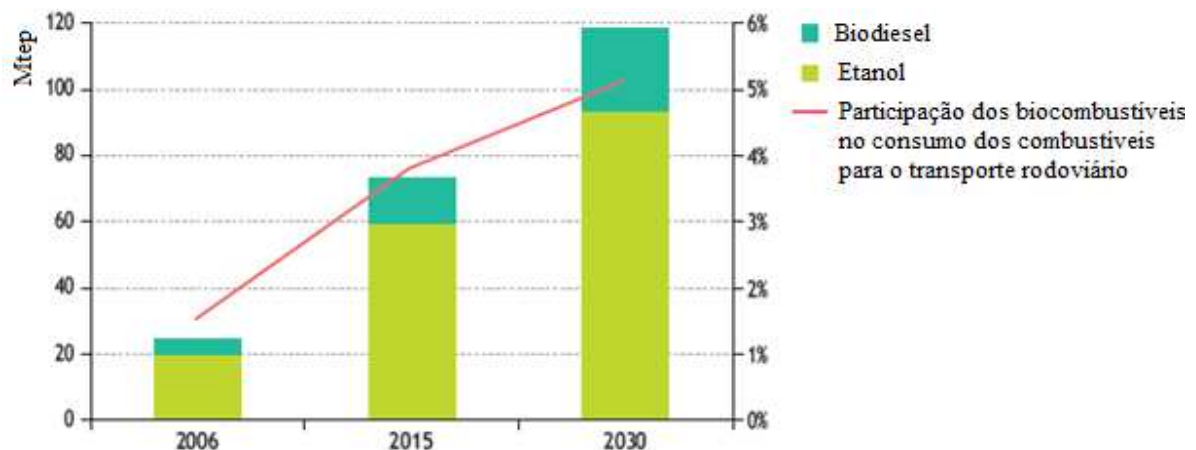


Gráfico 11 - Consumo mundial de biocombustíveis por tipo
Fonte: IEA, 2008a, p. 172

Na contramão da expansão do uso da biomassa, encontra-se as desconfianças a respeito dos impactos que poderão ser causados no abastecimento mundial de alimentos. É fato que a biomassa compete de certa forma com a produção de alimentos por recursos naturais como terra e água, o que pode acarretar a redução na oferta de alimentos e, conseqüentemente, uma elevação no preço destes. Entretanto, diversos fatores influenciam a elevação do preço dos

alimentos, tornando a mensuração do impacto da biomassa no custo dos alimentos uma difícil tarefa.

Várias entidades têm empenhado esforços estudando a influencia da expansão da biomassa no custo dos alimentos. De acordo com o US Council of Economic Advisor – CEA (2008 *apud* IEA, 2008a, p. 173-174) a contribuição dos biocombustíveis em relação a elevação do preço dos alimentos (considerados *commodities*) foi de 3%, enquanto, de acordo com a OECD (2008 *apud* IEA, 2008a, p. 173-174) a contribuição dos biocombustíveis alcançou 15%. A diferença entre os valores atribuídos pelas instituições reflete as diferentes metodologias e considerações utilizadas, assim como a dificuldade inerente da mensuração.

4.2 BIOMASSA NO BRASIL

No Brasil a oferta interna de energia da biomassa é composta principalmente de duas fontes: lenha e produtos da cana. Como visto em 2.2 é previsto que a oferta interna de lenha seja de 5,5% em 2030 contra 12% em 2007, enquanto que os produtos da cana devem se afirmar como a segunda fonte de energia mais importante no Brasil com 18,5% de participação em 2030 (EPE, 2008; MME, 2007).

O aumento da participação dos produtos da cana se deveu, sobretudo, a expansão do setor sucroalcooleiro o qual ainda possui uma previsão de forte expansão para os próximos anos. De acordo com o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA (2008), há uma expectativa da produção de açúcar nacional saltar de 30,7 milhões de tonelada (safra 2006/2007) para 43,2 milhões de tonelada na safra 2017/2018, sendo a maior parte da produção destinada ao mercado externo, vide gráfico 13.

Ainda segundo o MAPA (2008) a produção de etanol deverá alcançar 41,6 bilhões de litros em 2018 contra 17,6 bilhões de litros registrados em 2006, o que corresponde a um crescimento de 155%, tornando evidente que o etanol será o maior responsável pelo aumento da oferta de biomassa da cana-de-açúcar. Diferentemente da produção de açúcar a maior parte da produção de álcool deverá ser para atender o mercado nacional, conforme pode ser observado no gráfico 12.

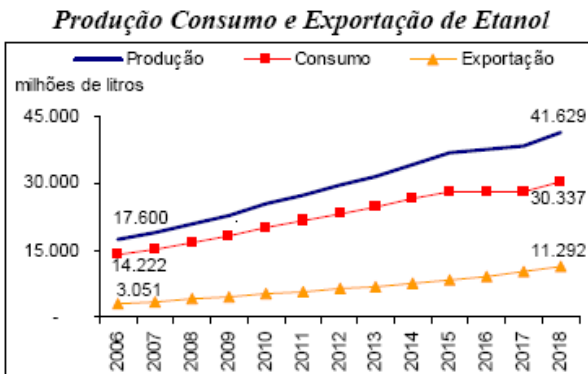


Gráfico 12 - Produção, consumo e exportação de etanol
Fonte: MAPA, 2008

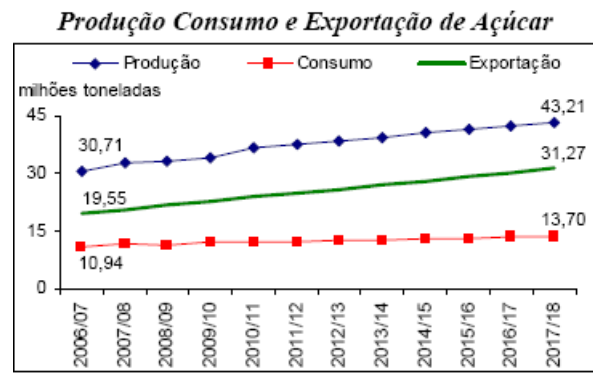


Gráfico 13 - Produção, consumo e exportação de açúcar
Fonte: MAPA, 2008

A energia dos produtos da cana é disponibilizada pelo próprio etanol como através do uso da biomassa da cana. Essa é utilizada para geração de energia elétrica, mecânica e térmica as quais atendem a demanda energética das usinas, conforme será visto em 4.3. De acordo com a ANEEL (2008, 70-71) em novembro de 2008 a capacidade de geração termelétrica a partir da biomassa foi de 5,7 GW, dos quais a biomassa da cana-de-açúcar foi responsável por 4GW.

4.2.1 Produtos da cana: energia elétrica

Quando analisado a participação dos produtos da cana para geração de energia elétrica, deve-se ressaltar a importância que o setor sucroalcooleiro possui. Como visto em 2.1, a biomassa da cana foi responsável em 2007 por 16% (11.095 GWh) da energia elétrica gerada por fontes térmicas, enquanto que no ano de 2000 a geração de bioeletricidade a partir da cana-de-açúcar foi de 3,7 TWh, um crescimento de mais que 200% neste período. De acordo com a CONAB (2008b, p. 58), apenas 16,5% da energia elétrica gerada pelo setor foi comercializada.

A produção de energia elétrica através da cana-de-açúcar advém basicamente do setor sucroalcooleiro o qual é tradicionalmente auto-suficiente com relação à energia elétrica. Além de produzir energia elétrica para seu próprio consumo as usinas de açúcar e álcool produzem excedentes de energia que são comercializados no Sistema Interligado Nacional - SIN. De acordo com Kitayama (2007 *apud* CASTRO *et al.*, 2008, p. 20), a capacidade de geração de energia excedente estimada na safra 2007/2008 foi por volta de 900 MW.

A capacidade de geração de energia elétrica através do uso da biomassa da cana-de-açúcar em 2008 foi estimada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2008) em 4 GW,

montante consideravelmente superior à capacidade instalada de 1,54 GW em 2001. De acordo com estimativas da Unica (União da Indústria de Cana-de-açúcar de São Paulo), até 2020 o setor sucroalcooleiro poderá acrescentar ao sistema uma capacidade média de 14.400MW (ou produção média de MWh ao longo de um ano). Caso esta previsão se confirme, a bioeletricidade da cana-de-açúcar produzira cerca de 126 TWh por ano, podendo ser responsável por 15% da energia elétrica gerada no Brasil em 2020.

Entretanto, atualmente, a geração de energia elétrica nas usinas se dá especialmente através de sistemas de cogeração com turbinas de contrapressão, as quais possuem, em geral, uma baixa eficiência, quando comparado a outros sistemas, conforme será visto em 5.2. Em média as usinas brasileiras geraram 22kWh/tc em 2007. Desse modo, é natural que, independente do aumento da produção de cana-de-açúcar, a potência instalada das usinas possam aumentar a medida que sistemas de geração mais eficientes sejam adotados por estas.

No entanto, a adoção de sistemas de geração mais eficientes pelas usinas está atrelada a atratividade econômica que a geração de excedentes possa oferecer as usinas, uma vez que maior parte destas já é auto-suficiente, mesmo com sistemas ineficientes. Diante da importância da participação da biomassa na matriz elétrica nacional o governo tem realizado algumas ações para a ampliação desta fonte, dentre estas ações, cabe destacar o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e os leilões de energia de reserva (LER).

O PROINFA foi criado em 2002 e regulamentado em 2004, este tinha como objetivo a contratação de energia produzida a partir de fontes renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, eólica e biomassa) geradas por produtores independentes de energia com o intuito de ampliar a participação destas fontes. O projeto foi dividido em duas fases, tendo a primeira o objetivo de contratar até o fim de 2006 uma potência de 3.300MW, divididas igualmente entre cada uma das fontes. Na primeira etapa foram contratados 685,24MW de biomassa, advindos basicamente do setor sucroalcooleiro, sendo inferior ao planejado, 1.100MW.

A segunda etapa do PROINFA foi substituída pelo leilão de fontes alternativas (LFA) o qual foi realizado em 2007 e contratou 511,9MW de potencia ou 115MW médios para começarem a operar em 3 anos (CASTRO et. al, 2008, p. 57). Embora os resultados do PROINFA e do

LFA tenham sido importantes, estes ficaram bem aquém do potencial existente. De acordo com Castro et. al (2008, p. 58) os resultados são atribuídos em grande parte ao preço teto do MWh estipulado pelo governo.

O leilão de energia de reserva para biomassa foi realizado em 2008 e teve como resultado a contratação de 548MW médio. Todavia a capacidade instalada das usinas contratadas somavam cerca de 2.379,4 MW, representando uma grande evolução do LER em relação as quantidades contratadas no PROINFA e no LFA.

Conforme visto em 4.1 um grande obstáculo para a expansão do uso da biomassa está relacionado com a agricultura de alimentos, entretanto, segundo Coelho *et al.* (2008) a expansão da biomassa no Brasil não enfrentará esta dificuldade.

O Brasil é o país do mundo que reúne mais vantagens comparativas para liderar a agricultura de energia. A primeira vantagem comparativa que se destaca é a perspectiva de incorporação de novas áreas à agricultura de energia, sem ocorrer competição com a agricultura de alimentos, problema este que vem sendo enfrentado por alguns países, a exemplo dos Estados Unidos.” (COELHO *et al.*, 2008, p. 16).

De acordo com o MME (2007) a região mais propensa para produção de biomassa se localiza entre o Trópico de Capricórnio e Trópico de Câncer, estando o Brasil predominantemente nesta região.

4.2.1.1 Energia elétrica: Alagoas

O estado de Alagoas possui vinte e duas usinas mistas de açúcar e álcool e duas usinas de açúcar (CONAB, 2008b). A capacidade de produção de energia elétrica destas usinas sofreu uma grande expansão desde o ano de 2001, ano que ocorreu o racionamento de energia no Brasil. O gráfico 14 ilustra o crescimento da capacidade instalada de geração de energia elétrica das 24 usinas de Alagoas, comparando o ano de 2001 com o ano de 2008. A capacidade instalada total de geração de energia no estado de Alagoas em 2001 foi de 0,228GVA enquanto que em 2008 esta capacidade saltou para 0,373GVA, representando um crescimento de aproximadamente 61% na capacidade instalada neste período (OITICICA, 2008).

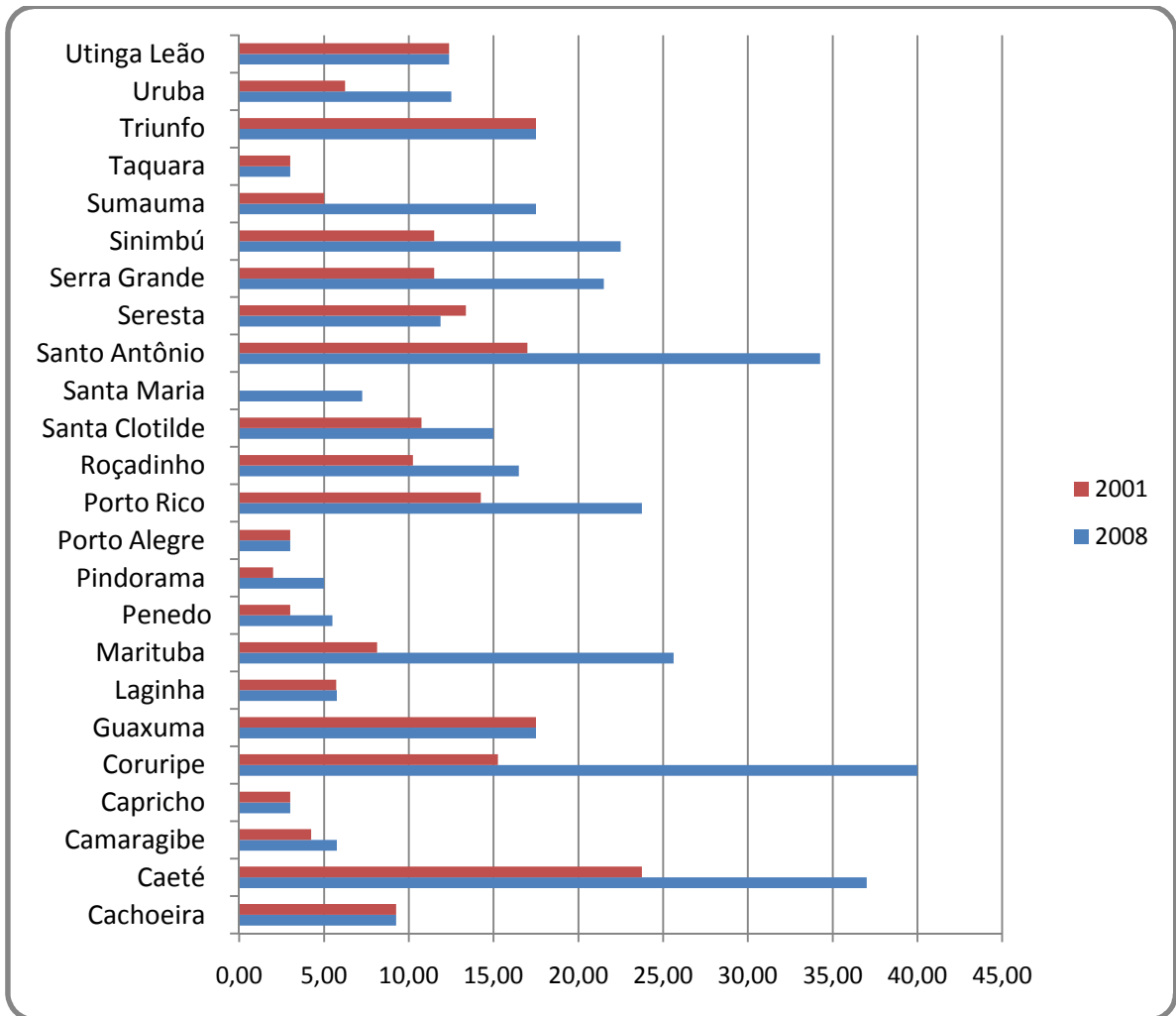


Gráfico 14 – Potências instala (MVA) da nas usinas de Alagoas 2001/2008
 Fonte: Oiticica, 2008

A tabela 5 ilustra de forma resumida alguns dados relativos a produção de energia elétrica nas usinas do estado de Alagoas. A usina de maior eficiência no estado, Caeté, possui uma índice de geração médio de 60kWh/tc sendo capaz de gerar em torno de 36 kWh/tc de energia excedente. As usinas menos eficientes produzem apenas energia suficiente para seu próprio consumo, não tendo capacidade instalada para geração de excedente. Na safra 2007/2008, as usinas da tabela 5, geraram em média 30kWh/tc, sendo aproximadamente 12kWh/tc de energia elétrica excedente.

Analisando esta tabela ainda pode-se concluir que as tecnologias adotadas (vide seção 5) pelas usinas no estado de Alagoas vão desde usinas com sistema de cogeração tradicional até usinas com sistemas de cogeração com turbinas de condensação e extração (baixa tecnologia)

Tabela 5 – Geração de energia elétrica nas usinas de Alagoas – safra 2007/2008

USINA	Capacidade total instalada (KW)	Capacidade excedente (KW)	Geração de energia total (kWh/tc)	Geração de energia excedente (kWh/tc)
Cachoeira	7.500	2.500	21,43	7,14
Caeté	25.000	15.000	60,98	36,59
Camaragibe	3.000	0	17,14	0
Capricho	2.400	0	12,63	0
Coruripe	28.800	15.800	41,14	22,57
Guaxuma	13.000	5.500	31,33	13,25
Laginha	4.000	1.300	17,02	5,53
Leão	8.700	400	24,17	1,11
Marituba	14.000	7.000	46,67	23,33
Paisa	3.500	500	15,91	2,27
Pindorama	3.300	200	18,33	1,11
Porto Alegre	2.300	200	12,78	1,11
Porto Rico	13.000	5.800	31,25	13,94
Roçadinho	8.000	2.700	20,25	6,84
Santa Clotilde	10.000	5.500	30,3	16,67
Santa Maria	3.500	200	12,5	0,71
Santo Antônio	22.400	12.900	51,26	29,52
Seresta	7.000	2.200	23,33	7,33
Serra Grande	9.000	3.000	27,27	9,09
Sinimbu	11.500	5.750	30,26	15,13
Sumauma	4.000	600	17,39	2,61
Taquara	2.400	0	12	0
Triunfo	12.500	4.000	30,12	9,64
Uruba	6.500	1.500	22,81	5,26
TOTAL	225.300	92.550	628,27	230,75

Fonte: Oiticica, 2008

Cruzando as informações da tabela 5 com quantidade de cana moída na safra 2007/2008, pode-se estimar que durante esta safra houve uma produção de energia elétrica de aproximadamente 900GWh sendo 380 GWh de energia excedente.

4.3 CANA-DE-AÇÚCAR

Existem diversas espécies de cana-de-açúcar as quais passaram ao longo do tempo por melhoramento genético, entretanto todas pertencem à família da poacaeas (anteriormente classificada como gramíneas) (MACHADO; HABIB, 2009). Sob a perspectiva do uso energético desse vegetal, o mesmo é formado basicamente por três componentes: caldo, bagaço e palhiço, tendo os três praticamente o mesmo poder energético (CORTEZ *et al.*,

2008). Entretanto, a proporção exata destes componentes varia de acordo com a espécie da cana em questão.

A figura 1 ilustra uma fotografia retirada no campo da cana-de-açúcar e figura 2 ilustra os componentes básicos da mesma. O caldo é um líquido rico em sacarose, o qual se encontra contido no colmo, sendo extraído deste durante o processamento industrial para produção principalmente de açúcar e álcool, entre outros produtos. Após a extração do caldo no processamento industrial, é descartado um resíduo, sendo este conhecido como bagaço. O palhiço é formado pelas partes da cana-de-açúcar compostas por folhas e ponteiros, como pode ser visualizado na figura 2 .



Figura 1 - Cana-de-açúcar no campo

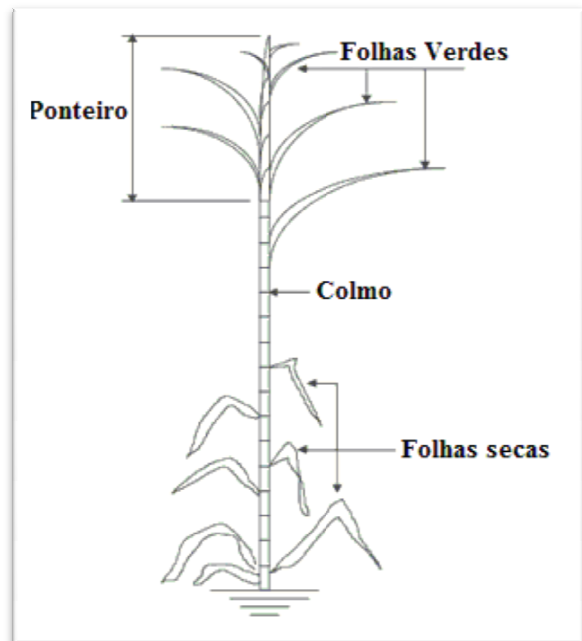


Figura 2 - Componentes da cana-de-açúcar
Fonte: Hassuani *et al.*, 2005

Considerando a classificação descrita anteriormente, a cana-de-açúcar pode ser entendida sob três perspectivas (MME, 2007, p. 151):

- Vegetal não lenhoso, quando vista como insumo para produção de álcool;
- Resíduo agrícola, quando vista em relação ao resíduo resultante da colheita da cana (palhiço);
- Resíduo industrial, quando vista como resíduo do beneficiamento da cana-de-açúcar (seja para produção de açúcar, álcool ou outros produtos). Como já mencionado este resíduo é conhecido como bagaço.

Como o principal negócio das usinas é a fabricação de açúcar e álcool, a atenção destas está voltada especialmente para o caldo (matéria prima destes produtos) contido no colmo, sendo o aproveitamento dos outros componentes considerados secundários ou até mesmo desprezíveis como normalmente é o caso do palhiço. A fim de facilitar a colheita do colmo, até a década de 80 praticamente toda a colheita da cana-de-açúcar era realizada através de técnicas de queimada, visando facilitar e aumentar a eficiência da colheita através da eliminação do palhiço e de animais e insetos peçonhentos.

A partir da década de 90, com objetivos agrônômicos, o Centro de Tecnologia Copersucar (CTC), iniciou testes de colheita da cana sem queimadas. Estas eram colhidas de forma mecanizada e o palhiço lançado ao solo. Na década atual, o aproveitamento do poder energético do palhiço tem sido fruto de várias discussões (HASSUANI *et al.*, 2005).

O aproveitamento desse componente pode dobrar a disponibilidade de biomassa para produção de energia elétrica conforme será visto em 4.3.2. Independente de benefícios técnicos sobre a forma da colheita e da energia disponível no palhiço, o impacto das queimadas sobre a saúde e meio ambiente levaram a exigências legais que tendem a obrigar a colheita da cana crua (sem realização de queimadas). Conforme o decreto 2.661 de 8 de julho de 1998 “[...] o emprego do fogo, como método despalhador e facilitador do corte da cana-de-açúcar em áreas passíveis de mecanização da colheita, será eliminado de forma gradativa [...]”. (BRASIL, 1998, p. 1).

Enquanto o caldo da cana-de-açúcar é a material prima para produção de açúcar e álcool, o bagaço é a principal fonte de energia para o auto-consumo das usinas e exportação de energia elétrica. O palhiço possui um potencial de participar de forma crescente à medida que o seu aproveitamento for ampliado. Em 4.3.1 e 4.3.2 será abordado de forma mais detalhada as características e disponibilidades do palhiço e do bagaço uma vez que estes são os componentes disponíveis na cana-de-açúcar para produção de energia elétrica.

Será abordado na seqüência as composições químicas do bagaço e do palhiço assim como as características relativas as cinzas, materiais voláteis, umidade destes e o percentual de carbono fixo destes componentes.

4.3.1 Bagaço

“O bagaço é a matéria fibrosa sólida expulsa da última moenda após a extração do caldo; É o resíduo da cana moída.” (HUGOT, 1986, p. 911, tradução nossa). Diferentemente do palhiço, a produção de bagaço é intrínseca à fabricação do álcool e açúcar, por conseguinte, sua produção não acarreta custos adicionais às usinas. Além de sua produção não onerar as usinas o bagaço é tradicionalmente o combustível principal que movimenta as usinas de cana-de-açúcar.

O uso deste é realizado principalmente através da sua queima direta em caldeiras que produzem vapor o qual é utilizado nas usinas como fonte de calor para os processos industriais e para produção de energia elétrica, térmica e mecânica. Nas usinas em que há bagaço excedente, ou seja, o bagaço é mais que suficiente para atender a demanda energética da usina, este pode ser comercializado para outras indústrias na forma *in natura* e beneficiado (por processos de secagem, enfardamento, peletização, briquetagem e etc.) podendo gerar uma renda adicional para as usinas. No entanto é o uso do bagaço como insumo para geração de energia elétrica que oferece as maiores oportunidades e benefícios.

A quantidade de energia disponível no bagaço em uma determinada safra pode ser calculada considerando que a massa deste corresponde a aproximadamente 28% da cana-de-açúcar antes de ser moída. Desta forma, para cada tonelada de cana moída, será produzido aproximadamente 280kg de bagaço com umidade de 50% (HASSUANI *et al.*, 2005).

Além da razão kg de bagaço por kg de cana moída é necessário conhecer o poder energético do bagaço bem como a umidade deste ao fim do processo de moagem. De acordo com Hassuani *et al.* (2005) a umidade do bagaço situa-se em média na ordem de 50% (este percentual varia de acordo com as tecnologias empregadas pelas usinas) e de acordo com LARSON *et al.* (2001) o PCI do bagaço situa-se na ordem de 7,5 MJ/kg, com 50% de umidade.

A composição dos elementos químicos do bagaço bem como as características deste depende da espécie da cana-de-açúcar, da forma que esta foi colhida, das características do processamento industrial, entre outros fatores, contudo, uma composição típica do bagaço pode ser visualizada na tabela 6. Como pode ser visto, as concentrações de enxofre e nitrogênio são baixas, contudo estes elementos possuem grande importância na emissão de

poluentes. O enxofre contido no combustível é convertido para H₂S, enquanto o Nitrogênio em NH₃ e HCN. Na tabela 7 encontram-se as características do bagaço com relação ao percentual de cinzas, material volátil, carbono fixo e umidade.

Tabela 6 – Composição química do bagaço

Determinação em base seca do peso (%)	Bagaço
Carbono	44,6
Hidrogênio	5,8
Nitrogênio	0,6
Oxigênio	44,5
Enxofre	0,1
Cloro	0,02

Fonte: Hassuani *et al.*, 2005, p. 25

Tabela 7 – Características do bagaço

Determinação em base seca do peso (%)	Bagaço
Umidade	50,2
Cinzas	2,2
Carbono fixo	18,0
Material Volátil	79,9

Fonte: Hassuani *et al.*, 2005, p. 25

4.3.2 Palhiço

Uma vez que a decisão da colheita da cana crua passa a ser de ordem legal e não econômica, definir o destino a ser dado ao palhiço passa a ser uma necessidade a qual influenciará na determinação do método de colheita da cana.

