

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA DE ECONOMIA DE SÃO PAULO

OTAVIO AUGUSTO LOPES

**AVALIAÇÃO DE MÉTODOS AVANÇADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA NA INDÚSTRIA DE AÇÚCAR E BIOENERGIA**

SÃO PAULO
2013

OTAVIO AUGUSTO LOPES

**AVALIAÇÃO DE MÉTODOS AVANÇADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA NA INDÚSTRIA DE AÇÚCAR E BIOENERGIA**

Dissertação apresentada à Escola de Economia de São Paulo, da Fundação Getúlio Vargas – EESP/FGV, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Agroenergia.

Campo de conhecimento: Cogeração, Bioenergia.

Orientador: Prof. Dr. José Dilcio Rocha

SÃO PAULO
2013

Lopes, Otavio Augusto.

Avaliação de métodos avançados de geração de energia elétrica na indústria de açúcar e bioenergia / Otavio Augusto Lopes. – 2013. 63 f

Orientador: Prof. Dr. José Dilcio Rocha

Dissertação (mestrado) – Escola de Economia de São Paulo – Fundação Getúlio Vargas – EESP/FGV.

1. Cogeração – Bioenergia. 2. Cogeração – Gaseificação. 3. Cogeração – Ciclo Combinado. I. Rocha, José Dilcio. II. Dissertação (mestrado) – Escola de Economia de São Paulo. III. Avaliação de métodos avançados de geração de energia na indústria de açúcar e bioenergia.

CDU 620.91(81)

OTAVIO AUGUSTO LOPES

**AVALIAÇÃO DE MÉTODOS AVANÇADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA NA INDÚSTRIA DE AÇÚCAR E BIOENERGIA**

Dissertação apresentada à Escola de Economia de São Paulo, da Fundação Getúlio Vargas – EESP/FGV, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Agroenergia.

Data de Aprovação:

__/__/__

Banca examinadora:

Prof. Dr. José Dilcio Rocha (Orientador)
FGV-SP

Prof. Dr. Zilmar José de Souza
FGV-SP

Prof. Dr. Carmen Luísa Barbosa Guedes
UEL-PR

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a minha família e a Deus por ter me concedido a vida.

Também quero agradecer os esclarecimentos prestados pelos profissionais que participaram em momentos importantes deste trabalho: Alexandre de Angelis (Monitor), Prof. Angelo Gurgel (Coordenador MPAgro), Prof. Dilcio Rocha (Orientador) , Wallace Menezes (Colega MPAgro) e Luiz Cunali (Colega MPAgro) .

Agradeço imensamente a Accenture do Brasil e especificamente ao Eduardo Barros e Sílvia Barboza que patrocinaram o meu mestrado e me apoiam no meu desenvolvimento profissional e pessoal.

RESUMO

Este estudo apresenta uma análise de como a bioeletricidade sucroenergética pode ter um papel cada vez mais importante na matriz energética brasileira. O estudo mostra o contexto da produção e processamento de cana de açúcar no Brasil, colocando ênfase no processo de geração de energia elétrica. As opções de tecnologia em uso atualmente para a geração na indústria de açúcar e bioenergia são discutidas e, em seguida, apresenta o modelo de ciclo combinado baseado no consumo de gás proveniente da gaseificação de resíduos de cana de açúcar como oportunidade de melhoria de eficiência para o processo. Ao final o estudo apresenta uma avaliação qualitativa de viabilidade buscando demonstrar o que precisa ser feito para se alcançar os resultados com o modelo futuro. Para tal o estudo irá buscar demonstrar os atuais desafios do setor de Bioenergia na indústria de cana de açúcar e projetará ações em diferentes atores desse mercado para a viabilização de adoção de novas tecnologias.

Palavras-Chave: Bioenergia, Gaseificação, Cogeração, Bioeletricidade, Matriz Energética.

ABSTRACT

This study brings an analysis on how bioenergy could have each more a relevant role on the Brazil electric matrix. This study also demonstrates the grower and processing context of sugarcane in Brazil, with a focus on the bioenergy generation. It also shares the current technology scenario for bioenergy generation at the industry and right after presents the combined cycle as an opportunity to improve the way of bioenergy generation. In the end of the study a feasibility analysis with a qualitative approach is shared demonstrating what needs to be done from different perspectives to reach the future scenario and related benefits. The study shares the current sector challenges on bioenergy generation and some actions to enable the sector to take advantage of new technology and other improvements.

Keywords: Bioenergy, Gasification, Cogeneration, Feasibility.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Energia Natural Afluente: Média histórica	9
Figura 2 - Alternativas tecnológicas para geração de Eletricidade a partir da biomassa	16
Figura 3 - Fluxograma esquemático do ciclo tradicional de cogeração Topping a vapor em contrapressão.	18
Figura 4 - Fluxograma esquemático do ciclo modificado.	20
Figura 5 - Fluxograma esquemático do ciclo de condensação e extração.	22
Figura 6 - Rotas potenciais com base no Gás de Síntese	25
Figura 7 - Gasificador de Leito Fluidizado borbulhante	28
Figura 8 - Gasificador de leito de arraste	29
Figura 9 - Planta BIG/GTCC - Biomass Integrated Gasification – Gas Turbine Combined Cycle	32
Figura 10 - Evolução da energia armazenada máxima e grau de regularização do SIN: 2010-2014	41
Figura 11 - ENA: média Brasil e Região Norte	41
Figura 12 - Complementariedade energia hídrica e eólica	43
Figura 13 - Complementariedade ENA e moagem de cana	44
Figura 14 - Geração térmica por tipo de fonte	44
Figura 15 - Esquemático do mercado de energia.....	45
Figura 16 - Bioeletricidade de cana de açúcar nos leilões	47
Figura 17 - Regras para consumidor livre e especial.....	48
Figura 18 - Consumo no ACR e ACL	48
Figura 19 - Amostra 285 caldeiras nos estados de SP, PR, GO, ES, AL, MG, PE, MS	49
Figura 20 - Potencial de mercado da Bioeletricidade	50
Figura 21 - Relação energia excedente versus período da geração versus consumo versus configuração – turbinas a vapor	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Geração excedente de bioeletricidade (KWh por tonelada de cana) nos modelos mais modernos em operação comercial	34
Tabela 2 - Geração Excedente de Bioeletricidade (KWh por tonelada de cana) não considerando a utilização de palha	35
Tabela 3 - Geração Excedente de Bioeletricidade (KWh por tonelada de cana) nos modelos mais modernos em operação comercial	36
Tabela 4 - Geração por empreendimento em operação	37
Tabela 5 - Situação dos principais reservatórios das Hidrelétricas do Brasil em 2007	38
Tabela 6 - Custo variável das termelétricas do SIN – 2009	53
Tabela 7 - Emissão de Gases de Efeito Estufa nas diferentes fontes	54
Tabela 8 - Número de Plantas por escala de Moagem em SP (1999/2000 - 2008/2009)	56

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	9
1.1 Matriz elétrica brasileira e a necessidade de diversificação	9
1.2 Características da Bioeletricidade Sucroenergética	11
1.3 O Potencial e as oportunidades na Bioeletricidade Sucroenergética	12
1.4 Objetivos do Trabalho	13
1.4.1 Objetivos Específicos.....	14
 2 METODOLOGIA ADOTADA.....	 15
 3 A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM BIOMASSA	 16
3.1 Tecnologias tradicionais para geração a partir da biomassa	17
3.2 Tecnologias mais modernas em regime comercial	19
3.2.1 Ciclo Tradicional de contrapressão modificado para Geração máxima de excedentes de energia.....	19
3.2.2 Ciclo de Condensação e Extração	21
3.2.2.1 Ciclo de Condensação e Extração de Baixa Tecnologia.....	23
3.2.2.2 Ciclo de Condensação e Extração de Alta Tecnologia	23
3.3 Tecnologias ainda não utilizadas comercialmente que apresentam significativo ganho de eficiência	23
3.4 Comparação entre os modelos termelétricos mais modernos em uso comercial e o modelo futuro baseado em gaseificação da biomassa	32
 4 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E A BIOELETRICIDADE	 37
4.1 Perspectivas para o Setor Elétrico Brasileiro	40
4.2 O mercado da Bioeletricidade	44

5 ANÁLISE COMPARATIVA DAS ALTERNATIVAS TERMELÉTRICAS NO SETOR SUCROENERGÉTICO E OPORTUNIDADES PARA O DESENVOLVIMENTO 49

5.1 Tecnologias tradicionais *versus* retrofit *versus* gaseificação 50

5.2 Oportunidades para o desenvolvimento da bioeletricidade 53

6 CONCLUSÃO 58

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 61

1 INTRODUÇÃO

1.1 Matriz elétrica brasileira e a necessidade de diversificação

O Brasil possui uma matriz elétrica baseada fortemente em recursos hídricos (70%) segundo a EPE, o que do ponto de vista da sustentabilidade é bastante interessante e o diferencia do resto do mundo. A busca de fontes de energias renováveis para compor a matriz energética, aumentar a oferta de energia e assim mitigar as emissões de gases de efeito estufa está cada vez mais forte.

Se do ponto de vista da sustentabilidade a situação é excelente isso não significa que a busca por outros recursos provenientes de fontes alternativas e renováveis não devam fazer parte da agenda. Isso porque o modelo atual adotado, baseado em grandes hidrelétricas com grandes reservatórios tende ao esgotamento. Segundo a atual e restritiva legislação ambiental não permitirá que novas hidrelétricas sejam construídas com reservatórios significativos.

As restrições para construção de grandes reservatórios torna o acionamento das turbinas fortemente correlacionado com a energia natural afluyente (ENA). Pode-se observar que o comportamento da ENA na matriz brasileira apresenta grande discrepância entre os períodos úmido e seco, conforme mostrado na Figura 1.

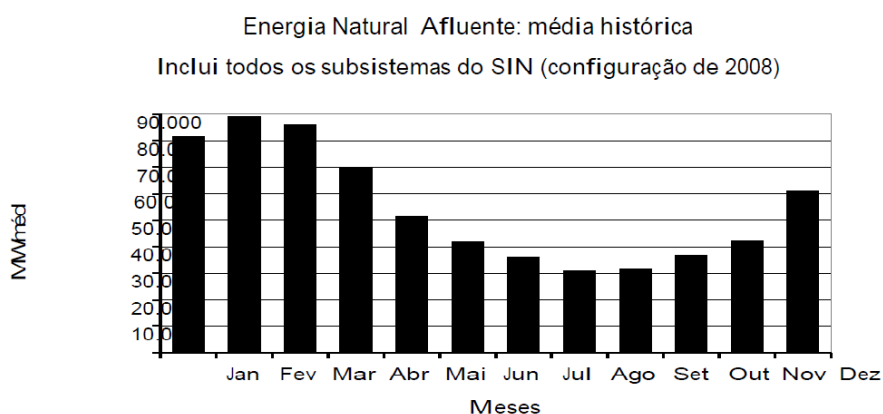


Figura 1 - Energia Natural Afluyente: Média histórica
Fonte: GESEL/IE/UFRJ em 2008.

Outra questão importante a ser observada é a regularidade no fornecimento de energia, principalmente pela localização geográfica, as principais hidrelétricas estão sujeitas a ciclos hidrológicos semelhantes e grande dependência dos reservatórios para garantir a regularização da oferta de energia ao longo do ano.

Atualmente a contratação de geração complementar ao parque hídrico vem privilegiando as termelétricas movidas a combustíveis fósseis, na maioria dos casos com baixa eficiência energética. Tais usinas apresentam custos variáveis de geração elevados. A lógica até então foi que as mesmas seriam utilizadas como contingência (backup), pois apresentam custos fixos baixos, entretanto com a perda de capacidade de regularização dos reservatórios a necessidade de partida dessas usinas será maior do que a originalmente planejada, sobretudo durante o período seco do ano, nesse momento o custo operacional dessas usinas que deixarão de ser backup para serem capacidade complementar se demonstrará excessivo ao sistema.

A existência dessas características por si só já justifica que a expansão da capacidade instalada se faça por outros caminhos, buscando a diversificação da segurança energética com custos competitivos.

Nesse contexto é que a bioeletricidade sucroenergética pode ter um papel cada vez mais relevante em função basicamente das seguintes qualificações:

- I. Competitividade em termos de custos;
- II. Complementaridade sazonal considerando o ENA;
- III. Maturidade da indústria sucroenergética;
- IV. Contribuição no contexto da sustentabilidade pela redução de emissão de gases do efeito estufa;
- V. Proximidade com o centro de carga;
- VI. Possibilidade de expansão e aumento da capacidade de oferta.

1.2 Características da Bioeletricidade Sucroenergética

O princípio que irá reger o planejamento da matriz energética brasileira é a garantia de suprimento com sustentabilidade passando pela diversificação que deriva em investimentos em fontes alternativas e renováveis de energia com processos eficientes de geração.

Nesse contexto a bioeletricidade se enquadra uma vez que é uma energia gerada a partir da biomassa residual do processo de produção de etanol e de açúcar, por usar um resíduo é, por definição, uma fonte renovável, eficiente e sustentável. A cogeração garante significativos incrementos de eficiência de geração. A ANEEL define cogeração como sendo um processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química gerada por um ou mais combustíveis. Com relação à complementaridade, a maior parte desses resíduos se encontra disponível durante a safra que no centro-sul acontece de abril a novembro, coincidindo com o período seco nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. Com relação à proximidade com centro de carga grande parte do setor sucroenergético concentra-se no Estado de São Paulo e estados limítrofes o que aproxima oferta de demanda contribuindo com a eficiência econômica e elétrica ao reduzir custos com as perdas e transmissão.

Entretanto, a bioeletricidade não vêm se apresentado competitiva nos leilões de energia regulados promovidos pelo Governo Federal frente as outras fontes de energia. Essa pseudo falta de competitividade é resultado da metodologia de contratação dos leilões que não leva em conta de forma correta todos os benefícios acima citados.

1.3 O Potencial e as oportunidades na Bioeletricidade Sucroenergética

A bioeletricidade proveniente da queima do bagaço de cana de açúcar através do processo de cogeração torna o setor sucroenergético auto-suficiente, atendendo 98% de sua demanda energética. Esse mesmo processo de cogeração fornece energia térmica, elétrica e mecânica para o processo de produção de açúcar e etanol, no entanto muito mais, no que se diz respeito a energia, poderia ser aproveitado desses resíduos se não fossem os atuais processos produtivos de baixa eficiência. Segundo Dantas (2008) a decisão de adotar tecnologias de cogeração de baixa eficiência se baseava num contexto onde a premissa era maximizar a queima do bagaço devido as dificuldades de estocagem e a pouca relevância do mercado para absorver esse resíduo.

