



Universidade de Brasília
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e
Ciência da Informação e Documentação - FACE.
Departamento de Economia

MESTRADO EM GESTÃO ECONÔMICA DO MEIO AMBIENTE

**A ECONOMIA NEOCLÁSSICA E A INSERÇÃO DA
BIOELETRICIDADE DO BAGAÇO DE CANA NA
MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA**

Breno Simonini Teixeira

Brasília – DF
Maio de 2014



Universidade de Brasília
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e
Ciência da Informação e Documentação - FACE.
Departamento de Economia

MESTRADO EM GESTÃO ECONÔMICA DO MEIO AMBIENTE

**A ECONOMIA NEOCLÁSSICA E A INSERÇÃO DA
BIOELETRICIDADE DO BAGAÇO DE CANA NA
MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA**

Dissertação apresentada como requisito para a obtenção do título de Mestre em Gestão Econômica do Meio Ambiente do Programa de Pós-Graduação em Economia do Departamento de Economia da Universidade de Brasília.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Henrique Zuchi da Conceição

BRENO SIMONINI TEIXEIRA

**A ECONOMIA NEOCLÁSSICA E A INSERÇÃO DA
BIOELETRICIDADE DO BAGAÇO DE CANA NA
MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA**

Dissertação apresentada como requisito para a obtenção do título de **Mestre em Gestão Econômica do Meio Ambiente** do Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade de Brasília, por intermédio do Centro de Estudos em Economia, Meio Ambiente e Agricultura (CEEMA). Comissão Examinadora formada pelos professores:

Prof. Dr. Pedro Henrique Zuchi da Conceição
Departamento de Economia da UnB

Prof.^aDr.^a Denise Imbroisi
Departamento de Economia da UnB

Prof. Dr. Antônio Nascimento Júnior
Departamento de Administração da UnB

Brasília – DF
Maio de 2014

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Antônio Raphael Teixeira Filho, o Tonito, e
Maria Amélia Torres Simonini Teixeira, a Lela.

AGRADECIMENTOS

Esta dissertação é fruto de um trabalho que atravessou anos e testou a paciência de meu orientador, Professor Pedro Zuchi, ao limite. Foi dele a inspiração para centrar foco na indústria da cana-de-açúcar ao saber de meu interesse por desenvolver trabalho na área de resíduos. Sua orientação resultou em algo ainda maior que este trabalho: nossa amizade. Nada como origens comuns em Minas Gerais e um café com bolo em sua casa para manter sua sempre tão testada paciência e nos aproximar de modo a engrandecer minha admiração e respeito. Este agradecimento deve ser estendido à sua família, portanto, um enorme abraço de gratidão à Júnia, ao Pedro Vitor e à pequena Ana Luísa, minha co-orientadora.

Aos meus pais e irmãos, Ramona, Raphael, Daniela, Marla e Danilo, meus sinceros agradecimentos também pela paciência. Neste caso, ela se mostrou ainda mais necessária em outros aspectos além desta dissertação e, por isso, tão importante quanto a confiança no meu sucesso. Meus sobrinhos, Marina, Maria Fernanda, Manuela, Heloísa, Pedro e Victor alegraram ainda mais esta reta final, obrigado também por fazê-los tão felizes!

Ao Professor Jorge Madeira Nogueira, meu agradecimento pela “faísca inicial” de estímulo para dar este importante “segundo passo” acadêmico. Seu suporte também se mostrou constante durante todo o tempo transcorrido até aqui e foi essencial para que eu mantivesse a confiança no sucesso. Com muita gratidão tenho a felicidade de citá-lo aqui.

Aos meus amigos, tendo eles ou não se resignado com a possibilidade de eu não terminar este “trabalho infundável”, obrigado. Devo muito de minha maturidade e alegria a vocês. Um obrigado especial a Alexandre “Sócio” Pedrosa, André Haui, Guilherme Caixeta, Márcio Rojas, Rivaldo Neto, Rafael Furtado e Rodrigo Ramiro.

A minha companheira Júlia e ao meu filho Caio, finalmente, meus sinceros agradecimentos pela força que me deram sem qualquer reclamação após tantos feriados, eventos e passeios “perdidos”. Meu esforço só teria algum sentido com o apoio de vocês! E não há modo melhor de comemorar esta conquista do que com vocês!

RESUMO

Esta dissertação aborda a incorporação da energia elétrica resultante do processo de cogeração que utiliza o bagaço de cana como combustível. Este processo, desenvolvido ao longo da década de 1980 e aperfeiçoado nas décadas seguintes, permitiu que a bioeletricidade oriunda da queima do bagaço consistisse em uma das principais fontes renováveis de eletricidade em um contexto de crescente restrição da capacidade de regularização dos reservatórios de hidrelétricas e de concomitante aumento da dependência em fontes térmicas. Entretanto, verifica-se que considerável parcela desta bioenergia não é incorporada ao Sistema Interligado Nacional por dois motivos de naturezas distintas, um de cunho tecnológico, representado pela baixa eficiência operacional do parque de usinas sucroalcooleiras, e outro de natureza normativa, dada a reduzida capacidade de os leilões de energia incorporarem a bioeletricidade do bagaço no Sistema Elétrico Brasileiro. Os resultados da integração destes aspectos tecnológicos e normativos permitem concluir que é possível tanto incrementar a oferta de bioeletricidade por meio da elevação da eficiência de geração, quanto majorar sua contribuição à oferta de energia elétrica por meio de alterações nos referidos leilões. Em vista da necessidade do atendimento da demanda de eletricidade, o incremento da geração de eletricidade a partir da cogeração a bagaço de cana ocuparia lugar que vem sendo reservado a fontes de energia mais onerosas do ponto de vista ambiental, em termos de emissão de gases de efeito estufa (GEE). Ademais, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo da Convenção do Clima (UNFCCC) certifica reduções de emissões de GEE na medida em que reconhece a contribuição da geração de energia oriunda da cogeração a bagaço de cana para a mitigação das mudanças do clima, o que elevou o custo de oportunidade da subutilização desta biomassa na geração elétrica.

Palavras chave: bagaço de cana, cogeração, bioeletricidade, matriz elétrica, gases de efeito estufa.

ABSTRACT

This work assesses the insertion of sugarcane bio-electricity into the Brazilian power grid. This mechanism of power generation dates back to the 1980's and has had its technology enhanced along the following decades, having allowed this source of electricity become one of the main sources of renewable in a context of growing restrictions suffered by hydropower plants reservoirs and concomitant dependency increase on thermal power. A significant share of the potential bioenergy from sugar cane is not incorporated to the National Integrated System (SIN), either because of operational or institutional reasons, the first due to low efficiency operating plants and the latter resulting from reduced capacity of the energy auctions to incorporate this bioelectricity to the grid. The results of the integration of these aspects have led to the conclusion that it is possible to increase both the supply of this bio-energy - through the improvement of equipment - and its share of electric supply -through some changes in the energy auctions. The increase of this renewable energy would replace power generation from fossil fuel sources, which incur in a heavier burden to the society as a whole in terms of economic and environmental costs, the latter based on greenhouse gases emissions. Moreover, the Clean Development Mechanism of the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) issues carbon credits in order to certify this bio-electricity's contribution to the mitigation of climate change, which has increased the cost of opportunity of the underutilization of this biomass for power generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Custo social agregado	16
Figura 2- Redução do custo social agregado pela ocorrência de menor custo externo	17
Figura 3- Comparação dos custos marginal, social e privado da geração pelo gás natural (GN) e pelo bagaço de cana (B)	19
Figura 4- Custos marginal social da geração elétrica a gás natural (GN) e a bagaço de cana em comparação com os da geração hidroelétrica	20
Figura 5- Distribuição da oferta de energia elétrica segundo a natureza da fonte primária de geração	21
Figura 6 - Sistema Interligado Nacional – Horizonte 2013	22
Figura 7 - Distribuição espacial das usinas Termelétricas movidas a derivados de petróleo no Brasil	26
Figura 8 - Atendimento da demanda total de energia elétrica.	29
Figura 9 - Composição por fonte da energia termelétrica gerada.	29
Figura 10 - Distribuição espacial das unidades produtoras de cana de açúcar da safra 2010	33
Figura 11 - Incremento do aproveitamento termelétrico pelo processo de cogeração	36
Figura 12 - Complementaridade da Bioeletricidade Sucroenergética ao Sistema Elétrico Brasileiro	37
Figura 13 - Geração elétrica a carvão mineral e correspondente emissão de GEE	42
Figura 14 - Geração elétrica a gás natural e correspondente emissão de GEE	42
Figura 15 - Geração elétrica a bagaço de cana e correspondente emissão de GEE	43
Figura 16 - Série comparativa entre geração elétrica e emissões individuais de GEE – combustíveis selecionados	44
Figura 17 - Geração elétrica por fontes térmicas e emissões correspondentes de GEE	46
Figura 18 - Simulação do incremento da eficiência de geração elétrica a bagaço de cana	52
Figura 19 - Emissões individuais de GEE – combustíveis selecionados	54
Figura 20- ! Incremento da geração a bagaço de cana e redução correspondente emissões de GEE por cada combustível fóssil	56
Figura 21 - Sobreposição dos períodos de geração a bagaço de cana e do período de máxima eficiência – MWh	57
Figura 22 - Cronograma de realização dos leilões de comercialização de eletricidade	61
Figura 23 - Desistência usinas de biomassa cana nos leilões de energia nova e Fontes Alternativas.	62
Figura 24 - Redução de emissões e receita potencial com comércio de RCEs	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - O consumo de combustíveis para geração de eletricidade	27
Tabela 2 - Participação de combustíveis na oferta interna de energia primária	31
Tabela 3 - Capacidade de Geração de Energia Elétrica por tipo de tecnologia	48
Tabela 4 - Geração de energia e o coeficiente de acréscimo de eficiência	51
Tabela 5 - Atendimento da demanda por combustíveis fósseis pela geração a bagaço de cana	53
Tabela 6 - Emissões evitadas pela substituição da geração fóssil pela geração a bagaço de cana	55
Tabela 7 - Participação da biomassa em leilões selecionados	63
Tabela A1 - Geração Termelétrica – Combustíveis selecionados	78
Tabela A2 - Geração elétrica – fontes selecionadas.	79
Tabela A3 - Geração elétrica e emissões correspondentes – fontes selecionadas	80
Tabela A4 - Série histórica de preço da Redução Certificada de Emissões (RCE)	81