A recuperação do palhiço da cana pode ser realizada basicamente de duas formas (considerando o sistema de colheita da cana de açúcar picada): recolhimento e colheita integral. Na colheita com recolhimento a cana é colhida e o palhiço é inicialmente lançado ao solo pelas máquinas colhedoras e em seguida recolhido por equipamentos de enfardar (vide figura 3 e figura 4). Na forma de colheita integral o palhiço é colhido junto com a cana e transportado para as usinas, onde, ao chegar, é separado dos colmos através de um sistema de limpeza a seco.

Quando o palhiço não é recuperado e deixado ao solo, vantagens agronômicas são proporcionadas, como redução de ervas daninha e recomposição do solo, por outro lado há desvantagens como aumento de risco de incêndios e maiores dificuldades para se realizar o plantio mecanizado (vide quadro 1).



Figura 3 - Recuperação do palhiço
Fonte: Hassuani *et al.*, 2005, p. 57



Figura 4 - Palhiço enfardado
Fonte: Hassuani *et al.*, 2005, p. 57

Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Proteção do solo contra a erosão causada por chuvas e ventos; • Redução de variação da temperatura do solo, devido a proteção desta contra a radiação solar; • Aumento da atividade biológica no solo; • Aumento da infiltração de água no solo; • Maior disponibilidade de água devido a redução de evaporação de água da superfície do solo; • Controle de ervas daninhas, proporcionando redução no uso de herbicidas e, conseqüentemente, redução de custos, risco de contaminação humana e ambiental; • Evita perdas de sacarose por exsudação; 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento do risco de incêndio durante e após a colheita devido a possibilidade de incêndio do palhiço deixado ao solo; • Devido ao risco de incêndio, é desaconselhável deixar o palhiço no solo em áreas próximas a perímetros urbanos; • Dificuldade em realizar o cultivo mecanizado; • Descontinuidade na germinação da cana e retardo da safra seguinte, acarretando redução na produção; • Proliferação de pragas de animais abaixo da cobertura formada pelo palhiço.

Quadro 1 - Vantagens e desvantagens de deixar o palhiço no solo após a colheita da cana-de-açúcar crua
Fonte: Hassuani *et al.*, 2005

Por sua vez, a remoção do palhiço, que fora lançado ao solo para utilização como fonte energética (ou outra finalidade) acarretará custos adicionais de transporte, recolhimento e separação (variam de acordo com o método de colheita), além de não aproveitar as vantagens agrônômicas anteriormente citadas. Deste modo a oportunidade do aproveitamento energético da biomassa do palhiço deve ser balizada pelas vantagens e desvantagens de ordem agrônômicas, econômicas e técnicas.

O Projeto BRA/96/G31 realizou uma análise do custo da recuperação do palhiço considerando que este deveria ser disponibilizado na usina para utilização com fins energéticos (HASSUANI *et al.*, 2005, p. 72-74). Esta análise comparou três estratégias de recuperação do palhiço, a saber:

- a) **Estratégia A** - Colheita da cana-de-açúcar crua e picada com remoção do palhiço durante a colheita. O palhiço é removido (separado) com uma eficiência de 76%, o palhiço que não foi separado é transportado junto com a cana-de-açúcar picada para a usina. O palhiço que foi separado e lançado ao solo é enfardado no campo com uma eficiência de 84% e levado para a usina em seguida. Vale observar que antes do palhiço, que foi lançado ao solo, ser enfardado este sofre um processo de secagem natural. Aproximadamente 64% (84% de 76%) do palhiço total é disponibilizado para uso energético.
- b) **Estratégia B** - Colheita da cana-de-açúcar crua e picada sem remoção (separação) do palhiço durante a colheita. O palhiço é colhido junto com o colmo da cana-de-açúcar, entretanto aproximadamente 5% do palhiço permanecem no campo. O palhiço é transportado junto com a cana-de-açúcar picada para a usina onde serão separados por sistema de limpeza a seco com eficiência de 70%. Desse modo aproximadamente 66% (70% de 95%) do palhiço total é disponibilizado para uso energético.
- c) **Estratégia C** - Colheita da cana-de-açúcar crua e picada com remoção (separação) parcial do palhiço durante a colheita com eficiência de 29%. O palhiço que não foi separado (71%) é transportado junto com a cana-de-açúcar picada para a usina onde serão separados por sistema de limpeza a seco com eficiência de 70%. Desse modo aproximadamente 50% (70% de 71%) do palhiço é disponibilizado para uso energético. A parte do palhiço removida (29%) é lançada ao solo, permanecendo no campo para tirar proveito das vantagens agronômicas.

O resultado desse estudo, relativo aos custos, encontra-se sumarizado na tabela 8, onde pode-se observar que a estratégia que demonstrou maior vantagem econômica foi a “C”, na qual aproximadamente 50% do palhiço é disponibilizado para uso energético.

Tabela 8 – Custo da recuperação do palhicho por tonelada em relação a estratégia de recuperação

<i>Estratégia de recuperação</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
Custo (US\$/t*)	18,49	31,12	13,70

*Base seca

Fonte: Hassuani *et al.*, 2005, p. 85

Assim como o custo do palhicho varia em função da estratégia de recuperação, ocorre também com sua composição. Na prática, a composição média do palhicho (folhas verdes, folhas secas e ponteiro) dependerá da forma que o mesmo foi colhido devido especialmente às impurezas minerais associadas aos métodos de recuperação e a fragmentos de colmos e outros vegetais misturados ao palhicho. As impurezas minerais ocorrem de forma mais intensa na estratégia “A”, devido ao fato do palhicho ser recolhido em contato com o solo.

A fim de ilustrar a composição química do palhicho independente da forma que este foi recuperado é necessário que a análise seja realizada antes da colheita, conforme ilustrado na tabela 9 e tabela 10. Em base seca, o poder calorífico das folhas secas e folhas verdes é de 17,4 MJ/kg, enquanto que o poder calorífico do ponteiro é de 18,1 MJ/kg. Apesar da umidade média do palhicho informado nesta tabela ser relativamente alta, após duas semanas da colheita a umidade média deste cai para ordem de 15%, desde que este não seja exposto a chuvas (HASSUANI *et al.*, 2005). É justamente este teor de umidade que é considerado para cálculo do potencial energético do palhicho.

Tabela 9 – Características dos componentes do palhicho antes da colheita.

Determinação em base seca do peso (%)	Folhas secas	Folhas verdes	ponteiro
Umidade	13,5	67,7	82,3
Cinzas	3,9	3,7	4,3
Carbono fixo	11,6	15,7	16,4
Material Volátil	84,5	80,6	79,3

Fonte: Hassuani *et al.*, 2005, p. 25

Tabela 10 – Composição química dos componentes do palhicho antes da recuperação

Determinação em base seca do peso (%)	Folhas secas	Folhas verdes	ponteiro
Carbono	46,2	45,7	43,9
Hidrogênio	6,2	6,2	6,1
Nitrogênio	0,5	1,0	0,8
Oxigênio	43,0	42,8	44,0
Enxofre	0,1	0,1	0,1
Cloro	0,1	0,4	0,7

Fonte: Hassuani *et al.*, 2005, p. 25

O resultado da composição do palhiço considerando este após sua recuperação pode ser visualizado na tabela 11. Esta tabela ilustra a composição do palhiço que foi recuperado por enfardamento e a do palhiço que foi recuperado através de um sistema de limpeza a seco, conforme já mencionado.

Na tabela 11 encontram-se outras características do palhiço em relação a forma de recuperação deste. O valor alto da cinza para o palhiço que foi separado por sistema de limpeza a seco deve ser desprezado, pois houve contaminação na amostra utilizada (HASSUANI *et al.*, 2005). Na verdade o percentual de cinzas do palhiço recuperado pelo processo de fenação deve ser maior devido a sua maior contaminação. Ocorre da mesma forma o PCI do palhiço separado por sistema a seco, que devido ao alto percentual de cinzas apresentou um PCI menor. De acordo com Larson *et al.* (2001) o PCI do palhiço situa-se na ordem de 13,0MJ/kg, com umidade de 15%.

Tabela 11 – Características química dos componentes do palhiço antes da recuperação.

Determinação em base seca do peso	Palhiço separado por sistema a seco	Palhiço em fardo
Umidade (%)	7,6	9,6
Cinzas (%)	29,1	10,1
Carbono fixo (%)	13,8	16,4
Material Volátil (%)	57,1	73,5
PCI (MJ/kg)*	13,33	16,09
PCI (MJ/kg)**	10,97	13,32
Início de deformação das cinzas	1560	1260

* Base seca; **15% de umidade.

Fonte: Hassuani *et al.*, 2005, p. 25.

Tabela 12 – Composição química dos componentes do palhiço antes da recuperação

Determinação em base seca do peso (%)	Palhiço separado por sistema a seco	Palhiço em fardo
Carbono	35,1	43,6
Nitrogênio	0,36	0,47
Enxofre	0,04 a 0,12	0,04 a 0,12
Cloro	0,04 a 0,49	0,04 a 0,49

Fonte: Hassuani *et al.*, 2005, p. 25.

Em base seca, o palhiço (base seca) corresponde em média a 14%, da massa do colmo da cana-de-açúcar, contudo, considerando o palhiço com uma umidade de 15%, este percentual fica na ordem de 16,5%.

Deve-se destacar ainda que, naturalmente, o potencial energético do palhiço apenas pode ser aproveitado quando a colheita da cana é realizada sem queimadas (cana crua), o que normalmente indica que a cana foi colhida de forma mecanizada. De acordo com Badr e Filho (2003) a colheita mecanizada ainda pode reduzir os custos da colheita em pelo menos 30%.

No Brasil em 2007 aproximadamente 24,3% da cana colhida foi mecanizada, enquanto no estado de Alagoas apenas 2,5% foi mecanizada (CONAB, 2008b). Contudo, este percentual tende a aumentar impulsionado inicialmente por questões legais, conforme descrito anteriormente.

4.4 DISPONIBILIDADE DA BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL

A disponibilidade da biomassa da cana-de-açúcar está diretamente relacionada com a sua produtividade (toneladas de cana-de-açúcar por hectare plantado), bem como pelas propriedades das espécies cultivadas. No Brasil a produtividade da cana-de-açúcar varia de região para região, devido especialmente a diversidade de condições climáticas, características do solo, métodos de colheitas e plantio.

De acordo com a CONAB (2008a) em dezembro de 2008 a produtividade média brasileira foi de aproximadamente 80,5 toneladas de cana por hectare. No estado de Alagoas, a CONAB (2008a) informou uma produtividade de aproximadamente 70,0 toneladas de cana por hectare.

O Brasil produziu na safra 2007/2008 501.536 milhões de tonelada de cana-de-açúcar (CONAB, 2008c, p. 63). Segundo o SINDAÇÚCAR-AL (2009) Alagoas produziu 29.837 milhões de tonelada, sendo o 4º maior produtor do Brasil. São Paulo se destacou como o maior produtor nacional sendo responsável por aproximadamente 60% da produção nacional. No Brasil, de toda cana plantada 54% foi destinada a fabricação de etanol enquanto 46% foi destinada a produção de açúcar (CONAB, 2008c, p. 63).

De acordo com o MME (2008, p. 152) a produção de cana-de-açúcar deverá saltar para 1.140 milhões de tonelada até 2030. Este valor corresponde a um crescimento de 127% em relação a safra 2007/2008. Naturalmente este crescimento aumentará de forma proporcional a oferta de biomassa de bagaço e palhiço.

Os potenciais energéticos do bagaço ($P_{\text{Bagaço}}$) e do palhiço ($P_{\text{Palhiço}}$) podem ser calculados pela multiplicação de sua disponibilidade por seus respectivos poderes caloríficos inferiores (PCI). No caso do bagaço, sua quantidade disponível é calculada através da multiplicação da quantidade de cana moída (TC) em um determinado período pelo percentual do bagaço (umidade de 50%) na cana, conforme visto em 4.3.1.

Para o palhiço, sua quantidade disponível é calculada através da multiplicação da quantidade de cana moída (TC) pelo percentual do palhiço (umidade de 15%) na cana, conforme visto em 4.3.2. Contudo, a disponibilidade do palhiço deve ser decrescida pela consideração de dois fatores: o palhiço apenas é considerado disponível nas áreas em que a colheita da cana for mecanizada (PCM) e apenas um percentual do palhiço disponível nas áreas mecanizadas é de fato aproveitado (PPA), vide estratégias de recuperação do palhiço em 4.3.2.

As equações (2), (3) e (4) ilustram como pode ser realizado o cálculo do potencial energético da biomassa. O quadro 2 descreve de forma sintetizada as variáveis dessas equações.

$$P_{\text{Bagaço}} = (TC \times PB) \times PCI_{\text{Bagaço}} \quad (2)$$

$$P_{\text{Palhiço}} = (TC \times PP \times PPA \times PCM) \times PCI_{\text{Palhiço}} \quad (3)$$

$$P_{\text{Total}} = P_{\text{Bagaço}} + P_{\text{Palhiço}} \quad (4)$$

Variável	Descrição
$P_{\text{Bagaço}}$	Potencial energético do bagaço (TJ)
$P_{\text{Palhiço}}$	Potencial energético do palhiço (TJ)
P_{Total}	Potencial energético do total (TJ)
TC	Quantidade de cana moída (mil toneladas)
PB	Percentual de bagaço (umidade de 50%) na cana moída
PP	Percentual de palhiço (umidade de 15%) na cana moída
PPA	Percentual de palhiço aproveitado, conforme estratégia de recuperação adotada
PCM	Percentual da colheita mecanizada
$PCI_{\text{Bagaço}}$	Poder calorífico inferior do bagaço
$PCI_{\text{Palhiço}}$	Poder calorífico inferior do palhiço

Quadro 2 – Descrição das variáveis para cálculo do potencial energético da biomassa

Considerando a quantidade de cana moída na safra 2007/2008 e as equações (2), (3) e (4), a tabela 13 apresenta o potencial energético da biomassa da cana neste período no Brasil e em Alagoas. Vale observar que para o cálculo do potencial energético do palhiço foi considerado

que a variável PCM corresponde aos percentuais das áreas atualmente mecanizadas em Alagoas e no Brasil, vide 4.3.2.

Tabela 13 – Potencial de energético da biomassa da cana-de-açúcar – safra 2007/2008

	Mil tonelada de cana moída	Bagaço ^{a)}	Palhiço ^{b)}	Total
Alagoas	29.837	62.659 TJ 17.405 GWh	1.056 TJ 293 GWh	63.715 TJ 17.699 GWh
Brasil	501.536	1.053.226 TJ 292.563 GWh	172.536 TJ 47.927 GWh	1.225.762 TJ 340.489 GWh

a) Umidade = 50%; $PCI_{\text{Bagaço}} = 7,5 \text{ MJ/kg}$; PB = 28%

b) Umidade = 15%; $PCI_{\text{Palhiço}} = 13 \text{ MJ/kg}$; PP = 16,5%; PA = 66% (estratégia b); PCM p/ Alagoas = 2,5% ; PCM p/ Brasil = 24,3%

O aumento do percentual de cana-de-açúcar colhida de forma mecanizada também deverá impulsionar o aumento da oferta da biomassa, através da maior recuperação do palhiço. De acordo com o Hassuani et al. (2005) estimasse que 50% das terras brasileiras são áreas passíveis de mecanização para cana-de-açúcar. No Nordeste este percentual deve ser na ordem de 30%, segundo BADR e FILHO (2003, p. 59).

Por outro lado, o MME (2008, p. 151) estima que em 2030 aproximadamente 11% da biomassa da cana-de-açúcar (bagaço e palhiço) será destinada para produção de etanol através da tecnologia de hidrólise, embora, na prática, ainda não há produção comercial de etanol, a partir da biomassa.

A tabela 14 ilustra o potencial energético da biomassa da cana-de-açúcar que pode ser alcançado na safra de 2030, considerando uma redução de 11% do potencial devido ao seu uso como matéria prima do etanol através de hidrólise. Essa tabela utilizou os mesmo critérios da tabela anterior com exceção do percentual de mecanização que salta para 50%.

Tabela 14 – Potencial de energético da biomassa da cana-de-açúcar – safra 2030

	Milhões de Tonelada de cana	Bagaço ^{a)}	Palhiço ^{b)}	Total
Brasil*	1.140	2.394.000 TJ 665.000 GWh	806.949 TJ 224.153 GWh	3.200.949 TJ 889.153 GWh

a) Umidade = 50%; $PCI_{\text{Bagaço}} = 7,5 \text{ MJ/kg}$; PB = 28%

b) Umidade = 15%; $PCI_{\text{Palhiço}} = 13 \text{ MJ/kg}$; PP = 0,165; PA = 66% (estratégia b); PCM p/ Brasil = 50%

Outro fator que pode colaborar para o aumento da disponibilidade da biomassa da cana-de-açúcar é o melhoramento genético das espécies de modo que este vegetal possa gerar mais biomassa de bagaço e palhiço por tonelada de cana moída.

5 PRODUÇÃO DE ENERGIA NAS USINAS DE CANA-DE-AÇÚCAR

Para produção de açúcar ou álcool, as usinas utilizam energia em basicamente três formas: térmica, elétrica e mecânica, que são produzidas normalmente de forma quase integral por estas. Conforme explicado em 4.3.1, o combustível principal dessa indústria é o bagaço, o qual é queimado em caldeiras para produção de vapor. Esta aplicação foi vista pelo setor sucroalcooleiro, por um longo período, como a única utilidade do bagaço. Deste modo, todo o bagaço excedente, que não era queimado para atender a demanda da própria usina, não tinha utilidade, sendo ainda um problema devido a sua alta densidade para estocagem e ao risco de ocorrência de combustão espontânea Hugot (1986, p. 950).

A “auto-suficiência” energética das usinas, entre outros fatores, foi uma necessidade que ocorreu antes mesmo da disponibilidade de linhas de transmissão de energia elétrica que pudessem atender às usinas, assim como pela necessidade de eliminar o bagaço, resíduo da produção do açúcar e álcool (TOLMASQUIM, 2005).

Tendo em vista que a biomassa do bagaço gerado por uma usina possui um potencial energético bastante superior à sua demanda e a necessidade das usinas em descartá-lo, a estrutura energética do setor sucroalcooleiro foi concebida de modo que praticamente todo o bagaço gerado pelo processamento da cana-de-açúcar fosse queimado nas caldeiras para produção de vapor.

Deste modo, pode-se concluir que as usinas de cana-de-açúcar, concebidas conforme descrito anteriormente, possuem uma baixa eficiência energética. Este quadro tem mudado progressivamente a medida que a biomassa é valorizada (seja para produção de energia elétrica, seja para uso em substituição a outros combustíveis como óleo e lenha), tornando possível o setor criar uma fonte de receita através da comercialização desta .

A maximização da comercialização de energia elétrica dependerá não apenas do aumento da eficiência energética dos equipamentos, mas também de modificações na concepção dos sistemas energéticos das usinas. Deste modo é imprescindível conhecer tanto os principais equipamentos empregados para geração de energia como as principais concepções utilizadas.

5.1 EQUIPAMENTOS

Dentre os vários equipamentos empregados pelas alternativas de produção de energia, as caldeiras (geradores de vapor) e as turbinas possuem papéis essenciais. Para tanto, antes de ser abordadas as alternativas tecnológicas para produção de energia nas usinas, será realizada uma breve análise destes equipamentos.

Os tipos de caldeiras podem ser divididos em dois grandes grupos: caldeiras de vapor convencional e de recuperação. Ambas possuem a finalidade de promover a mudança de fase da água do estado líquido para o estado vapor a pressão várias vezes a atmosférica. Por sua vez, as turbinas podem ser divididas em turbinas a gás e turbinas a vapor. Estes equipamentos serão abordados conforme seqüência abaixo:

- Caldeiras convencionais;
- Caldeiras de recuperação;
- Turbinas a vapor;
- Turbinas a gás;

5.1.1 Caldeiras Convencionais

De acordo com LORA e NASCIMENTO (2005, p. 171) as caldeiras a vapor são “todos equipamentos que, utilizando de energia química liberada durante a combustão de um combustível, promove a mudança de fase de água do estado líquido para o estado vapor, a uma pressão várias vezes maior que a atmosférica”. É função das caldeiras absorver a energia liberada pela queima do combustível e transmiti-lo para a água com o máximo de eficiência.

Uma caldeira consiste em um conjunto de componentes dos quais os principais são a fornalha e a superfície de aquecimento. A fornalha é onde ocorre a combustão propriamente dita, podendo ser classificada de acordo com a forma que é realizada a combustão: fornalhas de queima em deposição (o combustível é queimado em uma camada sobre uma grelha), fornalhas de queima em suspensão (o combustível é queimado em todo o volume da câmara de combustão) e fornalhas de queima em leito fluidizado. A superfície de aquecimento

consiste na superfície que separa os gases da combustão e a água, sendo também o meio que promove a transmissão de calor entre estes fluidos.

Quando os gases oriundos da combustão fluem por dentro de tubos imersos em água, as caldeiras podem ser classificadas em flamotubulares, enquanto que nas caldeiras que a água (estado vapor e/ou líquido) circula por dentro de tubos em contato com os gases da combustão, a caldeira pode ser classificada como aquotubular, a qual é amplamente utilizada no setor sucroalcooleiro. Segundo Camargo et al. (1990) em um estudo realizado no setor sucroalcooleiro, de 238 caldeiras analisadas todas eram aquotubulares.

De acordo com Cortez et. al. (2008) existe diversas formas de classificar as caldeiras destinadas a queima de bagaço (biomassa). A classificação conforme as características construtivas pode ser definida por: caldeiras de tubo reto, caldeiras de tubos curvos com vários balões, caldeiras convectivas com dois balões e caldeiras radiante com um passe de gás. As caldeiras de tubos retos possuem baixa eficiência (em torno de 50-60%) e foram utilizadas com grande frequência até a década de 50. A pressão de vapor dessas comumente encontrada é na ordem de 1,8 MPa (18,36 kgf/cm²).

As caldeiras de tubos curvos tiveram uma grande difusão no setor sucroalcooleiro na década de 1970. A pressão de trabalho do vapor destas caldeiras é na ordem de 1,8 a 3 MPa e a eficiência média destas é na ordem de 50-70%, entretanto, modificações neste tipo de caldeira podem fazer sua eficiência aumentar consideravelmente.

As caldeiras convectivas com dois balões trabalham com pressão de vapor na ordem de 1,8 (18,36 kgf/cm²) a 14,0MPa (142,76 kgf/cm²), tendo uma eficiência entre 70 e 80%. A caldeira radiante com um passe de gás são as que possuem maior eficiência, entre todas (80 a 87%). A pressão de trabalho do vapor dessas situa-se entre 7,0 (71,38 kgf/cm²) e 13,0MPa (132,56 kgf/cm²) (CORTEZ et al., 2008).

Vale salientar que no setor sucroalcooleiro brasileiro a maior parte das caldeiras existentes é de baixa pressão (22bar, 300°C) (COELHO, 1999). Segundo Lora e Nascimento, (2005, p. 181), uma outra forma de classificar as caldeiras diz respeito a tecnologia de combustão, as quais podem ser de grelha fixa e/ou grelha rotativa, de queima em suspensão (sólidos

pulverizados, líquidos e gases) e de leito fluidizado (circulante ou borbulhante), essas duas últimas são utilizadas em sistemas de alta eficiência.

A eficiência de uma caldeira é determinada pela razão da quantidade de energia útil gerada (que foi transmitida para a água) e a quantidade de energia disponível no combustível (podendo ser com base no PCI ou no PCS). A diferença entre a energia útil e a energia total contida no combustível caracteriza as perdas de energia que ocorreram na caldeira, podendo estas serem devido aos seguintes fatores:

- Queima incompleta do combustível;
- Perdas devido a alta temperatura dos resíduos das cinzas os quais são extraídos periodicamente;
- Perdas para o ambiente, devido a diferença de temperatura entre o ambiente e a caldeira;
- Perda de energia pela chaminé, devido a diferença de temperatura do ambiente e a dos gases de exaustão.

Segundo Camargo (1990), as perdas pela chaminé das caldeiras são as mais significativas, sendo responsável por aproximadamente 95% das perdas de uma caldeira. Para aproveitar a energia dos gases de escape, minimizando assim suas perdas, equipamentos como economizadores e pré-aquecedores são localizados antes do lançamento destes gases na atmosfera.

Os economizadores são trocadores de calor que possuem a finalidade de aquecer a água de alimentação que entrará na caldeira, sendo estes responsáveis pela absorção de 10% a 20% do calor gerado pela combustão. Os pré-aquecedores possuem a finalidade de aquecer o ar destinado à reação de combustão na fornalha e são responsáveis pela absorção de 7% a 15% do calor gerado pela combustão. (CORTEZ et al., 2008).

A figura 5 ilustra de forma simplificada os principais componentes de uma caldeira aquotubular. Nesta figura pode-se identificar, entre outros componentes, a câmara da combustão a qual é o ambiente onde ocorre a combustão. O superaquecedor possui a finalidade de tornar o vapor saturado em vapor superaquecido o qual será efetivamente utilizado.

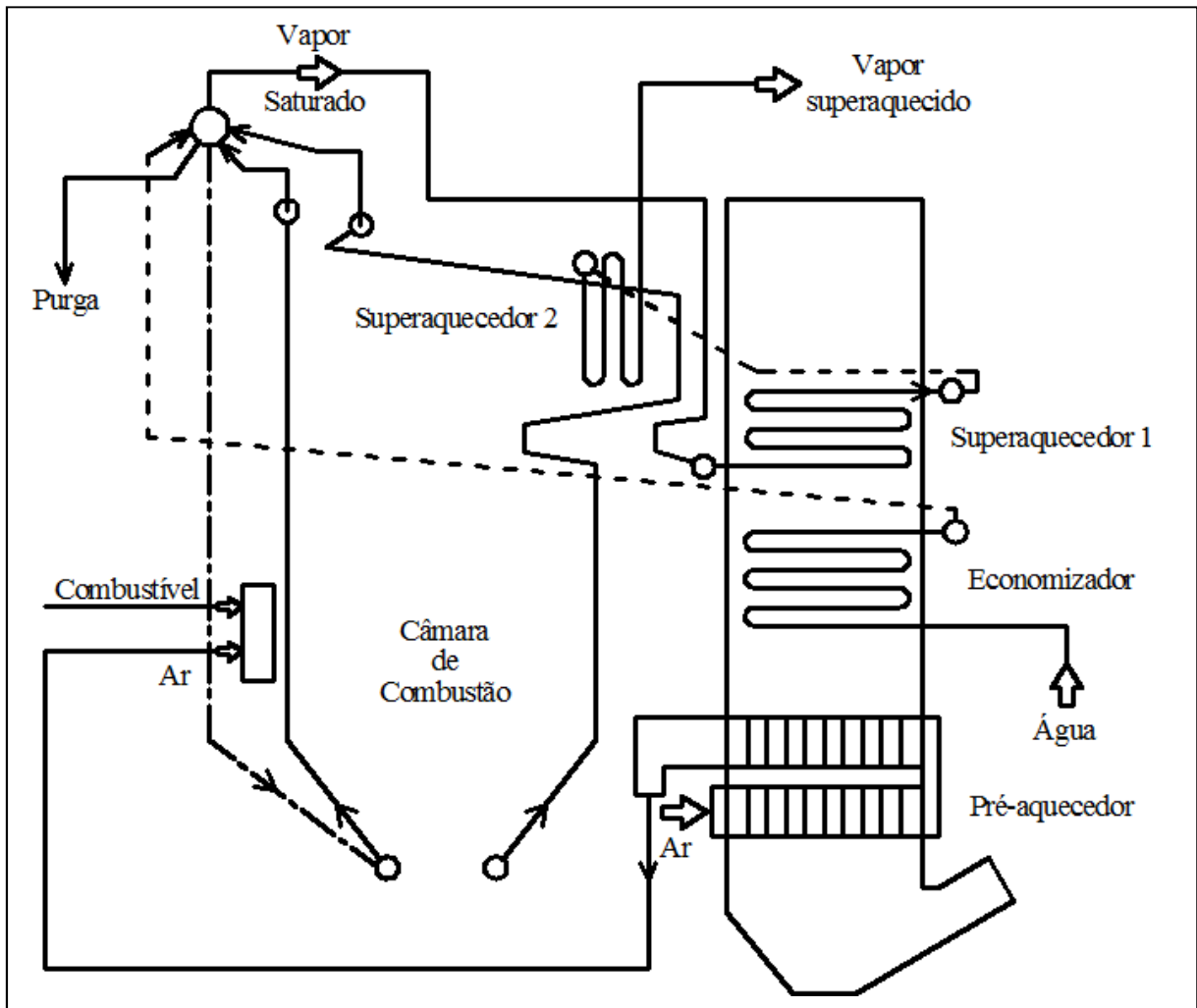


Figura 5 - Caldeira aquotubular para queima do combustível sólido
 Fonte: Adaptado de Cortez *et al.*, 2008

5.1.2 Caldeira de recuperação

As caldeiras de recuperação também possuem a finalidade de promover a mudança de fase de água do estado líquido para o estado vapor, contudo, distinguem-se das anteriores por ser desnecessária a ocorrência de reação de combustão. O calor utilizado para promover a mudança de fase da água é provido por outro equipamento, normalmente uma turbina a gás. O calor é transferido da turbina a gás para a caldeira de recuperação através dos gases oriundos da reação de combustão. A caldeira de recuperação age como um trocador de calor no qual o fluxo dos gases de exaustão (fonte de calor) fornece calor à água.