Até o início da década de 1990, o setor elétrico brasileiro estava estruturado em monopólios integrados verticalmente, com geração de energia centralizada e com regras que não permitiam a possibilidade de comercialização de energia por agentes independentes. No começo da década de 1990 foi criada então a figura do produtor independente de eletricidade. Naquele momento foi criado um marco que permitiu que as usinas passassem a “vender” o excedente de energia para o sistema elétrico. Daí surgiram as condições necessárias para a realização de plantas mais eficientes do ponto de vista de cogeração.

Considerando o marco acima citado pode-se dizer que no setor sucroenergético a comercialização de excedente de energia é algo ainda recente frente o tempo de existência do setor.

Uma vez equipada, o potencial de geração de uma planta é função direta da safra de cana-de-açúcar e da tecnologia adotada. Primeiramente o tamanho da safra determina a quantidade de resíduos disponível para o processo, segundo a tecnologia adotada determina a eficiência de conversão desse resíduo em energia elétrica.

Em ambos os pontos, o espaço para aprimoramento é enorme. Desde ações menos inovativas como substituição de modelos antigos de cogeração, passando por utilização de palha e ponteira residual da colheita mecanizada, e chegando até mecanismos inovadores no processo de conversão como a Gaseificação.

1.4 Objetivos do Trabalho

Considerando que a bioeletricidade sucroenergética pode ter maior espaço e relevância na matriz energética brasileira, garantindo a segurança e sustentabilidade para o crescimento do país, o estudo propõe-se a:

- Apresentar a matriz elétrica Brasileira e a oportunidade existente para a cogeração na indústria sucroenergética;
- Apresentar o mercado de eletricidade e a competitividade da biomassa nesse mercado;
- Apresentar o estudo atual da tecnologia de cogeração e suas variações;
- Apresentar a tecnologia de gaseificação, mostrando algumas comparações de custo e eficiência de conversão e
- Apresentar iniciativas que melhorem a viabilidade e competitividade da cogeração usando biomassa no mercado de eletricidade proporcionando os avanços tecnológicos.

1.4.1 Objetivos Específicos

Como objetivo específico, este trabalho propõe-se a apresentar o estado atual da bioeletricidade sob as óticas de tecnologia e mercado e com base nas oportunidades existentes do mercado de eletricidade explorar como a bioeletricidade sucroenergética pode evoluir sob as mesmas óticas.

2 METODOLOGIA ADOTADA

O presente estudo deriva de consulta bibliográfica, outros estudos sobre o tema e informações de mercado.

No que tange o objetivo específico do trabalho o mesmo reflete as opiniões e pensamentos do autor. Sendo essas opiniões e pensamentos isentos de qualquer interesse pessoal e tendo como objetivo sustentar esse trabalho.

Uma vez que a tecnologia de gaseificação de resíduos provenientes da cana-de-açúcar é algo ainda não implementado em regime comercial, apesar de dominado tecnologicamente, muitas das alavancas para a viabilização consideraram algumas premissas que serão apresentadas mais a frente, que ainda não estão comprovadas em regime comercial.

3 A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM BIOMASSA

O uso em larga escala da biomassa como vetor energético se deu principalmente por:

- Abundância de resíduos provenientes das culturas agrícolas e
- Pressões sociais por alternativas de geração de energia elétrica sustentável e com menor emissão de gases de efeito estufa.

Várias são as vias tecnológicas para a geração de energia elétrica a partir da biomassa, e como pode ser visto na Figura 2, em todas elas há um processo de conversão da biomassa em um produto intermediário que será então utilizado em uma máquina motriz onde será produzida a energia mecânica que acionará o gerador de energia elétrica. Atualmente as tecnologias baseadas em combustão direta são as utilizadas nos processos comerciais na indústria sucroenergética. No entanto a tecnologia de gaseificação também é uma possibilidade a ser desenvolvida em ambiente comercial com eficiência energética muito superior ao processo atual existente em regime comercial.

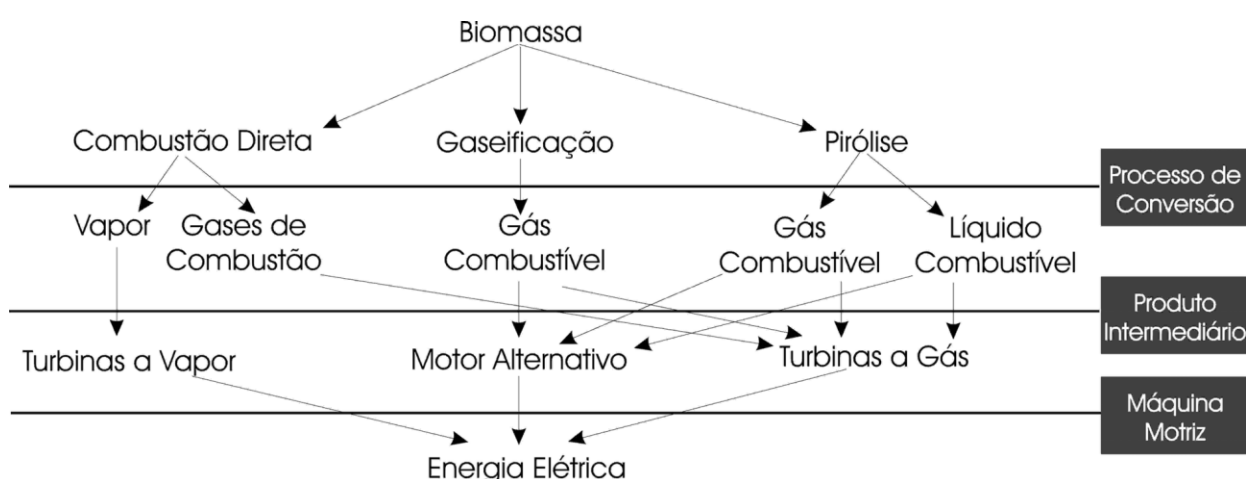


Figura 2 - Alternativas tecnológicas para geração de Eletricidade a partir da biomassa
Fonte: WALTER; NOGUEIRA, 2009.

A geração de energia elétrica a partir da biomassa apresenta inúmeras vantagens sob a ótica de sustentabilidade. Dentre essas vantagens podemos destacar:

- Redução das emissões de carbono quando comparada com tecnologias baseadas em combustíveis fósseis;
- Redução da inundação de florestas, terras agriculturáveis quando comparada com geração através da fonte hidráulica;
- Aproveitamento de terras de uso marginal para a agricultura implantando nelas maciços florestais.

Na indústria sucroenergética, além das características ambientais o fator geografia também se traduz em outro benefício uma vez que as fontes geradoras estão próximas do centro consumidor e se considerarmos a região centro-sul como grande centro produtor e consumidor essa vantagem se torna ainda mais expressiva.

No entanto como vamos verificar abaixo nos capítulos sobre tecnologia atual, existe um espaço enorme para melhoria na geração. Nesse trabalho trataremos esse espaço para melhoria de duas formas sendo:

- No ciclo tradicional topping a vapor em contrapressão;
- Sistemas integrados de gaseificação e turbinas a gás.

3.1 Tecnologias tradicionais para geração a partir da biomassa

A geração termelétrica e o auto-suprimento no setor sucroenergético é tradicionalmente realizado por sistemas com ciclo de cogeração topping a vapor em contrapressão, utilizando bagaço de cana como combustível com objetivos finais para uso mecânico e térmico. Neste modelo, a biomassa é queimada diretamente

em caldeiras, chamadas então de caldeiras de queima direta, e a energia térmica resultante é utilizada na produção do vapor. Este vapor aciona turbinas de acionamento mecânico do processo e turbinas para a geração de energia elétrica, e ao sair das turbinas, após a realização do trabalho, é direcionado para atender as necessidades térmicas no processo produtivo. A Figura 3 apresenta o fluxograma deste ciclo.

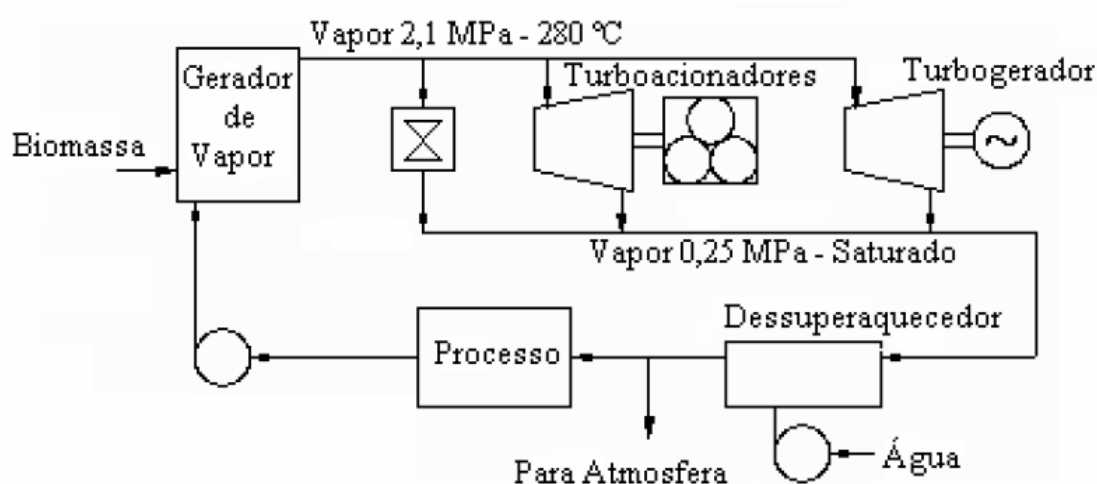


Figura 3 - Fluxograma esquemático do ciclo tradicional de cogeração Topping a vapor em contrapressão.
Fonte: CORRÊA NETO, 2001.

Esses sistemas convencionais de produção de energia elétrica a partir da biomassa, baseado em ciclos a vapor e combustão direta da biomassa têm como características o reduzido desempenho energético e a baixa capacidade. No setor sucroenergético, estes ciclos operam com pressões de vapor saturado da ordem de 2,1 Mpa (21 BAR), muito abaixo dos desejados 6,5 Mpa (65 BAR) utilizados em usinas com instalações termelétricas novas.

3.2 Tecnologias mais modernas em regime comercial

3.2.1 Ciclo Tradicional de contrapressão modificado para Geração máxima de excedentes de energia

A possibilidade de exportar e comercializar a energia elétrica excedente oferece atratividade ao setor pela busca de maior eficiência energética sempre preservando a fatia de energia térmica necessária ao processo de produção de açúcar e etanol, o chamado vapor de processo.

Conhecido como “retrofit” esse processo de melhoria e expansão de capacidade tem como objetivo a maximização da eficiência termelétrica da usina. Considerando o ciclo de geração topping a vapor em contrapressão as ações passam por:

- Substituição das turbinas a vapor de simples estágio, que trabalham como acionadores em várias etapas do processo produtivo, por turbinas de múltiplos estágios;
- Substituição das caldeiras com baixa pressão por caldeiras geradoras de vapor com pressão superior, constituídas por superaquecedores de vapor, desaeradores para elevação da temperatura da água de alimentação da caldeira, economizadores para recuperação da energia contida nos gases de exaustão elevando a temperatura da água de alimentação da caldeira, preaquecedores de ar ou secadores de bagaço para recuperação da energia contida nos gases de exaustão elevando a temperatura do ar de combustão ou reduzindo a umidade da biomassa combustível e a substituição das turbinas de contrapressão que acionam os geradores de energia elétrica por turbinas de contrapressão e extração de múltiplos estágios.

Com a elevação da pressão e da temperatura do vapor que passa pelo turbogerador obtém-se maior eficiência e por consequência mais energia. Por outro lado obtém-se

também maior potência do gerador e consequentemente mais energia gerada em função de maior vazão de vapor que passa pela turbina. Esta elevação da vazão se deve à manutenção das condições de entrada do vapor nas turbinas de acionamento das etapas do processo produtivo. Como o vapor gerado na caldeira está em condições de pressão e temperaturas superiores, este deve ser expandido até a pressão de extração, na qual são alcançadas as condições de alimentação das turbinas a vapor de acionamento e, esta expansão é realizada na turbina de acionamento do gerador com aproveitamento da energia liberada. Além disso, uma parcela do vapor anteriormente utilizada para acionamento fica disponível para o turbogerador, pois os acionadores demandam menos vapor para efetuar o mesmo trabalho.

Este conjunto de melhorias traz aos atuais ciclos de contrapressão um aumento de eficiência na geração de energia elétrica permitindo a manutenção da tecnologia. Nesse caso é necessário refazer o balanço de vapor da instalação garantindo vapor de alta e vapor de escape necessários ao processo.

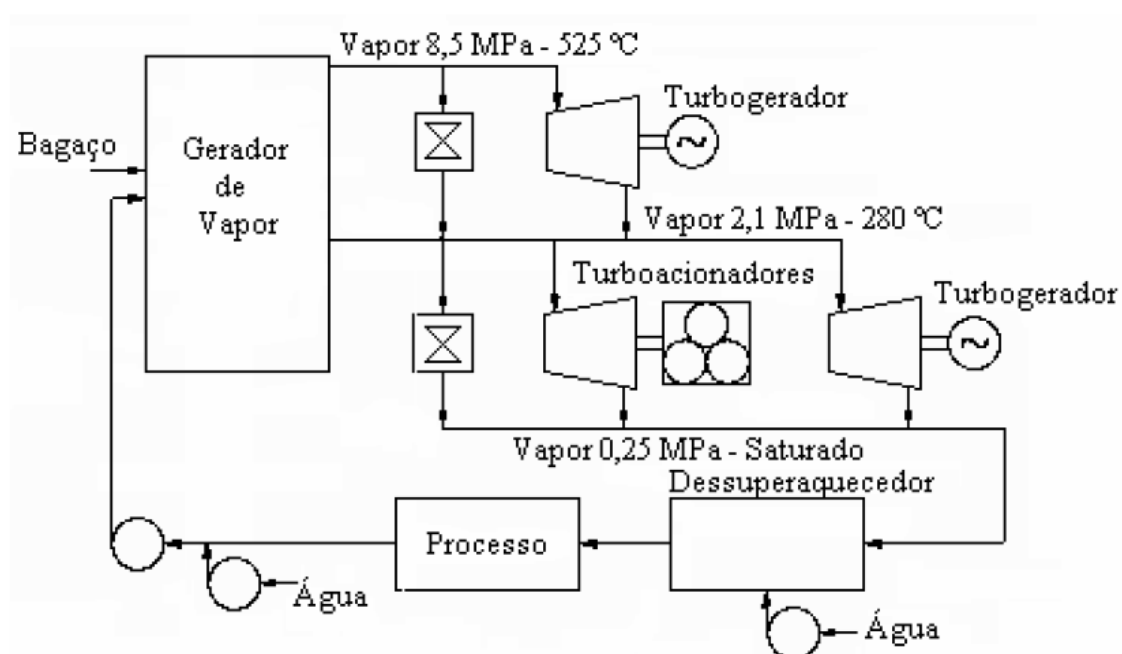


Figura 4 - Fluxograma esquemático do ciclo modificado.
Fonte: CORRÊA NETO, 2001.