LISTA DE SIGLAS

BEN – Balanço Energético Nacional

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Conab – Companhia Nacional de Abastecimento

CQNUMC – Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GEE – Gases de Efeito Estufa

MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

MME – Ministério de Minas e Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

RCE – Redução Certificada de Emissões

SIN – Sistema Interligado Nacional

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

UHE – Unidade Hidrelétrica

UNFCCC – *United Nations Framework Convention on Climate Change*

UTE – Unidade Termelétrica

Sumário

RESUMO	VI
ABSTRACT	VII
CAPÍTULO 1 – Introdução	1
CAPÍTULO 2 – Referencial Teórico.....	3
CAPÍTULO 3 – O Setor Elétrico Brasileiro e a importância da bioeletricidade na matriz elétrica nacional.....	10
3.1 A geração de energia elétrica no Brasil.....	10
3.2 A incerteza hidrológica e a alternativa hidrotérmica.....	12
3.3 A produção de cana-de-açúcar no Brasil, a correspondente biomassa e seu potencial elétrico.....	19
3.4 A cogeração de energia elétrica pela queima do bagaço e sua complementaridade à matriz elétrica nacional.....	23
CAPÍTULO 4 – Avaliação do aproveitamento do bagaço na geração elétrica.....	28
4.1 – A geração termodinâmica e a correspondente emissão de GEE	30
4.2 – Simulando o incremento da eficiência da geração a bagaço de cana: o aspecto tecnológico	36
4.3 - Participação dos produtores de cana nos leilões de energia elétrica: o aspecto normativo.....	48
4.4 – A geração de bioeletricidade e a Convenção do Clima: incentivo adicional aos empreendedores sucroalcooleiros.....	53
CAPÍTULO 5 – Conclusões	56
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
ANEXOS.....	64

CAPÍTULO 1 – Introdução

Em 2012, o Operador Nacional do Sistema Elétrico apresentou a informação acerca da capacidade de armazenamento dos reservatórios de hidrelétricas cujo teor evidenciou o decréscimo da razão Energia Máxima Armazenada sobre a demanda de energia para os anos 2001 a 2013, este último ainda constante como estimativa. Em pouco mais de uma década, a crescente demanda por eletricidade veio sendo acompanhada pela redução em quase 25% da capacidade de os reservatórios armazenarem energia (ONS, 2012).

Em meados da década de 2000, e ainda com a recente memória da crise energética de 2001, foi estruturado mecanismo que proveu de maior segurança a oferta elétrica, por meio da instalação de diversas usinas termelétricas, acionadas, predominantemente, a combustíveis fósseis, como o gás natural e o carvão mineral. Neste sentido, o ONS passava a contar com recurso adicional no desempenho de seu papel de garantidor da continuidade da oferta, uma vez que a elevação do risco hidrológico, causada por estiagens, por exemplo, poderia ser atenuada pelo acionamento de termelétricas e, assim, aliviar a pressão sobre as fontes hídricas.

Todavia, além do maior custo variável (combustível), o acionamento das termelétricas como suporte ao sistema hídrico acarreta maior custo ambiental se comparado às hidrelétricas, em termos da emissão de gases de efeitos estufa (GEE). Isto porque, enquanto a emissão por parte das hidrelétricas pode ser considerada nula, o mesmo não pode ser dito daquelas termelétricas que geram a partir de combustíveis como os fósseis ou mesmo como a biomassa.

A crescente restrição à geração hidrelétrica não somente implica incremento do uso de termelétricas como suporte, como também recomenda que o uso destas seja otimizado de modo a que se reduzam tanto os custos financeiros quanto os ambientais, ou, neste caso, de emissões de GEE. Tal otimização, quando se trata destas emissões, deve levar em conta o coeficiente denominado “fator de emissão”, que se refere a quanto cada combustível emite para gerar uma unidade de energia, ou seja, ao custo de quantas toneladas de GEE se gera 1 mega-watt-hora. Este conceito também pode ser entendido como “carbono-eficiência”, sendo o combustível mais carbono-eficiente aquele que menos emitir GEE para gerar a mesma quantidade de energia.

A biomassa do bagaço de cana, objeto central desta dissertação, destaca-se entre os combustíveis térmicos convencionais utilizados, tanto por seu baixo custo privado - já que é resíduo da indústria sucroalcooleira - quanto por ser o mais carbono-eficiente. Tais características permitem inferir que sua participação na oferta elétrica deveria ser priorizada em detrimento dos combustíveis fósseis, entretanto, o fato de não sê-lo dá ensejo à análise proposta nesta dissertação, que aborda duas causas do subaproveitamento desta biomassa na geração elétrica nacional, sendo uma delas de cunho tecnológico e a outra, de natureza normativa.

Uma vez que as vantagens supracitadas da utilização do bagaço de cana como fonte primária para geração elétrica não têm impedido que parcela considerável da bioeletricidade não seja incorporada no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), propõe-se, neste trabalho, a análise de ambas as categorias de causas deste subaproveitamento, a tecnológica e a normativa, de modo a explicitar seus principais elementos e evidenciar as vantagens que poderiam ser auferidas, caso fosse possível elevar a participação da biomassa do bagaço na geração elétrica nacional. Entre as consequências esperadas do incremento desta participação encontram-se a redução da dependência de combustíveis fósseis na geração elétrica e a correspondente diminuição dos gases efeito estufa deles oriundo. Portanto este trabalho pretende avaliar as vantagens ambientais que o incremento da utilização de biomassa, em especial, do bagaço de cana, poderá trazer para a sociedade brasileira. Para tanto, serão avaliados os aspectos atuais da co-geração de bioeletricidade pela combustão do bagaço de cana assim como o potencial energético que poderia estar sendo gerado a partir da utilização de tecnologia mais eficiente. Entraves institucionais também serão objeto de análise deste estudo.

CAPÍTULO 2 – Referencial Teórico

A origem da Economia da Poluição encontra-se na teoria neoclássica do bem-estar e dos bens públicos, introduzida por Pigou em 1920 (Mueller, 2007) e tem como base a distinção entre custos ou benefícios privados e sociais, uma vez que considera que a atividade econômica privada pode gerar custos ou benefícios transferidos socialmente a terceiros. Esta característica da produção privada também é evidente nos bens públicos, os quais não têm ou não permitem ter a eles atribuídos direitos de uso exclusivo, os chamados “direitos de propriedade”. Desta forma, conforme coloca Andrade (2008), a economia da poluição tem como questão central os critérios empregados para se valorar as externalidades negativas (e. g. poluição) geradas e incorporá-las ao cálculo econômico dos agentes.

Abad (2002) identifica contraponto, ao afirmar que a abordagem de externalidades associa a elas apenas os casos de poluição, ou seja, o meio ambiente como depositário de dejetos e resíduos indesejáveis dos processos produtivos. Esta autora ressalta a abordagem fundamentalmente estática da economia da poluição quanto às questões ambientais.

A economia dos recursos naturais, por outro lado, analisa o meio ambiente do ponto de vista de provedor de recursos ao sistema econômico. Assim, procura-se responder a questões referentes ao padrão ótimo de uso desses recursos, ao adequado manejo dos recursos renováveis e à taxa ótima de depleção dos recursos não renováveis. No limite, a questão central desta corrente da economia neoclássica é em que medida o caráter finito dos recursos naturais torna-se um obstáculo à expansão do sistema econômico (Andrade, 2008).