As Caldeiras de Recuperação são compostas por uma série de seções: superaquecedor, evaporador e economizador (LORA; NASCIMENTO, 2005), os quais estão ilustrados na figura 6, arranjo horizontal, e na figura 7, arranjo vertical.

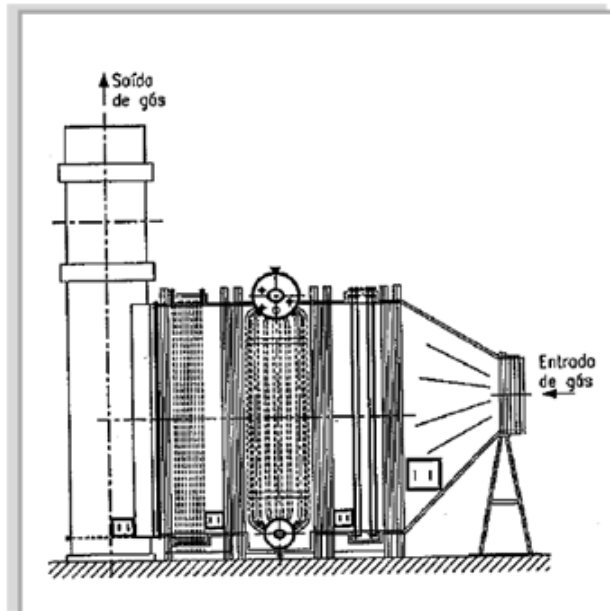


Figura 6 - Caldeira de recuperação com arranjo horizontal

Fonte: Lora; Nascimento, 2005

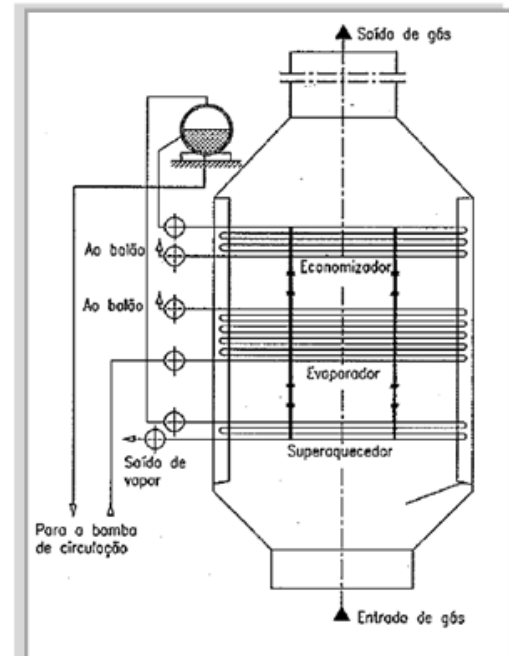


Figura 7 - Caldeira de recuperação em arranjo vertical

Fonte: Lora; Nascimento, 2005

Apesar das caldeiras de recuperação serem capazes de promover a mudança de fase líquida da água para a fase vapor, eventualmente se utiliza de uma queima suplementar de combustível, a fim de aumentar a capacidade de geração de vapor da caldeira. As Caldeiras de recuperação são, sobretudo, equipamentos essenciais para a geração de energia em um ciclo combinado, conforme será visto em 6.2.

5.1.3 Turbinas a vapor

“Uma turbina a vapor é um motor térmico rotativo no qual a energia térmica do vapor, medida pela entalpia, é transformada em energia cinética devido à sua expansão através dos bocais. Esta energia então é transformada em energia mecânica [...]”. (LORA; NASCIMENTO, 2005, p. 249). Existem várias formas de classificar as turbinas, podendo ser, por exemplo, com base em sua finalidade, na pressão de descarga, no princípio de funcionamento e nos estágios.

As turbinas a vapor são utilizadas nas usinas basicamente com duas finalidades: para acionamento elétrico (turbogeradores) ou para acionamento mecânico (turboacionadores), sendo ambas largamente utilizadas nas usinas de cana-de-açúcar. Os turbogeradores garantem o suprimento de energia elétrica das usinas, enquanto os turboacionadores são responsáveis por movimentar alguns dos principais equipamentos de uma usina como as moendas, desfibradores, picadores e bomba de água de alimentação da caldeira.

Para as usinas de cana-de-açúcar, pode-se dizer que uma das definições mais importantes na escolha das turbinas é quanto à pressão de descarga, pois, esta é diretamente relacionada com a concepção do sistema energético da usina. As principais classificações das turbinas com relação à pressão de descarga são: turbinas de contrapressão ou turbinas de condensação.

As turbinas de contrapressão caracterizam-se pelo fato da pressão de descarga desta ser igual ou superior a pressão atmosférica. Este tipo de turbina mostrou-se extremamente vantajoso para as usinas de cana-de-açúcar, pois, as condições físicas do vapor na saída das turbinas podem atender a uma demanda por energia térmica do processo de fabricação do açúcar e álcool.

Por outro lado as turbinas de condensação caracterizam-se pelo fato do vapor de descarga destas estarem a uma pressão inferior a atmosférica. A condição do vapor na saída deste tipo de turbina não permite que haja um aproveitamento térmico eficaz em outro processo, ao passo que possibilita a usina produzir energia na entressafra, pois não há necessariamente uma dependência do processo produtivo, conforme será visto em 5.2.

Tanto as turbinas de contrapressão quanto as de condensação podem ainda ser subdivididas em: turbinas com extração ou turbinas de fluxo direto. Nas turbinas de fluxo direto o vapor possui apenas um fluxo, vide figura 8. Por outro lado as turbinas com extração (seja de contrapressão ou de condensação) permitem que haja dois ou mais fluxos de vapor de descarga, sendo estes com pressões diferentes.

Para as turbinas de condensação, a pressão do fluxo de vapor de extração pode ser, inclusive, superior a pressão atmosférica, podendo ser utilizado para atender a uma demanda térmica do processo, por exemplo, conforme figura 9.

Vale observar que quando as turbinas de contrapressão possuem um volume do vapor extraído inferior ao volume do vapor de baixa pressão, estas são chamadas de turbinas de contrapressão com sangria.

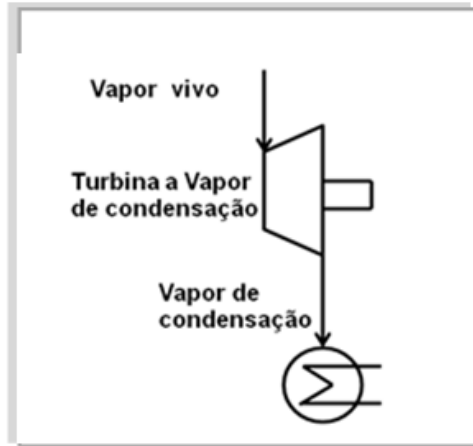


Figura 8 - Turbina a vapor de condensação de fluxo direto

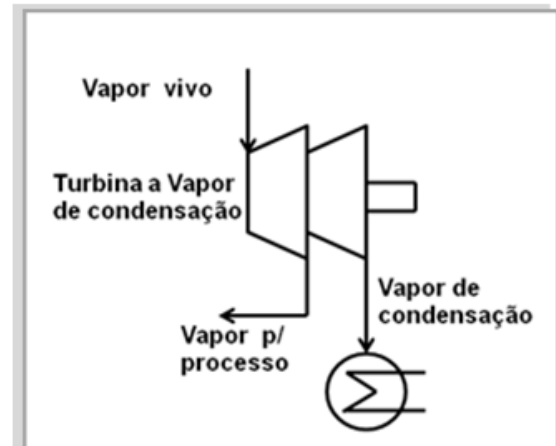


Figura 9 - Turbina a vapor de condensação e extração

A aplicação ideal de uma turbina a vapor em uma unidade motora simples a vapor é o ciclo Rankine. Os principais componentes deste ciclo são: turbina a vapor, caldeira, condensador e bomba. A figura 10 ilustra a disposição destes componentes. Os números nesta figura indicam condições físicas (temperatura, pressão e etc.) diferentes do vapor, o qual circula em um ciclo fechado. O ciclo pode ser descrito da seguinte forma: do ponto 1 ao ponto 2 ocorre um processo de bombeamento adiabático reversível, do ponto 2 ao ponto 3 ocorre na caldeira uma transferência de calor a pressão constante; do ponto 3 ao 4 ocorre a produção de trabalho através de uma expansão adiabática reversível na turbina; por fim do ponto 4 ao ponto 1 ocorre a transferência de calor a pressão constante, no condensador (BODGNAKKE *et al.*, 2004).

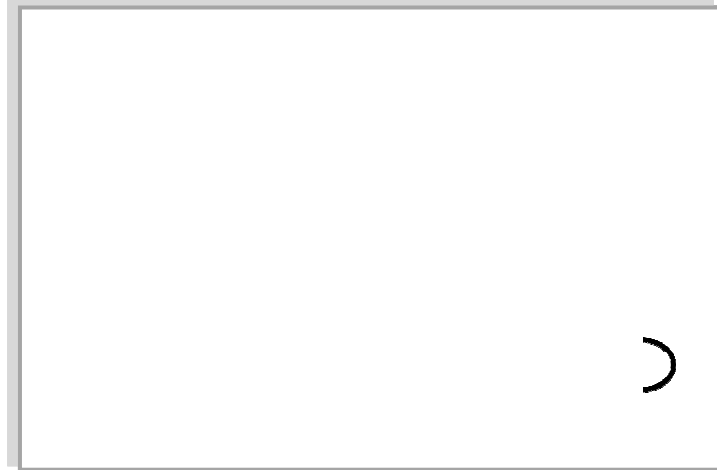


Figura 10 - Ciclo Rankine

Neste ciclo a energia útil é apenas a potência gerada na turbina, podendo a eficiência do sistema ser calculada pela equação (5), onde η é o rendimento térmico, W_t é o trabalho gerado na turbina, W_b o trabalho utilizado na bomba, Q_h é o calor fornecido na caldeira e Q_l é o calor rejeitado no condensador. Os fatores que aumentam a eficiência deste sistema são sobretudo o aumento da pressão do vapor na entrada da turbina, redução da pressão de vapor na descarga das turbinas e superaquecimento do vapor na saída da caldeira.

$$\eta_{\text{térmico}} = \frac{W_t - W_b}{Q_h} = \frac{Q_h - Q_l}{Q_h} \quad (5)$$

5.1.4 Turbinas a gás

Enquanto as turbinas a vapor já eram utilizadas desde do século XVIII, as turbinas a gás foram utilizadas pela primeira vez para aplicação industrial apenas em 1939 (LORA; NASCIMENTO, 2005). Assim como as turbinas a vapor, as turbinas a gás possuem o objetivo de transformar energia térmica e cinética em potência.

As turbinas a gás podem ser classificadas basicamente em aeroderivativa ou industrial (*heavy duty*). As turbinas aeroderivativas são turbinas projetadas para aeronaves que foram modificadas para aplicações estacionárias. As características exigidas para aplicação de aeronaves refletem-se nas turbinas aeroderivativas como alta confiabilidade, alta eficiência, menor relação peso/potência, pouco espaço necessário e flexibilidade na manutenção.

Naturalmente, turbinas industriais, já são concebidas com foco no mercado industrial e possuem como características: robustez, flexibilidade no uso do combustível, alta confiabilidade e baixo custo.

O ciclo ideal para o uso de turbinas a gás é o ciclo Brayton. É importante frisar que apesar de se utilizar, por fins práticos, o termo ciclo para designar o conjunto de processos que ocorrem em uma unidade de potência que utiliza turbina a gás, estas não trabalham em um ciclo termodinâmico, pois ao fim do processo o fluido de trabalho apresenta composição química diferente da inicial.

Os componentes principais deste ciclo são: compressor, câmara de combustão e turbina a gás. A figura 11 ilustra o ciclo padrão Brayton, onde ar na pressão atmosférica, admitido no ponto 1, sofre uma compressão reversível adiabática até o ponto 2. No ponto 2 o ar comprimido juntamente com gás combustível são admitidos em uma câmara de combustão a pressão constante, os produtos dos gases de combustão a alta temperatura entram então na turbina a qual converte a energia contida nos gases de combustão em potência (ORLANDO, 1996).

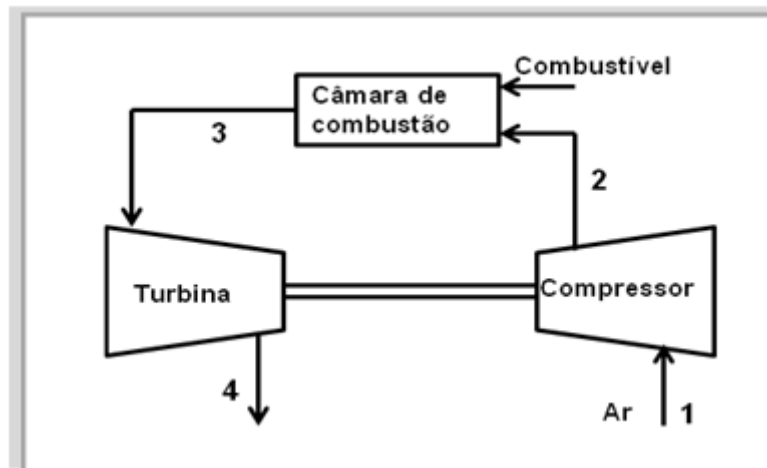


Figura 11 - Ciclo Bryton

Durante a especificação das condições de trabalho do ciclo de uma turbina a gás, um fenômeno de extrema importância deve ser levado em consideração, o qual ocorre no compressor e é conhecido como *surging*, sendo este “associado com uma repentina queda na pressão de descarga e uma violenta pulsação aerodinâmica a qual é transmitida por toda a máquina.” (KIAMEH, 2002, p. 111, tradução nossa). A ocorrência deste fenômeno pode ser

prevista através de uma relação entre o fluxo de massa e a razão de compressão a qual é descrita pela curva do gráfico 15.

Analisando o gráfico 15, a zona em que ocorre o fenômeno de *surging* localiza-se no intervalo entre os pontos “B” e “A”, sendo o ponto “B” onde a eficiência do ciclo é máxima. Quanto mais próximo de “A” estiver as condições de operação do compressor maior será o risco da ocorrência de *surging*. Conseqüentemente, as condições de operação do compressor não deverão estar próximas a este intervalo. Por outro lado, caso as condições de operação do compressor estejam a direita do ponto C outro fenômeno indesejável poderá ocorrer, “*stone wall*”, promovendo um região de baixa eficiência na compressão (GIAMPAOLO, 2006).

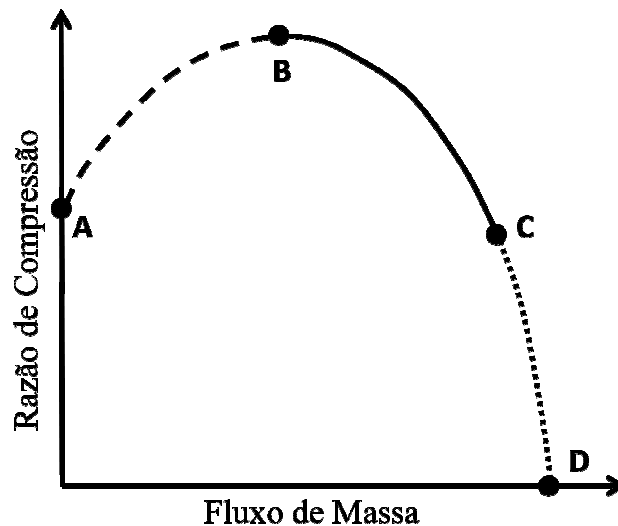


Gráfico 15- Relação entre fluxo de massa e razão de compressão (compressor)

Fonte: Adaptado de Kiameh, 2002, p. 11.3

5.2 ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA

Segundo Tolmasquim (2005) as alternativas tecnológicas consideradas para geração de energia elétrica a partir do bagaço são: ciclo tradicional de cogeração a vapor em contrapressão, ciclo a vapor de condensação e extração e sistema de gaseificação da biomassa (esta última ainda não é comercialmente aplicada).

Nesta seção serão abordadas de forma mais detalhada as duas primeiras alternativas, sendo a terceira alternativa, a qual é foco do presente trabalho, detalhada na seção 6.

5.2.1 Ciclo tradicional de cogeração a vapor em contrapressão

Por definição o termo cogeração significa “o processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis.” (Brasil, 2000). Os sistemas de cogeração podem ser divididos de acordo com a seqüência em que a energia elétrica e térmica são produzidas, a saber: ciclos *bottoming* (de fundo) e *topping* (de topo).

Os termos *bottoming* e *topping* estão relacionados com a ordem que a energia é utilizada para produção de potência. Nos ciclos *bottoming* a energia é utilizada inicialmente para algum processo térmico para em seguida ser utilizada para produção de potência, enquanto nos ciclos *topping* a energia é utilizada inicialmente para produção de potência e em seguida para ser utilizada em algum processo térmico (ORLANDO, 1996).

O ciclo *topping* é o mais utilizado nas usinas de cana-de-açúcar existente (TOLMASQUIM, 2005). A figura 12 ilustra de forma simplificada um ciclo tradicional de cogeração a vapor em contrapressão aplicado nas usinas de açúcar e álcool, onde o vapor primário possui uma pressão de 2,1MPa (21,4kgf/cm²) e o vapor secundário uma pressão de 0,25MPa (2,55kgf/cm²). O vapor produzido pelas caldeiras (vapor primário) é utilizado em turbinas de contrapressão que irão acionar equipamentos (turboacionadores) e gerar energia elétrica por meio de turbogeradores. O vapor da saída das turbinas (vapor secundário) é utilizado como fonte de calor para atender as necessidades térmicas de processos da usina. Após atender os processos térmicos da usina, o vapor condensado é enviado de volta para as caldeiras por meio de bombas de água, reiniciando, assim, o ciclo.

Pode-se notar na figura 12 que a demanda térmica do processo é atendida pelo vapor provindo das turbinas (turbogeradores e turboacionadores) ou de uma válvula de expansão. Quando o vapor necessário para o processo é igual a soma do vapor utilizado no(s) turbogerador(es) e no(s) turboacionador(es), é dito que o sistema está balanceado.

Caso o processo exija mais energia térmica que as turbinas possam oferecer, o vapor primário escoará por uma válvula de expansão, onde sua pressão será rebaixada para o nível da pressão secundária, vide figura 12. Apesar deste artifício ser necessário em determinadas ocasiões,

este provoca uma perda de rendimento no sistema, já que não há produção de potência na mudança de estado do vapor primário para o secundário ocorrido na válvula de expansão.

É também possível ocorrer uma situação em que o vapor produzido pelas turbinas seja maior que a demanda térmica do processo. Neste caso o vapor pode ser descartado na atmosfera, implicando, da mesma forma, em perda de rendimento do sistema. Em geral quando há diferença entre a demanda de vapor das turbinas e a demanda de vapor do processo (sistema desbalanceado), haverá perda de eficiência.

Considerando que o sistema esteja balanceado, este é praticamente similar a um ciclo Rankine, onde a diferença fundamental está na substituição do condensador pelos processos térmicos da usina. Vale ressaltar que em um ciclo Rankine o calor rejeitado no condensador significa perda energética, enquanto no ciclo de cogeração o calor rejeitado nos processos térmicos é aproveitado.

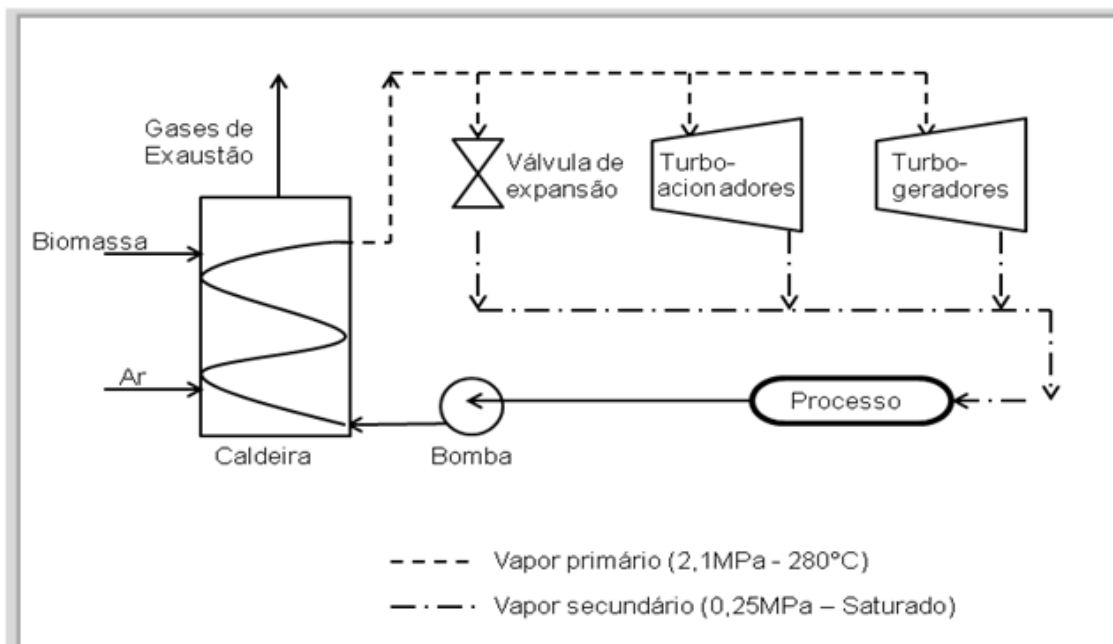


Figura 12 - Fluxograma esquemático de um ciclo tradicional de cogeração a vapor em contrapressão.
Fonte: Adaptado de Tolmasquim, 2005

As características básicas de um ciclo tradicional de cogeração a vapor em contrapressão para geração de energia podem ser observadas na tabela 15.

Tabela 15 – Características básicas do ciclo tradicional de cogeração a vapor em contrapressão

Parâmetros	Faixa de ocorrência
Temperatura de operação (°C)	280 - 350
Pressão de operação (Mpa)	1,76 - 2,45
Produção e consumo de vapor (kg _{vapor} /ton.cana)	560 - 680
Eficiência das caldeiras - base PCS (%)	55%
Consumo de energia elétrica (kWh/ton.cana)	10 a 12,5
Geração de energia elétrica (kWh/ton.cana)	5 a 12
Eficiência das turbinas (%)	34%
Eficiência da geração termoelétrica	1,5 a 4,5%
Excedente de bagaço (%)	12%
Escala até (MW)	25

Fonte: Tolmasquim, 2005, p. 84

O funcionamento deste sistema no período de entressafra para produção de energia elétrica é impraticável, pois, este é essencialmente dependente do processo térmico da usina para produção de açúcar e álcool, o qual exerce a função de condensador em um ciclo Rankine, como explicado. Deste modo, toda a energia elétrica que poderá ser gerada deverá ocorrer necessariamente no período de moagem da cana-de-açúcar.

5.2.1.1 Ciclo tradicional de cogeração *topping* modificado para geração máxima de excedentes de energia elétrica.

Uma das soluções encontrada pelas usinas para aumentar a oferta de energia elétrica excedente, inclui uma série de alterações que devem ser feitas no sistema anteriormente descrito. Abaixo segue de forma resumida as principais alterações, sugeridas por Tolmasquim (2005):

- Substituição das turbinas de simples estágio por turbinas de múltiplos estágios de maior eficiência, sem alterar as condições de entrada (pressão, temperatura e etc.);
- Substituição da(s) caldeira(s) existente(s):
 - Vapor gerado com maior pressão e temperatura;
 - Constituída(s) de superaquecedor(s) de vapor, desaerador(s), economizador(s) e preaquecedor(s) de ar ou secadores de bagaço;
 - Maior eficiência.

- Inserção de um novo turbogerador, o qual rebaixará pressão do vapor (condições da caldeira nova) às condições do vapor de alimentação das turbinas pré-existentes.

Apesar das alterações acima descritas no sistema, a geração de vapor continua limitada pela demanda térmica do processo, como pode ser percebido na figura 13. Assim como o sistema de contrapressão tradicional, este sistema não poderá funcionar durante o período de entressafra devido a ausência de um condensador.