Como estes ciclos não possuem condensadores, só podem operar no período da safra, fazendo com que a oferta de energia elétrica seja sazonal.

3.2.2 Ciclo de Condensação e Extração

Essa alternativa tecnológica considera que o vapor ao final da realização do trabalho na turbina a vapor é, total ou parcialmente, condensado e a parcela de vapor necessária ao atendimento dos requisitos mecânicos e térmicos no processo produtivo é fornecida por extração de vapor na turbina em um ponto intermediário da expansão e pelo vapor de contrapressão das turbinas de acionamento mecânico. Trataremos neste estudo pela sigla CEST – Turbina a Vapor por Condensação e Extração, do inglês Condensing Extraction Steam Turbine.

Fundamentalmente as diferenças deste ciclo para o de contrapressão pura, são a existência de um condensador na exaustão da turbina e de alguns níveis de aquecimento da água de alimentação da caldeira, realizado com vapor extraído em vários estágios da turbina. A primeira alteração proporciona uma maior flexibilidade de geração que deixa de ser condicionada ao consumo de vapor no processo, permitindo a geração de bioeletricidade fora do período da safra. A segunda alteração serve para aumentar a eficiência global da geração.

Os ciclos a vapor de condensação têm por princípio o ciclo Rankine, no qual o combustível é queimado externamente (caldeira) a máquina motriz (turbina a vapor), para produzir vapor que ao se expandir na máquina térmica produz trabalho mecânico e após a expansão o vapor é condensado e retorna para ser bombeado de novo para a caldeira. O grau de sofisticação desses sistemas pode variar bastante e diversas são as alternativas tecnológicas que complementam os ciclos a vapor tornando-os mais eficientes e elevando a potência gerada, entre elas complexos sistemas de geração de vapor que incluem caldeiras com leito fluidizado, diversos trocadores de calor como os preaquecedores de ar, economizadores,

superaquecedores, reaquecedores, condensadores e os aquecedores intermediários, entre eles os desaeradores.

Sendo assim, os custos de investimento e os custos operacionais de um ciclo a vapor de condensação e condensação e extração podem variar bastante assim como sua eficiência. Neste estudo apresentaremos dois modelos. Um primeiro mais simples (baixa tecnologia) adaptado dos originais ciclos a vapor e um segundo mais complexo contando com recursos mais modernos disponíveis (alta tecnologia).

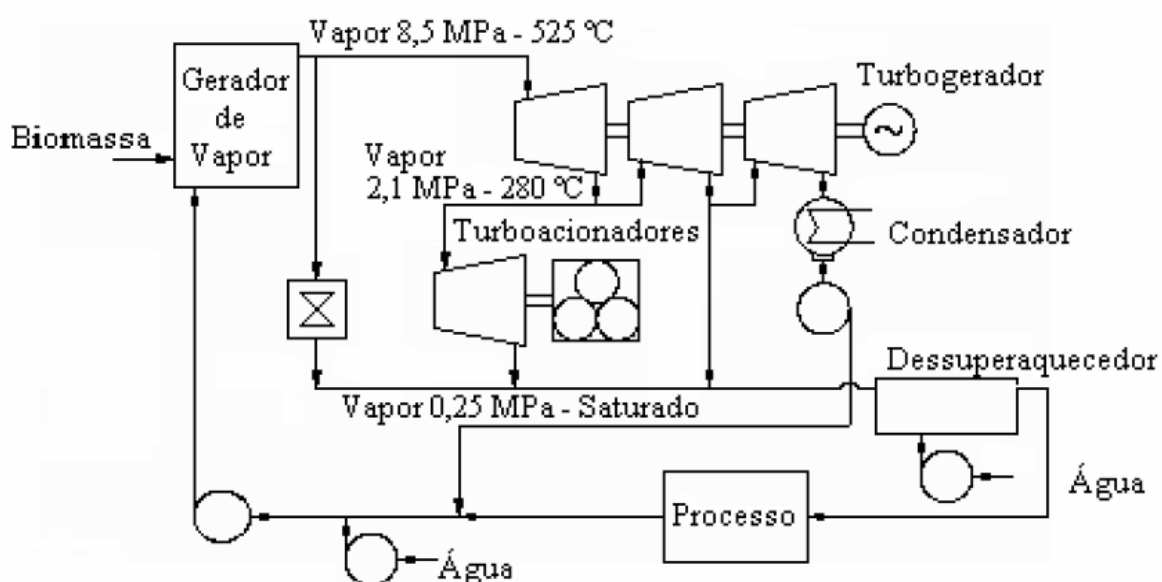


Figura 5 - Fluxograma esquemático do ciclo de condensação e extração.
Fonte: CORRÊA NETO, 2001.

Em ambos os casos, a existência de condensadores elimina o vínculo de produção entre o sistema de geração de energia elétrica e a demanda térmica do processo produtivo, permitindo que a instalação opere como cogeração na safra e no modo de geração elétrica fora da safra. Em complementação, devem se buscar medidas que minimizem o consumo de vapor no processo produtivo, seja no acionamento mecânico ou nas demandas térmicas visando o aumento da geração de energia excedente.

3.2.2.1 Ciclo de Condensação e Extração de Baixa Tecnologia

Esse primeiro modelo é o ciclo tradicional topping alterado para se tornar um ciclo de condensação e extração. As alterações que promovem a elevação da eficiência e da potência gerada se restringem à elevação da pressão e temperatura do vapor gerado, maior eficiência das turbinas e da caldeira, mas estas levando em conta somente economizadores e superaquecedores de vapor. Adicionalmente são empregadas medidas que proporcionam redução no consumo de vapor no processo, tanto na demanda térmica quanto na mecânica (neste último trocando alguns acionadores a vapor por acionadores elétricos).

3.2.2.2 Ciclo de Condensação e Extração de Alta Tecnologia

Esse segundo modelo se baseia na elevação da pressão e temperatura do vapor buscando a elevação da eficiência e da potência gerada. Nesse modelo tem-se maiores eficiências das turbinas e das caldeiras, estas do tipo com câmaras de combustão de biomassa em suspensão, diversos trocadores de calor como os preaquecedores de ar, os economizadores, os superaquecedores, os reaquescedores, os condensadores e os aquecedores intermediários de água de alimentação das caldeiras, entre eles os desaeradores. Da mesma forma são adotadas medidas de conservação de energia ao longo do processo tanto nas demandas térmicas quanto nas mecânicas.

3.3 Tecnologias ainda não utilizadas comercialmente que apresentam significativo ganho de eficiência

A tecnologia de gaseificação como uma opção de conversão de biomassa em um gás energético através da oxidação parcial em temperatura elevada não é uma

tecnologia nova e foi amplamente utilizada nos períodos das grandes guerras mundiais por conta do difícil acesso aos combustíveis tradicionais.

Ao final da década de 1970 com a intensificação da crise energética mundial a gaseificação atraiu interesses, em especial para a conversão de carvão, madeira e óleo vegetal e mais tarde no início da década de 1990 para a conversão de biomassa energética e resíduos de agrícolas. Toda a pressão por geração sustentável também vem impulsionando as pesquisas para centrais termelétricas de elevada potência tanto nos reatores como nas turbinas a gás.

Com o que diz respeito a geração de eletricidade, a gaseificação da biomassa permite a utilização de turbinas a gás na composição dos ciclos combinados o que configura uma tecnologia com maior nível de eficiência. De acordo com Nogueira e Lora (2003), a geração de bioeletricidade a partir da combustão da biomassa em ciclos de vapor possui uma eficiência limitada a valores em torno de 25% segundo Bain, Overend e Craig (1998), em contraste com a geração em ciclos com turbinas a gás que são capazes de obter eficiências em torno de 45% segundo Broek, Faaiji e Wijk (1996).

Além da geração de eletricidade, a tecnologia representa a possibilidade de produção de uma ampla variedade de produtos derivados do gás de síntese. Estes outros produtos, que não serão abordados nesse estudo, mas devem ser levados em conta em estudos mais aprofundados de viabilidade, incluem combustíveis como líquidos de Fisher-Tropsch, álcoois, DME (Dimetil Éter) e outros produtos químicos. Na figura 6 podemos observar os produtos a partir da rota termoquímica usando síntese catalítica.

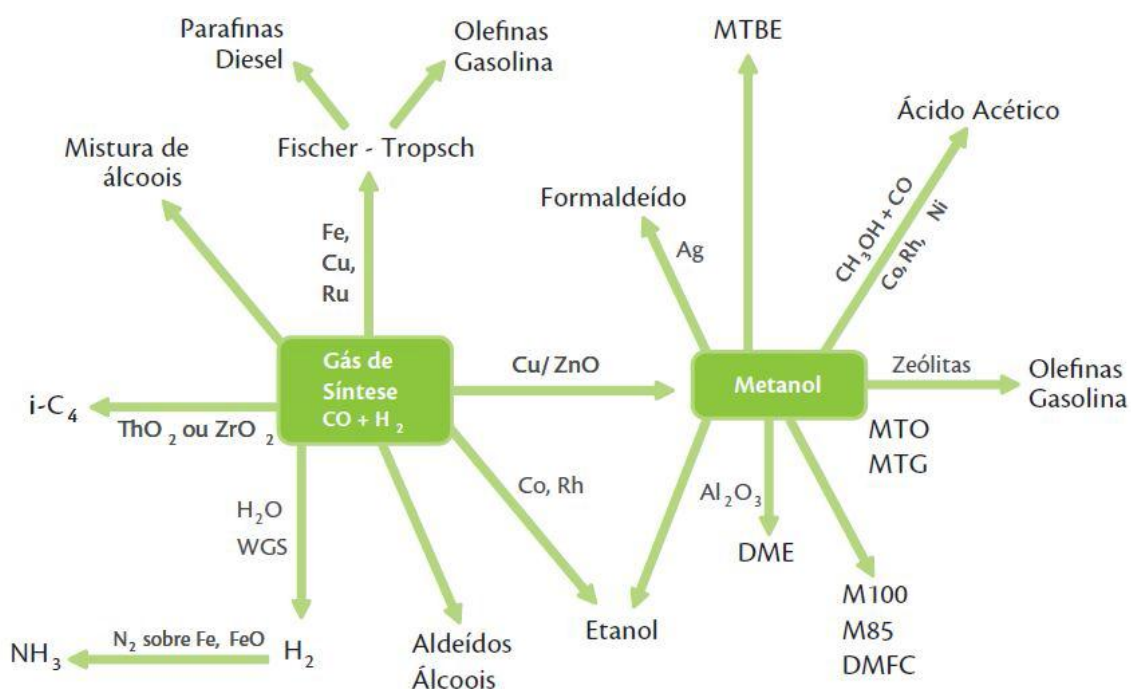


Figura 6 - Rotas potenciais com base no Gás de Síntese

Fonte: AGUIAR; SILVA, 2010.

Embora a tecnologia de gaseificação ofereça inúmeras alternativas, existem questões que ainda trazem barreiras ao seu emprego em escala comercial (LORA; ANDRADE; SANCHEZ, 2009). Em linhas gerais essas barreiras são:

- **Pré-tratamento e Condicionamento da biomassa polidispersa:** a biomassa precisa atender as características físico-químicas compatíveis com o processo de conversão térmica;
- **Limpeza e condicionamento do gás:** Os gases gerados precisam ser limpos e tratados físico e quimicamente para serem usados na geração da eletricidade ou nas rotas químicas com a finalidade de geração de combustíveis líquidos;
- **Controle do processo:** Controle operacional e das emissões;
- **Materiais de construção dos sistemas:** novas rotas trazem a lacuna para o uso de novos materiais para reatores, recipientes e peças;

- **Integração dos processos:** integração das plantas de gaseificação a unidades de geração de energia elétrica e acionamentos primários.

O processo de gaseificação de biomassa possui quatro etapas físico-químicas, nas quais encontramos diferentes temperaturas de reação: secagem, pirólise, redução e combustão. Cada uma destas etapas acontece em uma região separada dentro do gasificador e sua sequência é função das características do projeto.

Os gasificadores são classificados segundo diferentes parâmetros que são:

- Poder calorífico do gás produzido e agente gasificador – gases com conteúdo energético de até 5 MJ/Nm^3 , entre 5 e 10 MJ/Nm^3 e entre 10 e 40 MJ/Nm^3 são classificados respectivamente como gás de baixo, médio e alto poder calorífico. O poder calorífico de um gás é função do seu agente de gaseificação e da umidade da biomassa. Sobre o agente o mesmo pode ser ar puro, vapor de água ou oxigênio, sendo que o ar puro produz um gás com menor poder calorífico quando comparado ao gás produzido na presença de oxigênio e ou vapor de água. Considerando a umidade da biomassa a mesma deve ser inferior a 20%.
- Pressão de trabalho – existem gasificadores que trabalham com pressão atmosférica e outros que trabalham na forma pressurizada. O que determina a escolha nesse caso é a finalidade da aplicação do gás gerado. No caso de ciclo combinado de geração a configuração utiliza o modelo de gaseificação pressurizada.
- Direção do movimento da biomassa e do agente de gaseificação – Nesse aspecto apresentam-se como opções os seguintes tipos de gasificadores:
 - Leito Fixo Contracorrente
 - Leito Fixo Concorrente

- Leito Fluidizado
- Leito de Arraste

Os gasificadores de leito fixo não são adequados à gaseificação da biomassa residual da cana pelo simples fato da falta de uniformidade granulométrica e tamanho das partículas. Adicionalmente na questão de sustentabilidade do processo existe outra particularidade que contribui para a não adequação desses gasificadores aos resíduos de cana que é a geração de teor considerável de alcatrão.