Esta segunda corrente diferencia-se da economia da poluição justamente no tocante à questão da temporalidade, à qual se fez referência acima, uma vez que se parte do princípio de que a questão do uso dos recursos naturais deve ser resolvida por meio de um problema de alocação intertemporal de sua extração. Tal alocação deveria ser determinada com base na maximização dos ganhos obtidos com a extração do recurso ao longo do tempo, com auxílio dos conceitos de custo de oportunidade e desconto para se determinar a taxa ótima de extração. Neste sentido, a variável-chave para medir o

bem-estar é a utilidade, a qual pode ser devidamente expressa por meio do ordenamento das preferências individuais (Amazonas, 2006).

A poluição atmosférica consiste em um dos exemplos de externalidade mais utilizados para se explicar a impossibilidade de certos mercados funcionarem eficientemente por si só. O ar é um bem público - uma vez que não se paga por ele - e cujo consumo por determinado indivíduo ou grupo não implica limitação do consumo por outro indivíduo. Por outro lado, este aspecto é o que permite que a poluição seja um “bem” consumido pela sociedade de forma também não excludente, democrática, ainda que indesejada. Desta forma, a poluição gerada por determinados processos produtivos, oriunda, por exemplo, da queima de combustíveis fósseis, implica a impossibilidade de certos mercados funcionarem eficientemente, pelos motivos expostos em seguida.

A teoria neoclássica da poluição leva em conta as externalidades geradas para avaliar os seus efeitos na eficiência do mercado. Assim, seguindo os mesmos preceitos de Pindyck (2010), observa-se que determinado processo de geração de energia, ao emitir menos poluentes que outro, de modo que se alcance o mesmo benefício (quantidade de energia gerada), incorre em custos menores à sociedade. Portanto, este processo menos poluente seria preferível por permitir que se produza o mesmo montante de energia ao custo de menor “consumo” do “bem” poluição. Ora, estes gases são “bens” externos ao processo produtivo que, além de não ter valor econômico algum para os produtores, são consumidos pela sociedade contra a sua vontade.

A existência das externalidades, assim como das demais falhas de mercado, leva a um desvio do ideal “*firstbest*” neoclássico, em que o mecanismo do preço assume papel de prover a alocação de recursos de eficiência. Este desvio é tido como ineficiência, já que o preço de determinado bem não reflete seu valor social – afinal, não costumamos descontar do preço da energia os malefícios resultantes de sua produção, como a poluição, inerente ao quase todos os processos de geração. Disto resulta a produção ou provisão excessiva ou insuficiente do bem, contrariando o que Perman (1999) denominou “eficiência alocativa”.

O termo “eficiência” deve ser utilizado de forma criteriosa, posto que uma empresa ou grupo de empresas possa se considerar eficiente dentro dos limites de sua planta produtiva, ao manter seus custos reduzidos e obter lucros e, ao mesmo tempo, operar de forma a acarretar custos sociais a terceiros. Ademais, é necessário ressaltar que a ideia central da eficiência econômica implica equilíbrio entre o valor do que se produz e o valor do que é consumido no processo produtivo, ou seja, entre a

disponibilidade a pagar pela produção e os custos marginais de produção, sendo estes últimos os custos correspondentes à elaboração de uma unidade adicional do produto (Field, 1997).

Caso presentes falhas de mercado como as externalidades, a sociedade como um todo tem de arcar com o custo marginal privado de produção de energia (CMg) e com o custo adicional da externalidade gerada no processo produtivo, que Pindyck (2010) denominou “custo marginal externo” (CMgE). Este custo adicional, quando não computado no preço do bem, causa ineficiência econômica, ou seja, o excesso de produção que faz com que uma quantidade excessiva de poluição seja consumida pelo conjunto de indivíduos. Ainda segundo este autor, a origem da ineficiência encontra-se no preço equivocado do bem produzido, assim, o preço P_1 da Figura 1 é relativamente baixo, por se tratar de valor que traduz somente o custo marginal privado das empresas ao produzir (CMg), e não o custo marginal social, CMgS, conforme a Figura 1.

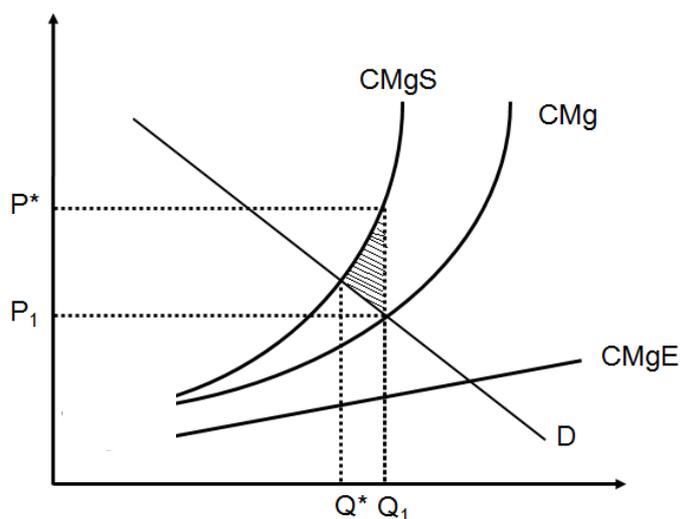


Figura 1: Custo social agregado

Fonte: Pindyck (2010).

A ineficiência pode ser, então, mensurada pela soma da diferença entre CMgS e D para todas as unidades produzidas que excedam o nível de produção eficiente Q^* . Na Figura 1, este custo é representado pela área escura do gráfico.

Nota-se, portanto, que, há excesso de produção, que pode ser mensurada pela diferença entre Q_1 e Q^* . Esta diferença também evidencia distorção do preço do bem,

uma vez que o preço correspondente a Q_1 (que é P_1) não reflete todos os custos em que tal nível de produção incorre, ou seja, não considera o custo social da produção, que, caso incorporado no cálculo, seria elevado de P_1 para P^* . A área escura, portanto, traduz o custo social em que se está incorrendo pela produção excessiva do bem, que é quantificada multiplicando-se o número de unidades excedentes - equivalente à distância Q^* até Q_1 -, pelo valor social pago por cada unidade excedente, que se traduz na distância entre $CMgS$ e a curva de demanda D .

A Figura 2, por sua vez, ilustra a possibilidade da existência de outro processo produtivo com custos marginais privados de produção iguais ao processo exemplificado anteriormente. À diferença do primeiro, no entanto, consideremos que este segundo processo produtivo gere menos custos externos por unidade produzida que o anterior, ilustrada pela reta $CMgE'$. Como consequência deste novo processo produtivo, resulta a curva $CMgS'$, que reflete os menores custos externos gerados e, conseqüentemente, menor custo social (representada pela área escura, em comparação às áreas listrada e escura somadas) de produção excedente (dada, agora, pela distância entre Q' e Q^1).

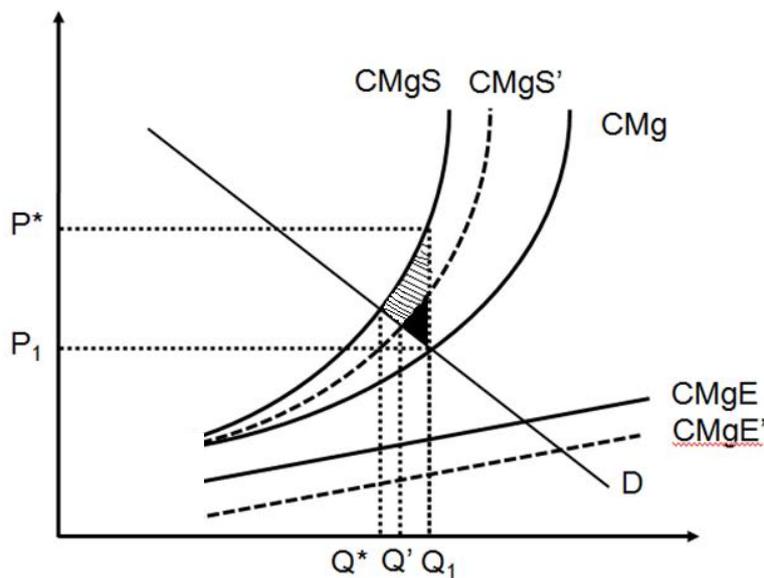


Figura 2: Redução do custo social agregado pela ocorrência de menor custo externo.

Fonte: Elaboração própria adaptado de Pindyck (2010).