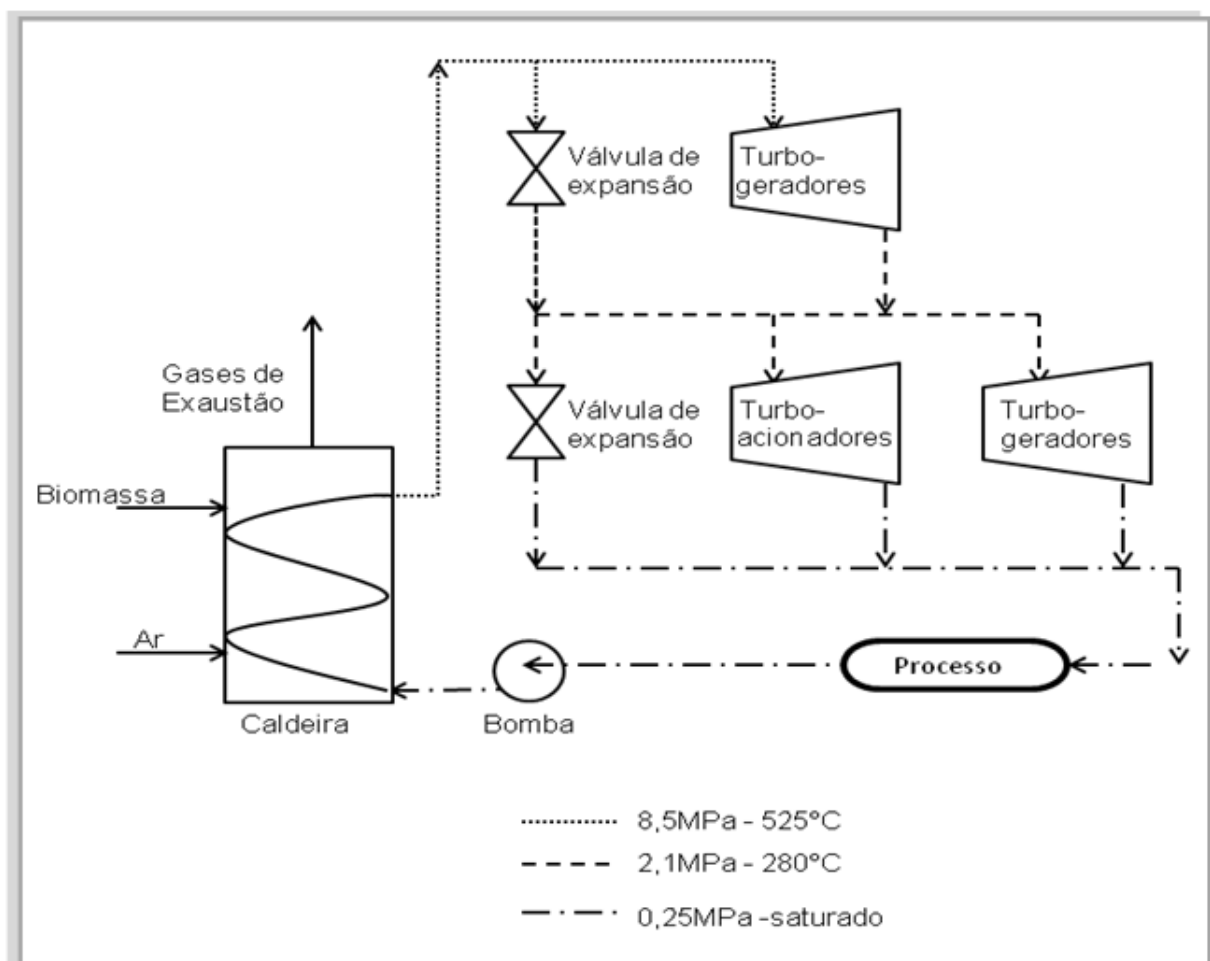


Figura 13 - Fluxograma esquemático de um ciclo tradicional de co-geração com maior eficiência
 Fonte: Adaptado de Tolmasquim, 2005.

Na tabela 16 estão resumidas os principais parâmetros do ciclo modificado, valendo destacar a produção de energia elétrica que pode alcançar até 8 vezes mais que o ciclo original.

Tabela 16 - Características básicas do ciclo tradicional de cogeração modificado para geração máxima de excedentes de energia elétrica

Parâmetros	Faixa de ocorrência
Temperatura de operação (°C)	525
Pressão de operação (Mpa)	8,5
Produção de vapor (kg _{vapor} /ton. _{cana})	450
Eficiência das caldeiras - base Csu (%)	67%
Consumo de energia elétrica (kWh/ton. _{cana})	12,5
Consumo de vapor de processo (kg _{vapor} /ton. _{cana})	450
Geração de energia elétrica (kWh/ton. _{cana})	40
Eficiência das turbinas (%)	50%
Eficiência da geração termoelétrica	7%
Excedente de bagaço (%)	22%
Escala até (MW)	50

Fonte: Tolmasquim, 2005, p. 87

Custos levantados por Tolmasquim (2005) para realização das modificações descritas anteriormente assim como os custos inerentes a operação do sistema estão resumidos na tabela 17.

Tabela 17 - Custos de investimento e de operação do ciclo tradicional de cogeração modificado para geração máxima de excedentes de energia elétrica

Parâmetros	Valores Típicos
Custo da Instalação (US\$/kW)	500
Custo fixo anual O&M (US\$/kW)	10
Custo Variável (10 ⁻³ US\$/kW)	0,5

Fonte: Tolmasquim, 2005, p. 87

5.2.2 Ciclo de condensação e extração

Vale observar que o ciclo de condensação e extração é também frequentemente denominado pela sigla CEST, que significa *condensing extraction steam turbine*. Pode-se destacar, inicialmente, a presença de uma turbina de condensação e extração como uma das diferenças mais significativa em relação aos sistemas citados até então. Devido a presença desta, a quantidade de vapor gerado deixa de ter como principal variável a demanda térmica dos processos, permitindo às usinas gerarem energia mesmo no período de entressafra, desde que haja biomassa disponível.

Parte do fluxo de vapor (na entressafra todo o vapor) não passa mais pelos processos térmicos da usina, onde estes agiam como condensadores, pois a parte do vapor oriundo do último estágio da turbina de condensação e extração segue para um condensador propriamente dito. Tolmasquim (2005) sugere um ciclo de condensação e extração, conforme figura 14. Vale observar que em determinadas configurações os turboacionadores podem ser substituídos por motores elétricos.

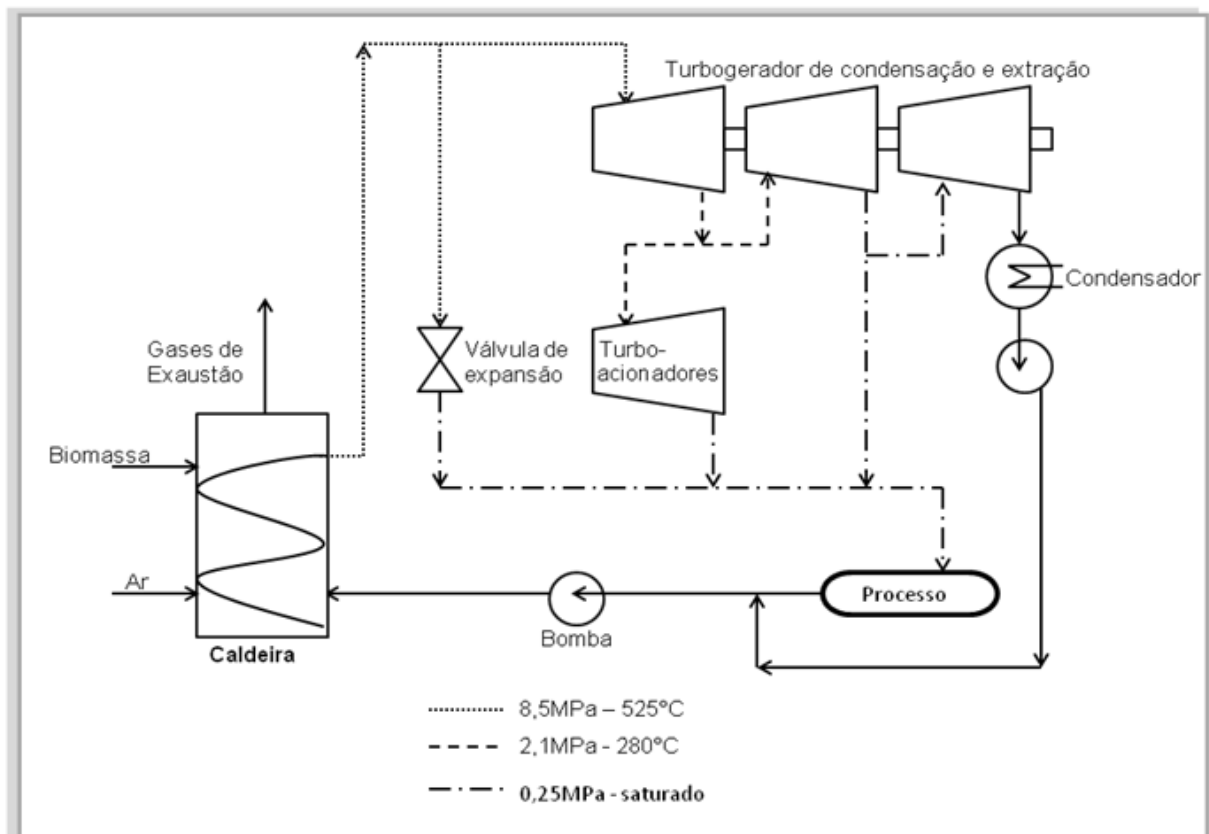


Figura 14 - Fluxograma esquemático de um ciclo de condensação e extração.
Fonte: Adaptado de Tolmasquim, 2005.

Durante o período de safra, o vapor gerado nas caldeiras, conforme figura 14, a uma pressão de 8,5 MPa segue para uma turbina de condensação e extração. Parte do vapor é extraído no primeiro estágio da turbina a uma pressão de 2,1MPa, sendo este responsável por atender a demanda dos turboacionadores, os quais operam com uma pressão similar às dos sistema de contrapressão tradicional descrito anteriormente.

No segundo estágio da turbina de condensação e extração, outra parcela do vapor é extraída a uma pressão de 0,25MPa, unindo-se ao vapor de descarga dos turboacionadores de contrapressão para atender a demanda térmica dos processos da usina. Na descarga do terceiro

estágio da turbina de condensação e extração, o vapor terá uma pressão abaixo da atmosférica e será encaminhado diretamente para um condensador, sendo em seguida bombeado para caldeira juntamente com o condensado na saída dos processos térmicos.

Pode-se visualizar na figura 14 que o fluxo de vapor que segue ao terceiro estágio da turbina de condensação e extração não possui as características de um sistema de cogeração, uma vez que este não foi utilizado de forma combinada (sequenciada) para produção de energia mecânica e térmica. Entretanto, o termo ainda costuma ser empregado para o sistema como um todo, visto que a outra parcela (vapor de primeiro e segundo estágio da turbina de condensação extração) teve o uso combinado de energia mecânica e térmica. Durante a entressafra, caso o sistema funcione, a concepção de cogeração é completamente extinguida, tornando-se um sistema similar a uma planta termelétrica.

Além das alterações já descritas, uma série de outras modificações é necessária para aumentar a capacidade de geração de excedentes de energia. A gama de modificações é bastante diversa, de modo que o custo inicial, assim como o custo operacional, pode variar drasticamente. Estes custos são diretamente relacionados com o grau de tecnologia adotado nas modificações, visando a ampliação de excedentes de energia elétrica.

Para caracterizar e quantificar as alterações deste sistema da forma mais fiel, Tolmasquim (2005) subdividiu este em:

- a) Ciclo de condensação e extração de baixa tecnologia
- b) Ciclo de condensação e extração de alta tecnologia

O ciclo de condensação e extração de alta tecnologia foi o ciclo que sofreu as maiores modificações, enquanto no ciclo de condensação e extração de baixa tecnologia, modificações menos abrangente foram realizadas. Como o intuito deste trabalho está focado na ampliação da capacidade de geração de energia elétrica, apenas a opção de alta tecnologia será detalhada. Desta forma, as seguintes modificações precisam ser implementadas nos sistemas de contrapressão tradicional:

- Aumento da eficiência das turbinas;
- Substituição da(s) caldeira(s) existente(s):
 - Vapor gerado com maior pressão e temperatura;

- Utilização de câmara de combustão com biomassa em suspensão;
- Constituída(s) de superaquecedor(s) de vapor, desaerador(s), economizador(s), preaquecedor(s) de ar, reaquecedores e condensadores;
- Aquecedores intermediários de água de alimentação das caldeiras;
- Inserção de um novo turbogerador, o qual rebaixará pressão do vapor (condições da caldeira nova) às condições do vapor de alimentação das turbinas pré-existentes;
- Aquecedores intermediários de água de alimentação das caldeiras;
- Medidas de conservação de energia térmica no processo (reduzindo o consumo de vapor) e nas turbinas, inclusive substituindo acionadores a vapor por motores elétricos;
- Elevação da recuperação de condensado.

A tabela 18 resume os principais parâmetros do ciclo de condensação e extração (estes valores possuem o intuito de exemplificar, podendo os mesmos ter variações). Como este sistema permite a geração de energia elétrica na entressafra surge o conceito de “geração pura”, correspondendo as condições de operação do sistema na entressafra, ou seja, sem cogeração. Nesta situação o aproveitamento térmico do vapor visa exclusivamente a geração de energia elétrica, funcionando de forma similar a uma termelétrica de ciclo Rankine. Por este mesmo motivo, pode-se notar que não há bagaço excedente, já que este pode ser consumido na entressafra, ao contrário das opções anteriormente descritas.

Tabela 18 - Características básicas do ciclo de condensação e extração.

Parâmetros	Faixa de ocorrência
Temperatura de operação (°C)	515
Pressão de operação (MPa)	8,7
Produção de vapor (kg _{vapor} /ton.cana)	840
Eficiência das caldeiras - base PCS (%)	84,5%
Consumo de energia elétrica (kWh/ton.cana)	18
Consumo de vapor de processo (kg _{vapor} /ton.cana)	320
Geração de Energia Elétrica	
Cogeração (kWh/ton.cana)	95
Geração Pura (kWh/ton.cana)	150
Eficiência das turbinas (%)	75%
Eficiência de Geração Termelétrica	
Cogeração (kWh/ton.cana)	12,7%
Geração Pura (kWh/ton.cana)	20,0%
Excedente de bagaço (%)	0,0%

Escala até (MW)	100
-----------------	-----

Fonte: Tolmasquim, 2005.

A tabela 19 resume parâmetros econômicos relacionados com os investimentos necessários para a modificação do ciclo tradicional de contrapressão para o ciclo de condensação e extração, assim como os custos operacionais deste sistema.

Tabela 19 - Custos de investimento e de operação do ciclo de condensação e extração

Parâmetros	Valores Típicos ^{a)}
Custo da Instalação (US\$/kW)	1.550
Custo fixo anual O&M (US\$/kW)	50
Custo Variável (10^{-3} US\$/kWh)	3,0

a) Valores considerados para situação descrita na tabela 18
Fonte: Tolmasquim, 2005.

6 SISTEMA DE GASEIFICAÇÃO DA BIOMASSA: GERAÇÃO DE ENERGIA

Um sistema de gaseificação de biomassa consiste basicamente em um conjunto de processos que visam converter a biomassa em um gás, combustível, com determinadas especificações. Embora a geração de energia elétrica a partir deste gás possa ocorrer simplesmente através de seu uso em uma turbina a gás (descrita na seção 5.1.4), a geração de energia elétrica alcança uma maior eficiência quando o ciclo da turbina a gás (ciclo Bryton) funciona de forma combinado com um ciclo de turbina a vapor (ciclo Rankine).

A integração de um sistema de gaseificação de biomassa a um ciclo combinado de geração de energia elétrica é conhecido pela sigla BIG-CC, oriunda do inglês, que significa *Biomass Integrated Gasification Combined Cycle*. Por esta configuração possuir uma maior eficiência energética, sua aplicação no setor sucroalcooleiro representará, conseqüentemente, um maior potencial para geração de energia elétrica excedentes

Essa tecnologia foi vislumbrada no início da década de 90 como uma tecnologia capaz de competir economicamente com outras formas de produção de energia elétrica que utilizam a biomassa como combustível, como, por exemplo, plantas com turbinas a vapor de condensação e extração (CEST), as quais já são utilizadas no setor sucroalcooleiro, vide seção 5.2.2. Desde a década passada inúmeras pesquisas, estudos e testes têm sido realizados a fim de avaliar esta tecnologia (COELHO, 1999). O quadro 3 sumariza uma série de projetos de sistemas de gaseificação em desenvolvimento.

O entendimento dos sistemas BIG-CC envolve dois importantes conceitos: a gaseificação da biomassa e o ciclo combinado de geração termelétrica, os quais serão abordados de forma detalhada nas próximas subseções. Em mão destes dois conceitos é possível analisar o sistema integrado às usinas de cana-de-açúcar.

Vale observar que a eficiência deste sistema deve ser visto por duas perspectivas: durante a safra e durante a entressafra. No período da safra da cana-de-açúcar este sistema opera de forma integrada com toda demanda energética da usina no modo de cogeração, enquanto durante a entressafra o sistema opera como uma termelétrica em ciclo combinado.

Identificação e localização	Processo de gaseificação	Tecnologia	Ciclo de potência	Turbina a gás	Potência [MWe]	Eficiência [%]	Remoção do alcatrão	Limpeza do gás	Status
Burlington, VT, EUA (a)	aquec. Indireto baixa pressão, vapor injetado	Batelle	Ciclo combinado	ND	12-15	30-35	Dolomita	ciclone e "quench" com água	Teste
Hawai, EUA (a)	injeção de ar ou oxigênio, Leito fluidizado pressurizado	IGT/Renugas	Ciclo combinado	ND	3-5	30-35	ND	Filtros cerâmicos	Interrompido em 1999 ⁸⁴
Bahia, Brasil (a)	LF circulante atmosférico	TPS	Ciclo combinado	GE	30	37	ND	ND	Comission/ contrato venda de eletric.
Copersucar, Brasil(d)	LF Circulante atmosférico	TPS	Turbina a gás	GE	33	37	ND	ND	Projeto
ARBRE, Yorkshire, GB (a)	LF Circulante atmosférico	TPS	Ciclo combinado	EGT/ Typhoon	8	31	Catalítica Dolomita	Scrubber	Projeto
Energy Farm, Itália (a)	LF circulante Atmosférico	Lurgi	Ciclo combinado	EGT/ Typhoon	12	33	ND	ND	Projeto
Biocycle, Dinamarca (a)	Leito fluidizado pressurizado	U-GAS Renugas	Calor distrital	EGT/ Typhoon	7,2	ND	Dolomita	Scrubber	Projeto
Aerimpianti (b)	LF circulante atmosférico	TPS	Ciclo vapor	_____	6,7	ND	ND	ND	Operação
Vämamo, Suécia (c)	LF circulante pressurizado	Bioflow	Ciclo combinado / Calor distrital	EGT	6	ND	Craqueam . térmico	Filtros cerâmicos	Comission. /Operação
Elsam (b)	Leito fluidizado pressurizado	Tampella	Ciclo combinado	ND	7	ND	ND	ND	Projeto
General Electric (b)	Leito fixo, fluxo ascendente atmosférico	GE	Não conhecido		ND	ND	ND	ND	Projeto
North Powder (b)	Leito fluidizado	JWP (EPI)	Ciclo a vapor	_____	9	ND	ND	ND	Não conhecido
MTCI (b)	Leito fluidizado	MTCI	Turbina a gás	ND	4	ND	ND	ND	Projeto
Vattenfall (b)	Leito fluidizado pressurizado	Tampella	Turbina a gás	ND	60	ND	ND	ND	Adiado
VUB, Bélgica (b)	Leito fluidizado borbulhante	VUB	Turbina a gás fechada	ND	0,60	ND	ND	ND	Projeto
Welman, GB (a)	Leito fixo, fluxo ascendente, atmosférico	Weimann	Motor de combustão interna	Caterpillar	0,15	ND	Craqueam . térmico	ND	Operação
Batelle, EUA, (a)	leito fluidizado	Batelle	Turbina a gás	Solar	0,20	ND	Craqueam . térmico	ND	Operação

Quadro 3 – Situação em 1995 dos principais projetos de desenvolvimento de gaseificadores
 Fonte: Coelho, p. 63, 1999.

6.1 SISTEMA DE GASEIFICAÇÃO

Pode-se dizer que em 1812 a gaseificação foi utilizada pela primeira vez de forma comercial. A empresa London Gas, Light and Coke Company distribuiu gás de síntese da pirólise do carvão em Londres. Inicialmente este foi utilizado para iluminação, em seguida foi utilizado para cocção, aquecimento durante o inverno e como insumo para produção de outros materiais. (KNOEF et al.,1999)

Durante a segunda guerra mundial a Alemanha produziu gás derivado de biomassa para utilização como combustível. Em 1950 foi proposta a utilização do gás derivado de biomassa como combustível para turbinas a gás, contudo este período coincidiu com o aumento da oferta de gás natural e nafta o que estagnou os avanços da tecnologia. Com as crises do petróleo da década de 70 renasceram os esforços para o desenvolvimento e aprimoramento da tecnologia de gaseificação e recentemente seu uso para produção de energia elétrica tem sido foco de maior atenção. (HIGMAN; BURGT, 2008).

Na Europa e nos Estados Unidos, por exemplo, há plantas em escala comerciais em funcionamento há mais de 10 anos. Investimentos nesta área devem ser alavancados especialmente para o uso de carvão como matéria-prima (HIGMAN; BURGT, 2008). Este fato se explica devido a grandes reservas de carvão existentes a serem exploradas confrontadas com fortes pressões da sociedade contra uso do carvão como energético, uma vez que este é um dos maiores responsáveis pela emissão de CO₂ que causa o efeito estufa (LARSON; WILLIAMS, 1996, p. 156).

A tecnologia de gaseificação do carvão torna o processo de geração de energia mais eficiente e menos poluente que o existente, podendo ser o elo para exploração do carvão com menor rejeição da sociedade. De qualquer forma, o ritmo de desenvolvimento da tecnologia de gaseificação será ditado especialmente pelos custos dos combustíveis concorrentes.

Apesar das plantas de gaseificação utilizarem principalmente carvão como matéria prima, o conhecimento das tecnologias empregadas podem ser utilizadas para emprego de outros combustíveis, especialmente, a biomassa. De acordo com o *Electric Power Research Institute - EPRI e United State Department Of Energy - USDOE* (1997), a tecnologia de gaseificação de biomassa já está muito próxima de alcançar um patamar comercialmente viável.

6.1.1 Conceituação

Na forma mais ampla, o termo gaseificação trata da conversão de qualquer combustível a base de carbono em um gás com poder calorífico útil. A gaseificação inclui as tecnologias de pirólise, oxidação parcial e hidrogenização. A pirólise teve maior relevância no início do uso da tecnologia, sendo, atualmente, menos importante. Já a hidrogenização tem uma

importância pontual em determinadas aplicações, enquanto a oxidação parcial é a tecnologia, atualmente, dominante (HIGMAN; BURGT, 2008).

Sendo a oxidação parcial a tecnologia mais empregada nos sistemas de gaseificação atuais, foi tomada esta como referência para o presente trabalho, passando o termo gaseificação a ser empregado com o mesmo sentido de oxidação parcial. No entanto, vale observar que no emprego dessa tecnologia ainda ocorre reações de pirólise, conforme será visto adiante. (HIGMAN; BURGT, 2008).

Na oxidação parcial, gaseificação, a conversão do combustível ocorre com a presença de oxigênio inferior a quantidade estequiométrica necessária para combustão da biomassa ou de outro combustível. Segundo Sørensen (2004) a gaseificação ocorre com uma razão equivalente de oxigênio entre 0,2 e 0,4. A razão equivalente de oxigênio é a razão da quantidade de oxigênio disponível e a quantidade de oxigênio necessário para uma combustão completa. Entretanto, antes das reações envolvendo o oxigênio, ocorre uma etapa de pirólise.

“A pirólise da biomassa pode ser descrita como uma decomposição térmica direta dos componentes orgânicos da biomassa na ausência de oxigênio, ou na presença de pouco oxigênio” (Klass, 1998, p. 225, tradução nossa).

A reação de pirólise da biomassa é precedida por um processo de secagem, podendo esta ser descrita conforme figura 15. Suas reações ocorrem no intervalo de temperatura na ordem de 250 a 450°C produzindo especialmente os seguintes produtos: carvão vegetal (*char*), alcatrão (*tar*), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), hidrogênio (H₂), metano (CH₄), oxigênio (O₂) e ácidos (CORTEZ *et al.*, 2008; DAS; REED, 1988)

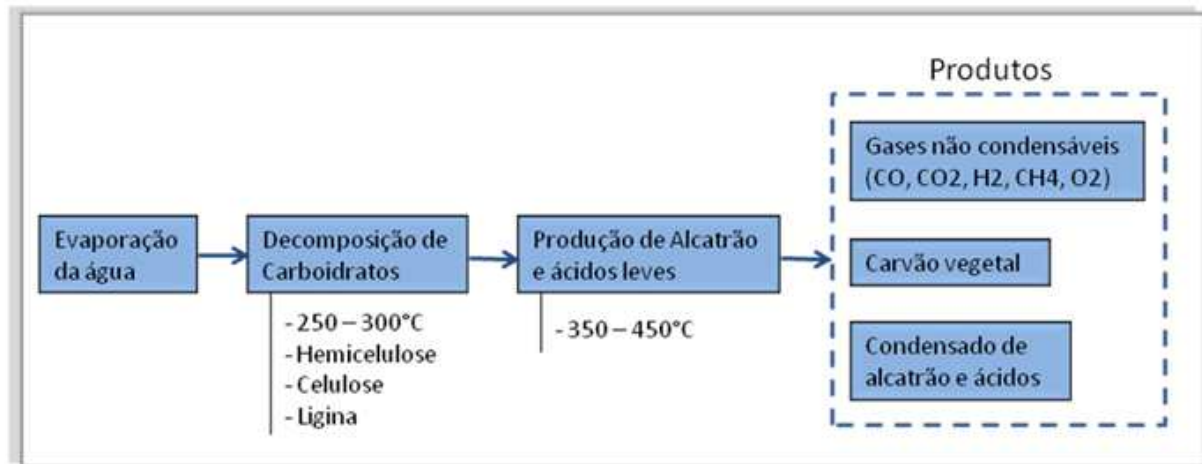
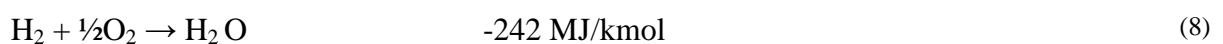


Figura 15 - Fases da reação de pirólise e secagem da biomassa.

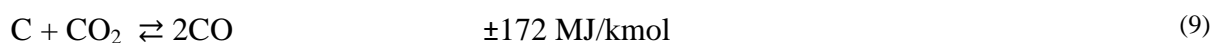
Na etapa seguinte a pirólise, as principais reações químicas são aquelas envolvendo o carvão vegetal (*char*), CO, CO₂, H₂, água (H₂O) e CH₄. O oxigênio é suprido por meio de um agente gaseificador que pode ser vapor de água, ar, dióxido de carbono e/ou puramente oxigênio (HIGMAN; BURGT, 2008, p. 17). Vale salientar que a escolha do agente gaseificador terá um reflexo direto no poder calorífico do gás, sendo, no caso de ar, especialmente devido a diluição de nitrogênio no gás (DAS; REED, 1988)

As reações de gaseificação ocorrem em um reator, sendo as principais reações descritas a seguir:

Reação de Combustão:



Reação de Boudouard,



Reação de gás d'água,



Formação do metano,



Como as reações 6, 7 e 8 ocorrem de forma completa e em uma única direção (irreversível), estas não são necessárias para se determinar as condições de equilíbrio do gás derivado da biomassa, sendo, portanto, as últimas três equações (9, 10 e 11) suficientes. Estas podem ocorrer em ambas as direções e ocorrem de forma simultânea. A taxa de reação que ocorrerá em cada direção dependerá de fatores como concentração, temperatura, pressão e umidade do combustível.