Já os gasificadores de leito fluidizado têm como característica a formação de um colchão de biomassa suspensa produzido pelo fluxo de ar forçado através de uma grelha distribuidora. Para formar esse colchão no gasificador existe um conjunto de partículas inertes que quando fluidizadas pelo ar mantém as partículas do combustível em suspensão.

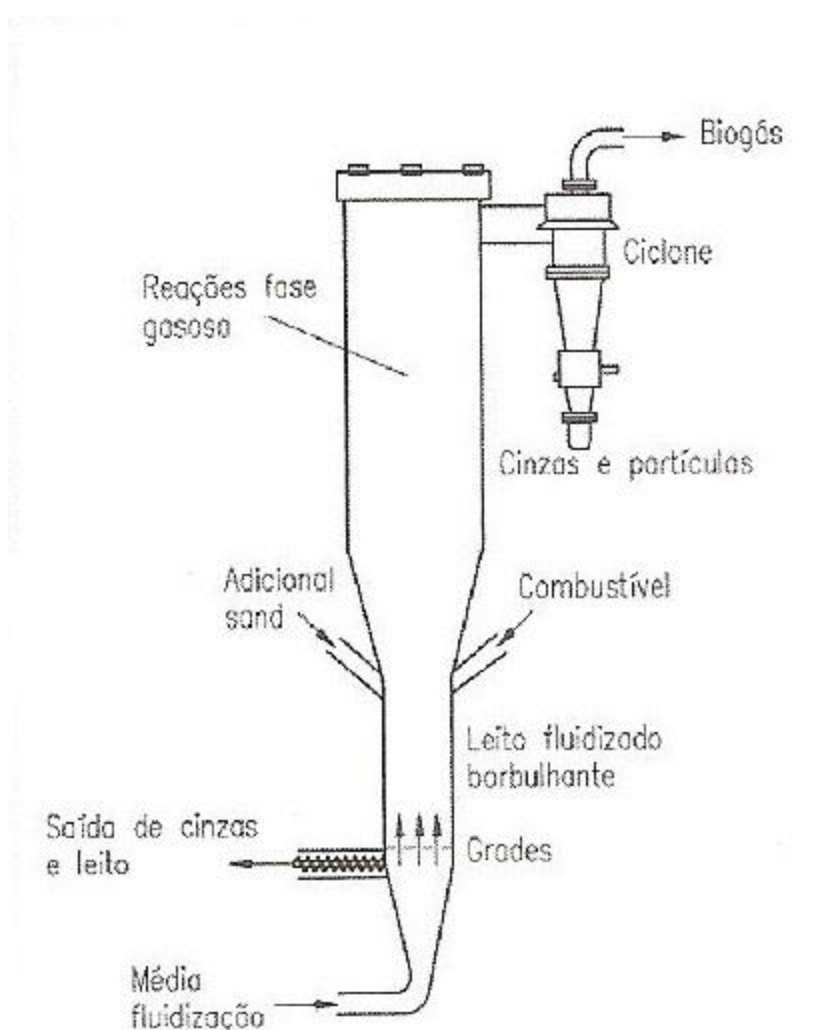


Figura 7 - Gasificador de Leito Fluidizado borbulhante
 Fonte: LORA; VENTURINI, 2012

Os gasificadores de leito de arraste funcionam baseados na utilização de partículas pulverizadas de combustível que são injetadas no reator onde então reagem com o agente de gaseificação em fluxo paralelo e a altas velocidades. Pela velocidade desse processo reagente esses gasificadores são recomendados para grandes escalas. Adicionalmente existe a necessidade de um controle bastante sofisticado de alimentação de combustível e oxidante pelo fato também da questão de operar em alta velocidade de reação, esse requerimento é responsável pela manutenção da estabilidade do gasificador. Entretanto, é uma tecnologia capaz de trabalhar com uma ampla faixa de combustíveis e produzir um gás de alta qualidade. Estas características são determinantes para que 72% da produção mundial de gás de síntese ocorra em gasificadores dessa natureza (HOFFMANN; SZKLO, 2011).

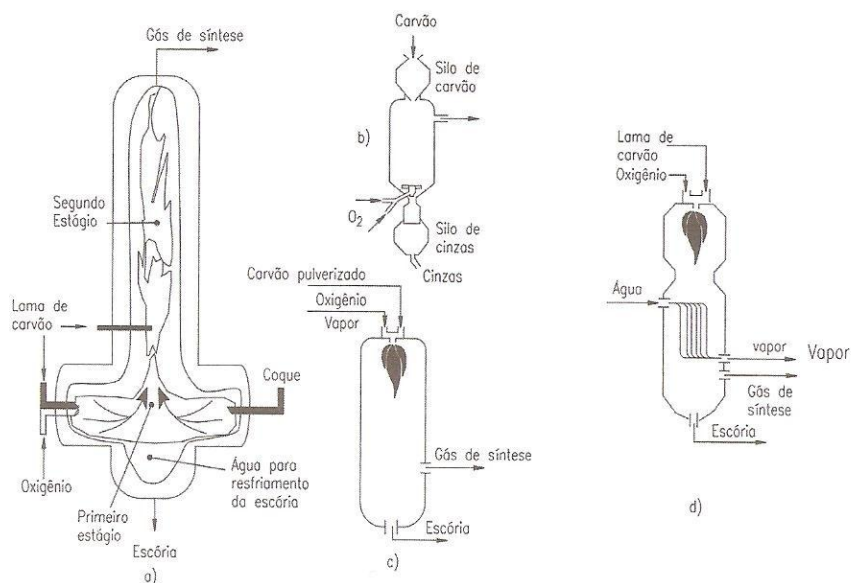


Figura 8 - Gasificador de leito de arraste
Fonte: LORA; VENTURINI, 2012

Porém, existem alguns desafios no que tange a gaseificação de biomassa em gasificadores de leito de arraste quando comparada com a gaseificação de carvão mineral:

- A umidade da biomassa é maior que a do carvão mineral;
- Má moabilidade da biomassa;
- O tratamento da biomassa, particularmente sua pulverização, é mais complexo que o do carvão;
- O teor de oxigênio da biomassa é superior ao do carvão;
- A lama gerada no processo usando biomassa é mais agressiva que no caso do carvão.

A tecnologia para a gaseificação de biomassa, segundo Boerrigter (2006), que melhor atende os requisitos para geração de gás de síntese é a de leito de arraste pelos seguintes motivos:

- Altos níveis de eficiência na produção de gás de síntese
- Apto a operar com qualquer tipo de biomassa como insumo
- Disponível em diferentes escalas
- Permite a utilização de diferentes formas de backup (dependendo do gasificador)
- É uma tecnologia madura e disponível atualmente pelo menos para a gaseificação de carvão mineral.

De acordo com Landgraf (2011¹ apud DANTAS, 2013), um gasificador de leito de arraste pressurizado, usando oxigênio como agente gasificador, seria capaz de produzir 300 Kg de gás de síntese com fração molar de H₂/CO igual a 2 para cada 1,1 toneladas de bagaço processados a 50% de umidade. Este mesmo gás apresentaria PCI de 23,9 MJ/Kg de gás.

Neste estudo estaremos considerando o gás como insumo para a produção de energia elétrica e vapor aos processos dentro das usinas. Dentre as opções que atendam essa finalidade temos:

Gaseificação através de ciclos integrados de vapor e gás - Biomass Integrated Gasification – Gas Turbine (BIG/GT): neste arranjo, o gás, após ser limpo do alcatrão, cinzas, metais e outros resíduos é injetado na câmara de combustão de uma turbina a gás.

¹ LANDGRAF, F. J. G. **Dados da Planta Piloto de Gaseificação do Bagaço**. Contato Pessoal, 2011.

Ciclos de queima direta da biomassa – neste arranjo, um combustor de leito fluidizado pressurizado é utilizado como câmara de combustão da turbina.

Ciclo de ar quente – neste arranjo, ocorre a queima do gás pobre e os produtos desta combustão são utilizados para aquecer o ar em um trocador de calor. Neste modelo, a turbina opera com ar limpo e não existe a necessidade de limpeza do gás.

A alternativa BIG/GT é a que vem atraindo maior interesse em estudos e para a qual se destina grande parte do esforço de pesquisa e desenvolvimento, entretanto esta tecnologia não está completamente desenvolvida e persistem alguns obstáculos e desafios para sua adoção em escala comercial dentre as quais podemos citar:

- Necessidade de limpeza do gás gerado;
- Dificuldade de alimentação da biomassa nos gasificadores pressurizados;
- Pré-tratamento e secagem da biomassa;
- Remoção de cinzas pré e pós gaseificação;
- Revestimento da câmara de gaseificação;
- Utilização ou não de recuperador de calor;
- Sistemas de monitoramento, controle e segurança;

Esse mesmo arranjo oferece uma derivação que permite a obtenção de maiores níveis de eficiência chamado Biomass Integrated Gasification – Gas Turbine Combined Cycle (BIG/GTCC). Esse sistema baseia-se na combinação de turbinas a gás e vapor. A lógica deste ciclo termelétrico é o aproveitamento dos gases quentes do exaustor da turbina a gás que são direcionados a uma caldeira de recuperação com o intuito de gerar vapor a ser utilizado como fluido de trabalho em uma turbina a vapor. Esta configuração oferece maiores níveis de eficiência se comparado com

uma planta que opere em ciclo aberto utilizando somente turbinas a gás sem o aproveitamento dos vapores que saem dessas turbinas para efeitos de cogeração.

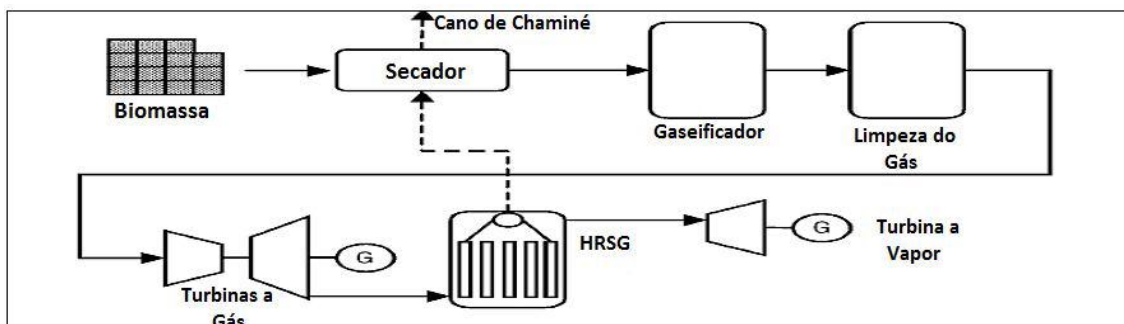


Figura 9 - Planta BIG/GTCC - Biomass Integrated Gasification – Gas Turbine Combined Cycle
Fonte: LARSON; WILLIAMS; LEAL, 2001.

A partir da década de 1990, os projetos de gaseificação utilizando arranjos de ciclos combinados foram objetos de pesquisas e desenvolvimento. Entretanto apenas uma instalação foi construída e chegou a operar por um determinado período de tempo. Altos custos, riscos e pouco interesse das empresas de energia elétrica contribuíram para essa pouca efetividade. Frente a esse cenário o que se desenhou foi que as rotas tecnológicas de geração de eletricidade através da gaseificação não ganharam atração resultando em falta de ganho de escala e aprimoramentos tecnológicos bem como resultados práticos de referência.

3.4 Comparação entre os modelos termelétricos mais modernos em uso comercial e o modelo futuro baseado em gaseificação da biomassa

As usinas sucroenergéticas durante a safra são tradicionalmente auto-suficientes em 98% de suas demandas energéticas segundo Corrêa Neto e Ramon (2002), utilizando bagaço residual do processamento da cana-de-açúcar. No entanto a autosuficiência não é sinônimo de eficiência, uma vez que a maioria das usinas utiliza modelos muito antigos de cogeração. Nessa linha, o potencial de geração de energia é função não apenas da disponibilidade de biomassa como também da rota tecnológica utilizada.

O que chamamos neste estudo de modelos tradicionais partiu de um contexto onde a principal necessidade era a suficiência energética e a maximização da queima do bagaço. A inexistência de um mercado de bagaço e a não possibilidade de comercialização de excedente energético eram o pano de fundo deste contexto.

Com a reforma do setor elétrico brasileiro, a partir da lei 10848/04, foram criadas as condições para a inserção da bioeletricidade na matriz energética em escala significativa o que deu início as iniciativas de modernização das instalações de cogeração visando a venda do excedente gerado.

Para efeitos de comparação focaremos nos modelos mais avançados em utilização comercial e o modelo futuro de gaseificação. Os parâmetros utilizados neste estudo foram retirados do trabalho “Alternativas de Investimento do Setor Sucroenergético Brasileiro para aproveitamento de Bagaço e Palha” (DANTAS, 2013).

Para efeitos de comparação usaremos como contexto uma usina que moe três milhões de toneladas de cana, com geração predominante no período da safra. Usaremos parâmetros variáveis de utilização da palha residual proveniente da colheita mecanizada nos cenários de 0% e 50% onde zero significa não trazer a palha e ponteiros do campo para a usina e qualquer valor diferente entre zero e cinquenta por cento significa utilizar a palha como biomassa combustível no processo de cogeração.

Para o modelo atual os parâmetros técnicos adotados são os seguintes:

- Caldeiras de 100 bar e 530° C;
- Extração por moendas;
- Vapor de processo a 2,5 bar;

- Consumo específico de vapor de 400 Kg de vapor por tonelada de cana de cana processada.

Essa configuração demonstra-se como uma configuração de alta eficiência no cenário da tecnologia que usa o ciclo Rankine.