Conforme já mencionado, quando se trata de mercados em que estão envolvidos recursos ou serviços ambientais, como a geração de energia, há que se levar em conta as

externalidades em que se incorre, presentes em quase todos os processos de geração. Todavia, assim como ilustrado no segundo gráfico, há diferenciação a ser feita **entreos processos produtivos**. Dessa forma, parte-se do pressuposto de que é conhecido o fato de que algumas fontes de energia geram mais externalidades do que outras. A análise feita neste estudo compara a externalidade “poluição” gerada ora pela queima de combustíveis fósseis tradicionais (representados, aqui, pelo gás natural e pelo carvão mineral), ora pela geração de energia por meio da combustão do resíduo gerado pela indústria sucroalcooleira, o bagaço de cana. A diferença entre o custo social e privado desses processos produtivos consiste nas externalidades que geram, entre os quais se destaca a poluição.

Para o caso aqui analisado, estes custos externos consistem nos gases de efeito estufa (GEE), a cujo aumento de concentração são atribuídas a mudança do clima. O processo de geração de energia elétrica pela queima do bagaço de cana resulta em menos emissões de GEE por MW gerado do que aquele que utiliza gás natural ou carvão mineral como combustível. A opção pela geração de energia elétrica por processo menos emissor evidencia benefício tanto pela menor emissão de gases de efeito estufa quanto pela gratuidade do bagaço. Isto é, a menor emissão implica menor custo marginal social de produção de energia elétrica a partir do bagaço por unidade de MW produzido.

A figura 3, portanto, ilustra os custos decorrentes da geração de energia pelas modalidades termoelétrica a gás natural (GN) e pela combustão do bagaço de cana (B). Além dos custos marginais de produção (CMg), inerentes aos investimentos e à manutenção da operação da rede elétrica e demais instalações, a geração elétrica com estes dois combustíveis incorre em custos marginais externos (CMgE_{GN}, para o gás natural e CMgE_B para o bagaço). Neste estudo, a externalidade em questão é a emissão de gases de efeito estufa, e assume-se que emissões adicionais implicam proporcional perda de bem-estar social.

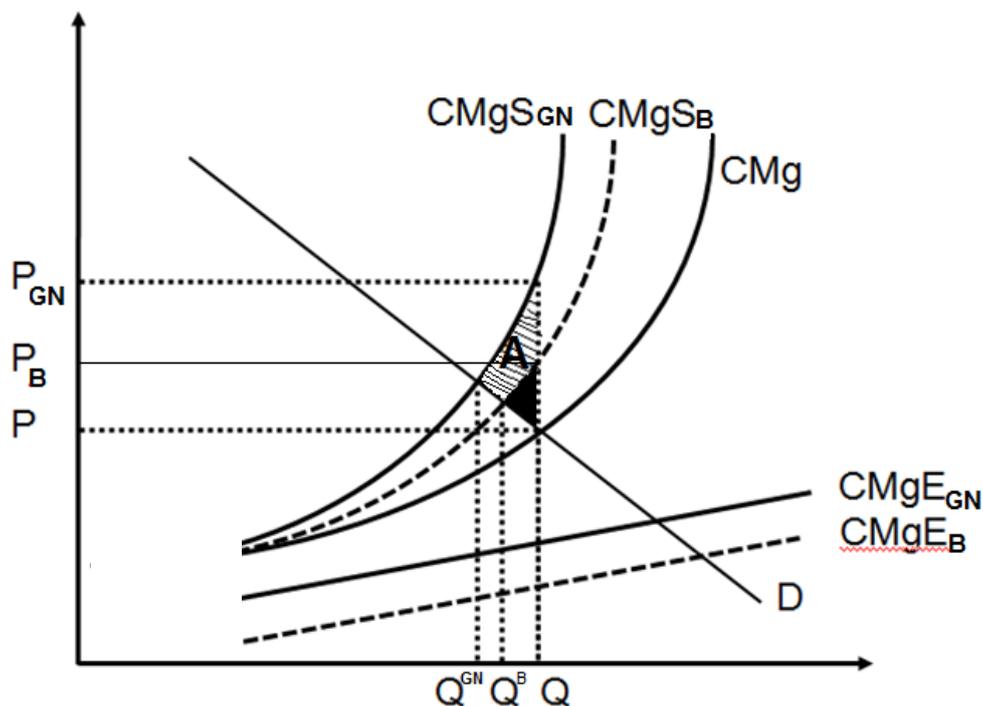


Figura 3: Comparação dos custos marginal, social e privado da geração de eletricidade pelo gás natural (GN) e pelo bagaço de cana-de-açúcar (B).

Fonte: elaboração própria, adaptado de Pindyck (2002).

A diferença de emissão de gases de efeito estufa oriundos da queima do gás natural e do bagaço de cana para geração elétrica evidencia-se no gráfico ao se comparar as linhas $CMgE_{GN}$ e $CMgE_B$. O custo marginal privado de produção (CMg) é considerado o mesmo para ambos os processos de geração de energia. Percebe-se que a área “A” consiste no montante em que se reduz o custo social¹ ao substituir a fonte geradora de gás natural por bagaço para se gerar a mesma quantidade de energia Q . Isto porque o custo social a ser pago para geração deste montante Q quando se utiliza o gás natural é maior do que aquele em que se incorre quando se usa o bagaço ($P_{GN} > P_B$)

Deve-se salientar que, conforme observado por Varian (2006), uma firma atuando em um mercado competitivo deve produzir a quantidade que iguale o preço dado pelo mercado a seu custo marginal. Ao se atender tal condição, sem a qual qualquer firma torna-se inviável em tal mercado, maximiza-se o lucro, o que, por sua vez, faz com que a curva de custo marginal seja justamente a curva de oferta da firma.

¹Deve-se reconhecer que, para fins de análise, necessitou-se recorrer a uma simplificação, ao considerar a emissão de gases de efeito estufa como única externalidade resultante da geração de energia. Certamente, a produção desse bem, a depender da tecnologia empregada, implica outros impactos a terceiros. Por outro lado, também não são considerados aqui diversos benefícios sociais resultantes da utilização do bagaço de cana, como a anulação dos impactos ambientais que seriam gerados pela acumulação deste resíduo.

Deste modo é possível ilustrar (Figura 4) a expansão da oferta de energia elétrica necessária para atender ao aumento da demanda por este bem, representada pelo deslocamento da curva D_1 para D_2 . A figura abaixo reproduz a anterior com a diferença de facilitar a visualização dos custos sociais de cada combustível. Tem-se que:

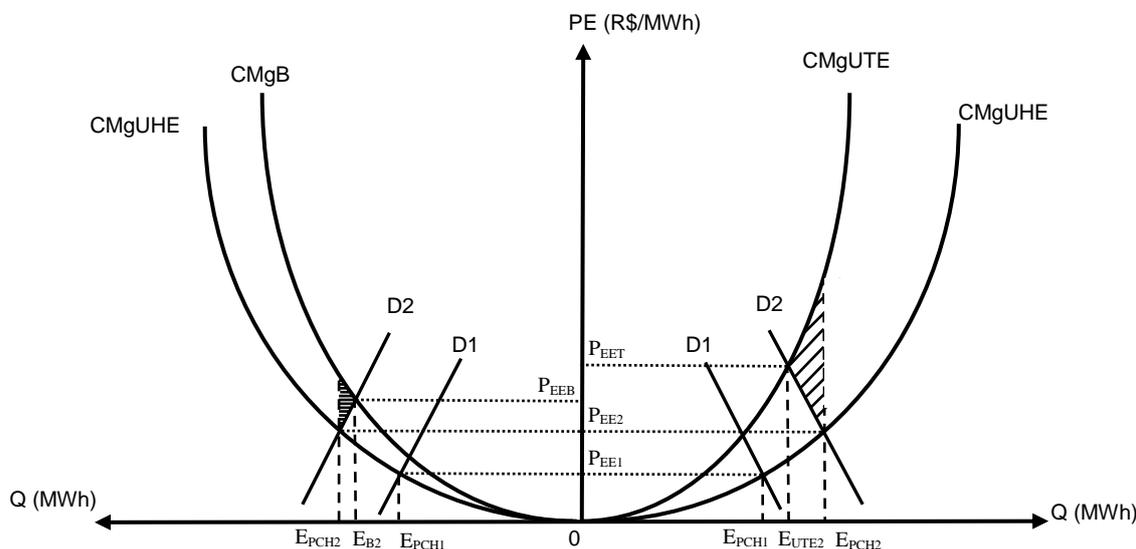


Figura 4: Custo marginal social da geração elétrica a gás natural (GN) e a bagaço de cana em comparação com os da geração hidrelétrica.

Nota: $CMgUTE$ = custo marginal de geração de energia por usina termelétrica a gás natural; $CMgUHE$ = custo marginal de geração de energia por hidrelétricas; $CMgB$ = custo marginal de geração de energia pela queima do bagaço de cana; $PEE1$ = preço inicial da energia gerada por hidrelétrica para atender a demanda D_1 ; $PEE2$ = preço inicial da energia gerada por hidrelétrica para atender a demanda D_2 ; $PEET$ = preço final da energia gerada por usina termelétrica a gás natural; $PEEB$ = preço final da energia gerada pela queima do bagaço de cana

Fonte: elaboração própria, adaptado de Funchal (2008).