A figura 16 ilustra a seqüência que ocorre os processos de gaseificação.

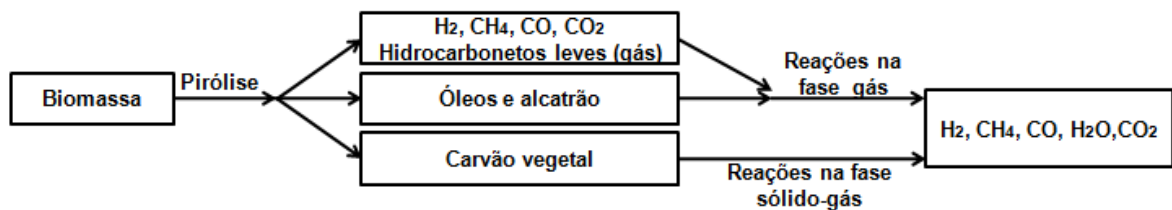


Figura 16 – Esquema de etapas do processo de gaseificação

Em determinados tipos de reatores (leito fluidizado e *entrained-flow*) o material volátil e o carvão vegetal são gaseificados praticamente de forma simultânea (CHEREMISINOFF; REZAIYAN, 2005, p. 22).

6.1.2 Reatores

Vários tipos de reatores podem ser utilizados no processo de gaseificação, podendo estes serem agrupados de forma simplificada em uma das seguintes categorias: reator de leito fixo, leito fluidizado e *entrained-flow*. (HIGMAN; BURGT, 2008; HASELBACHER *et al.*, 2007).

Os reatores da categoria leito fixo são caracterizados por um leito no qual o combustível move-se lentamente em sentido descendente através da gravidade, ao passo que é gaseificado pelos agentes gaseificadores, os quais geralmente estão em contracorrente. Nos arranjos de contracorrente, o gás derivado da biomassa a alta temperatura, produto das reações de gaseificação, é utilizado para pré-aquecer o combustível, que está em movimento descendente. Estes reatores possuem um baixo consumo de oxigênio, tendo como consequência uma maior presença de produtos da reação de pirólise no gás derivado da biomassa, especialmente alcatrão, e uma relativa baixa temperatura do gás. (KLASS, 1998).

Os reatores da categoria leito fluidizado oferecem uma ótima mistura entre o combustível e o agente oxidante, promovendo uma boa transferência de calor e massa entre estes. Esta característica ainda garante uma distribuição regular do material no leito, permitindo que uma quantidade menor de combustível parcialmente reagido seja removido com as cinzas.

A temperatura de operação destes reatores é limitada pela temperatura de *softening* das cinzas, visto que a aglomeração das cinzas podem prejudicar a fluidização do sistema. O tamanho das partículas do combustível é de extrema importância, pois, dependendo do tamanho, pode ocorrer arrasto do material junto ao gás derivado da biomassa. Vale ainda salientar que estes podem trabalhar com temperaturas mais baixas, tornando-se adequados para trabalharem com combustíveis mais reativos e que possuam cinzas com baixa temperatura de *softening*, como a biomassa. Neste tipo de reator há uma tendência de uma parcela maior de alcatrão se misturar ao gás derivado da biomassa.

Os reatores da categoria *entrained-flow* operam com o combustível e o agente oxidante de modo co-correntes. O tempo de residência dos materiais nos reatores desta categoria é curto, o que implica em altas temperaturas, acima da temperatura de *melting* (na zona de *slagging*), para garantir uma boa conversão e conseqüentemente uma maior demanda por oxigênio. Ainda devido ao curto tempo de residência, é necessário que as partículas do combustível tenham um tamanho pequeno. A alta temperatura de operação garante uma completa conversão dos hidrocarbonetos oriundos da reação de pirólise do combustível. As reações de pirólise e gaseificação ocorrem de forma simultânea (HIGMAN; BURGT, 2008; HASELBACHER; LETTNER; TIMMERER, 2007, p.7)

Para a escolha do reator a ser utilizado para biomassa, os seguintes fatores devem ser levados em consideração:

- A temperatura de fusão das cinzas da biomassa é relativamente baixa;
- As cinzas da biomassa no estado liquefeito são extremamente agressiva;
- A biomassa é bastante reativa e possui características de fibra;
- Sob baixas temperaturas, a gaseificação de biomassa tende a produzir maiores quantidades de alcatrão.

Devido às características dos reatores do tipo *entrained-flow*, o uso destes para a gaseificação da biomassa é inibido por dois fatores: a alta agressividade das cinzas na zona de *slagging* da

biomassa, sendo potencializada ainda mais pelas altas temperaturas do reator e o tamanho necessário das partículas do combustível. Este tipo reator exige tamanhos tão reduzidos da biomassa que torna impraticável (bastante oneroso) o seu uso.

Para os reatores do tipo leito fixo, outros fatores pesam negativamente: toda a biomassa precisa ser transformada em briquete antes de ser utilizada (onerando o processo) e há um maior arraste de alcatrão junto com o gás derivado da biomassa, devido ao fluxo em contracorrente do agente oxidante e do combustível.

Os reatores do tipo leito fluidizado mostram-se mais adequados para uso de biomassa, contudo deve ser dada uma solução para redução de produção de alcatrão nestes reatores (HIGMAN; BURGT, 2008).

O Projeto BRA/96/G31 utilizou justamente para testes um gaseificador do tipo leito fluidizado recirculante, o qual é um tipo de reator de leito fluidizado (HASSUANI et al., 2005). De acordo com Rodrigues *et al.*, (2001) a eficácia deste tipo de gaseificador já foi tecnicamente comprovada e, provavelmente, deverá alcançar um estado que se torne possível seu uso de forma comercial. Uma vez que o reator do tipo leito fluidizado é o mais indicado para a aplicação em questão, será dada uma maior ênfase sobre este.

6.1.2.1 Reator de leito fluidizado

Em reatores de leito fluidizado o combustível está contido em forma de partículas em um vaso cilíndrico onde a temperatura encontra-se entre 750 e 900°C (COKER, 2001; KNOEF *et al.*, 1999, p.31). As partículas do combustível “são mantidas suspensas em um leito de partículas inertes, fluidizadas pelo fluxo do agente de gaseificação [...]”.(HIGMAN; BURGT, 2008, p. 253). O fluxo de fluido passa pelas partículas em uma velocidade alta o suficiente para ele superar a fase fluidizada. De modo geral esses reatores podem trabalhar com pressões elevadas assim como na pressão atmosférica.

A zona de leito fluidizado ocupa a parte inferior do vaso e possui a aparência de um líquido em ebulição, enquanto a parte superior é denominada *freeboard*, onde há pouca concentração de matéria sólida, vide figura 17 (ANTHONY; OKA, 2004). O agente oxidante entra no vaso

pela parte inferior deste a fim de que possa ocasionar a suspensão das partículas do combustível e das partículas inertes (*bed materials*). Em determinados casos as partículas inertes são substituídas por partículas que possuem ação catalítica (*dolomite* ou *olivine*, por exemplo). Na parte superior do vaso o gás derivado da biomassa sai levando consigo partículas sólidas que serão separadas em seguida por um ciclone (MISSEN *et al.*, 1999).

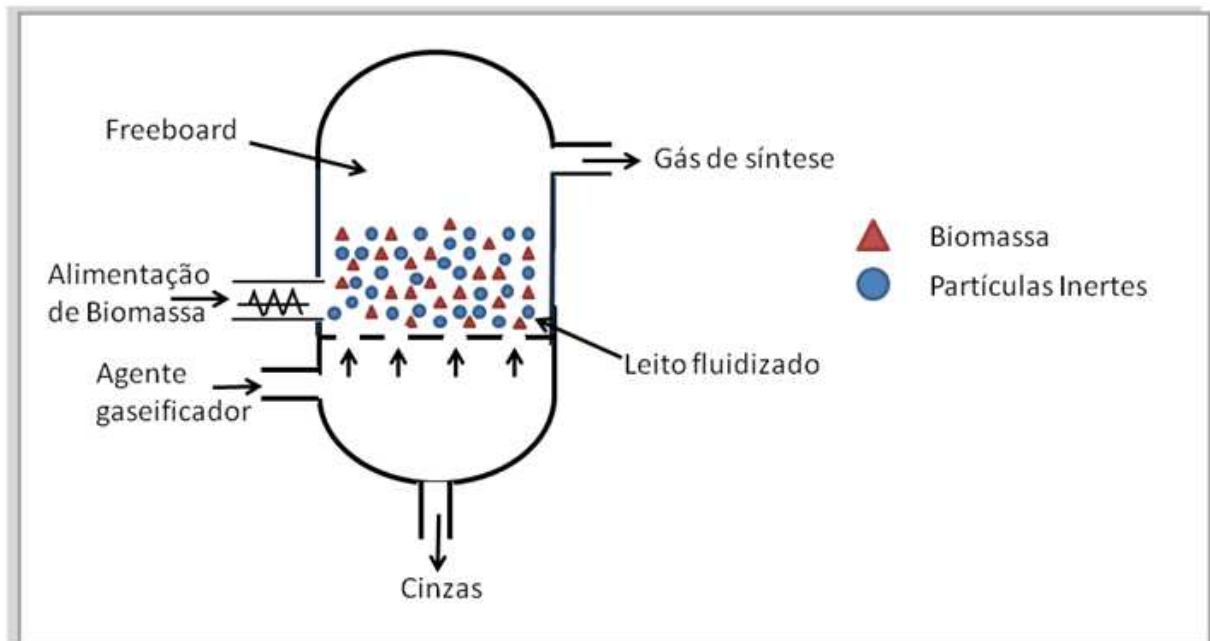


Figura 17 - Reator de leito fluidizado.
Fonte: Adaptado de Cortez et al., 2008)

Aproximadamente 95% dos sólidos contidos no reator são cinzas ou outros elementos inertes os quais permanecem no reator, enquanto a parcela de carbono contida no reator sai na forma de gás. Caso as cinzas contidas no reator alcancem a temperatura de *softening* estas começam a se aglomerar, formando partículas maiores até descerem para o fundo do leito, acarretando grandes dificuldades para sua remoção. Por este motivo os reatores deste tipo devem evitar alcançar temperaturas maiores que a de *softening*, reduzindo, assim, sua temperatura de operação (HIGMAN; BURGT, 2008, p. 93).

Por outro lado a redução da temperatura do reator implica em uma maior produção de alcatrão. Apesar da presença deste elemento aumentar um pouco o poder calorífico do gás e proporcionar uma chama de melhor qualidade, o mesmo pode possuir tendência de se depositar em sistemas de tubulação, peças de equipamentos e etc. Por este fato deve-se evitar sua presença (HIGMAN; BURGT, 2008, p. 253).

6.1.3 Planta de gaseificação

Antes do gás derivado da biomassa poder ser utilizado, este ainda deve passar por outros processos a fim de remover elementos indesejáveis como alcatrão, metais alcalinos, cinzas e outros resíduos. Caso o alcatrão não seja removido, este pode condensar em componentes do sistema (válvulas e tubulações) e obstruir a passagem do gás, tornando-se um grave problema para uma planta de gaseificação. Quando a temperatura do alcatrão é resfriada, este ainda pode endurecer-se e impedir o acionamento de válvulas e outros componentes (KNOEF *et al.*, 1999). De um modo geral metais alcalinos, resíduos e alcatrão podem causar corrosão e erosão nas superfícies dos equipamentos.

A figura 18 ilustra de forma simplificada uma planta de gaseificação com reator de leito fluidizado operando na pressão atmosférica, a qual foi adotada para o projeto BRA/96/G31. Essa contempla componentes tipicamente utilizados para o tratamento do gás derivado da biomassa (HASSUANI *et al.*, 2005).

O esquema da figura 18 pode ser resumido da seguinte forma: um reator de leito fluidizado circulante (LFC) é alimentado por biomassa (bagaço e palhiço) e por um agente gaseificador (ar, vapor de água ou oxigênio puro) através de um distribuidor do tipo atomizador. No reator ocorre o processo de gaseificação propriamente dito, conforme visto em 6.1.2.1. Após a gaseificação do combustível este é liberado pela parte superior do reator e é encaminhado para dois ciclones em série.

Os ciclones possuem a finalidade de capturar partículas, como cinza e alcatrão que escapam pela parte superior do gaseificador, e enviá-las de volta ao gaseificador. As partículas são removidas do gás através da imposição de uma força centrífuga sobre estas (KNOEF *et al.*, 1999). Após a passagem pelos ciclones o gás é encaminhado para um craqueador o qual possui finalidade transformar o alcatrão contido no gás em hidrocarbonetos mais leves. Este craqueador é um reator do tipo LFC semelhante ao do gaseificador, o qual opera com a presença de catalisadores (dolomita) para acelerar a reação.

Após a passagem pelo craqueador, o gás passa por outros dois ciclones em série os quais separarão mais uma vez partículas sólidas contidas no gás, reenviando estas para o

craqueador. Após a passagem pelos ciclones, o gás é resfriado por dois trocadores de calor, sem sofrer problemas com a condensação do alcatrão, uma vez que já houve remoção de alcatrão na etapa anterior. O resfriamento do gás é necessário para possibilitar a remoção de compostos de nitrogênio, metais alcalinos e cloretos. Em seguida o gás é enviado para um ciclone frio (*cold cyclone*) o qual eliminará parte das cinzas ainda contidas no gás.

A jusante do ciclone frio encontrasse um filtro (tipo baghouse) o qual eliminará outra parte das cinzas que ainda estão contidas no gás. Esse tipo de filtro consiste de um ou mais filtros bolsas de fibra suportados em uma estrutura metálica na qual o gás deve passar. As partículas filtradas se acumulam nos filtros, sendo estas removidas periodicamente (DAS; REED, 1988).

Por fim, o gás, derivado da biomassa, passará por um lavador (*scrubber*) o qual eliminará amônia, ácido clorídrico e alcatrão ainda contidos no gás. Um lavador é um dispositivo no qual um fluido é pulverizado no gás, a fim de que as gotículas deste fluido apreendam as partículas que deseja remover, contidas no gás.

Uma das grandes dificuldades de uma planta de gaseificação é sem dúvida lidar com a produção de alcatrão

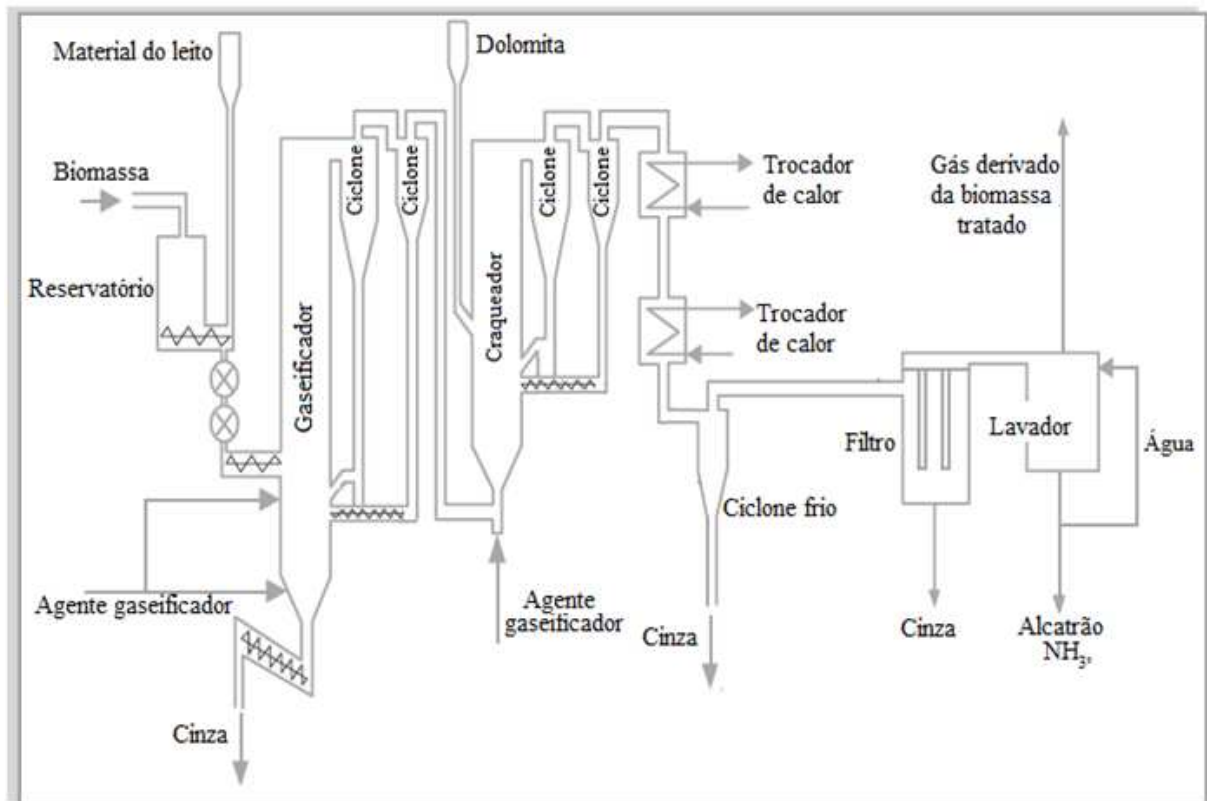


Figura 18 - Fluxograma de um processo de gaseificação com reator de leito fluidizado circulante
Fonte: Hassuani et al., 2005

6.1.4 Eficiência

A eficiência do sistema de gaseificação pode ser dada em função do poder calorífico do combustível utilizado e do poder calorífico do gás derivado da biomassa, esta eficiência pode ser calculada pela equação 12, sendo conhecida como *cold gas efficiency*. Esta eficiência pode ser calculada com base no PCI ou no PCS.

$$\text{Cold gas efficiency (\%)} = \frac{\text{Poder calorífico do gás (MW)}}{\text{Poder calorífico do combustível (MW)}} \times 100 \quad (12)$$

Outra forma de se calcular a eficiência do referido sistema é através do cálculo do percentual de carbono convertido, conforme equação 13 (HIGMAN; BURGT, 2008).

$$\text{Carbono convertido (\%)} = \left[1 - \frac{\text{Carbono no resíduo da gaseificação (kmol/h)}}{\text{Carbono no combustível (kmol/h)}} \right] \times 100 \quad (13)$$

6.1.5 Gás derivado da biomassa da cana-de-açúcar

A composição e propriedades do gás derivado da biomassa da cana-de-açúcar varia de acordo com os processos empregados para a gaseificação assim como de acordo com o tipo de biomassa utilizada. Testes conduzido pela empresa TPS, utilizando biomassa da cana-de-açúcar e a planta piloto descrita pela figura 18, foram realizados na Suécia . A planta piloto tinha uma capacidade de 2MW (térmicos) e capacidade de gaseificar 500kg de matéria seca por hora. Toda a biomassa utilizada neste teste foi oriunda de usinas situadas no estado de São Paulo no Brasil (HASSUANI et al., 2005).

Os testes utilizaram a biomassa da cana-de-açúcar nas seguintes condições:

- bagaço pelletizado;
- Palhiço na forma solta (*loose trash*);
- Palhiço pelletizado;
- Mistura de bagaço pelletizado com palhiço solto (*loose trash*).

A característica do gás derivado da biomassa encontra-se sumarizada na tabela 20.

Tabela 20 – Composição do gás derivado da biomassa da cana-de-açúcar

Determinação em base seca do peso (%)	Bagaço ^{a)}	Palhiço ^{b)}	Mistura de palhiço e bagaço
H ₂	9,0 – 10,4	6,7 – 7,1	8,9
N ₂	56,4 – 58,0	62,3 – 62,8	57,7
CO	10,9 – 12,7	7,9 – 8,8	10,8
CH ₄	3,5 – 3,7	3,0 – 3,1	3,7
CO ₂	16,6 – 17,6	18,4 – 18,9	18,0
C ₂ H ₄	0,5 – 0,7	0,5 – 0,8	0,9

a) amostras de bagaço pelletizado

b) Amostras de palhiço solto e pelletizado

c) Amostra de palhiço solto e bagaço pelletizado

Fonte: Hassuani *et al.*, 2005, p. 53

A eficiência de conversão de carbono nos referido testes foi em média superior a 95% tanto para o palhiço quanto para o bagaço. O PCI do gás derivado da biomassa da cana-de-açúcar variou com o tipo da biomassa e com a umidade da mesma. Quando o bagaço é a única fonte de combustível e este está a uma umidade de aproximadamente 10%, um PCI entre 4,2 e 4,4 MJ/Nm³ foi alcançado. Quando o palhiço é o único combustível e sua umidade é de aproximadamente 10%, foi obtido um PCI de aproximadamente 3,3 MJ/Nm³. Quando o

palhiço e o bagaço são inseridos juntos no sistema de gaseificação, um PCI intermediário é obtido. (HASSUANI et al., 2005).

Durante o projeto BRA/96/G31, ainda foi possível constatar que uma eficiência de conversão de energia (*cold gás efficiency*) de 73% pode ser alcançada, ou seja, para cada 1 MW de combustível disponível (antes de secagem) na biomassa pode ser geado 0,73MW de gás (na base do PCI) (HASSUANI et al., 2005, p. 139).

Uma série de outros dados importantes foram coletados durante os testes ocorridos na Suécia, os quais serão utilizados para a instalação de uma futura planta em maior escala. Certamente estes dados são um grande passo para o sistema de gaseificação se tornar comercialmente praticável. Ao final dos testes realizados pela empresa TPS, foi concluído que a biomassa da cana é apropriada para ser gaseificada.

6.2 CICLO COMBINADO

Apesar dos ciclos combinados já serem estudados seriamente desde a década de 50, apenas na década de 70 as primeiras plantas, fazendo uso deste ciclo, foram viabilidade nos Estados Unidos e Europa. A partir de então o uso de ciclos combinados em plantas termelétricas se expandiu consideravelmente, tendo sempre como objetivo o aumento de eficiência dos sistemas termelétricos. Na década de 1990, o gás natural passou a ser utilizado com maior intensidade em ciclos combinados, sendo, atualmente, o energético mais empregado nestes sistemas (LORA; NASCIMENTO, 2005).

O ciclo combinado é a combinação de dois ciclos termodinâmicos formando um só sistema. Entre outros ciclos termodinâmicos, a combinação do ciclo Rankine e do ciclo Brayton foi a única combinação que encontrou maior aceitação, o que se deveu especialmente a dois fatores: o uso do ciclo Rankine e do ciclo Brayton são largamente utilizados, sendo a eficácia destes já comprovadas e os fluidos de trabalho (água e ar) destes ciclos são bastante abundantes, de baixo custo e adequados para as aplicações (KEHLHOFER, 1997).

Vale salientar que o ciclo combinado alcança uma eficiência maior que os ciclos Rankine e Brayton isolados. A eficiência de uma planta no estado da arte de ciclo combinado pode alcançar 60%, bastante superior à de uma planta no estado da arte de ciclo Brayton que fica na

ordem de 44% ou de uma de ciclo Rankine que fica em torno de 45% (KIAMEH, 2002; HIGMAN; BURGT, 2008).

Os benefícios advindos de uma maior eficiência termodinâmica de uma planta refletem proporcionalmente na redução de emissão de gases poluentes e na redução do uso de combustível por kWh gerado, tendo como consequência um potencial na redução do custo do kWh gerado. Assim como em quaisquer termelétricas, os custos envolvidos em uma planta de ciclo combinado incluem: custo do capital, custo do combustível e custos operacionais e administrativos. Segundo Kehlhofer (1997) avaliando os custos e os benefícios trazidos pelo uso de uma planta de ciclo combinado, a escala mínima para implantação de um sistema deste tipo é de aproximadamente 10MW.

A figura 19 ilustra um fluxograma de uma planta de ciclo combinado, onde o combustível é queimado na turbina a gás, e os gases de exaustão da turbina a gás são enviados para uma caldeira de recuperação (vide seção 5.1.2) com a finalidade de gerar vapor para o ciclo Rankine. Caso a demanda energética para geração de vapor seja maior que a energia disponível nos gases de exaustão da turbina, poderá se realizar uma queima de combustível suplementar na caldeira de recuperação.

Naturalmente, a aplicação desse sistema exige um combustível com determinadas especificações para poder ser utilizado na turbina a gás. No caso da biomassa as condições são parcialmente alcançadas através da gaseificação da biomassa, conforme será descrito na subseção 6.3. Consequentemente, a planta de ciclo combinado deve ser concebida de forma integrada ao sistema de gaseificação.'

De acordo com IEA (2008a, p. 66) o custo de operação e manutenção de um ciclo combinado a gás natural fica na ordem de US\$ 1,4/MWh.