A partir dessas características é possível definir o potencial de geração de bioeletricidade da usina. No entanto, como já mencionado esse potencial é função também da quantidade de biomassa residual do processo de produção de etanol e de açúcar. Atualmente, nas usinas que comercializam excedentes energéticos, a utilização do montante total de bagaço disponível é uma realidade. No entanto, a utilização da palha ainda não é uma prática frequente e padrão na indústria. Dessa forma a palha trazida dos canaviais para o processo de cogeração influencia diretamente a geração elétrica excedente (conforme Tabela 1).

Tabela 1 - Geração excedente de bioeletricidade (KWh por tonelada de cana) nos modelos mais modernos em operação comercial

	Sem Palha	50% da palha disponível
Energia Excedente	86	155

Fonte: DANTAS, 2013.

Considerando os investimentos necessários para uma instalação com essas características, a tecnologia se apresenta bastante sensível a escala de produção. A tabela 2 apresenta os custos nos quais pode-se constatar que o quilowatt instalado em uma planta que processasse 3 milhões de toneladas de cana por safra é 26% inferior ao custo unitário do investimento para uma planta processando 1 milhão de toneladas de cana.

Tabela 2 - Geração Excedente de Bioeletricidade (KWh por tonelada de cana) não considerando a utilização de palha

Escala de Moagem (Mt/ano)	1	2	2,5	3
Potência Instalada (MW)	28	53	65	79
Potência Exportável (MW)	19	36	45	54
Custo do investimento (R\$/KW instalado)	3.234	2.646	2.527	2.385

Fonte: DANTAS, 2013.

Considerando uma planta com as características técnicas já mencionadas operando no período da safra, moendo três milhões de toneladas de cana, utilizando 50% da palha disponível, essa planta gera 155 KWh por tonelada de cana, com uma capacidade exportável de 465.000 MWh por safra necessitando de uma potência de 97 MW. O custo estimado de investimento é de R\$ 2.054,00 por KW instalado resultando em um custo de operação e manutenção de R\$ 123,00 por KW instalado.

Considerando a tecnologia de gaseificação, devido às características físicas e geométricas do bagaço e da palha a opção que usaremos no estudo para objeto de comparação será a de leito de arraste pressurizado, usando oxigênio como agente gasificador. Esse gasificador seria capaz de produzir 300 Kg de gás de síntese para cada 1.100 Kg de bagaço processados com 50% de umidade, este mesmo gás possui PCI de 23,9 MJ/Kg gás. Uma vez escolhida a configuração do gasificador, é necessário decidir-se pelo arranjo de cogeração. Nesse caso o sistema mais promissor e que será usado no estudo é o BIG/GTCC, conhecido como ciclo combinado, por usar turbinas a gás e vapor no processo. A escolha por essa configuração se dá pelo fato de que sendo um ciclo fechado, o aproveitamento dos gases quentes do exaustor da turbina a gás após passarem por uma caldeira de recuperação viram vapor a ser utilizado como fluido de trabalho para uma turbina de vapor. Esta configuração oferece maiores níveis de eficiência se comparados com modelos de ciclo aberto.

Para ilustrar eficiência e custos nesse modelo, usaremos 200 dias de operação de gaseificação e 50% da palha disponível e levando em conta que 20% de toda biomassa residual é voltada ao auto-suprimento energético.

Tabela 3 - Geração Excedente de Bioeletricidade (KWh por tonelada de cana) nos modelos mais modernos em operação comercial

	Sem Palha	50% da palha disponível
Energia Excedente	Não estudado	269

Fonte: DANTAS, 2013.

Essa produtividade teórica é 73% maior do que a apresentada nos ciclos a vapor mais modernos. Usando uma configuração como essa, no contexto apresentado, seria possível instalar uma planta com capacidade exportável de 807.000 MWh por safra necessitando de uma potência de exportação de 168 MW.

Por se tratar de uma rota ainda não disponível em escala comercial a avaliação econômica é cercada de incertezas. Em estudos mais recentes as estimativas de custos para projetos como esse usaram-se medidas como o somatório dos custos da gaseificação em si, com os custos da estrutura de uma planta de ciclo combinado, assumindo valores encontrados na bibliografia. Nesse sentido usando como base Boerrigter (2006) o investimento em uma planta dessa natureza seria da ordem de R\$ 4.000,00 por KW instalado. Em relação aos custos de operação e manutenção, SEABRA (2008) estima que os mesmos estejam na ordem de 4% do investimento. Considerando esses valores, haveria um custo anual de aproximadamente R\$ 160,00 por KW instalado.

Comparativamente, o custo de uma planta de gaseificação é 30% superior ao custo de uma planta de ciclo a vapor.

4 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E A BIOELETRICIDADE

O sistema elétrico brasileiro se estabeleceu ao longo do século XX calcado na geração centralizada em grandes usinas hidrelétricas e na construção de extensas linhas de transmissão. A Tabela 4 apresenta a distribuição de geração por tipo de empreendimento.

Tabela 4 - Geração por empreendimento em operação

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
Hidro		1.059	84.780.014	64,48	1.059	84.780.014	64,48
Gás	Natural	111	12.007.805	9,13	150	13.691.468	10,41
	Processo	39	1.683.663	1,28			
Petróleo	Óleo Diesel	1.007	3.470.513	2,64	1.041	7.721.160	5,87
	Óleo Residual	34	4.250.647	3,23			
Biomassa	Bagaço de Cana	369	8.658.312	6,59	456	10.394.590	7,91
	Licor Negro	14	1.246.222	0,95			
	Madeira	45	379.235	0,29			
	Biogás	19	74.388	0,06			
	Casca de Arroz	9	36.433	0,03			
Nuclear		2	2.007.000	1,53	2	2.007.000	1,53
Carvão Mineral	Carvão Mineral	12	2.664.328	2,03	12	2.664.328	2,03
Eólica		93	2.044.538	1,56	93	2.044.538	1,56
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	6,21
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		2.828	131.485.028	100	2.828	131.485.028	100

Fonte: ONS, 2010.

Com base nessas informações pode-se verificar que mais de 65% da capacidade instalada vem de recursos hídricos e quando consideramos que a geração térmica possui essencialmente o papel de backup do SIN esse percentual se torna ainda mais relevante.

Essa dependência tem aspectos bastante positivos e incertezas. As incertezas, ligadas diretamente a sazonalidade das chuvas apresentam um modelo imperfeito de oferta versus demanda, onde em um ano médio, a energia hídrica que corre

pelos rios é até superior a carga (demanda), no entanto em uma frequência desigual sujeita a níveis elevados de incerteza.

Diante desse caráter sazonal do regime fluvial brasileiro, visando regularizar a oferta de energia ao longo do ano, a expansão ao longo do Século XX se deu com a construção conjunta de grandes reservatórios de acumulação com função de estocagem de água no período úmido a ser convertida em energia no período seco do ano.

Em termos de capacidade, os reservatórios brasileiros quando cheios, possuem EAR (energia armazenada) suficiente para atender a carga por aproximadamente cinco meses, mesmo sem nenhum movimento afluente no período. A Tabela 5 apresenta a capacidade armazenada e a carga por subsistema.

Tabela 5 - Situação dos principais reservatórios das Hidrelétricas do Brasil em 2007

Regiões	EAR Máx (MW mês)	% Total	Carga (MW méd)	EAR Máx (meses de carga)
SE/CO	190.419	69,7	30.846	6,2
S	18.425	6,8	8.168	2,3
N	12.414	4,6	3.476	3,6
NE	51.690	18,9	10.721	4,8
Total	272.314	100,0	53.211	5,1

Fonte: ONS, 2010.

A operação centralizada desse sistema é desempenhada pelo Operador Nacional do Sistema que é responsável pelo despacho de cada usina do SIN. A centralização dessa operação é necessária devido a algumas características do SIN:

- Efeito regularização: devido a extensão dos rios brasileiros é comum a co-existência de diversas usinas hidrelétricas ao longo do mesmo rio. Como o funcionamento de uma usina interfere diretamente na outra nesse caso, se

faz necessário o controle de uma forma global uma vez que o controle individual não permitiria maximizar a geração.

- Efeito diversidade: além da sazonalidade, existe uma diversidade hidrológica acentuada entre as regiões Sul e Sudeste e Centro-Oeste e uma diferença de aproximadamente um mês entre a afluência máxima na região Sudeste e na região Norte. A operação centralizada faz com o que o sistema de transmissão passe a operar como um grande reservatório permitindo atender a carga através de diferentes combinações. Isso explica a razão pela qual o Brasil possui um dos maiores sistemas interligados do mundo, com uma extensão da ordem de 4.000 Km.
- Efeito seguro: o dilema de utilizar a EAR para a geração de energia ou mantê-la para a geração futura é equacionado com a presença de formas complementares de geração para atendimento a carga. Nesse contexto surge a relevância do parque térmico na atuação de backup do sistema.

Considerando a variação de carga, é necessário que a capacidade instalada do sistema elétrico seja superior à demanda de ponta. No entanto pode ser necessário poupar água dos reservatórios, seja para geração futura, seja por motivos econômicos e nesse momento é que são despachadas as usinas termelétricas, que estão disponíveis para serem acionadas de forma quase contínua.

A carga crítica do sistema é conhecida como garantia física do sistema e é a maior carga que o sistema pode atender considerando um risco de déficit considerado tolerável. Ao mesmo tempo os custos operacionais devem ser equivalentes aos custos para expandir o sistema, construindo e contratando geradoras.

4.1 Perspectivas para o Setor Elétrico Brasileiro

Considerando o cenário chamado “surfando a marola”, elaborado pela EPE, onde a economia brasileira cresce a uma taxa anual média de 4,1% entre 2005 e 2030, o consumo final de energia elétrica no Brasil atingiria o valor de 1.047 TWh. Esse crescimento de 2010 a 2030 corresponde a 129%. Para atender a esse crescimento seria necessário expandir a potência instalada para aproximadamente 225 GW até 2030. Nesse cenário de crescimento é que a questão maior surge: Quais deveriam ser as fontes a serem priorizadas nesta expansão do parque gerador?

De acordo com estudos, o Brasil já teria explorado mais de 34 % do seu potencial hídrico. Nesse sentido, ainda existem aproximadamente 160 GW a serem potencialmente explorados. Entretanto para capturar essa oportunidade e explorar essa capacidade potencial seria necessária a construção de reservatórios de acumulação. Isso se dá pelo fato de grande parte desse potencial estar localizado na Região Norte do país, local de topografia suave, onde a construção de reservatórios demandaria o alagamento de grandes áreas.

Com o caráter mais rigoroso da legislação ambiental brasileira, existe uma restrição à expansão nesse modelo baseado em grandes áreas alagadas, desta forma verifica-se que as usinas que estão sendo construídas ou que venham ainda a ser construídas não possuem reservatórios de grande porte, ou seja, são usinas a fio d'água.

Com essa expansão no modelo de fio d'água observa-se que existirá uma expansão de 39% na capacidade instalada de geração e somente 6% na capacidade de armazenamento.

A relação de EAR versus Carga apontava em 2010 para um cenário onde o SIN conseguiria absorver a carga sem movimento de ENA por até seis meses. Com o aumento da oferta, aumento de carga e diminuição percentual de EAR essa relação apresenta-se nitidamente decrescente.

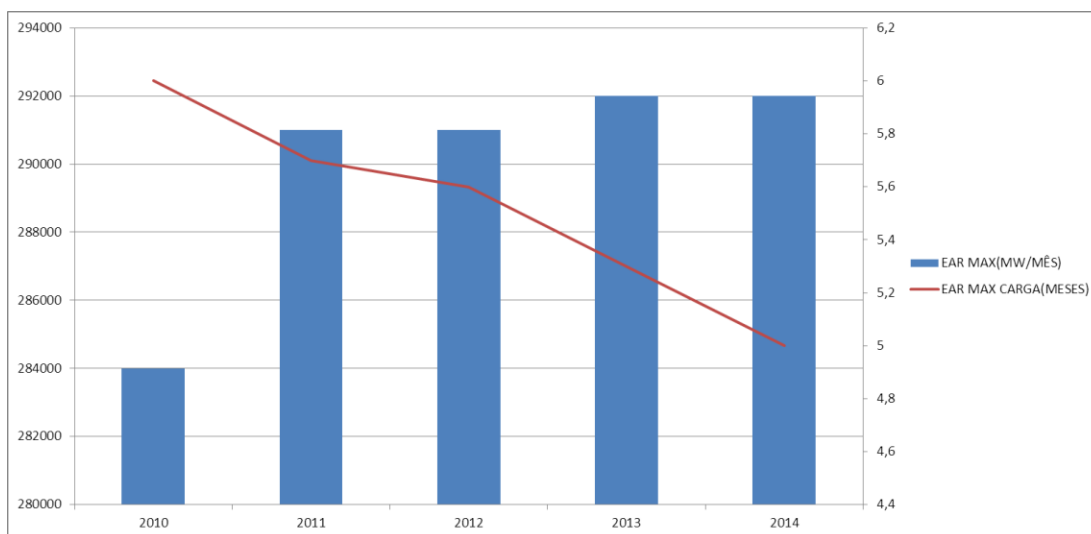


Figura 10 - Evolução da energia armazenada máxima e grau de regularização do SIN: 2010-2014
Fonte: ONS, 2010.

Outra questão a se observar é que o regime fluvial da Região Norte é ainda mais sazonal do que a média do padrão nacional, conforme pode ser verificado na figura abaixo.

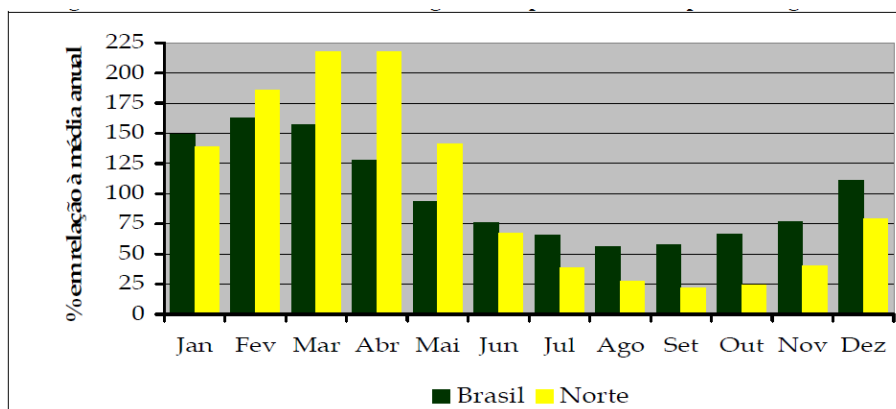


Figura 11 - ENA: média Brasil e Região Norte
Fonte: CASTRO; BRANDÃO; DANTAS, 2010.