Note-se que, devido ao custo do combustível e à menor geração de externalidades sob a forma de poluição do ar, a curva de custo marginal da Unidade Hidrelétrica ($CMgUHE$) encontra-se abaixo das demais, uma vez que se assume que esta modalidade de geração não emite gases de efeito estufa, o que torna seu custo social, nestes termos, nulo.

Torna-se evidente que a geração de energia pela combustão do bagaço de cana implica menor custo social total, diferença esta ilustrada pela comparação entre as áreas destacadas em cada um dos lados do gráfico.

CAPÍTULO 3 – O Setor Elétrico Brasileiro e a importância da bioeletricidade na matriz elétrica nacional

O presente capítulo apresenta os principais aspectos da matriz elétrica nacional, entre eles, a alternativa pela qual se optou para prover o SEB de maior estabilidade de oferta de energia, qual seja, a estruturação de um sistema hidrotérmico. Este sistema permite que o acionamento de usinas termelétricas mantenha o atendimento da demanda por eletricidade em tempos de menor vazão hidrológica. Além dos combustíveis fósseis, a matriz elétrica nacional conta com fonte adicional de energia termelétrica, a biomassa do bagaço de cana, objeto central desta dissertação e que tem propriedades de interesse para este estudo apresentadas ao fim deste capítulo.

3.1 A geração de energia elétrica no Brasil

Ao se observarem as figuras abaixo, percebe-se que o Brasil apresenta matriz de geração elétrica de origem predominantemente renovável, com aproximadamente 75% da oferta sendo atendida por geração hidráulica. As fontes renováveis são responsáveis por apenas 18,3% da energia produzida no mundo, o que coloca o Brasil como *outlier* em comparação à média mundial.

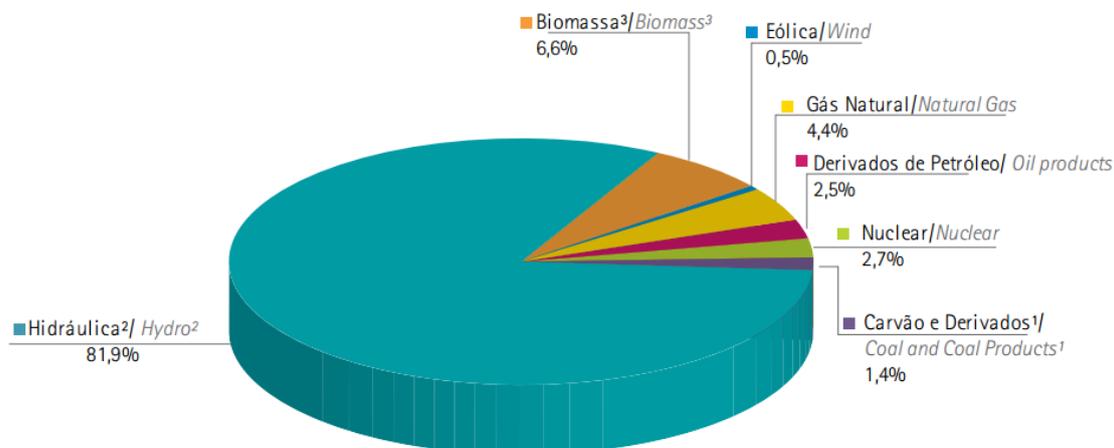


Figura 5: Distribuição da oferta de energia elétrica segundo a natureza da fonte primária de geração (Brasil 2012).

Fonte: Balanço Energético Nacional 2012 (Ano base 2011).

A produção de energia elétrica ocorre de forma contínua, assim como o seu consumo, isto porque, a todo momento, qualquer domicílio ou motores, linhas de montagem, centrífugas, entre outros, precisam ter, à disposição, alguma fonte de força. Isto exige a manutenção das tensões nos cabos de transmissão de eletricidade. Tais tensões variam de acordo com o perfil do consumidor final de energia.

A maior parte da energia elétrica consumida no Brasil passa por qualquer das vias de uma estrutura física chamada Sistema Interligado Nacional (SIN), apresentado na Figura 6. O SIN cobre praticamente todo o País e permite às diferentes regiões permutarem energia entre si, uma vez que interligam as geradoras de energia que, sendo na sua maioria usinas hidrelétricas localizadas longe dos centros consumidores e dependentes do regime pluviométrico regional, têm considerável variação de geração ao longo do dia.

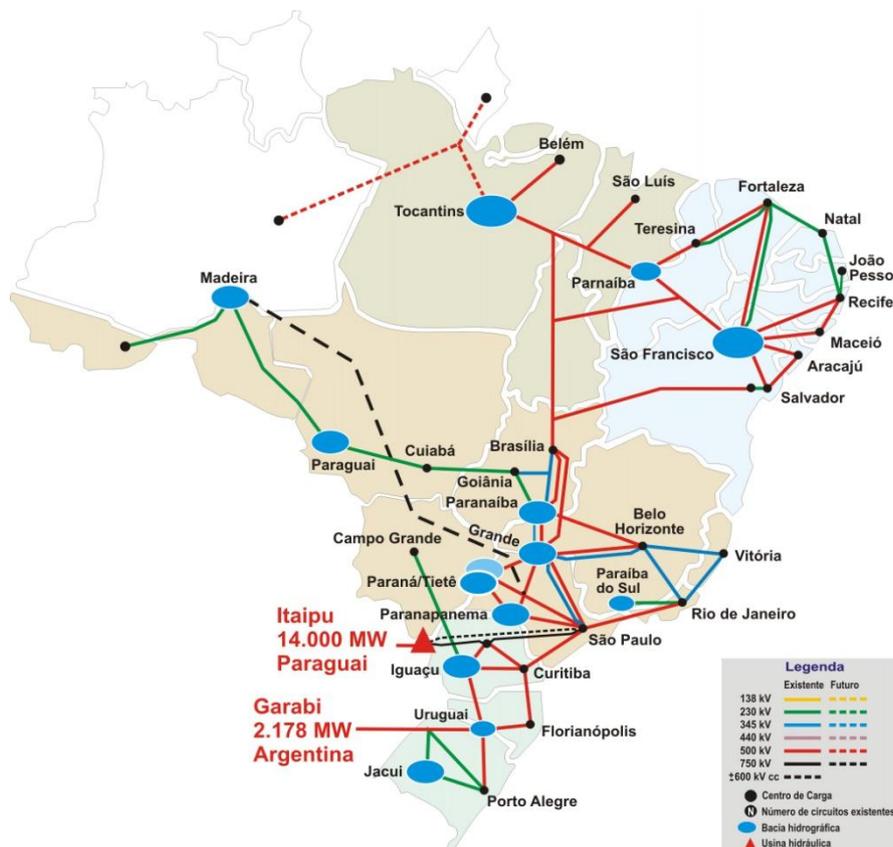


Figura 6: Sistema Interligado Nacional – Horizonte 2013

Fonte: Operador Nacional do Sistema (2013).

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o país consumiu 448.293 GWh em energia elétrica no ano de 2012. A predominância das hidrelétricas como provedora de eletricidade de mais de 80% da energia elétrica consumida no Brasil torna o sistema elétrico brasileiro, consideravelmente dependente dos regimes de chuva, que, por sua vez, determinam os níveis dos reservatórios de água. Assim, o horizonte temporal de geração de energia por uma usina hidrelétrica guarda grande correlação com o clima, cuja imprevisibilidade traz certo grau de incerteza ao sistema.

O sistema interligado se caracteriza, também, pelo processo permanente de expansão, o que permite tanto a conexão de novas grandes hidrelétricas quanto a integração de novas regiões (Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2008).

3.2 A incerteza hidrológica e a alternativa hidrotérmica

A energia que atende às necessidades da sociedade em geral, ao movimentar a indústria, o transporte, o comércio e demais setores da economia recebe denominação de Consumo Final, no Balanço Energético Nacional. Esta energia, para chegar ao local de consumo, é transportada por gasodutos, linhas de transmissão de eletricidade, rodovias, ferrovias etc., e distribuída por meio de diversos outros sistemas. Por outro lado, a energia extraída da natureza não se encontra na forma mais adequada para os usos finais, o que implica, na maioria dos casos, a necessidade de se passar por centros de transformação, como as refinarias que transformam o petróleo em óleo diesel; usinas hidrelétricas que aproveitam a energia mecânica da água para produção de eletricidade; carvoarias que transformam a lenha em carvão vegetal, etc.

A termoelétrica consiste em um desses processos de transformação, por tratar-se da utilização de calor para geração de energia elétrica. O perfil de cada fonte de consumo final pode determinar, além da escala da estrutura provedora de eletricidade, a fonte (ou as fontes) de energia que se poderá utilizar. Neste sentido, fatores como localização e escala de consumo definem a presença ou a ausência bem como o combustível da fonte geradora.