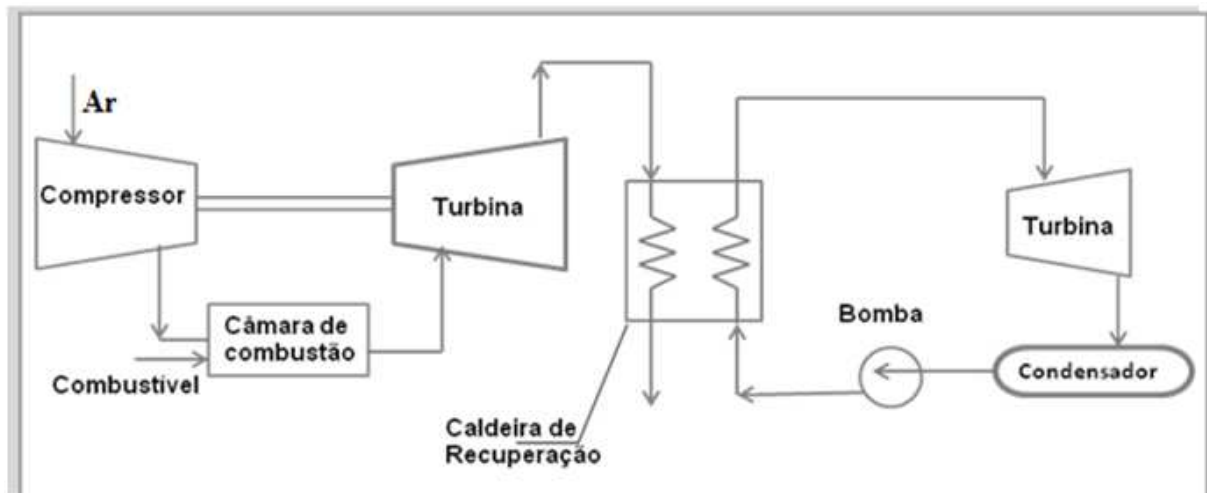


Figura 19 - Ciclo combinado

6.2.1 Custo do sistema versus escala

O custo de uma planta de ciclo combinado é dependente da escala da planta, sendo esta relação mais sensível para plantas de menor escala. O gráfico 16 ilustra de forma clara a dependência entre escala e custo da planta instalada. O custo de uma planta de ciclo combinado pode ser encontrado de acordo com sua capacidade através da equação 14, onde C é a capacidade da planta (FAAIJ *et al.*, 2003b, p. 1241).

$$\text{Custo (US\$/kW)} = (956,15 + 2,039 \cdot C) / (1 + 0,0096 \cdot C) \quad (14)$$

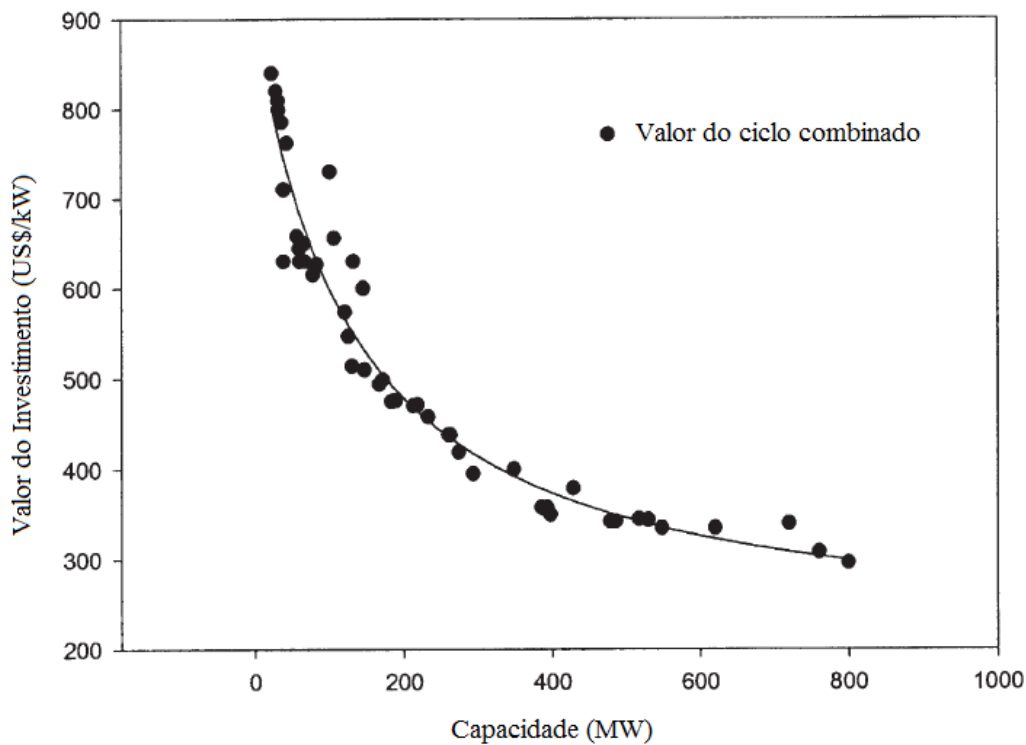


Gráfico 16 – Custo do ciclo combinado instalado versus capacidade do ciclo em MW.
 Fonte: Faaij; Rodrigues; Walter, 2003a.

6.3 INTEGRAÇÃO DO SISTEMA BIG/CC

A essência da integração entre o sistema de gaseificação de biomassa e uma planta de ciclo combinado ocorre na utilização do gás derivado da biomassa de baixo poder calorífico, produzido no sistema de gaseificação pela turbina a gás. Embora não haja turbinas a gás projetadas especificamente para gás derivado da biomassa comercialmente disponível, turbinas projetadas para outros combustíveis podem e são utilizadas com gás derivado da biomassa (LARSON; WILLIAMS, 1996, p. 153).

No entanto, quando se utiliza gás derivado de biomassa com baixo poder calorífico em turbinas originalmente projetadas para combustíveis como o gás natural (poder calorífico mais elevado), é necessário aumentar o fluxo de massa do gás e conseqüentemente a razão de compressão no compressor para manter a temperatura de combustão e o fluxo de calor inalterados em relação as condições originais da turbina. A elevação da razão de compressão aumenta o risco de *surging* conforme visto em 5.1.4, tornando necessário medidas de controle para evitar este fenômeno (FAAIJ *et al.*, 2007, p. 1290).

O aumento da taxa de compressão ainda acarreta maiores perdas de pressão devido ao incremento de volume de gás injetado nos bocais da turbina, os quais foram projetos para um gás de maior poder calorífico (FAAIJ *et al.*, 2003a).

A fim de reduzir o risco da ocorrência de *surging*, algumas estratégias de controle podem ser aplicadas ao sistema. A prática mais simples para reduzir o risco de *surging*, quando se utiliza gás derivado da biomassa, é conhecida com *de-rating*, além desta, pode-se destacar outras duas: redução do fluxo de ar para o compressor através do fechamento das IGV (inlet guide vane) e extração de ar na descarga do compressor (compressor blast-off) (LAGOSTERA, WALTER, 2007, p. 2889).

A estratégia que provavelmente será utilizada a curto prazo para controle do risco de *surging* é a estratégia mais simples. A estratégia de *de-rating* consiste em impor uma redução da temperatura de combustão na turbina, reduzindo a razão de compressão do compressor” (RODRIGUES, FAAIJ, WALTER, 2003a, p. 1116). O ponto negativo da prática de *de-rating* é a redução da performance do sistema e sua eficiência a qual pode ficar em torno de 70% da eficiência nominal da turbina quando utiliza gás natural.

Além de estratégias de controle aplicada para utilização de gás de baixo poder calorífico nas turbinas a gás, ainda pode ser necessário modificações físicas nesta, como a substituição dos bocais da turbina e eventualmente a câmara de combustão que inevitavelmente elevarão o custo do sistema. Estima-se que o custo das modificações necessárias nas turbinas varie de 5 a 20% (RODRIGUES *et al.*, 2003a).

Uma outra forma de contornar os problemas acima descritos é a co-combustão do gás derivado da biomassa em conjunto com o gás natural, neste caso, é possível que não haja necessidade de nenhuma modificação da turbina a gás que foi projetada inicialmente para gás natural. A co-combustão é o uso simultâneo de diferentes combustíveis em um mesmo equipamento (EPRI; USDOE, 1997).

Imaginando-se a proporção de gás natural em uma mistura de gás natural e gás derivado da biomassa, a necessidade de *de-rating* será tanto menor quanto maior for a proporção de gás natural nesta mistura. Segundo simulações realizadas por Faaij *et al.* (2003a) quando a proporção de gás natural nas turbinas aeroderivativas alcança algo em torno de 10% em base

mássica ou 54,2% em base energética, não é mais necessário *de-rating*. Segundo os mesmos autores, nas turbinas industriais (*heavy duty*), o uso de *de-rating* não é necessário quando a proporção de gás natural alcança aproximadamente 6% em base mássica ou 37% em base energética. O gráfico 17 ilustra a relação entre a eficiência do ciclo e a proporção de gás natural na mistura (r_{NG}) para as turbinas aeroderivativas e turbinas industriais (FAAIJ *et al.*, 2003a, p. 1126). As curvas dos gráfico 17 podem ser encontradas através da equação 15.

$$\eta(r)_{\text{de-rated GTs}} = (36,06 + 753,55 \cdot r) / (1 + 16,34 \cdot r + 0,42 \cdot r^2) \quad (15)$$

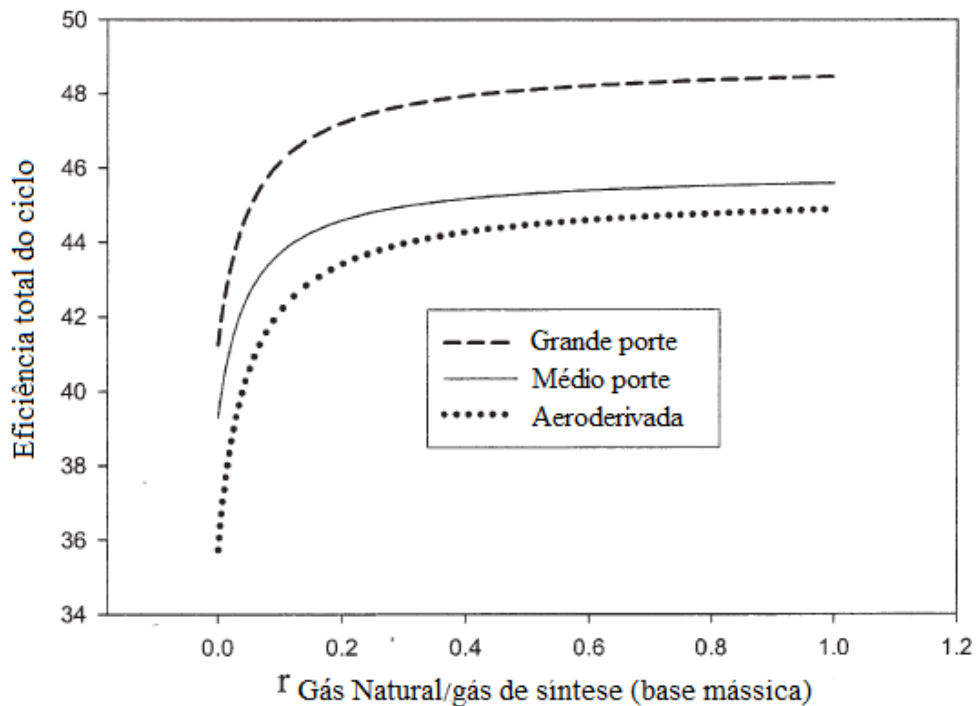


Gráfico 17 – Variação de eficiência em função da proporção de gás natural
Fonte: Faaij *et al.*, 2003b.

Como mencionado anteriormente, outro ponto negativo da prática de *de-rating* é a redução da performance do sistema, ou seja, da potência útil produzida, a qual pode ser reduzida. Da mesma forma que a eficiência do sistema aumenta quando se utiliza uma mistura de gás derivado da biomassa e gás natural, a performance do sistema também aumenta.

Entretanto, a mistura de gás natural e gás derivado da biomassa pode produzir uma potência útil ainda maior, quando a proporção de gás natural na mistura é tal que o uso de *de-rating*

não é mais necessário, ou seja, o controle de *surging* não é mais necessário. A partir deste ponto o aumento da proporção de gás natural irá ocasionar uma redução da potência útil.

O gráfico 18 (turbina aeroderivativa) e o gráfico 19 (turbinas industriais de grande porte) ilustram em base energética como a potência útil disponível no ciclo, potência produzida na turbina a gás, potência produzida no ciclo a vapor e o consumo do compressor do gás derivado da biomassa são afetados pela variação da proporção de gás natural na mistura. Estes gráficos são resultados de simulações realizadas por Faaij *et al.* (2003a).

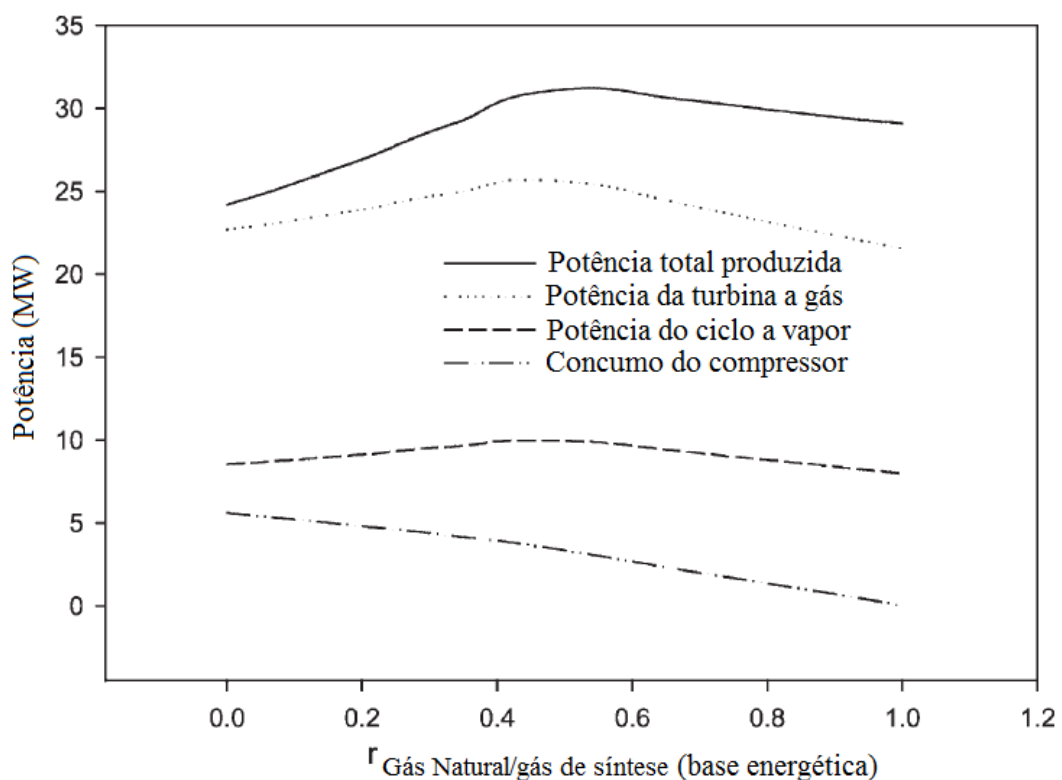


Gráfico 18 – Efeito da proporção de gás natural, na mistura do gás, na produção de potência (turbina aeroderivada)

Fonte: Faaij *et al.*, 2003a.

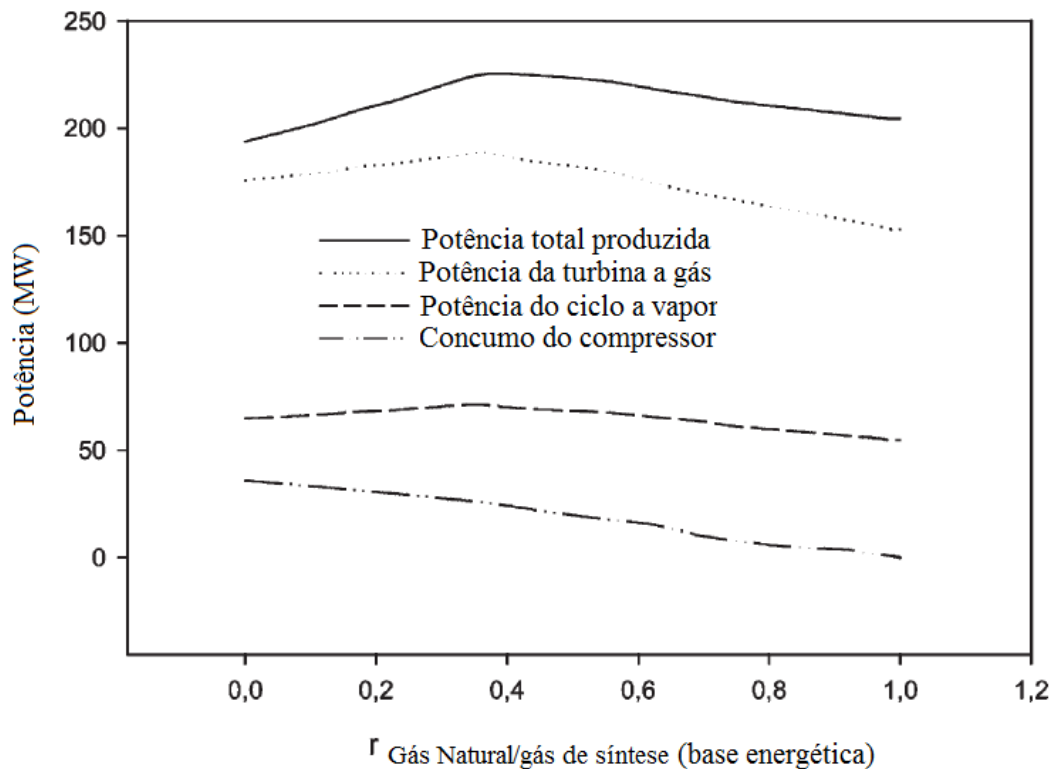


Gráfico 19 – Efeito da proporção de gás natural, na mistura do gás, na produção de potência (turbina industrial)
 Fonte: Faaij *et al.*, 2003a.

O aumento da potência útil disponível pelo ciclo justifica-se pelo fato do aumento do fluxo de massa devido ao baixo poder calorífico do gás derivado da biomassa. Como pode ser visto a potência produzida no ciclo a vapor também é afetada, pois, na zona em que é necessário *derating*, a temperatura dos gases de exaustão são inferiores à temperatura nominal da turbina a gás.

A potência total disponível, turbinas aeroderivativas, no ciclo pode ser até 30% superior à potência nominal que seria disponibilizada na utilização de 100% de gás natural. Para as turbinas industriais de grande porte a potência pode ser até 15% superior às condições nominais e utilização de apenas gás natural (FAAIJ *et al.*, 2003a, p. 1128).

A possibilidade de se ter uma turbina projetada especificamente para as condições do gás derivado da biomassa ainda deve ser vista como uma opção a longo prazo que dependerá do desenvolvimento da tecnologia de BIG/CC e, conseqüentemente, da demanda criada por este mercado. Como este mercado ainda não existe, projetar uma turbina a gás não é um opção real a curto prazo devido a seu alto preço (FAAIJ *et al.*, 2003a, p. 1128).

6.4 INTEGRAÇÃO DO SISTEMA BIG/CC COM AS USINAS

Tendo sido analisada a integração de um sistema de gaseificação com uma planta de ciclo combinado, a qual constitui uma planta de BIG/CC, é necessário entender como esta será integrada a uma usina de açúcar.

É natural que a adoção do sistema BIG/CC pelas usinas ocorra de forma gradual e que as primeiras usinas não tenham toda sua demanda energética suprida por este sistema até que seja adquirida maior confiança no sistema pelas usinas. Deste modo, pode-se imaginar no primeiro momento a tecnologia BIG/CC integrada parcialmente a usina, onde parte da demanda energética é suprida por esta e o restante suprido pela produção de vapor em caldeiras convencionais.

A integração para este caso visaria realizar o mínimo de modificações nas usinas. No segundo momento, quando a tecnologia já estiver mais amadurecida, o sistema BIG/CC poderá atender toda a demanda energética da usina, sendo necessárias maiores modificações na usina (LARSON et al., 2001).

Outra alternativa para uso da tecnologia BIG/CC é utilizá-la plenamente, ou seja toda demanda energética é atendida por esta. Estudos apontam que para estas alternativas serem viáveis estas devem gerar energia no período de entressafra além do período de safra (HASSUANI et al., 2005).

Considerando o gás derivado da biomassa do palhicho e do bagaço a única fonte energética do sistema BIG/CC, pode-se concluir que: mantendo-se a eficiência de um sistema de geração de energia elétrica constante e aumentando a sua capacidade de geração de energia, haverá um aumento proporcional na demanda por combustível.

Como a quantidade de combustível disponível por uma usina (não levando em consideração a possibilidade de compra de biomassa de outras usinas) é constante no ano, quanto maior a capacidade do sistema de geração menor será o período de disponibilidade da biomassa. Neste sentido, pode-se concluir que com a finalidade de produzir energia elétrica durante todo ano apenas com biomassa, a capacidade de geração de energia será inferior àquela que seria

possível caso o sistema de geração funcionasse apenas na safra. Portanto, a potência da planta é limitada pela disponibilidade de biomassa.

Para entender de forma mais clara as possibilidades de integração do sistema BIG/CC a uma usina de cana-de-açúcar, é interessante definir as características básicas de uma usina (usina de referência) a fim de exemplificar a integração. As características da usina de referência foram abstraídas de Larson e Williams (2001) e o esquema da planta de geração de energia é semelhante a da figura 12.

Pressão do vapor primário igual a 22 bar ;

- Pressão do vapor secundário igual a 2,5 bar;
- capacidade de moagem de 7.000 toneladas por dia (t/dia);
- Período de safra de 214 dias;
- Combustível utilizado palhico e bagaço;
- 87% de fator de capacidade;
- 1,3 milhões de toneladas de cana moídas por ano;
- Horas de funcionamento na safra 4.468;
- Consumo de energia elétrica na safra de 20 kWh/tc;
- Consumo de vapor para o processo na safra de 500kg/tc;

Nas subseções 6.4.1 e 6.4.2, será descrita as duas formas de integração de uma planta BIG/CC (parcialmente integrada e pura) a usina de referência descrita acima. Para cada forma de integração será apresentado também um comparativo com a tecnologia CEST (alternativa mais eficiente aplicada no setor sucroalcooleiro). Os dados e características das plantas em questão foram abstraídos de um estudo realizado por Larson e Williams (2001).

6.4.1 BIG/CC parcialmente integrada

Como já explicado anteriormente nesta alternativa visa-se realizar o mínimo de modificações na usina existente. O vapor necessário para atender a demanda das turbinas e processo térmico continua a ser produzido por uma caldeira convencional a qual continuará com a mesma pressão de trabalho da usina padrão (22 bar). Entretanto, é necessário aumentar a eficiência de todo o sistema, desde a geração a vapor até o seu uso final.

Como já mencionado na seção 5.2 existem algumas estratégias para se aumentar a eficiência das usinas, sendo estas escolhidas de acordo com as características da usina. Dentre as estratégias para aumento da eficiência vale destacar: aumento da eficiência da caldeira existente, substituição de turboacionadores a vapor por motores elétricos de maior eficiência, aumento de eficiência dos turboacionadores, uso mais eficiente de sistemas de controle e instrumentação, aumento da eficiência dos trocadores de calor.

O aumento da eficiência da utilização do vapor para o processo deve resultar em um patamar de 340kg/tc , bem inferior ao da usina padrão (500kg/tc). Devido a substituição de turboacionadores por motores elétricos o consumo de energia elétrica da usina sobe para 28 kWh/tc, porém o reflexo global deste aumento é positivo. Outra diferença importante deste sistema em relação ao anterior é a utilização de palhiço como fonte de energia. Para que a usina possa funcionar durante todo o ano é necessário um consumo de 58kg de palhiço (base seca) por tonelada de cana. Esta proporção pode ser alcançada utilizando alguma das alternativas descrita em 4.3.2.

A planta BIG/CC encontra-se em paralelo a usina padrão, consumindo parte da biomassa da cana que não foi utilizada pela caldeira convencional. A figura 20 ilustra a configuração do sistema.

O gás derivado da biomassa é utilizado em uma turbina a gás com potência nominal de 16,8 MW, a qual libera o produto dos gases de combustão para uma caldeira de recuperação. A caldeira de recuperação produz vapor a uma pressão de 82 bar o qual é enviado para a turbina de condensação e extração. A turbina de condensação e extração é capaz de produzir até 13,033 MW de energia elétrica durante a safra.

Durante a safra a planta de BIG/CC funciona em conjunto com a usina, produzindo energia elétrica para atender a demanda da usina e gerando excedentes de energia elétrica para serem comercializados. Durante a entressafra apenas a planta de BIG/CC funciona gerando energia elétrica a qual será comercializada. Este sistema é capaz de gerar aproximadamente 167kWh/tc de energia elétrica excedente no período de um ano.

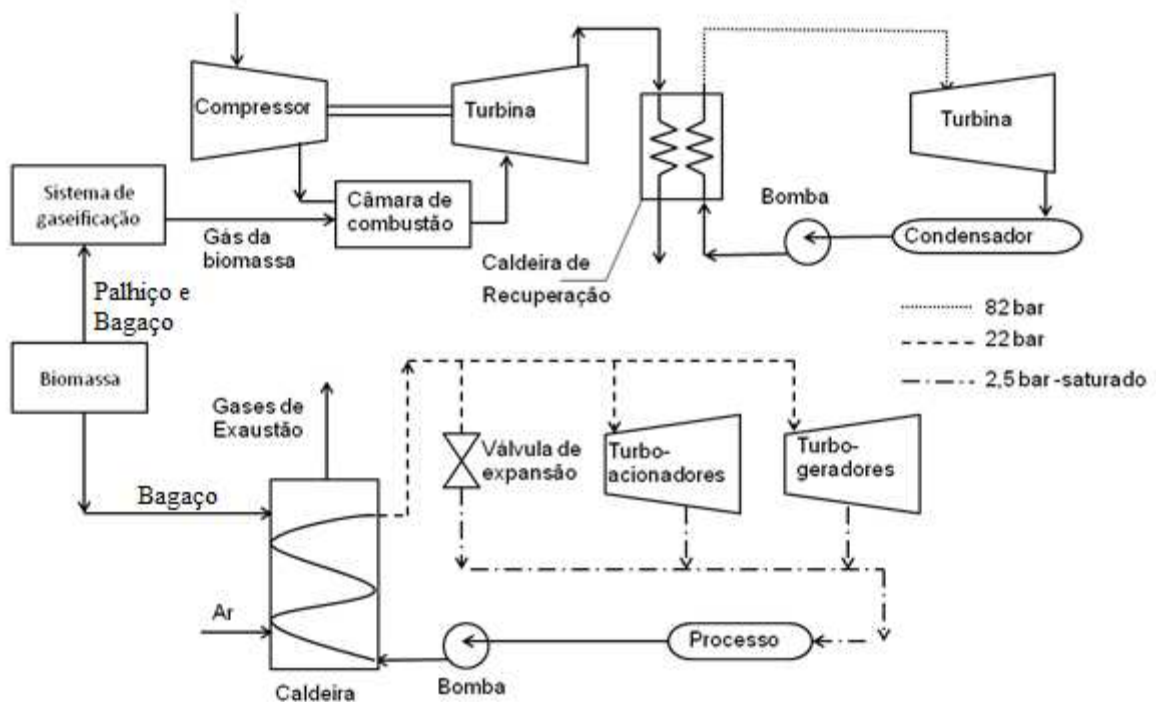


Figura 20 - Planta BIG-GTCC integrada a uma usina de açúcar e/ou álcool

Os ciclos de turbina a vapor de condensação e extração (CEST) de alta tecnologia (vide 5.2.2) são os sistemas, comercialmente utilizados, que mais se aproximam do rendimento de uma planta BIG/CC parcialmente integrada. Uma comparação entre a capacidade de geração de excedentes de energia elétrica do sistema BIG/CC e um sistema CEST, pode representar de forma mais fiel o quanto uma planta BIG/CC pode gerar a mais de energia.

A tabela 21 ilustra a comparação entre um ciclo CEST e uma planta BIG/CC. As características da usina são iguais para ambos os sistemas, sendo as diferenças concentradas nos equipamentos peculiares de cada sistema. As características para o ciclo CEST se diferenciam um pouco daquelas descritas na subseção 5.2.2, sendo estas atribuídas a considerações dos autores aos quais os dados foram extraídos. Contudo as diferenças não interferirão no entendimento.