Considerando então esse modelo de expansão, as alternativas de geração complementares durante o período seco do ano serão cada vez mais necessárias. Diferentemente do modelo de atuação como backup do sistema em anos onde o ENA e o EAR não foram suficientes para atender de forma segura a carga do sistema, essas alternativas precisarão ser despachadas de forma contínua na base do sistema ao longo do período seco do ano.

Neste momento é que a discussão de quais fontes devem ser priorizadas na complementação do parque hidrelétrico.

Entre 2007 e 2008, verificou-se a contratação de uma expressiva quantidade de térmicas movidas a óleo combustível. Embora com características técnicas e econômicas compatíveis para operarem na ponta do sistema e atuarem como backup, essas mesmas termelétricas se demonstram demasiadamente custosas quando passam a operar na base do sistema.

Dentre as térmicas movidas a combustíveis fósseis, as térmicas a gás natural são as que apresentam melhor resultado para operar no sistema. No entanto a adoção cada vez maior dessas operações irá resultar em um aumento de emissão de gases de efeito estufa. Logo, daí surge a relevância em explorar fontes alternativas renováveis que estejam aptas de forma segura a complementar as fontes hídricas no período seco do ano.

Adicionalmente ao problema ambiental ligado a emissão de gases de efeito estufa, existe a questão econômica ligada aos custos dessas térmicas que é elevado e dependente de matéria-prima predominantemente importada.

Uma vez que o que se discute é complementariedade e não substituição na matriz energética, essas fontes alternativas deveriam oferecer segurança no despacho quando necessário com custos competitivos e dentro de parâmetros de sustentabilidade adequados.

Antes de falarmos da bioeletricidade sucroenergética, vale ressaltar o potencial eólico brasileiro. A complementariedade nesse caso é perfeita uma vez que na região Nordeste, onde está concentrada a maior parte do potencial eólico, a incidência de ventos mais intensos e regulares se dá no período seco do ano. Nesse caso além da complementariedade do ENA com a disponibilidade eólica, verifica-se que existe uma questão geográfica importante ao se considerar que essa

disponibilidade complementar está próxima do centro consumidor sendo, portanto mais eficiente economicamente no que tange os custos de transmissão.

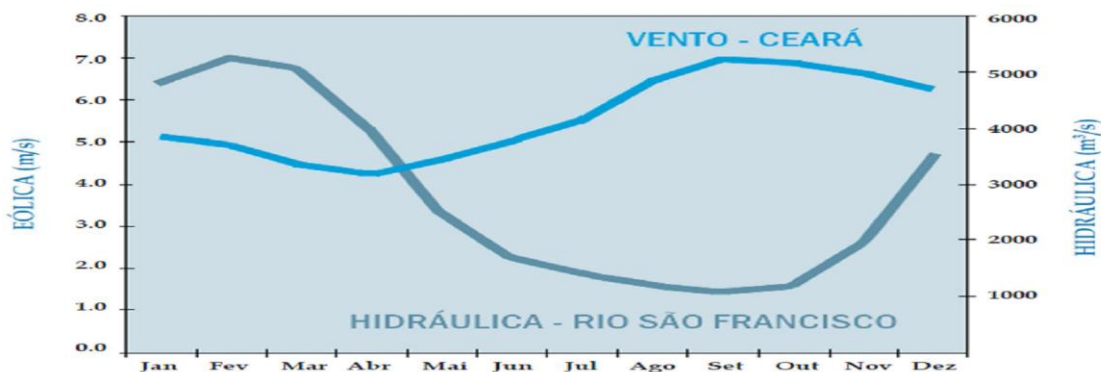


Figura 12 - Complementariedade energia hídrica e eólica
Fonte: TORRES, 2009² apud DANTAS, 2013.

No entanto, existe um grande potencial a ser explorado em geração termelétrica baseada na conversão da biomassa residual da cana-de-açúcar. Esse potencial, apresenta assim como a energia eólica, vantagens de ser sustentável, complementar a energia hídrica e, além disso ter grande parte de sua capacidade de geração próxima ao maior centro de carga do SIN que é o subsistema do Sudeste e Centro-Oeste.

Através dos gráficos das Figuras 13 e 14 podemos verificar claramente essa complementariedade.

² TORRES, M. A. Z. **Desafios para o desenvolvimento do setor de Energias Renováveis no Brasil**. Palestra na UNISUL. Florianópolis, 10 de junho de 2009.

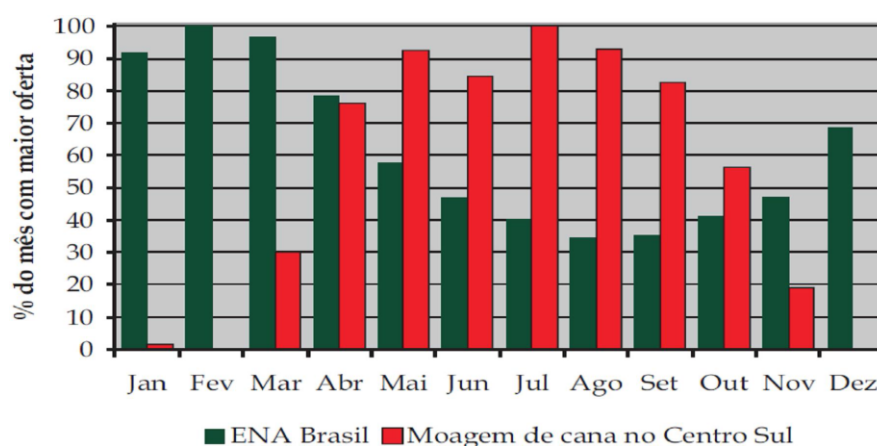


Figura 13 - Complementariedade ENA e moagem de cana

Fonte: DANTAS, 2013.

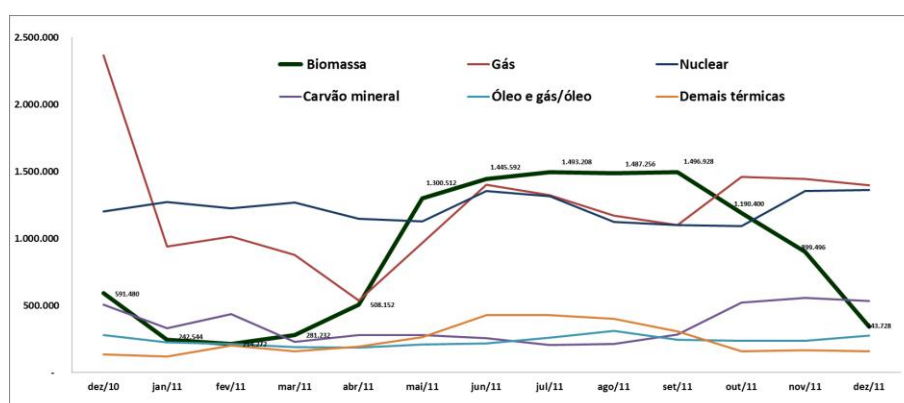


Figura 14 - Geração térmica por tipo de fonte

Fonte: ÚNICA; CCEE, 2012.

Além da questão da complementariedade, a bioeletricidade sucroenergética é uma fonte de geração distribuída. A maior concentração da produção de cana-de-açúcar no país está na região Sudeste e Centro-Oeste (aprox. 90%) enquanto a maior carga do SIN encontra-se na mesma região (aprox. 60%).

4.2 O mercado da Bioeletricidade

Nos capítulos anteriores foram abordadas as questões referentes a tecnologia voltada para a geração termelétrica na indústria sucroenergética e um panorama do Sistema Elétrico Brasileiro. Nesse capítulo falaremos do mercado de Bioeletricidade onde os diferentes agentes transacionam.

O mercado de Bioeletricidade é dividido em dois ambientes transacionais: o ambiente de contratação regulada, conhecido como ACR, onde as distribuidoras compram energia para atender a demanda de seus consumidores através de leilões, e o ambiente de contratação livre, conhecido como ACL, onde consumidores livres podem comprar energia de produtores ou de comercializadoras de energia elétrica.

Há ainda o mercado de curto prazo, também conhecido como mercado das diferenças, no qual se promove o ajuste dos volumes contratados e os volumes medidos de energia.

Vendedores Geradores de Serviços Públicos, produtores independentes, comercializadores e autoprodutores	
Ambiente de Contratação Livre (ACL) Consumidores Livres, comercializadores	Ambiente de Contratação Regulador (ACR) Distribuidores (consumidores cativos)
Contratos livremente negociados	Contratos resultantes de Leilão

Figura 15 - Esquemático do mercado de energia
Fonte: CCEE

O sistema de leilões fundamenta-se nas seguintes premissas:

- Contratar energia para os consumidores cativos pela menor tarifa possível (modicidade tarifária);
- Conceder ao investidor um contrato firme de fornecimento de longo prazo que funcione como garantia de receita para obtenção de financiamento;
- Proporcionar os incentivos corretos para a expansão da geração combinando o planejamento e instrumentos de mercado.

Os leilões de energia do ACR são realizados normalmente com antecedência ao ano de início do suprimento, conhecido como ano “A”. Esses leilões se dividem em leilões de energia existente (LEE), leilões de energia nova (LEN), leilões de fontes alternativas (LFA) e leilões de projetos estruturantes (LER).

LEE A-1: são os leilões de empreendimentos existentes, e na maioria são constituídos por geração de fonte hidráulica;

LEN A-5 e A-3: São os leilões de novos empreendimentos que serão construídos que podem ser de fonte hidráulica, eólica ou térmica. Nestes entram projetos de diferentes tamanhos, sendo de iniciativa privada, estatal ou mista. Normalmente os projetos que são viabilizados são os vencedores dos leilões uma vez que esses recebem garantia de fluxo de caixa viabilizando as linhas de financiamento;

LFA entre A-5 e A-1: São os leilões para novos empreendimentos de fontes alternativas. Nestes entram biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e eólica. As grandes centrais hidrelétricas não entram nesses leilões pelo fato de necessitarem de grandes áreas alagadas e, portanto apresentarem impacto ambiental.

LER entre A-5 e A-1: São os leilões de energia de reserva que visam garantir a segurança do SIN. Foi através desses leilões que grande parte da bioeletricidade foi negociada. Como o despacho proveniente dessa contratação é inflexível, a energia contratada nesses leilões é complementar e não deve ser usada para lastrear o consumo.

Leilões de projetos estruturantes: projetos estruturantes são aqueles indicados como prioritários pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), os quais trazem mudanças estruturais ao SIN e agregam volumes expressivos de capacidade e potência.

Uma vez que esses contratos são de longo prazo com correção baseada no IPCA, esses instrumentos permitem o estabelecimento de um fluxo financeiro e estável para o empreendedor, nesse caso as usinas. Isso também traz uma redução da volatilidade da carteira total de recebíveis complementando as receitas de etanol e açúcar.

No entanto a competitividade da biomassa nos leilões vem se demonstrando pequena. Após o leilão de energia de reserva realizado em 2008 (leilão exclusivo para empreendimentos de biomassa), o que se vê é a biomassa perdendo em competitividade, sobretudo para a energia eólica (ver figura 14), o que vem demonstrando que os leilões estão buscando muito mais a modicidade tarifária do que a inclusão de fontes alternativas sustentáveis que garantam uma maior diversidade da matriz elétrica brasileira.

<i>Leilões</i>	<i>Quantidade (MWmed)</i>
2005 – LEN A-3 e A-5	97
2006 – LEN A-3	58
2006 – LEN A-5	61
2007 - LFA	140
2008 - LER	548
2008 – LEN A-5	35
2009 – LEN A-3	10
2010 - LER	168
2010 - LFA	22,3
2011 – LEN A-3	58,1
2011 - LER	23,3
2011 – LEN A-5	21

Figura 16 - Bioeletricidade de cana de açúcar nos leilões
Fonte: COGEN, s.d.

Neste sentido, uma vez que não estão previstos leilões exclusivos de biomassa, será cada vez mais requerido que a bioeletricidade sucroenergética se torne mais competitiva em custos para obter sucesso nesse mercado de leilões.

Se no ACR, a falta de competitividade é um problema, no ACL vislumbram-se maiores oportunidades de comercialização.

No ACL, participam agentes de geração, comercializadores, exportadores e importadores além dos consumidores livres. Neste mercado se negociam contratos de compra e venda e seus respectivos preços através de contratos bilaterais.

Caracterizam-se como consumidores livres aqueles que: possuem demanda contratada igual ou superior a 3.000 KW, ligado em nível de tensão igual ou superior a 69 KV. Consumidores que não satisfazem os requisitos acima e possuem demanda contratada superior a 500 KW podem contratar energia proveniente de fontes renováveis, conhecida como energia incentivada que oferece desconto nas tarifas de uso das redes de transmissão e distribuição.

Consumidor	Fonte	Demanda Mínima Contratada	Tensão Mínima
Livre	- Convencional e - Alternativa (desconto TUSD/TUST)	3MW	69 kV Antes (08/1995)
			Nenhuma após (08/1995)
Especial	- Alternativa (30 a 50 MW) e - Alternativa (desconto TUSD/TUST)	0,5 MW – 3 MW	2,3 kV

Figura 17 - Regras para consumidor livre e especial
Fonte: CCEE

Ao final do ano de 2012 o ACL já representava mais de 26% do consumo nacional, segundo a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e comparativamente com o ano de 2011 havia crescido 5,5%.