A chamada “segurança energética” corresponde à capacidade de determinado sistema de geração, transmissão e distribuição atender ininterruptamente à constante demanda de energia. Contudo, a manutenção da segurança energética implica gastos

que acabam por afetar o preço ao consumidor final da energia. Tem-se, assim, o desafio de manter-se a confiabilidade operacional do sistema a um custo mínimo, o que significa, para o consumidor final, modicidade tarifária.

Este *trade off* pode ser compreendido da seguinte forma: caso as condições hidrológicas sejam desfavoráveis em um período futuro (pela expectativa de estiagens), faz-se necessária a manutenção do nível dos reservatórios das hidrelétricas no presente. Ou seja, entende-se que a principal fonte geradora de energia deve ter sua capacidade de geração preservada, o que é feito pelo acionamento de usinas térmicas, compensando-se antecipadamente a diminuição do potencial hidrelétrico futuro.

Este mecanismo de garantia permite que a demanda de energia elétrica (mercado), que é atendida principalmente por fontes hidráulicas, possa, no entanto, ter suprimento contínuo pela complementaridade da geração termelétrica.

Assim, a evolução do sistema elétrico brasileiro permitiu que se concebesse um mecanismo capaz de dar maior confiabilidade de operação. Este mecanismo é ilustrado por Soares (2009), que explana os possíveis efeitos do risco hidrológico, ou seja, de não haver “combustível” disponível às hidrelétricas, em momentos de estiagem.

Este autor parte da hipótese da operação de um sistema puramente hidroelétrico que é atendido por uma UHE de 100MW de potência instalada em paralelo a um sistema hidrotérmico, com uma UHE de 50MW de potência instalada e uma usina termoelétrica (UTE) com 50MW de potência instalada e custo variável de 100 R\$/MWh, referente ao custo do combustível. Isto posto, pode-se inferir que o custo do déficit (corte de carga) fica estabelecido em 200 R\$/MWh.

No caso de disponibilidade de água, ambos os sistemas (hidroelétrico e hidrotérmico) atendem uma carga de 100MW, desconsiderando as perdas, para fins de simplificação. No entanto, o custo de operação desses sistemas é distinto, sendo nulo para o sistema hidroelétrico, já que o custo do “combustível” água é zero. Por outro lado, o custo da operação do sistema hidrotérmico é de 100 R\$/MWh.

Por sua vez, no caso de estiagem, ou em que não há disponibilidade de água, o custo de operação é representado pelo custo do corte, ou seja, 200 R\$/MWh. Este corte significa déficit de oferta de energia, que, para o sistema puramente hidroelétrico é total. Este corte é reduzido pela metade no caso do sistema hidrotérmico, pois, apesar de ter custo operacional superior ao do exclusivamente hidroelétrico, o corte de carga é reduzido, o que garante maior segurança (Soares, 2009).

Pelo mecanismo descrito acima é que Costa & Pierobon (2008) destacam que os empreendimentos hídricos têm o objetivo de atender à base da curva de carga (demanda de energia) diária, enquanto aqueles térmicos operam, preferencialmente, para atender o pico da curva de carga ou para atender a parte da demanda durante o período de estiagem. Por este mesmo motivo, os contratos de geração de energia elétrica por parte de empreendimentos termoeletrônicos também são diferenciados com relação aos hidroelétricos, sendo os primeiros chamados Contratos por Disponibilidade, resultantes dos leilões de energia de UTE.

Procura-se, portanto, determinar o que Castro & Brandão (2010) chamaram “despacho ótimo”, que consiste em decisão sobre quais termoeletrônicas devem ser acionadas para complementar a geração hidráulica de forma a gerir eficientemente o nível dos reservatórios das hidrelétricas. Esta determinação é feita por meio da comparação do custo de se usar a geração térmica no presente para poupar água dos reservatórios com o custo para a sociedade de eventual déficit elétrico no futuro. Assim, o despacho ótimo é calculado de forma a igualar o custo presente de acionamento com o valor presente dos custos resultantes das possíveis futuras faltas de energia elétrica.

Conforme descreve Silva (2008), por meio dos contratos por disponibilidade, criados em virtude do caráter diferenciado com que são tratadas as UTE, o empreendedor de uma usina como esta faz a oferta de preço prevendo que sua usina permanecerá desligada a maior parte do tempo, haja vista seu elevado custo de operação. Isto implica cobrança de um preço mínimo para manutenção da disponibilidade da usina ao SIN, caracterizando o que este autor denominou “espécie de aluguel” das instalações.

A participação das usinas térmicas a combustíveis fósseis faz-se necessária em resposta ao mencionado grau de incerteza inerente ao sistema hidrelétrico. No Brasil, as termelétricas movidas a gás natural são o primeiro suporte com que o SEB conta em caso de necessidade de preservação dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas. Entretanto, o despacho de usinas termelétricas a gás natural ocasiona aumento do custo do sistema já que o custo variável de operação desse tipo de fonte é maior que o das hidrelétricas, haja vista o combustível utilizado.

A Figura 7 a seguir ilustra a distribuição das termelétricas acionadas a derivados de petróleo no território nacional. Pelo mapa, é possível notar a concentração dessas usinas na região Norte. Isso se dá pelo fato de que a baixa densidade demográfica não justifica a construção de grandes empreendimentos geradores de energia. Por outro lado,

a dispersão dessas unidades geradoras pela região é justificada pela pulverização espacial do consumo. Deste modo, usinas movidas a óleo diesel atendem à demanda de energia elétrica na região em sua quase totalidade.

Em nível estadual, São Paulo é a unidade federativa de maior consumo de energia elétrica. Esta característica se explica pelo fato de este estado ter, também, o maior número, proporcionalmente aos demais, de unidades geradoras de energia termelétrica. De fato, a necessidade de se atender ao maior centro industrial do país recomenda a presença de diferentes alternativas de fontes de energia.



Figura 7: Distribuição espacial das Usinas Termelétricas movidas a derivados de petróleo no Brasil

Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2008.

As aplicações de tecnologias e processos de cogeração a gás natural possibilitam beneficiar diversos setores da economia, com destaque para os usos na indústria, comércio, serviços e agricultura.

O material informativo produzido pelas entidades do setor elétrico nacional costuma fazer distinção entre termelétricas que aqui serão chamadas “convencionais” e daquelas movidas a energia renovável, como a biomassa. O Plano Decenal de Energia 2011-2020 aponta que, em 2010, a capacidade instalada das primeiras somava 15,5 GW. Trata-se de usinas alimentadas por óleo diesel, óleo combustível, gás natural ou carvão. A maior parte desta potência (9.180MW) consiste em usinas movidas a gás natural.

A Tabela 1, com dados do Balanço Energético Nacional 2012, enumera o consumo de energia por tipo de combustível utilizado em termoeletricas convencionais. Nota-se que o consumo de gás natural lidera como combustível convencional durante todo o período indicado. Esta predominância passou a ocorrer a partir da conclusão do gasoduto Brasil-Bolívia, no início da década de 2000, que permitiu que o País dobrasse a utilização deste energético. Até então, a utilização deste combustível para geração de eletricidade mal alcançava a terça parte do montante de carvão vapor usado para o mesmo fim.

Tabela 1 –O consumo de combustíveis para geração de eletricidade

	GWh						
	Gás Nat.	Lixívia	Lenha	Óleo Diesel	Carvão	Óleo Comb.	Gás de Coq.
2002	12.406	3.515	677	5.629	5.327	6.208	693
2003	13.110	3.881	626	6.280	5.436	3.095	464
2004	19.264	4.220	660	7.540	6.580	2.908	454
2005	18.811	4.482	618	7.598	6.353	3.013	450
2006	18.258	5.199	875	6.547	6.730	4.206	458
2007	15.497	5.563	803	6.269	5.938	5.673	834
2008	28.778	5.453	1.607	8.400	6.497	7.228	1.893
2009	13.332	6.669	1.124	7.373	5.429	5.351	1.384
2010	36.476	7.168	1.676	8.949	6.992	5.267	1.215
2011	25.095	7.861	1.532	8.970	6.485	3.268	1.201

Fonte: Balanço Energético Nacional 2012.

A 5ª Edição do Programa Energia Transparente, promovido pelo Instituto Acende Brasil em junho de 2008, abordou o que denominou “O susto de janeiro de 2008”, momento em que o agravamento da estiagem comprometeu o abastecimento dos reservatórios a ponto de se promover a antecipação do acionamento de usinas térmicas. De fato, a Tabela 1 registra, para 2008, que o consumo de gás natural para geração

elétrica praticamente dobrou. A surpresa provocou o acionamento de todas as termelétricas aptas a gerar energia, o que acarretou elevação substancial do custo de atendimento da demanda total, uma vez que, à ocasião, os custos do mega-watt-hora de óleo combustível e de óleo diesel, chegavam a R\$325 e R\$560 respectivamente. Não sem motivo, neste ano também foram leiloados 548 MW méd de geração a bagaço de cana por meio do 1º Leilão de Energia de Reserva, grandeza sem precedentes até então.