Tabela 21 – Parâmetros de geração de energia para uma planta BIG/CC parcialmente integrada e uma planta CEST na usina de referência

	CEST			BIG/GTCC		
	Safra	E. safra	Anual	Safra	E. safra	Anual
Geração de energia elétrica						
Turbina a gás (kW)	-	-	-	16.800	16.800	-
Turbina a vapor de condensação (kW)	23.910	21.976	-	13.033	12.432	-
Turbina a vapor de contrapressão, eletricidade (kW)	2.260	-	-	2.483	-	-
Potencia total p/ geração de ener. elé. (kW)	26.170	21.976	157	32.316	29.232	
Total - apenas energia elétrica (GWh)	117	69	186	145	92	237
Total - apenas energia elétrica (kWh/tc)	89	53	142	110	71	181
Energia da biomassa consumida						
Bagaço - UM=50% (mil t/ano)	261	103	365	296	68	365
Bagasso - (GWh/ano)	544	215	760	617	142	760
Palhiço - UM=15% (mil t/ano)	64	25	89	52	37	89
Palhiço - (GWh/ano)	231	90	325	188	134	321
Consumo de energia de biomassa na safra (kWh/tc)	596	-	-	619	-	-
Energia elétrica consumida no processo						
Energia elétrica (kWh/tc)	14	-	-	14	-	-
Energia elétrica (GWh)	19	-	-	19	-	-
Energia elétrica exportada (kW)						
GWh	98	69	167	126	92	218
kWh/tc	75	53	129	96	71	167
Eficiência na geração (% em base do PCI)						
Geração de energia elétrica	17,3	22,6	18,8	20,1	33,3	23,5

Fonte: Adaptado de Larson e Williams (2001, p. 60)

A quantidade de bagaço (umidade de 50%) utilizada foi de 365 mil toneladas e de palhiço (umidade de 15%) foi de 89 mil toneladas tanto para a planta BIG/GTCC quanto para a planta CEST. A quantidade de bagaço utilizada corresponde a uma proporção de aproximadamente 280kg de bagaço por tonelada de cana moída (365.000 toneladas de bagaço / 1,3 milhões de tonelada de cana moída), indicando que todo o bagaço foi utilizado.

Por outro lado, a quantidade de palhiço utilizado corresponde a aproximadamente 68kg de palhiço por tonelada de cana moída (89.000 toneladas de palhiço / 1,3 milhões de tonelada de cana moída).

A energia da biomassa consumida na safra tem como finalidade atender a demanda energética dos processos de fabricação do açúcar ou álcool, como também gerar energia elétrica excedente. Pode-se observar ainda na tabela 21 que no período de safra a quantidade de

energia da biomassa consumida na safra foi na ordem de 775 GWh (544GWh +231GWh), o que corresponde a um consumo proporcional de 596 GWh/tc (775GWh / 1,3 milhões de toneladas de cana moída)

A eficiência para produção de energia elétrica (energia produzida pela quantidade de energia utilizada) no sistema BIG/GTCC é na ordem de 20,1% durante o período de safra e de 33,3% no período de entressafra enquanto na planta com ciclo CEST as eficiências são de 17,3 e 22,6%, respectivamente. No período de safra a diferença da eficiência entre os sistemas é menor que no período de entressafra, devido justamente ao consumo de energia necessário para produção de açúcar e álcool o qual é o mesmo para ambos os sistemas.

Nota-se que no período de entressafra, quando o sistema funciona como uma termelétrica, a eficiência do sistema BIG/GTCC é mais que 45% superior a eficiência do CEST. Para cálculo das eficiências de geração de energia elétrica de safra e entressafra considera-se a energia contida em toda biomassa utilizada pelos sistemas dividida pela potencia de energia elétrica gerada

A potência disponibilizada pela usina que possui a planta BIG/GTCC parcialmente integrada durante a safra é de 32 MW (sendo 28MW de excedente) e de 29MW durante a entressafra , nesta última praticamente toda potência esta disponível para ser comercializada. A potência disponibilizada por uma usina composta do ciclo CEST produzirá na safra 26 MW (sendo 22 MW de excedente) e 22MW na entressafra.

Por fim vale destacar a quantidade de energia que é exportada por tonelada de cana que na planta BIG/CC parcialmente integrada alcança-se 167kWh por tonelada de cana (tc) moída enquanto na planta com o sistema CEST este número fica na ordem de 129 kWh/tc.

6.4.2 BIG/CC pura

Neste sistema toda a demanda energética da usina é suprida pela planta BIG/CC, não havendo mais a necessidade de produção de vapor por meio de caldeiras convencionais. Esta configuração representa a integração do sistema BIG/CC nas usinas a longo prazo, ou seja,

após ter sido adquirida uma maior confiança e experiência no sistema através da integração parcial.

A figura 21 ilustra a configuração sugerida por Larson; Leal; Williams (2001) para uma planta de BIG/CC pura. No que tange os processos energéticos da usina, esta configuração se assemelha à da subseção anterior, entretanto, toda a geração de vapor é realizada pela planta BIG/CC não havendo necessidade de caldeiras convencionais.

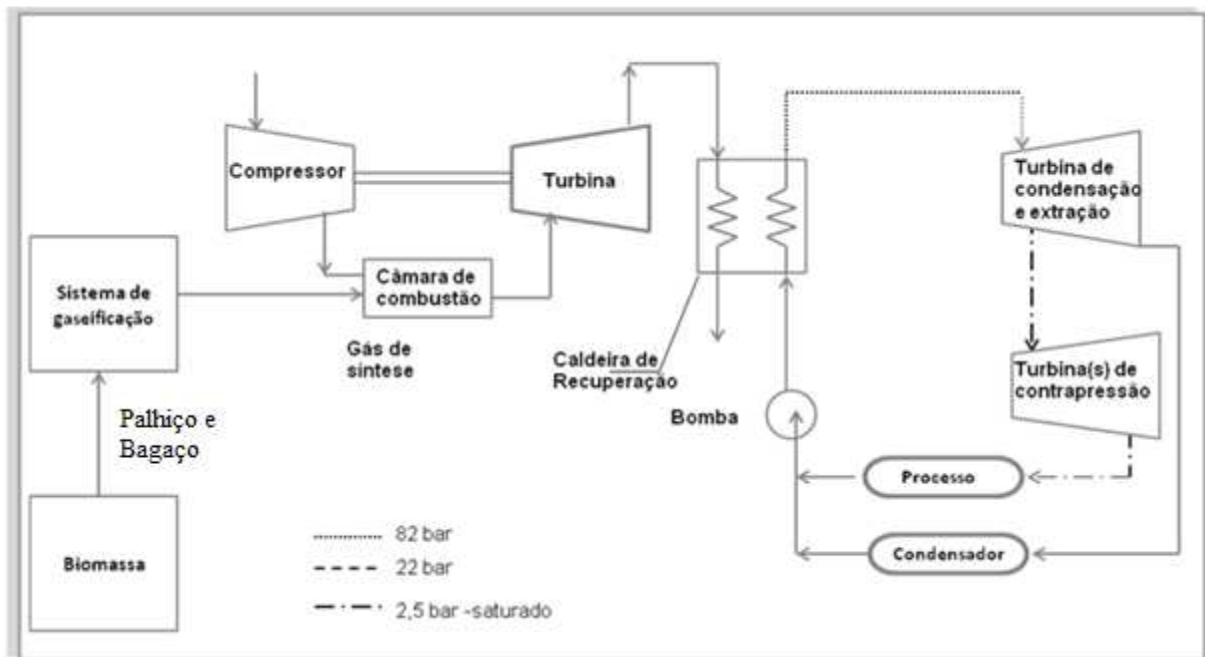


Figura 21 - Planta BIG/CC pura.

A pressão adotada para geração de vapor nas caldeiras de recuperação continua a ser de 82 bar, sendo este responsável por alimentar um turbina de condensação e extração. Parte do vapor que entra na turbina de condensação e extração é extraído a 22 bar a fim de atender a demanda de turbinas de contrapressão da usina (turboacionadores e turbogeradores).

O vapor de descarga das turbinas de contrapressão a 2,5 bar é responsável por atender a demanda de vapor dos processos térmicos da usina. Caso o vapor de descarga das turbinas de contrapressão não seja suficiente para atender a demanda térmica dos processos, vapor a 2,5 bar pode ser extraído da turbina de condensação e extração. O vapor que não foi extraído segue para último estágio da turbina sendo encaminhado para um condensador, a uma pressão abaixo da atmosférica

Nesta configuração a potência da turbina a gás salta para 33,6MW, o dobro da potencia da planta BIG/CC parcialmente integrada a usina. A turbina de condensação e extração é capaz de produzir na entressafra uma potência de até 24,9MW. Para atender esta nova configuração é necessário um aumento na proporção de palhiço disponível na cana, o qual alcança um patamar de 74% do palhiço disponível (122kg de palhiço com umidade de 50% por tonelada de cana moída, conforme pode ser visto abaixo).

O consumo de bagaço não é alterado em relação ao item anterior, já que a disponibilidade de bagaço é intrínseca à capacidade de moagem da usina padrão, a qual não se alterou. O consumo de vapor da usina padrão de 500 kg/tc deve ser reduzido para 280 kg/tc, através de melhorias de eficiência nos processos e equipamentos.

Assim como feito na subseção anterior, a tabela 22 ilustra os parâmetros de um ciclo CEST integrado a usina de modo a possibilitar a comparação com um sistema já comercialmente utilizado. As características da usina são iguais para os dois sistemas, sendo as diferenças concentradas nos equipamentos peculiares de cada sistema.

Tabela 22 – Parâmetros de geração de energia de uma planta BIG/CC pura e uma planta CEST na usina de referência, descrita em 6.4

	CEST			BIG/GTCC		
	Safra	E. safra	Anual	Safra	E. safra	Anual
Geração de energia elétrica						
Turbina a gás (kW)	-	-	-	33.600	33.600	-
Turbina a vapor de condensação (kW)	33.651	30.638	-	12.270	24.877	-
Turbina a vapor de contra-pressão, eletricidade (kW)	2.850	-	-	3.250	-	-
Potencia total p/ geração de ener. elét. (kW)	36.501	30.638		49.120	58.477	-
Total - apenas energia elétrica (GWh)	163	97	260	219	185	404
Total - apenas energia elétrica (kWh/tc)	125	75	200	168	142	310
Consumo total de biomassa						
Bagço - UM=50% (mil t/ano)	248	117	365	213	151	365
Bagasso - (GWh/ano)	517	244	760	444	315	760
Palhiço - UM=15% (mil t/ano)	107	50	158	92	65	158
Palhiço - (GWh/ano)	386	181	571	332	235	571
Consumo de energia de biomassa na safra (kWh/tc)	695	-	-	597	-	-
Energia consumida no processo						
Energia elétrica (kWh/tc)	20	-	-	20	-	-
Energia elétrica (GWh)	26	-	-	26	-	-
Energia elétrica exportada (kW)						
GWh	137	97	234	193	185	378
kWh/tc	105	75	180	148	142	291
Eficiência na geração (% em base do PCI)						
Geração de energia elétrica	19,2	22,8	20,4	29,6	33,5	31,2

Fonte: Larson e Williams (2001, p. 61)

A eficiência da planta BIG/GTCC pura pode alcançar uma eficiência na produção de energia elétrica durante a entressafra, quando a usina funciona como uma termelétrica, de 33,5% contra 22,8% de uma usina com ciclo CEST.

A geração de energia elétrica excedente específica é na ordem de 291 kWh/tc no ano, uma produção de aproximadamente 61% maior que a do ciclo CEST, considerando o mesmo consumo de biomassa para ambos os casos. Quando comparado ao ciclo tradicional (vide 5.2.1) de uma usina padrão, a produção de energia elétrica excedente na planta BIG/CC pura é mais que 25 vezes superior a toda energia produzida por um ciclo tradicional.

Considerando que o sistema adotado em uma usina tradicional não utiliza o palhiço como fonte energética, pode-se atribuir em parte esta grande diferença a este fator. Entretanto, considerando que a planta BIG/CC pura não utilizasse o palhiço como fonte energética e

mantivesse a mesma eficiência, esta teria uma produção anual média de energia elétrica ainda muito superior.

6.5 CUSTO

Como uma planta BIG/CC ainda não está comercialmente disponível, o seu custo de implantação deve ser analisado sobre duas perspectivas: custo da primeira planta e o custo após o amadurecimento da tecnologia. É natural que com a implantação de algumas unidades BIG/CC o seu custo seja reduzido devido a uma curva natural de aprendizado.

O gráfico 20 ilustra a redução do custo de algumas tecnologias de geração de energia em função do aumento de MW instalados. A redução do custo destas tecnologias é associada a uma taxa de progresso (*progress ratio*) que é definida como o percentual de redução do custo para cada vez que a produção acumulada da tecnologia é duplicada. Por exemplo, para uma tecnologia que possui 80% de taxa de progresso, haverá uma redução no custo desta em 20% para cada vez que a produção acumulada duplicar. Das tecnologias apresentadas no gráfico 20 todas possuem um taxa de progresso entre 75 e 85%.

Para a tecnologia de geração de energia em ciclo combinado através da gaseificação do carvão, a qual se assemelha em grande parte com uma planta BIG/CC, uma taxa de progresso de 82% é sugerida por MacGregor et al. (1991, apud Larson et al., 2001).

O custo estimado para a primeira planta BIG/CC a ser implantada no Brasil é de US\$ 2.450/kW para uma planta de 30MW. Entretanto este valor pode ser reduzido para US\$ 1.780 quando elimina-se serviços especiais de engenharias (necessários para uma planta de demonstração), considera-se avanços tecnológicos (inerentes a experiência adquirida com a implantação de outras plantas) e elimina-se custos de contingência. Considerando que a escala da planta seja ampliada para 60MW o custo pode alcançar US\$ 1.400 (LARSON *et al.*, 2001, p. 70).

De acordo com Larson *et al.* (2001, p. 73), caso uma taxa de progresso de 87% seja adotada para os sistemas BIG/CC o valor de \$ 1.400,00 deverá ser alcançado na construção da décima primeira planta, enquanto uma planta CEST custo aproximadamente US\$ 1.500/kW, a qual já

é uma tecnologia madura. Desse modo pode-se concluir que a tecnologia BIG/CC poderá até mesmo vir a ter um custo menor que sua tecnologia concorrente.

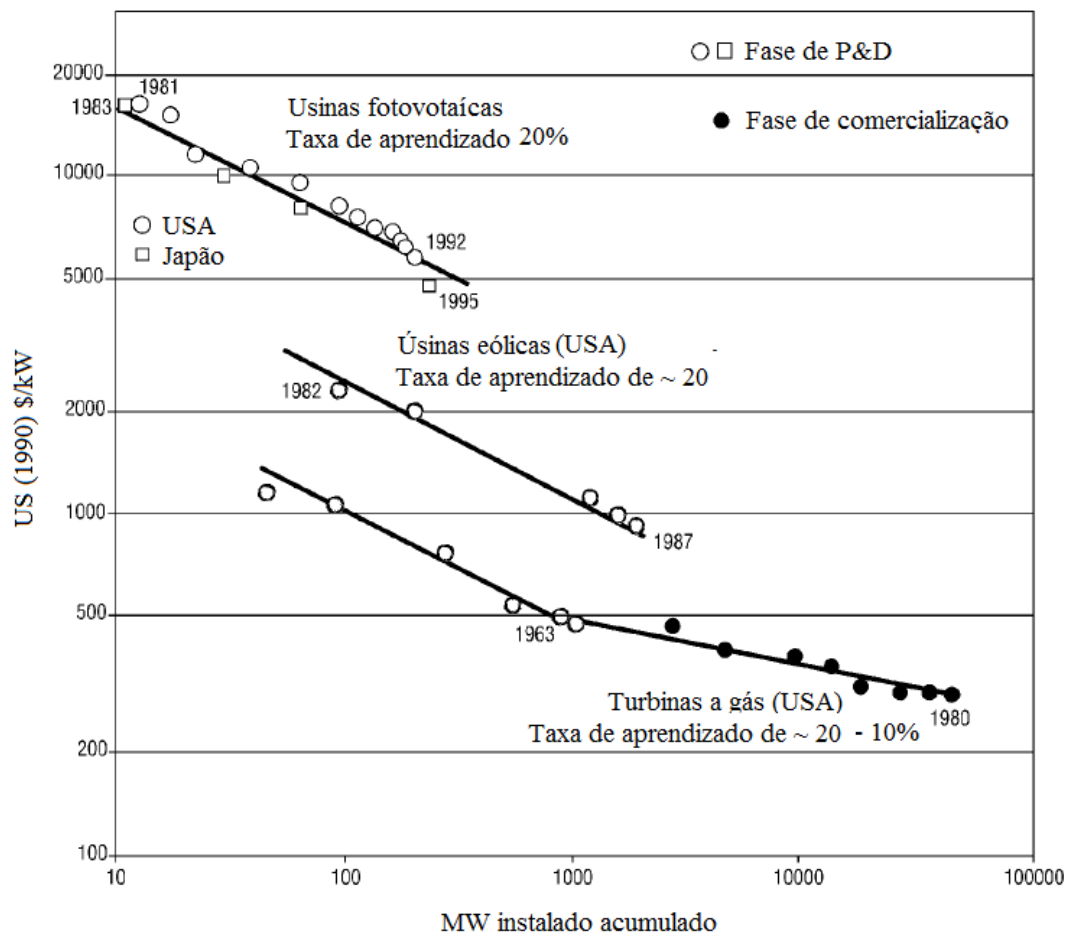


Gráfico 20 – Curva de aprendizado de tecnologias de geração de energia

Fonte: Adaptado de Larson et al. (2001)

7 POTENCIAL DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA

Comparar alternativas tecnológicas de geração de energia elétrica a partir da quantidade de kWh de energia que cada uma pode gerar, durante um determinado período, permite avaliar estas alternativas sob uma ótica diferente de estudos de viabilidade econômica ou técnica.

Por exemplo, pode-se imaginar um cenário em que um determinado país disponha apenas de duas alternativas tecnológicas (A e B) para atender a demanda energética dos próximos cinco anos. O uso da tecnologia A é capaz de suprir toda a demanda de energia elétrica deste país durante os próximos três anos e possui um payback (tempo de retorno do investimento) inferior a tecnologia B, sendo deste modo economicamente mais atrativa.

Embora a tecnologia B seja economicamente menos atrativa, a mesma possui um potencial capaz de suprir a demanda deste país por mais de cinco anos. Desse modo torna-se claro a necessidade do país em alçar mão da tecnologia B, embora esta possua menor atratividade econômica.

A despeito da simplicidade do exemplo descrito acima, pode-se concluir que em termos de planejamento energético de um governo, tecnologias que possuam um maior potencial de geração de energia (kWh) podem ser estrategicamente mais importantes que tecnologias cuja viabilidade econômica seja economicamente mais atrativa. Deste modo, o potencial de geração de energia elétrica que cada tecnologia pode oferecer é certamente uma variável de grande valor para definir o planejamento energético de um determinado local.

Neste trabalho, foi quantificado o potencial de geração de energia elétrica a partir da tecnologia BIG/CC pura para o estado de Alagoas e para o Brasil. A quantificação foi baseada na premissa de que uma única usina, com parâmetros energéticos idênticos aos da usina com tecnologia BIG/CC pura descrita em 6.4.2, tivesse capacidade de processar toda a cana-de-açúcar de Alagoas ou do Brasil, conforme for o caso. O quadro 4 sintetiza os parâmetros energéticos a serem utilizados e que foram extraídos da tabela 22.

Abreviação	Parâmetros	Valor
PCB _{Safra}	Consumo de energia de biomassa na safra (kWh/TC)	596,9
PEC	Energia elétrica consumida por tonelada de cana moída no período da safra (kWh/TC)	20,0
PEG _{Safra}	Energia elétrica excedente gerada na safra por TC moída (kWh/TC)	148,0
PEG _{Entressafra}	Eficiência da geração termelétrica na entressafra	0,335

Quadro 4 – Síntese dos parâmetros energéticos de uma usina com sistema de tecnologia BIG/CC pura

Deve-se considerar que a usina descrita em 6.4.2 utilizava 74% do palhiço disponível no campo e que em Alagoas e no Brasil este percentual não é alcançado. Como consequência de uma menor disponibilidade energética de biomassa (devido a um menor percentual de colheita mecanizada) no Brasil e em Alagoas, haverá uma redução na capacidade da usina de gerar energia.

A energia da biomassa utilizada pela usina em questão possui basicamente três funções:

- 1- Gerar energia para atender a demanda energética dos processos de fabricação de açúcar e álcool no período da safra (energia térmica, energia elétrica e energia mecânica);
- 2- Gerar energia elétrica para comercializar (energia elétrica excedente) no período da safra;
- 3- Gerar energia elétrica para comercializar no período de entressafra;

Considerando as informações descritas acima, a quantificação do potencial de geração de energia elétrica pode ser realizada seguindo basicamente três etapas: cálculo da disponibilidade energética da biomassa, determinação da energia elétrica gerada na safra (auto-consumo e excedente) e determinação da energia elétrica gerada na entressafra.

Nas subseções seguintes será quantificado o potencial de geração de energia elétrica para o Brasil e Alagoas, considerando a safra 2007/2008 e a premissa de que uma única usina com parâmetros de geração de energia idênticos aos da subseção 6.4.2

7.1 CALCULO DA DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA DA BIOMASSA

A disponibilidade energética da biomassa da cana-de-açúcar pode ser calculada através das equações 2, 3 e 4, as quais já foram descritas em 4.4 e transcritas abaixo. A legenda é representada no quadro abaixo.

$$P_{\text{Bagaço}} = (TC \times PB) \times PCI_{\text{Bagaço}}$$

$$P_{\text{Palhiço}} = (TC \times PP \times PPA \times PCM) \times PCI_{\text{Palhiço}}$$

$$P_{\text{Total}} = P_{\text{Bagaço}} + P_{\text{Palhiço}}$$

Variável	Descrição
$P_{\text{Bagaço}}$	Potencial energético do bagaço (TJ)
$P_{\text{Palhiço}}$	Potencial energético do palhiço (TJ)
P_{Total}	Potencial energético do total da cana-de-açúcar (TJ)
TC	Quantidade de cana moída (mil toneladas)
PB	Percentual de bagaço (umidade de 50%) na cana moída
PP	Percentual de palhiço (umidade de 15%) na cana moída
PPA	Percentual de palhiço aproveitado, conforme estratégia de recuperação adotada
PCM	Percentual da colheita mecanizada
$PCI_{\text{Bagaço}}$	Poder calorífico inferior do bagaço
$PCI_{\text{Palhiço}}$	Poder calorífico inferior do palhiço

Para cálculo da disponibilidade energética da biomassa, foi considerado a quantidade de cana-de-açúcar moída (TC) no Brasil e em Alagoas referente a safra 2007/2008, ou seja, 501.536 milhões e 29.837 milhões, respectivamente.

Para o percentual da colheita mecanizada (PCM) no Brasil e em Alagoas foram adotados os valores de 50% e 30%, respectivamente. Embora esses valores não correspondam aos registrados na safra de 2007/2008, os mesmos correspondem a uma estimativa das áreas passíveis de mecanização no Brasil e em Alagoas, possibilitando, assim, um maior aproveitamento de palhiço (HASSUANI et al., 2005; BADR e FILHO, 2003).

A tabela 23 sumariza o resultado do cálculo de disponibilidade de biomassa para o Brasil e Alagoas, conforme parâmetros estabelecidos acima.

Tabela 23 – Potencial energético da biomassa da cana-de-açúcar – safra 2007/2008 (Brasil e Alagoas)

	Mil tonelada de cana moída	$P_{\text{Bagaço}}$ ^{a)}	$P_{\text{Palhiço}}$ ^{b)}	P_{Total}
Alagoas	29.837	62.659 TJ	1.056 TJ	63.715 TJ
		17.405 GWh	3.520 GWh	20.927 GWh
Brasil	501.536	1.053.226 TJ	172.536 TJ	1.225.762 TJ
		292.563 GWh	98.622 GWh	391.208 GWh

a) Umidade = 50%; $PCI_{\text{Bagaço}} = 7,5 \text{ MJ/kg}$; PB = 28%

b) Umidade = 15%; $PCI_{\text{Palhiço}} = 13 \text{ MJ/kg}$; PP = 0,165; PPA = 66% (estratégia b); PCM p/ Alagoas = 30% ; PCM p/ Brasil = 50%

7.2 CÁLCULO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA SAFRA

Antes de calcular a quantidade de energia elétrica gerada na safra, é necessário verificar se a disponibilidade energética de biomassa (calculada na subseção anterior) é suficiente para atender toda a demanda energética da usina no período de safra. Vale salientar que a demanda energética no período de safra tem como função:

- 1- Gerar energia para atender a demanda energética dos processos de fabricação de açúcar e álcool no período da safra (energia térmica, energia elétrica e energia mecânica);
- 2- Gerar energia elétrica para comercializar (energia elétrica excedente) no período da safra;

A demanda energética de biomassa no período de safra para atender a usina do Brasil ou de Alagoas pode ser calculada pela equação 16, onde PCB_{Safra} é o parâmetro de consumo de energia de biomassa na safra (GWh/tc), TC é a quantidade de toneladas de cana-de-açúcar moída em uma determinada safra e CB_{Safra} é o consumo de energia da biomassa na safra.

$$CB_{Safra} = PCB_{Safra} \times TC \quad (16)$$

A tabela 24 sumariza a energia de biomassa consumida pela usina no período da safra (calculada pela equação 16) e a disponibilidade de biomassa da cana-de-açúcar (calculado na subseção anterior). Essa tabela ainda apresenta a diferença entre a biomassa disponível (P_{Total}) e a energia de biomassa consumida na safra (CB_{Safra})

Tabela 24 – Consumo de energia da biomassa na safra X Disponibilidade energia da biomassa

	$P_{Total}^{a)}$	CB_{Safra}	$P_{Total} - CB_{Safra}$
Alagoas	20.927 GWh	17.811 GWh	3.116 GWh
Brasil	391.208 GWh	299.378 GWh	91.830 GWh

a) Os caçulos foram baseados na safra 2007/2008;

* $PCB_{Safra} = 596,9$ GWh/tc

Analisando a tabela 24, pode-se notar que a disponibilidade energética de biomassa é superior a energia consumida no período da safra, possibilitando atender toda a demanda energética da usina e ainda gerar excedente de energia elétrica na safra e entressafra.

A energia elétrica gerada no período da safra é dividida em duas componentes: energia elétrica gerada para auto-consumo da usina (EC) e energia elétrica gerada para

comercialização (EG_{Safr}). Ambas as componentes podem ser calculadas de forma direta através das equações 17 e 18, onde PEC é o parâmetro de energia elétrica gerada para auto-consumo da usina (kWh/TC) e PEG_{Safr} é o parâmetro de energia elétrica gerada para comercialização (excedente).

$$EC = PEC \times TC \quad (17)$$

$$EG_{\text{Safr}} = PEG_{\text{Safr}} \times TC \quad (18)$$

A tabela 25 apresenta os valores de energia elétrica gerada para auto-consumo da usina e da energia elétrica gerada para comercialização, correspondente a safra 2007/2008.

Tabela 25 – Energia elétrica gerada na safra para auto consumo e para comercialização

	EC	EG_{Safr}
Alagoas	597 GWh	4.416 GWh
Brasil	10.031 GWh	74.227 GWh

* $PEC = 20 \text{ kWh/TC}$

** $PEG_{\text{Safr}} = 148 \text{ kWh/TC}$

7.3 CÁLCULO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA ENTRESSAFRA

A diferença entre P_{Total} (disponibilidade de energia da biomassa) e CB_{Safr} (quantidade de energia demandada para consumo da usina na safra) corresponde a quantidade de energia disponível que pode ser utilizada na geração de energia elétrica para comercialização.

A quantidade de energia elétrica gerada na entressafra ($EG_{\text{Entressafra}}$) pode ser calculada pela multiplicação da disponibilidade de energia da biomassa na entressafra ($P_{\text{Total}} - EB$) pelo parâmetro de eficiência da geração termelétrica ($PEG_{\text{Entressafra}}$), conforme pode ser visualizado na equação 19. Vale salientar que durante a entressafra a planta BIG/CC pura funciona como uma termelétrica.