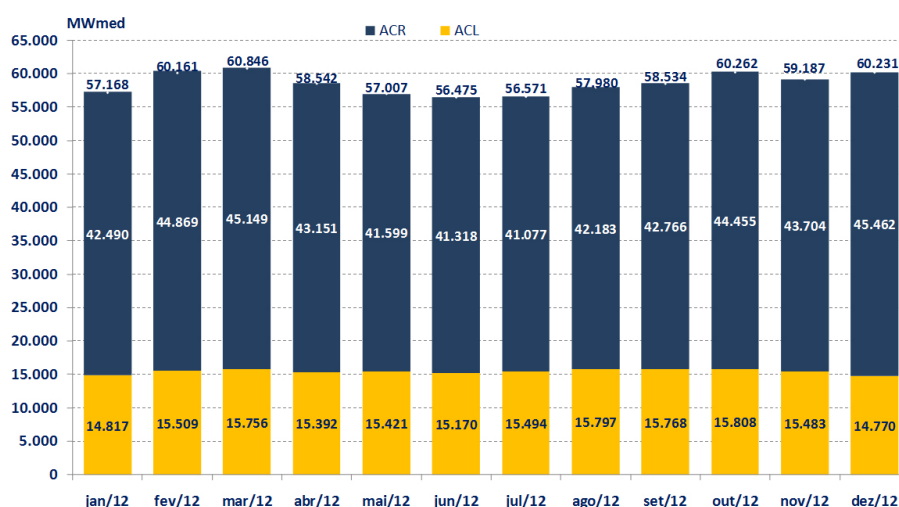


Figura 18 - Consumo no ACR e ACL
Fonte: CCEE

5 ANÁLISE COMPARATIVA DAS ALTERNATIVAS TERMELÉTRICAS NO SETOR SUCROENERGÉTICO E OPORTUNIDADES PARA O DESENVOLVIMENTO

Conforme visto anteriormente, existe bastante espaço para crescimento no setor de geração elétrica no setor sucroenergético. Muitas usinas ainda mantêm seus esquemas termelétricos configurados para auto-suprimento e destinação do resíduo principal, o bagaço. Conforme podemos ver abaixo o alto grau de obsolescência demonstra a oportunidade existente para crescimento, onde somente 19% das caldeiras existentes apresentam menos de 10 anos.



Figura 19 - Amostra 285 caldeiras nos estados de SP, PR, GO, ES, AL, MG, PE, MS
Fonte: CTC, 2010

Consequentemente isso resulta num cenário onde é possível constatar que entre o potencial técnico e a real quantidade de energia exportada existe uma enorme diferença, conforme pode ser visto na figura 20, onde somente 1/3 da capacidade foi exportada para a rede.

No mesmo gráfico da figura 20, não está sendo considerada a conversão da palha em energia. Se a mesma fosse utilizada num percentual de 50%, os números dessa projeção poderiam quase que dobrar, o que demonstra que a oportunidade de geração é maior ainda quando incluímos esse resíduo como oportunidade a ser capturada.

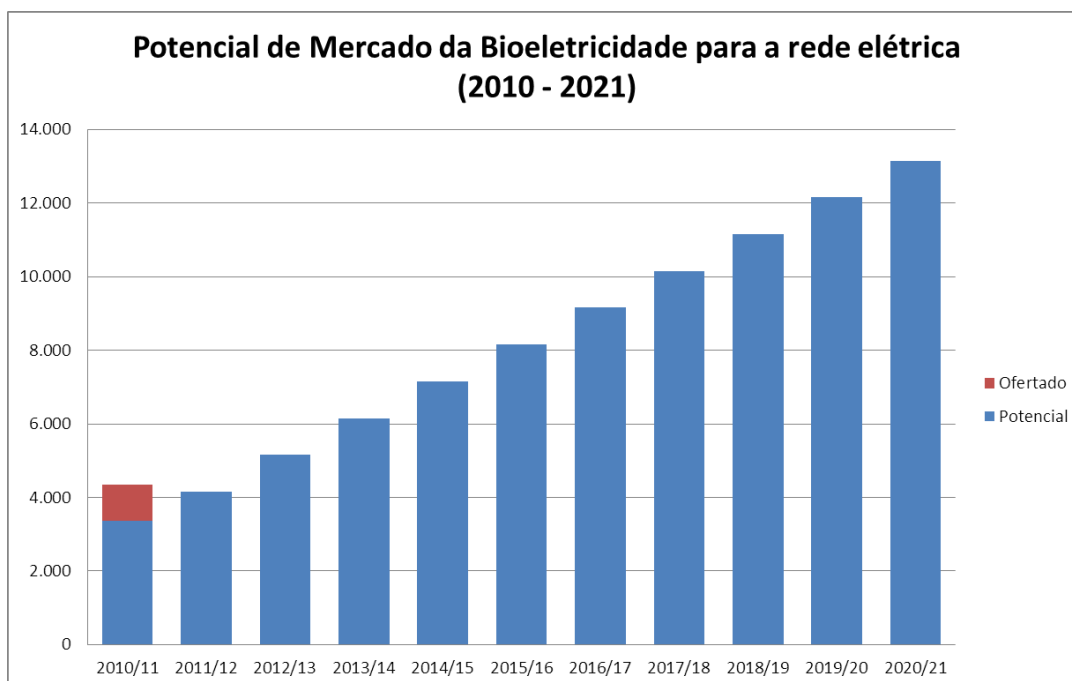


Figura 20 - Potencial de mercado da Bioeletricidade
Fonte: ÚNICA, Cartilha da Bioeletricidade

5.1 Tecnologias tradicionais *versus* retrofit *versus* gaseificação

Conforme já apresentado anteriormente, o setor de cogeração na indústria sucroenergética foi criado com a finalidade do auto-suprimento energético e com a finalidade de tratar os resíduos gerados no processo, nesse caso o bagaço.

Com o avanço do setor e a necessidade da geração de energias baseadas em fontes renováveis e menos poluentes o mercado de bioeletricidade foi criado. Nesse momento uma nova oportunidade de receitas surgiu com a possibilidade de venda do excedente elétrico gerado.

No entanto, a geração excedente de eletricidade é função direta da tecnologia de conversão, da eficiência de consumo de vapor nos processos de produção de etanol e açúcar e da disponibilidade de biomassa (Figura 21). Sendo assim os investimentos para maximizar a geração de energia elétrica excedente passam não só pela modernização dos equipamentos da instalação termelétrica como pela

eficientização dos equipamentos envolvidos nos processos de produção dos produtos principais açúcar e etanol.

Parâmetros do Sistema de co-geração	Consumo de vapor de processo	Período de geração	Uso da palha	Energia elétrica excedente	Bagaço excedente
21 bar, 300°C	500 kg/tc	safra	não	10,4 kWh/tc	33 kg/tc
42 bar, 400°C	500 kg/tc	safra	não	25,4 kWh/tc	50 kg/tc
42 bar, 450°C	500 kg/tc	safra	não	28,3 kWh/tc	48 kg/tc
65 bar, 480°C	500 kg/tc	safra	não	57,6 kWh/tc	13 kg/tc
65 bar, 480°C	350 kg/tc	safra	não	71,6 kWh/tc	0 kg/tc
65 bar, 480°C	500 kg/tc	ano todo	50%	139,7 kWh/tc	13 kg/tc
65 bar, 480°C	350 kg/tc	ano todo	50%	153,0 kWh/tc	0 kg/tc
105 bar, 525°C	280 kg/tc	ano todo	50%	158,0 kWh/tc	0 kg/tc

Figura 21 - Relação energia excedente versus período da geração versus consumo versus configuração – turbinas a vapor

Fonte: SANTOS, s.d.

Para efeitos comparativos entre os modelos antigos e as usinas com *retrofit* é válido afirmar que a substituição de caldeiras de 21 bar operando a 300° C por caldeiras de 65 bar numa temperatura maior, em torno de 480° C traz minimamente um ganho de eficiência de 550 %. Quando no *retrofit* implementa-se mecanismos em busca de maior eficientização energética nos processos produtivos como por exemplo eletrificação do preparo e extração, evaporação com múltiplos efeitos e utilização de peneira molecular na preparação do etanol anidro esse ganho de eficiência pode ser ainda superior chegando a ordem de quase 700 %.

Conforme também visto anteriormente, pode-se inclusive optar nesses *retrofits* pela utilização de condensadores que eliminam o vínculo de produção entre o sistema de geração de energia elétrica e a demanda térmica do processo produtivo, permitindo que a instalação opere como cogeração na safra e no modo de geração elétrica na entresafra.

Por se tratar de uma tecnologia já dominada existe pouco espaço para a obtenção de vantagens financeiras na aquisição desses projetos de expansão. O investimento nesses casos é da ordem de R\$ 2.400,00 numa planta com capacidade de moagem de 3 milhões de toneladas por ano, gerando um custo final aproximado de R\$ 125,00 por KW instalado.

Adicionalmente aos custos acima mencionados, existem os custos da efficientização das etapas do processo produtivo de açúcar e etanol que buscam maximizar a eficiência energética da usina, nesse caso segundo Dantas, os mesmos podem chegar, em cenários extremos, até R\$ 35,00 por tonelada de cana.

Olhando para a cogeração baseada na gaseificação da biomassa no arranjo de ciclo combinado, os estudos tomam como base não só a conversão do bagaço como também de 50 % da palha. Por se tratar de uma tecnologia disruptiva no setor, não faz sentido pensar na mesma sem pensar na maximização da produção energética visando a diminuição dos custos unitários por KW instalado. A eficiência nesse arranjo é bastante superior, atingindo uma ordem de grandeza de 75 % a mais de eficiência na geração de energia elétrica. Conforme mencionado anteriormente, os valores de investimento são cercados por incertezas e os estudos apontam para ordens de grandeza de R\$ 4.000,00 por KW instalado. Considerando investimentos bem mais altos, na ordem de 65 % acima dos investimentos previstos para usinas de ciclo rankine com alta tecnologia e considerando a produtividade de ambas as configurações é válido afirmar que o custo unitário por KW instalado num sistema baseado em gaseificação é da ordem de 30 % superior a um baseado em ciclo rankine de alta tecnologia. Dessa forma esses projetos só tendem a se tornar viáveis quanto maior for a escala de produção.

5.2 Oportunidades para o desenvolvimento da bioeletricidade

Considerando então os custos unitários dos cenários de *retrofit* e do cenário de gaseificação e os preços praticados nos leilões do ACR, pode-se concluir que nesse mercado, não é interessante para o investidor fazer transformações ou expansões em suas instalações termelétricas sem que se repense o modelo de contratação.

No entanto a falta de competitividade da bioeletricidade sucroenergética precisa ser melhor examinada principalmente quando considera-se os despachos complementares das termelétricas movidas a combustíveis fósseis. A Tabela 6 mostra que mais de 70 % da potência termelétrica contratada possui custo variável superior a R\$ 200,00 que deve ainda ser somado ao custo fixo gerando valores ainda mais altos. Adicionalmente esses mesmos combustíveis não estão em linha com as diretrizes de busca por energias com menor emissão de gases de efeito estufa. Ainda sobre as termelétricas a gás natural, grande parte desse combustível é importado, o que oferece riscos a modicidade tarifária e configura evasão de divisas brasileiras, além da insegurança energética.

Tabela 6 - Custo variável das termelétricas do SIN – 2009

CVU (R\$/MWH)	Potência Disponível (MW méd)	% total
Até 100	1536	6,8%
100 a 150	3655	16,3%
150 a 200	1313	5,87%
200 a 250	6386	28,4%
250 a 300	2723	12,1%
300 a 400	3561	15,9%
400 a 600	1643	7,3%
Mais que 600	1637	7,3%
Total	22.454	100,0%

Fonte: ONS, 2010.

Tabela 7 - Emissão de Gases de Efeito Estufa nas diferentes fontes

Fonte de Energia	Emissão de CO ₂ (em KG por MWh)
Gás Natural (ciclo aberto)	440
Gás Natural (ciclo combinado)	400
Óleo	550
Carvão	800
Hidroelétrica	25
Eólica	28

Fonte: União Européia, 2007.

Adicionalmente, a externalidade da geografia também não é considerada, apesar da sua alta relevância. Conforme mencionado anteriormente a maior parte da produção sucroenergética do país encontra-se na região de carga do subsistema Sudeste-Centro-Oeste que é o subsistema de maior carga no SIN. Esse importante fator contribui com a redução das perdas e dos custos de transmissão.

Todas as externalidades mencionadas acima precisam ser consideradas e de alguma forma consideradas nos leilões para contratação correta visando a segurança do SIN e a modicidade tarifária.

Adicionalmente a maior disponibilidade de biomassa proveniente da mecanização da lavoura possibilita que a indústria passe a operar em todos os meses do ano deixando de ser um provedor sazonal para ser um provedor complementar ao regime normal de fornecimento.

Considerando o ACR como mercado para a bioeletricidade, deveria-se pensar em algumas ações, dentre as quais:

Leilões de energia de reserva exclusivos para Biomassa – Uma vez que o CVU – custo variável unitário da bioeletricidade a partir da cana-de-açúcar tende a zero, o despacho dessas usinas não oneraria o sistema na mesma proporção que as térmicas a gás com CVU elevado. Além disso, existe um aumento de segurança

energética, uma vez que a biomassa residual é um produto consequente do processamento para a produção de açúcar e etanol enquanto grande parte do gás natural é importado e portanto sujeito a alguns riscos.

Leilão por fonte ou leilão contratando especificamente para os períodos secos do ano para operar na base – Da mesma forma que no leilão de 2008 quando a biomassa teve um leilão exclusivo e conseguiu um desempenho até hoje não repetido, deveria se pensar em leilões com melhor critério de precificação, ou leilões que considerassem a característica geográfica da demanda e oferta, o que minimiza custos e perdas com transmissão (leilões regionais).

A fim de viabilizar novas tecnologias como a gaseificação, poderia também se pensar em um leilão específico para o fomento dessa tecnologia. Nesse leilão qualificaria-se os empreendimentos que usam como rota de conversão a gaseificação. Por se tratar de uma tecnologia ainda em fase experimental, esse leilão deveria ter um caráter muito mais de fomento a nova tecnologia do que o suprimento energético e modicidade tarifária.

Quando olhamos para o ACL, as oportunidades podem ainda ser maiores do que as já existentes. Primeiramente porque a base de consumidores livres pode ser ampliada com a redução das exigências de elegibilidade do consumidor para o mercado livre. Em muitos países, especialmente naqueles da União Européia, todos os consumidores já são livres. Mesmo, tratando-se de América do Sul, o Brasil é um dos países com critérios mais rigorosos de elegibilidade. Outra oportunidade no ACL é que o universo de consumidores potencialmente elegíveis a serem enquadrados como consumidores livres incentivados dentro do ACR é da ordem de 22 % da carga, representando uma demanda potencial para fontes incentivadas de aproximadamente 11.000 MW_{med}.