O referido Programa também registrou que o acionamento das térmicas fora da ordem de mérito, somente no primeiro quadrimestre de 2008, custou em torno de R\$1 bilhão de reais, distribuído pela diversidade de atores do SEB, com destaque ao montante maior do encargo sobre os consumidores, através do Encargo de Serviços do Sistema (ESS).

Como já mencionado no início deste capítulo, a demanda total de energia elétrica é atendida por meio de um sistema predominantemente hídrico, que, conforme a necessidade, conta com a complementação da geração termelétrica de usinas movidas a combustíveis diversos (biomassa, gás natural, carvão mineral, etc.). Isto é, a oferta de energia deve sempre suprir o total demandado no sistema interligado. Esta complementação pode ser mais bem compreendida por meio do gráfico abaixo, que contém o período analisado por esta dissertação, de fevereiro de 2010 a março de 2013.

A Figura 8 apresenta, em seu limite superior, a demanda total por energia elétrica a ser atendida. A área destacada no gráfico representa a complementação que teve de ser feita por meio da geração do parque termelétrico de modo a complementar a geração hidrelétrica, representada pelo limite inferior do polígono em destaque. Nota-se que a geração hidrelétrica é visivelmente insuficiente para o atendimento da demanda total e que, por isso, deve ser complementada pela geração termelétrica. Ademais, pode-se observar, por meio da figura, que, para o período em questão, há um aumento paulatino da participação das termelétricas, correspondente à diminuição relativa da capacidade dos reservatórios das hidrelétricas (UHE). De fato, o próprio ONS prevê uma redução da capacidade de regularização dos reservatórios das usinas hidrelétricas, mensurada pela razão entre a EAR (Energia Armazenada no Reservatório) e a carga (demanda total) de eletricidade do Sistema Nacional Interligado. Estima-se que esta razão se reduza de 6,2% em 2001 para 4,7% em 2013.

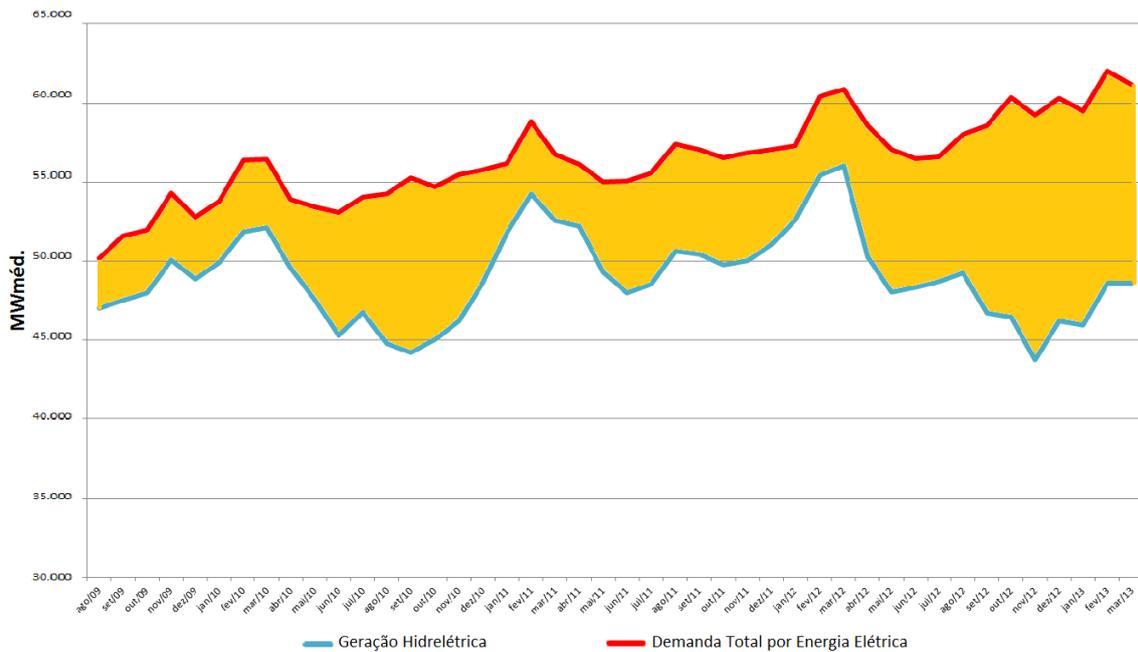


Figura 8: Atendimento da demanda total de energia elétrica.

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE.

A Figura 9 apresenta a composição da geração termelétrica responsável pela complementação que se fez necessária à energia hidrelétrica no atendimento da demanda total para o período em análise. A predominância do Gás Natural é evidente em quase todo o período, combustível fóssil que, junto a outras fontes térmicas, com a nuclear, a oriunda do carvão mineral e a da biomassa, compõem o *mix* de fontes que dão suporte ao sistema hidrotérmico.

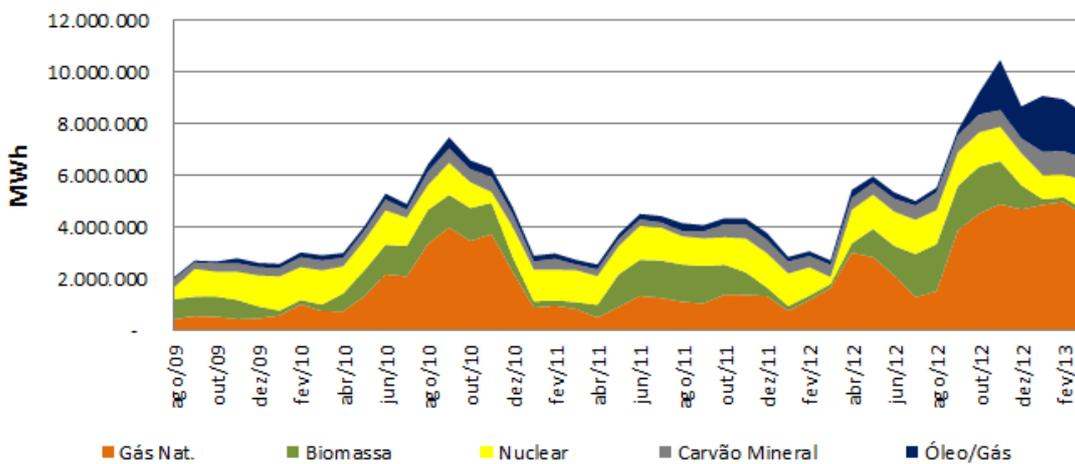


Figura 9: Composição por fonte da energia termelétrica gerada.

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE.

Entre as fontes termelétricas que compõem a geração complementar à hidrelétrica encontra-se a biomassa, cuja maior parte (90% em média) consiste em bagaço de cana.

3.3 A produção de cana-de-açúcar no Brasil, a correspondente biomassa e seu potencial elétrico

O Sistema Agroindustrial da Cana-de-açúcar é um dos mais antigos do País e está ligado aos principais eventos de sua formação histórica. Essa atividade no Brasil diferencia-se dos demais países do mundo principalmente em relação a sua escala de produção, à posição de destaque que a cana de açúcar tem em relação a outras culturas quanto à área de plantio e ao valor da produção e à escala de produção do álcool, combustível que pode substituir a gasolina.

O Brasil reúne condições de relevo e de clima favoráveis ao cultivo de diversos tipos de biomassas por ser privilegiado em termos de extensão territorial, insolação e pluviosidade, fatores essenciais para produção de biomassa em grande escala. Tais características também contribuem para que o país seja grande consumidor da biomassa como energético, o que inclui a queima do bagaço de cana.

A participação do País no mercado mundial de açúcar permite que o Brasil ostente a liderança nas exportações deste produto há décadas. Com relação ao etanol, Güntheret *al.* (2008) identifica 3 fases da produção deste combustível. A primeira refere-se à tentativa de o governo brasileiro de meados da década de 1970 reduzir a dependência nacional do petróleo, cujo preço quadruplicara. Esta tentativa consistiu no lançamento do Pró-Álcool, que até durou até 1986 e serviu como estímulo à expansão da lavoura canavieira nacional, tornando o Brasil o maior produtor mundial de cana-de-açúcar.

A segunda fase vai de 1986 a 2000, que, apesar de ter apresentado expansão da produção de açúcar, assistiu a certa estagnação da produção de etanol, motivada por fatores nacionais e internacionais, como a queda do preço do petróleo.