A tabela 26 sumariza os resultados para o Brasil e Alagoas, considerando o parâmetro de eficiência da geração termelétrica ($PEG_{\text{Entressafra}}$) igual a 0,335.

$$EG_{\text{Entressafra}} = PEG_{\text{Entressafra}} \times (P_{\text{Total}} - EB) \quad (19)$$

Tabela 26 – Quantidade de energia elétrica gerada na entressafra

	$(P_{Total} - EB)$	$EG_{Entressafra}$
Alagoas	3.116 GWh	1.044 GWh
Brasil	91.830 GWh	30.763 GWh

* $PEG_{Entressafra} = 0,335$ ou 33,5%

7.4 RESULTADO

A fim de ilustrar de forma comparativa o potencial de geração de energia elétrica através da gaseificação de biomassa da cana-de-açúcar, é importante que também seja calculado o potencial de geração de energia elétrica considerando a aplicação da tecnologia CEST.

Os procedimentos realizados nas subseções anteriores para uma planta BIG/CC pura podem ser repetidos considerando a aplicação de um planta CEST com os seus parâmetros energéticos extraídos da tabela 22, os quais estão sumarizados no quadro 5.

Abreviação	Parâmetros	Valor
PCB_{Safra}	Consumo de energia de biomassa na safra (GWh/tc)	695
PEC	Energia elétrica consumida por TC moída no período da safra (kWh/TC)	20,0
PEG_{Safra}	Energia elétrica excedente gerada na safra por TC moída (kWh/TC)	105
$PEG_{Entressafra}$	Eficiência da geração termelétrica na entressafra	0,228

Quadro 5 – Síntese dos parâmetros energéticos de uma usina com sistema de tecnologia BIG/CC pura

A tabela 27 sumariza os resultados encontrados com relação as quantidades de energia elétrica gerada por uma planta BIG/CC no Brasil e em Alagoas, conforme descrito nas subseções anteriores. Essa tabela ainda apresenta os resultados encontrado considerando que a planta BIG/CC pura fosse substituída por uma planta CEST com características apresentadas na tabela 22 e sumarizadas no quadro 5 e que todas as outras premissas mantivessem-se inalteradas.

Tabela 27 – Potencial de geração termelétrico: Brasil e Alagoas

	BIG/CC		CEST	
	Brasil	Alagoas	Brasil	Alagoas
Energia elétrica consumida pela própria usina GWh	10.031	597	10.031	597
Energia elétrica excedente na safra (GWh)	74.227	4.416	52.661	3.133
Energia elétrica excedente na entressafra (GWh)	30.763	1.044	9.766	46
Energia elétrica excedente total (GWh)	104.990	5.460	62.427	3.179

Considerando que em Alagoas na safra 2007/2008, sobretudo, através do uso de tecnologias tradicionais de cogeração, produziu 900 GWh de energia elétrica dos quais 380GWh foram energia excedente, vide 4.2.1.1, o gráfico 21 ilustra de forma mais clara o quanto de energia elétrica Alagoas poderia produzir utilizando a tecnologia BIG/CC além do que as outras tecnologias podem oferecer.

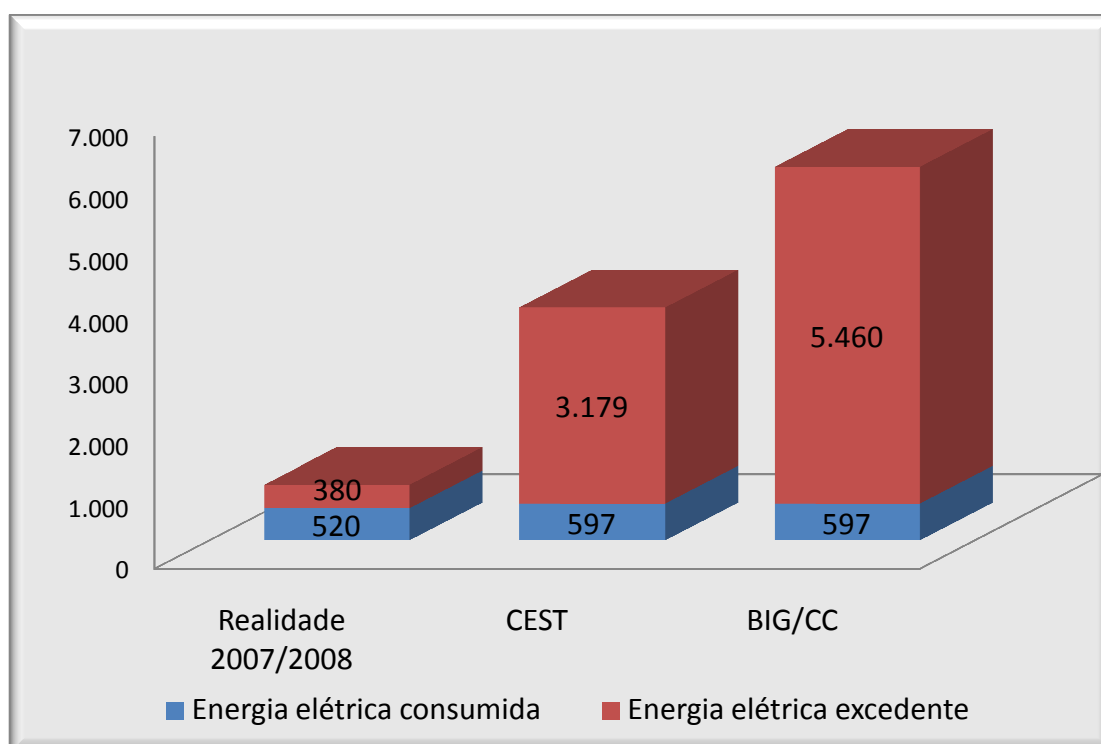


Gráfico 21 – Potencial de geração termelétrica em Alagoas (tradicional, ciclo CEST e BIG/CC)

Analisando o gráfico 21 pode-se notar que o potencial de geração de energia elétrica excedente através da tecnologia BIG/CC em Alagoas pode ser 14 vezes ao registrado na safra 2007/2008 e 70% superior ao de um ciclo CEST.

O gráfico 22 ilustra uma comparação entre a energia elétrica gerada em 2007 no Brasil, e os potenciais considerando a adoção de um sistema CEST ou BIG/CC, conforme tabela 27 no Brasil. Para a energia elétrica gerada em 2007, foi considerado que 16,5% de seu total foi excedente (CONAB, 2008b, p. 58).

Da mesma forma que observado em Alagoas, o potencial de geração de energia elétrica excedente no Brasil é na ordem de 70% superior ao de um ciclo CEST e 60 vezes superior ao que ocorreu de fato no ano de 2007.

O potencial de geração de energia elétrica apresentado no gráfico 22 corresponde a aproximadamente 25% de toda energia elétrica gerada no Brasil no ano de 2007, que foi de 444,6 TWh.

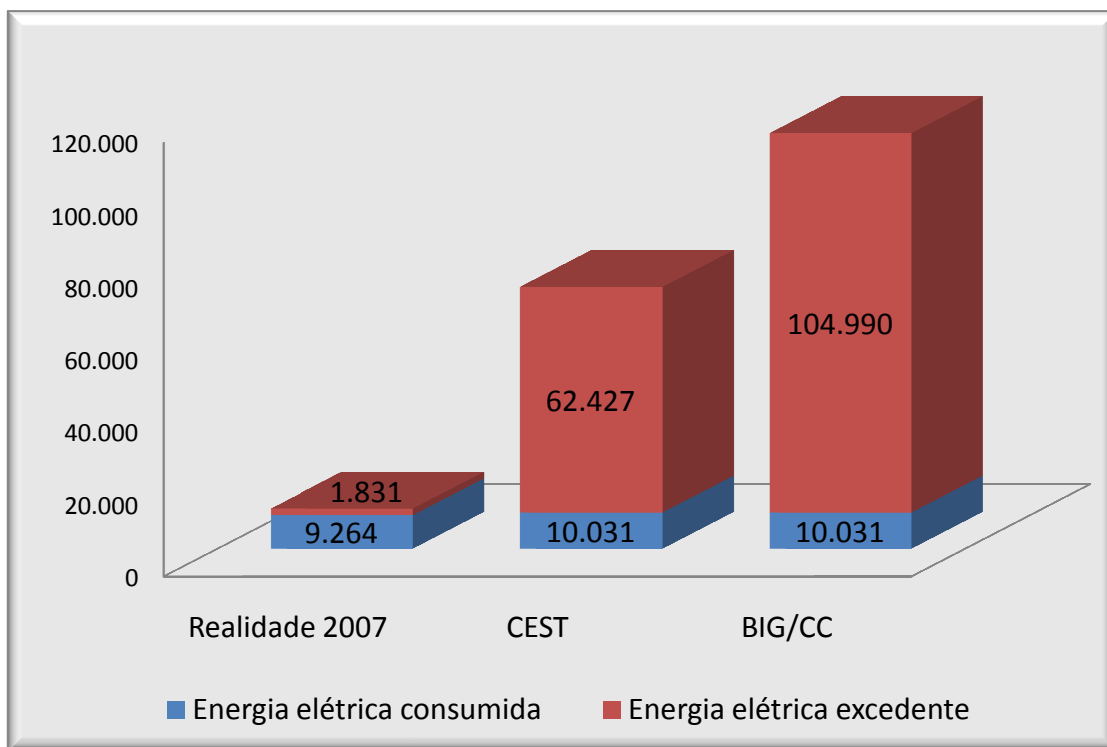


Gráfico 22 – Potencial de geração termelétrica no Brasil (tradicional, ciclo CEST e BIG/CC)

Se utilizado o gás natural em co-combustão com gás derivado da biomassa o potencial de geração de energia elétrica pode duplicar, considerando uma composição na mistura de 50% em base energética para cada um dos combustíveis. Desse modo o potencial de geração de energia do sistema BIG/CC integrado ao uso do gás natural poderia ser capaz de atender a cerca de 50% da demanda de energia elétrica registrada no Brasil em 2007.

8 PROPOSIÇÕES PARA PRÓXIMOS TRABALHOS

A realização de um estudo de caso de uma usina de cana-de-açúcar pode retratar de forma mais detalhada o potencial de geração de energia elétrica por meio da tecnologia BIG/CC. Nesse estudo, certamente, as dificuldades de ordem técnica e econômica poderão ser exploradas de forma mais específica, assim como as soluções para estas dificuldades.

Em um estudo de caso ainda pode-se realizar cenários em que uma usina, a qual possua um sistema BIG/CC, possa adquirir biomassa de uma usina que não tenha interesse em utilizá-la. Pode-se ainda considerar que a usina em questão possa adquirir outros tipos de biomassa. Estes cenários possibilitarão o enriquecimento das alternativas e soluções necessárias para viabilização da tecnologia BIG/CC.

Destarte, propõe-se para realização de um novo trabalho a realização de um estudo de caso que possa analisar de forma mais específica as dificuldades, soluções e cenários para implantação de um sistema BIG/CC.

9 CONCLUSÃO

A biomassa da cana-de-açúcar, certamente, é uma alternativa capaz de contribuir com a redução dos impactos ambientais causado pelos combustíveis fósseis, além de promover a segurança no abastecimento energético nacional. Com o aumento da demanda de energia elétrica brasileira e uma perspectiva do esgotamento dos seus recursos hidráulicos, o aproveitamento dos recursos da biomassa devem ser um imperativo para o governo brasileiro.

A biomassa da cana-de-açúcar foi responsável em 2007 por 16% da oferta de energia, sendo a segunda fonte mais importante. Estima-se que a produção de cana-de-açúcar deverá crescer 127% no período de 2007 a 2030 o que certamente terá como consequência o aumento da oferta de biomassa (EPE, 2008; MME, 2007).

Deve-se considerar, no entanto, que a intensidade da contribuição da biomassa da cana-de-açúcar para a matriz elétrica brasileira está diretamente relacionada com a eficiência das tecnologias empregadas para converter a mesma em energia elétrica. A tecnologia BIG/CC é entre todas as alternativas tecnológicas a que possui melhor eficiência.

De acordo com a CONAB (2008b) as usinas brasileiras geraram em média 22kWh/tc em 2007. O sistema BIG/CC pode gerar mais que 300kWh/tc, sendo aproximadamente 90% desta energia direcionada para comercialização. O sistema CEST, tecnologia com maior eficiência atualmente já empregada em algumas usinas, pode gerar cerca de 200kWh/tc. Vale salientar ainda que com o ganho de experiência e desenvolvimento da tecnologia BIG/CC, é previsto que o custo desta tecnologia seja reduzido de US\$ 2.450/kW para cerca de US\$ 1.400,00/kW contra o custo de US\$ 1.500,00/kW de um sistema CEST.

Embora a tecnologia BIG/CC ainda não esteja comercialmente disponível, sua tecnologia já é dominada. Os obstáculos de ordem técnica e econômico dessa tecnologia podem ser superados de modo mais fácil e rápido com a utilização do gás natural em co-combustão com o gás derivado da biomassa.

Já é previsto para o Brasil a intensificação do gás natural para geração de energia elétrica, o qual deverá ser extraído especialmente do território nacional. Considerando a produção de gás natural em 2007 e as reservas de gás natural descobertas o MME (2007) aponta uma relação reserva/produção de gás natural na ordem de 70 anos com 95% de certeza.

A energia elétrica gerada (pelo serviço público brasileiro) a partir do gás natural até 2030 deverá ser maior que 90TWh de energia, contra apenas 10,6TWh em 2007 (MME, 2007). Desse modo, o uso do gás natural em conjunto com sistemas BIG/CC pode cumprir duas funções: atender parte da demanda energética nacional e contribuir com a viabilidade do sistema BIG/CC.

De acordo com a metodologia de cálculo apresentada no presente trabalho, caso todas as usinas de Alagoas utilizassem um sistema BIG/CC, Alagoas seria capaz de gerar 14 vezes mais energia excedente (5,5 TWh) do que o registrado na safra 2007/2008.

Caso no Brasil todas as usinas utilizassem sistemas BIG/CC, o Brasil poderia ter gerado em 2007 aproximadamente 115 TWh de energia elétrica. Este valor corresponde a aproximadamente 25% de toda energia elétrica que o Brasil gerou em 2007 (444,6 TWh). Considerando que a produção de cana-de-açúcar deverá crescer 127% até 2030, é natural que o potencial de geração de energia elétrica a partir da biomassa aumente proporcionalmente. Utilizando o gás natural na proporção de 50% em co-combustão com o gás derivado da biomassa da cana-de-açúcar o potencial de geração de energia do setor sucroenergético é multiplicado por dois, equivalendo a cerca de 230TWh para o ano de 2007 como referência.

O potencial energético da biomassa já existe e o seu não aproveitamento já é de certo modo um desperdício. Embora a tecnologia BIG/CC ainda não seja dominada em plenitude, o seu potencial já deve ser levado em consideração, a fim de direcionar esforços para sua aplicação.

O custo da tecnologia BIG/CC deverá ser tão competitivo quanto ao de sistemas CEST que já são empregados no setor sucroenergético brasileiro. A implementação da tecnologia BIG/CC certamente será uma realidade a partir da redução do seu investimento inicial, podendo sua implementação ser acelerada por ações do governo, tendo em vista o importante potencial que essa tecnologia pode oferecer a matriz energética nacional.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2008**. Rio de Janeiro : ANP, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS (ANA). **Aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia**. Brasília: [s.n.], 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 1. ed. Brasília : Aneel, 2002.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília : Aneel, 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília : Aneel, 2008.

AMACHADO, L. A.; HABIB, M. **Perspectivas e impactos da cultura de cana-de-açúcar no Brasil**. 2009. Disponível em: <http://www.infobibos.com/Artigos/2009_2/Cana/index.htm>. Acesso em: 16 mai. 2009.

ANTHONY, E.J; OKA, Simeon N. **Fluidized Bed Combustion**. USA: Marcel Dekker, USA, 2004

BADR, Ossama; FILHO, Pedro Anselmo. **Biomass resources for energy in North-Eastern Brazil**. Applied Energy, V. 77, p. 51-67, 2004.

BASSAM N. El. **Energy plant species: Their Use and Impact on Environment and Development**. London – UK: James and James, 1998.

BODGNAKKE, Claus; VAN WYLEN, Gordon J.; SONNTAG, Richard E. **Fundamentos da Termodinâmica**. 6 ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2004.

BRASIL. Decreto n.º 2.661, de 8 de julho de 1998. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 9 de julho de 1998. Seção 1, p. 1.

BRASIL, Portaria ANP n.º 009, de 21 de Janeiro de 2000. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 21 de janeiro de 2000.

BRASIL, Resolução ANEEL n.º 21 , de 21 de janeiro de 2000. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais cogeneradoras de energia e dá outras providência, Brasília, DF, 24 de Janeiro de 2000. Seção 1, p. 36, v. 138.

BRASIL. Portaria ANP n.º 104, de 8 de julho de 2002. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 8 de julho de 2002.

CALLE, Frank Rosillo *et al.* **The biomass assessment handbook: bioenergy for a sustainable environment**. UK: Earthscan, 2007.

COELHO, Suani T. **Mecanismos para implementação da cogeração de eletricidade a partir de biomassa: um modelo para o estado de São Paulo**. São Paulo, SP: USP, 1999.

COELHO, Suani T.; GOLDEMBERG, José; NIGRO, Francisco E. B.. **Bioenergia no estado de São Paulo: Situação atual, Perspectivas, Barreiras e Propostas**. São Paulo : Imprensa Oficial do Estado de São Paulo, 2008.

CAMARGO, C. A. (coord.) *et al.* **Conservação de energia na indústria do açúcar e do álcool: manual de recomendações**. 1 ed. São Paulo: IPT, 1990.

CARDOSO, Luiz Cláudio. **Petróleo: do poço ao posto**. 1 ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2006.

CASTRO, José; et al. **Bioeletricidade: a indústria de álcool e açúcar e a bioeletricidade: possibilidades e limites**. Rio de Janeiro: Synergia: Eletrobrás: GESEL, UFRJ, 2008

CEA before the US Senate Foreign Relations Committee Hearing on *Responding to the Global Food Crisis*, 14 May 2008. *Apud* INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World energy outlook: 2008**. Paris, France, 2008.

COKER, A. Kayode. **Modeling of chemical kinetics and reactor design**. Houston, US: Gulf, p. 232-234, 2001.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO – CONAB. **Acompanhamento da safra brasileira cana-de-açúcar: safra 2008, terceiro levantamento**. Brasília: CONAB, 2008a. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br>>. Acesso em: 01 mar. 2009, 10:27.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO – CONAB. **Perfil do setor de açúcar e álcool no Brasil**. Brasília: CONAB, 2008b. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br>>. Acesso em: 01 mar. 2009, 10:27.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO – CONAB. **O etanol como um novo combustível mundial**. Brasília: CONAB, 2008c. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br>>. Acesso em: 20 jun. 2009, 16:30.

CORTEZ, L. A. Barbosa; LORA, E. E. Silva; GÓMEZ, E. Olivares. **Biomassa: para energia**. Campinas: Unicamp, 2008.

DAS, Agua; REED, Thomas B. **Handbook of biomass downdraft gasifier engine system**. Washington – USA: [s.n.], 1988.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI) ; U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (USDOE). **Renewable energy technology characterizations**. [S.l.: s.n.], 1997.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (USA) (EIA). **International energy outlook**: 2006. USA, 2006.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil) (EPE). **Balço energético nacional 2008**: Ano base 2007. Rio de Janeiro, 2008.

FAAIJ, Andre P. C.; RODRIGUES, Monica; WALTER, Arnaldo. **Performance evaluation of atmospheric biomass integrated gasifier combined cycle systems under different strategies for the use of low calorific gases**. Energy Conversion and Management, V. 48, p. 1289–1301, 2007.

FAAIJ, Andre P. C.; RODRIGUES, Monica; WALTER, Arnaldo. **Co-firing of natural gas and Biomass gas in biomass integrated gasification/combined cycle systems**. Energy, V. 28, p. 1115–1131, aug. 2003a.

FAAIJ, Andre P. C.; RODRIGUES, Monica; WALTER, Arnaldo. **Techno-economic analysis of co-fired biomass integrated gasification/combined cycle system with inclusion of economies**. Energy, V. 28, p. 1229–1258, aug. 2003b.

FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS (FAO). **The state of food agriculture**: Biofuels prospects, risks and opportunities. Italy, 2008.

GIAMPAOLO, Tony. **Gas Turbine Handbook**: Principles and Practices. 3rd Edition. USA: Fairmont, 2006.

HASELBACHER, Peter; LETTNER, Friedrich; TIMMERER Helmut. **Biomass gasification**: state of the art. Austria: [s.n.], 2007.

HASSUANI, Suleiman José (Ed.); LEAL, Manoel Regis Lima Verde (Ed.); MACEDO Isaías de Carvalho (Ed.). **Biomass power generation**: sugar cane bagasse and trash. Piracicaba: PNUD, CTC , 2005. (Série Caminhos para Sustentabilidade) Resumo dos resultados do Projeto BRA/96/G31.

HIGMAN, Christopher; BURGT, Maarten J. Van Der. **Gasification**. 2nd. ed. [Reino Unido]: Elsevier Science , 2008.

HUGOT, Emily. **Handbook of cane sugar engineering**. 3rd. ed. Netherlands: Elsevier, 1986.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World energy outlook**: 2008. Paris, France: Stedi Media, 2008a.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Key world energy statistics**: 2008. Paris, France: Stedi Media, 2008b.

IPCC, 2007a: **Climate Change 2007: The Physical Science Basis**. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 996 pp.

IPCC. Climate Change 2007: Synthesis Report. Valencia, Spain, 2007b.

IPCC 2006, **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.

KEHLHOFER, Rolf. **Combined-cycle gas & steam turbine power plant**. Tulsa, Oklahoma - USA: Penn Well, 1997.

KNOEF, Harrie; QUAACK, Peter; STASSEN, Hubert. **Energy from Biomass: a review of combustion and gasification technologies**. World Bank technical paper n° 422 Energy Series. USA, 1999.

KIAMEH, Philip. **Power generation handbook: selection, applications, operation and maintenance**. USA: McGraw-Hill, 2002.

KITAYAMA, O. Divergencia dos dados de co-geração. Entrevista concedida a Guilherme de Azevedo Dantas em 5 nov. 2007. *Apud* CASTRO, José; et al. **Bioeletricidade: a indústria de álcool e açúcar e a bioeletricidade: possibilidades e limites**. Rio de Janeiro: Synergia: Eletrobrás: GESEL, UFRJ, 2008

KLASS, Donald L. **Biomass for Renewable Energy, Fuels, and Chemicals**. US: Elsevier 1998.

LLAGOSTERA, Jorge; WALTER, Arnaldo. **Feasibility analysis of co-fired combined-cycle using biomass-derived gas and natural gas**. Energy Conversion and Management, V. 48, p. 2.888-2896, 2007.

LARSON, E. D.; LEAL, M. R. L. V; WILLIAMS, R. H. **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. 54-75, mar. 2001.

LARSON, E. D.; WILLIAMS, R. H. **Biomass Gasifier gas turbine power generating technology**. Biomass and Bioenergy, Vol. 10, Nos 2-3, pp. 149-166. 1996. Elsevier Science: Great Britain, 1996.

LAUDORIO, Armando Martins *et al.* **Potência Brasil : gás natural, energia limpa para um futuro sustentável**. Porto Alegre : Laser Press Comunicação, 2008.

LEITE, Antonio Dias. **A energia do Brasil**. 2 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

LEVENSPIEL, Octave. **Engenharia das reações químicas**. São Paulo: Blücher, p. 396 – 400, 2000.

LORA, Electo Eduardo Silva; NASCIMENTO, Marco Antônio Rosa. **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação.** Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2005.

MARTINS, GILBERTO. O Cenário de Inserção da geração termelétrica a partir do gás natural no Brasil. **Revista de ciência & tecnologia**, Piracicaba-SP, V. 8, Nº 17 – pp. 37-41, 2001.

MacGregor, P.R., Maslak, C.E., and Stoll, H.G., 1991. “The market outlook for integrated gasification combined cycle technology”, Proceedings of the 4th International Exhibition and Conference for the Power Generation Industries. Texas, USA: Power-Gen, 1991. Apud LARSON, E. D.; LEAL, M. R. L. V; WILLIAMS, R. H. **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. 54-75, mar. 2001.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO - MAPA, **Projeção do Agronegócio: Mundial e Brasil 2006/07 a 2017/18.** [Brasília], jan. 2008. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br/>. Acesso em: 20 jun. 2009, 16:11.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil) (MME). **Plano Nacional de Energia 2030.** Brasília: MME : EPE, 2007.

MISSEN, Ronald W.; MINS, Charles A.; SAVILLE, Bradley A. **Introduction to Chemical reaction engineering and kinetics.** US: Hamilton, p. 290-292; 569 -576, 1999.

NETO, Vicente Corrêa; TOLMASQUIM, M. Tiomno. **Avaliação econômica da cogeração em ciclo combinado com gaseificação de biomassa e gás natural no setor sucroalcooleiro.** Revista Brasileira de Energia, Vol. 8, Nº 2, pp. 149-166. 1996. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético: Brasil: 2001.

OITICICA, Rogério Gondim. **Potencialidade da Geração de Energia Elétrica no Setor Sucroalcooleiro de Alagoas.** In:1º SEMINÁRIO ESTADUAL DE ENERGIA. 2008, Maceió.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). *Report on Economic Assessment of Biofuel Support Policies, Trade and Agriculture Directorate Committee for Agriculture, OECD, Paris.* Apud INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World energy outlook: 2008.** Paris, France, 2008.

ORLANDO, Joseph A.. **Cogeneration Design Guide.** Atlanta, Georgia - USA: ASHRAE,1996.

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO – PNUD. **Relatório de Desenvolvimento Humano 2007/2008.** Coimbra, Portugal: Almeida, 2007.

RODRIGUES, N. de. Mecanização é altamente arriscada. Boletim infosucro, n. 107, 08 abr. 2002. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/infosucro>>. Acesso em: 28 out. 2005. Apud SANTOS, José Aílton Nogueira *et al.* **Setor sucroalcooleiro nordestino: desempenho recente e possibilidades de políticas.** Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil, 2007.

SANTOS, José Aílton Nogueira *et al.* **Setor sucroalcooleiro nordestino: desempenho recente e possibilidades de políticas.** Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil, 2007.

SINDICATO DA INDÚSTRIA DO AÇÚCAR E DO ÁLCOOL NO ESTADO DE ALAGOAS – SINDAÇÚCAR-AL. **Produção de cana, açúcar e álcool por estado e região produtora: safra 2007/2008.** Maceió: [S.I.], 2008. Disponível em: <<http://www.sindicucar-al.com.br/www/estatisticas.htm>>. Acesso em: 01 mar. 2009, 11:11.

SØRENSEN, Bent. **Renewable Energy: Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects.** Denmark: [s.n.], 2004.

TOLMASQUIM, M. Tiomno. **Geração de energia elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

VAZ, Célio Eduardo Martins; MAIA, João Luiz Ponce; SANTOS, Walmir Gomes dos. **Tecnologia da indústria do gás natural.** 1ª ed. São Paulo: Bluncher, 2008