Outro fator extremamente relevante a se considerar é a questão relacionada as estruturas de capital das usinas, concentração e escala. Segundo estudo realizado por Castro et al. (2010), entre as safras de 1999/2000 e 2008/2009 a escala média de moagem aumentou 42 % de 1,4 para 2,0 milhões de toneladas por ano. Com

destaque para o crescimento da faixa de 2 a 3 milhões de toneladas que cresceu 233 %. Por outro lado o que se vê é um encolhimento da quantidade de usinas moendo menos de 1 milhão de toneladas ano. Esse crescimento é importante uma vez que a escala de produção é fator de alta significância na questão do investimento por KW gerado.

Tabela 8 - Número de Plantas por escala de Moagem em SP (1999/2000 - 2008/2009)

Escala de moagem (em toneladas)	1999/00	2008/09	Crescimento (em %)
	usinas		
Mais de 5 milhões	37		133,3
Entre 4 e 5 milhões	4	10	150,0
Entre 3 e 4 milhões	8	14	75,0
Entre 2 e 3 milhões	13	42	233,1
Entre 1 e 2 milhões	50	60	20,0
Até 1 milhão	59	36	(39,0)
Total	137	169	23,4

Fonte: CASTRO; BRANDÃO; DANTAS, 2010.

Outra questão relacionada a escala e concentração é a capacidade de auto-financiamento para os projetos de *retrofit* e até mesmo de novas tecnologias para a cogeração. Até algum tempo atrás, num setor menos consolidado, grande parte dos projetos de *retrofit* dependiam das garantias de receita provenientes das vendas através dos leilões para a obtenção de crédito. Com um setor mais consolidado e mais fortalecido financeiramente, a capacidade de auto financiar os projetos poderá viabilizar os mesmos sem depender das garantias provenientes dos leilões.

Sob a ótica de infraestrutura, mais precisamente falando da conexão a rede para exportação de energia, o projeto do desenho e implantação de uma rede coletora para áreas de grande concentração de usinas com potencial de exportação deveria ser reavaliado. Essa rede serviria para que as usinas exportadoras colocassem de forma mais rápida e menos custosa seus excedentes de energia elétrica na rede do SIN. Alguns estudos já foram feitos neste sentido e questões relacionadas ao custo

de implantar e manter essa rede precisam ser melhor discutidos para minimizar os custos de conexão e consequentemente o custo total do produto vendido.

6 CONCLUSÃO

A matriz energética brasileira é composta em grande parte por recursos renováveis. Quando olhamos a energia elétrica, vemos que a parcela de recursos renováveis é ainda maior, sendo que com alto grau de dependência da energia hidrelétrica. Essa dependência por um lado traz riscos ao fornecimento de energia em determinados períodos do ano, quando o regime hidrológico se mostra menos intenso. Em adição, por questões ambientais, a expansão de novas usinas hidrelétricas deverá se dar no modelo de “fio d’água”, sem grandes reservatórios. Isso potencializa os riscos durante os períodos secos do ano onde a ENA é menor. Concebidas para atuarem como contingência, as termelétricas movidas a combustíveis fósseis, além de serem poluentes, apresentam custos variáveis muito elevados e riscos de suprimentos uma vez que são altamente dependentes de combustível importado – gás natural.

Nesse contexto a bioeletricidade sucroenergética possui um papel altamente relevante pelas características de complementariedade, sustentabilidade e custos variáveis que tendem a zero. Originalmente a geração de energia elétrica na indústria sucroenergética nasceu com propósitos de auto-suprimento de energia cinética, elétrica e térmica além de dar fim ao resíduo do processo produtivo – bagaço. Na última década foi criado o mercado de bioeletricidade subdividido em ACR– Ambiente de contratação regulada e ACL– Ambiente de contratação livre. Entretanto o mercado de bioeletricidade é relativamente novo e nem todas as externalidades estão sendo precificadas para a contratação da energia excedente das usinas nos leilões realizados no ACR. Com exceção ao leilão realizado em 2008 para energia de reserva – LER 2008 a participação da bioeletricidade sempre foi pequena e vem perdendo competitividade uma vez que os modelos de precificação desses leilões bem como sua segmentação de fontes participantes não valoriza os diferenciais da bioeletricidade atribuindo um “preço” aos mesmos.

Os leilões do ACR apresentavam-se para o setor sucroenergético como uma alternativa comercial de longo prazo que ofereceria garantias de receita de longo prazo. Essas garantias de receita por muitas vezes eram oferecidas para fins de

obtenção de financiamento dos projetos de *retrofit* ou até mesmo de construção de projetos termelétricos. Num setor onde a consolidação ainda estava por vir e a presença de pequenos e médios produtores era predominante, existia a dependência muitas vezes de capital de terceiros para viabilizar esses projetos. Com a consolidação do setor e o surgimento de grupos econômicos mais fortes a dependência de capital de terceiros passou a ser menos problemática pelo menos nos maiores grupos.

Por sua vez, o ACL se demonstra uma opção interessante para comercialização dos excedentes de energia elétrica, uma vez que as empresas compradoras e fornecedoras estabelecem acordos bilaterais muitas vezes mais vantajosos do que aqueles estabelecidos no ACR.

No entanto, tanto no ACR como no ACL, as usinas sucroenergéticas na sua grande maioria possuem oportunidades de melhoria de suas instalações visando processos produtivos mais eficientes do ponto de vista energético e também melhorando seus componentes que fazem parte do sistema termelétrico, predominantemente caldeiras, turbinas e geradores. Essa efficientização tem como objetivo maximizar o potencial de oferta de energia excedente que por sua vez poderá ser vendida para o mercado.

Outra alternativa, ainda não existente em escala comercial e operacional no mercado é a geração termelétrica usando como combustível um gás produzido a partir da gaseificação dos resíduos do processo produtivo e também dos resíduos provenientes da colheita mecanizada (palha e ponteiros). Essa tecnologia apresenta eficiências de conversão muito superiores as do ciclo Rankine chegando na configuração de ciclo combinado (turbinas a gás e turbinas a vapor) a oferecer o dobro de eficiência na geração de energia elétrica.

Comparativamente, existe uma diferença de aproximadamente 30 % nos investimentos entre o *retrofit* de uma usina e o salto para uma geração termelétrica através do ciclo combinado (gás e vapor).

Somado a questão dos custos estimados, deve-se também enfatizar que esse processo não está maduro tecnologicamente para a aplicação de conversão de biomassa. Separando os componentes desse sistema termelétrico, percebe-se excelente maturidade nos componentes de geração de energia elétrica e pouquíssima maturidade no pré-tratamento da biomassa e na sua gaseificação em si bem como no tratamento do gás gerado.

Dessa forma, a gaseificação se posiciona como uma tecnologia futura para o setor de cogeração na indústria sucroenergética devendo, antes de qualquer coisa, passar por fases experimentais para que na sequência, uma vez definida sua configuração e respondidos alguns questionamentos, possa-se pensar em como viabilizar economicamente sua utilização.

Nesse interim, o ciclo rankine utilizando equipamentos de alta eficiência, é uma tecnologia madura e disponível para a indústria. Nesse mesmo contexto ainda precisa-se viabilizar a utilização da palha e ponteiros como biomassa a ser convertida. Com o fim das queimadas no Estado de São Paulo, fato que deve se dar gradativamente até o ano de 2017, trazer ou não essa biomassa do campo para a usina e em que quantidade e com logística passa a ser uma questão de alto interesse. Vale ressaltar que a quantidade de palha e ponteira é de aproximadamente 140 Kg por tonelada de cana.

Sendo no ACL, no ACR, com tecnologias avançadas ou mais tradicionais, a questão é que a bioeletricidade poderia e deveria ter um papel muito mais relevante na matriz energética brasileira. Conforme já mencionado anteriormente a questão da complementariedade por si só já seria um fator de alta relevância para um melhor posicionamento da bioeletricidade na matriz energética, no entanto questões relacionadas a segurança de suprimento, localidade dos agentes fornecedores/geradores e o fator sustentabilidade fortalecem o melhor posicionamento da bioeletricidade. Por outro lado, pensando no setor sucroenergético, as receitas provenientes da bioeletricidade ajudariam o setor a manter-se menos vulnerável diante das questões de volatilidade trazidas pelos mercados de petróleo e açúcar.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUIAR, E. F. S.; SILVA, A. J. G. Biorrefinarias: Rota Termoquímica. In: CGEE (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos). **Química Verde no Brasil: 2010-2030**. Brasília: CGEE, 2010.

BAIN, R. L.; OVEREND, R. P.; CRAIG, K. R. Biomass-fired power generation. **Fuel Processing Technology**, v. 54, p. 1-16, 1998.

BOERRIGTER, H. **Economy of Biomass-to-Liquids (BTL) plants**. Netherlands: Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), 2006.

BRASIL. EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**. Brasília: MME; EPE, 2011.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. Brasília: MME; EPE, 2012.

BROEK, R.; FAALIJ, A.; WIJK, A. Biomass combustion for power generation. **Biomass and Bioenergy**, v. 11, p. 271-281. 1996

CASTRO, N. J. de; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A. **Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro**. Rio de Janeiro: GESEL (UFRJ), 2010a. (Texto de Discussão do Setor Elétrico, 15).

_____; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A. **Importância e perspectivas da bioeletricidade sucroenergética na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro: GESEL (UFRJ), s.d. (Trabalho publicado em versão preliminar).

_____; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. **O potencial da bioeletricidade, a dinâmica do setor sucroenergético e o custo estimado dos investimentos**. Rio de Janeiro: GESEL (UFRJ), 2010b. (Texto de Discussão do Setor Elétrico, 29).

_____; DANTAS, G. A. **A importância da inserção da bioeletricidade na matriz brasileira e o leilão de energia de reserva**. Rio de Janeiro: GESEL (UFRJ), s.d.

CECCHI, J. C. **O papel do gás natural na matriz energética brasileira: regulamentação, reservas e transporte**. 2013. Trabalho apresentado durante Mesa Redonda sobre Gás Natural no Brasil, São Paulo, 2013. (Apresentação).

COGEN (Associação da Indústria de Cogeração de Energia). **Dados sobre Leilões: ACR**. São Paulo: COGEN, s.d. Disponível em http://www.cogen.com.br/info_com_merc_dados.asp. Acesso em: 20 mai. 2013.

CORRÊA NETO, V. **Análise de viabilidade da cogeração de energia elétrica em ciclo combinado com gaseificação de biomassa de cana-de-açúcar e gás natural**. 2001. 174 f. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Programa de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

_____; RAMON, D. **Análises de opções tecnológicas para projetos de cogeração no setor sucro-alcooleiro**. Brasília: SETAP, 2002.

DANTAS, G. A. **Alternativas de investimento do setor sucroenergético brasileiro para aproveitamento de bagaço e de palha**. 2013. 183 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

HOFFMANN, B. S.; SZKLO, A. Integrated gasification cycle combined and carbon capture: a risky option to mitigate CO₂ emissions of coal fired power plants. **Applied Energy**, v. 88, p. 3917-3929, 2011.

LANDGARF, F. J. G. **Alternativas tecnológicas para o uso de bagaço e palha de cana**. 2010. Trabalho apresentado durante Simpósio Internacional e Mostra de Tecnologia e Energia Canavieira, Piracicaba, 2010. (Apresentação).

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

LIMA, R. **Perspectivas para o mercado de energia elétrica**. 2013. Trabalho apresentado durante Assembleia Geral Ordinária COGEN, São Paulo, 2013. (Apresentação).

LORA, E. E. S.; ANDRADE, R. V.; SANCHEZ, C. G. Gaseificação. In: CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. E. S.; GOMEZ, E. O. (orgs.). **Biomassa para energia**. Campinas: Unicamp, 2009.

_____; VENTURINI, O. J. (coords.). **Biocombustíveis**: volumes 1 e 2. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

NOGUEIRA, L. A. H.; LORA, E. E. S. **Dendroenergia**: fundamentos e aplicações. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Plano Anual da Operação Energética (PEN 2010)**: Relatório Executivo. Volume I. Rio de Janeiro: ONS, 2010. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao_operacao_energetica/pen%202010_vol1_relatorio_executivo.pdf. Acesso em: 21 mai. 2013.

PRADO, T. G. F. **Externalidades do ciclo produtivo da cana-de-açúcar com ênfase na produção de energia elétrica**. 2007. 238 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Escola Politécnica; Faculdade de Economia e Administração; Instituto de Eletrotécnica e Energia; Instituto de Física da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

SANTOS, A. H. M. **Cogeração de energia a partir do bagaço de cana-de-açúcar**. Trabalho apresentado durante o IX Estudos e Projetos, Itajaí, s.d. (Apresentação).

SILVESTREIN, C. R. **A bioeletricidade na expansão da oferta de energia elétrica**. 2008. Trabalho apresentado durante o Fórum APINE, COGEN, Rio de Janeiro, 2008. (Apresentação).

_____. **Geração distribuída: oportunidades para biomassa, cogeração a gás natural e solar**. 2012. Trabalho apresentado durante Assembleia COGEN, São Paulo, 2012a. (Apresentação).

_____. **Perspectivas, competitividade e oportunidades em cogeração**. 2012. Trabalho apresentado durante Assembleia COGEN, São Paulo, 2012b. (Apresentação).

SOUZA, Z. J. **Energia limpa: viabilidade e desafios: a bioeletricidade**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 14., 2012, Rio de Janeiro. (Apresentação).

_____. **Expectativas relacionadas às políticas governamentais e incentivos fiscais para as térmicas à biomassa**. Trabalho apresentado durante o evento Planejamento Termelétrico Brasileiro, Rio de Janeiro, 2012. (Apresentação).

TUDESCHINI, L. G. **A bioeletricidade sucroenergética na diversificação da matriz elétrica brasileira: potenciais, barreiras e perspectivas**. 2012. 69 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Ciências Econômicas) – Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz da Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2012.

WALTER, A.; NOGUEIRA, L. A. H. **Sistemas de produção de eletricidade a partir da biomassa**. In: CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. E. S.; GOMEZ, E. O. (orgs.). **Biomassa para energia**. Campinas: Unicamp, 2009.

ZYLBERSZTAJN, D.; COELHO, S. T. **Potencial de geração de energia elétrica nas usinas de açúcar e álcool brasileira, através de gaseificação da cana e emprego de turbinas a gás**. **Revista Brasileira de Energia**, v. 1, n. 1, 1989.