A fase seguinte assistiu à retomada do crescimento da produção de etanol no Brasil, com o advento dos carros *flexfuel* com o reconhecimento desta fonte renovável de energia como alternativa aos combustíveis fósseis, sendo passível de ser utilizado por outros países de modo a reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (Günther *et al.*, 2008). De fato, Costa & Prates (2005) observam que, nos países industrializados, o processo de substituição do petróleo baseou-se no desenvolvimento de fontes não renováveis, com destaque para a energia nuclear. No entanto, os riscos de contaminação e as quantidades não desprezíveis de dejetos gerados, alvos de críticas por parte de ambientalistas, fizeram com que o uso desta fonte viesse sendo paulatinamente abandonada.

A Tabela 2 evidencia a superioridade da participação dos produtos de cana com relação à própria energia hidráulica na oferta de energia² primária nacional.

Tabela 2 – Participação de combustíveis na oferta interna de energia primária

FONTES	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
NÃO RENOVÁVEL	54,9	53,0	52,2	52,7	52,6	51,3	51,6	53,1	52,6	54,2
PETRÓLEO	43,0	42,0	40,3	42,0	42,1	40,6	39,7	42,1	42,1	42,4
GÁS NATURAL	8,8	8,5	8,9	8,8	8,3	8,1	9,0	8,7	9,0	9,3
CARVÃO VAPOR	1,1	1,0	1,1	1,2	1,0	1,0	1,1	0,8	0,8	0,8
CARVÃO METALÚRG.	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
URÂNIO (U ₃ O ₈)	1,9	1,5	1,9	0,7	1,1	1,6	1,7	1,4	0,7	1,6
RENOVÁVEL	45,1	47,0	47,8	47,3	47,4	48,7	48,4	46,9	47,4	45,8
ENERGIA HIDRÁULICA	14,1	14,3	14,5	14,5	14,2	14,4	13,4	14,0	13,7	14,3
LENHA	13,6	14,1	14,8	14,2	13,5	12,8	12,4	10,3	10,3	10,3
PRODUTOS DA CANA *	14,5	15,4	15,4	15,5	16,6	18,1	19,0	18,7	19,3	16,9
OUTRAS RENOVÁVEIS	2,9	3,1	3,1	3,2	3,2	3,4	3,6	3,9	4,1	4,4
TOTAL	100									

* Inclui a energia contida no etanol e nos resíduos do processamento da cana.

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2012.

O Brasil destaca-se como o maior produtor mundial de açúcar de cana e apresenta o maior potencial de competitividade nesse mercado dentre os principais produtores mundiais. O País foi recentemente superado pelos EUA na produção de etanol. Ambos seguem dividindo cerca de 90% da produção mundial deste combustível.

² A oferta de energia é composta por todas as fontes convencionais disponíveis de energia, seja para geração de energia térmica, elétrica ou mesmo para o transporte. Para que sejam mensuradas em unidade de equivalência, usualmente é utilizada a medida tep (tonelada equivalente de petróleo).

De modo geral, se obtêm da cana de açúcar dois produtos de larga importância comercial. No caso do açúcar, observam-se altos custos associados a sua estrutura produtiva e às medidas protecionistas adotadas em praticamente todos os mercados mundiais. Por outro lado, o etanol tem aplicação crescente como aditivo à gasolina principalmente no mercado nacional.

Conforme atesta Piacente (2005), o Brasil é o país com maior vantagem competitiva nestes dois produtos. Tanto o açúcar quanto o etanol não enfrentam grandes problemas com produtos substitutos. A cana-de-açúcar é reconhecidamente mais produtiva que a beterraba, utilizada principalmente na Europa e viável apenas quando altamente subsidiada. Quanto ao etanol de cana-de-açúcar, seja utilizado na forma hidratada como combustível direto, ou anidro, misturado à gasolina, há nítidas vantagens ambientais e econômicas se comparado a outros produtos utilizados para o mesmo fim, principalmente os derivados do chumbo. A atual produção de cana-de-açúcar no Brasil visa atender a necessidades e metas ligadas diretamente à produção do açúcar, tanto para o mercado interno e externo, e à produção do álcool combustível.

A área cultivada de cana, nacionalmente, segundo o Acompanhamento da Safra Brasileira, elaborado pela Conab(2011) para a safra 2010/2011, foi de 8.368,4 mil hectares, distribuídos em todos Estados produtores. O Estado de São Paulo continua sendo o maior produtor com 52,2% (4.370 mil hectares), seguido por Minas Gerais com 8,87%. A predominância deste estado na área cultivada justifica sua liderança na produção de cana de açúcar. A concentração desta lavoura é percebida na Figura 10.

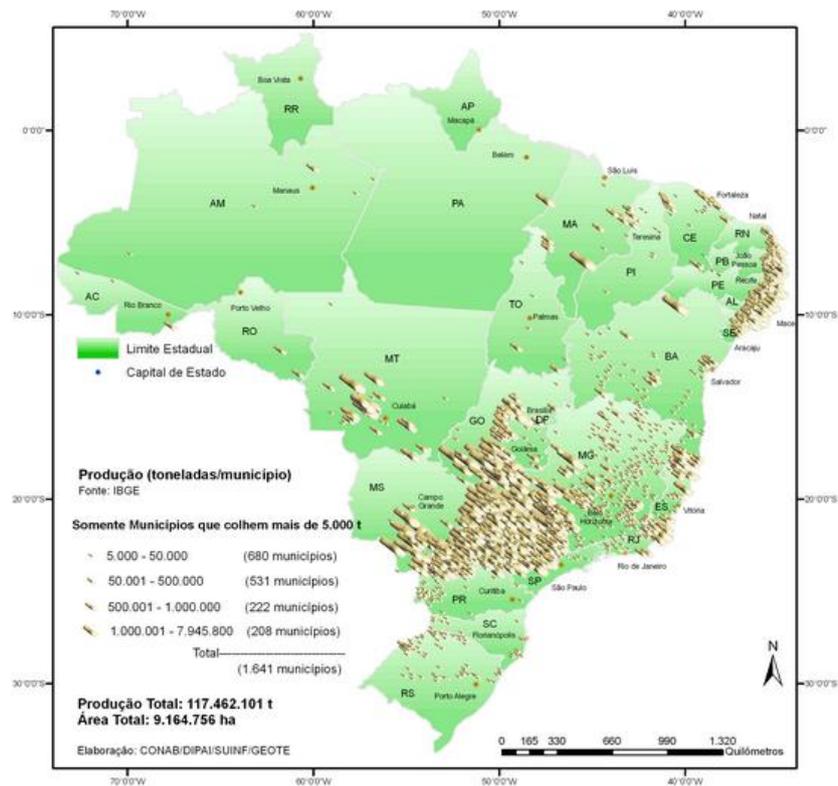


Figura 10: Distribuição espacial das unidades produtoras decana de açúcar – safra 2010.

Fonte: Conab - Sistema de Informações Geográficas da Agricultura Brasileira (SIGABrasil).

O processamento da cana no Brasil permitiu ao país produzir quase 27 bilhões de litros de etanol e cerca de 36,9 milhões de toneladas de açúcar na safra 2010/2011, conforme o mesmo levantamento realizado pela Conab. Estes montantes correspondem à produção total de mais de 620 milhões de toneladas de cana em todo território nacional. Como resultado do processo produtivo de ambos este bens, toneladas de bagaço de cana são gerados, correspondentes a 25% em peso médio de toda cana colhida no país. Assim, a mesma safra mencionada foi responsável pela geração de cerca de 150 milhões de toneladas de bagaço de cana.

3.4 A cogeração de energia elétrica pela queima do bagaço e sua complementaridade à matriz elétrica nacional

O desenvolvimento da indústria sucroalcooleira no Brasil, nas décadas de 1970 e 1980, foi acompanhado pelo ganho em importância dos impactos ambientais que o crescimento da escala produtiva implicava. Neste sentido, dois foram os principais objetos de preocupação entre os usineiros, o resíduo líquido chamado vinhaça (ou vinhoto) e o bagaço de cana. Curiosamente, ambos os “dejetos” foram reincorporados ao processo produtivo, transformados em insumos, o primeiro passando a ser pulverizado nas plantações - processo comprovadamente benéfico à produtividade, caso empregado de forma adequada - e o segundo, o bagaço, objeto deste estudo, sendo queimado nas caldeiras e gerando calor necessário à usina.

A geração de energia elétrica logo foi promovida em paralelo à produção de calor nas usinas sucroalcooleiras de maior escala, pela adoção de turbinas para este fim. Assim consolidou-se o processo de cogeração no setor, ou seja, que consiste na produção de energia mecânica e de eletricidade simultaneamente. Eid *et al.* (1998) aponta que, a partir de meados dos anos 80, grandes usinas já superavam a fase em que a queima do bagaço de cana objetivava a mera manutenção do equilíbrio energético de suas plantas, ou seja, com geração de excedentes. Tal postura também foi registrada por Dantas (2008), segundo o qual a decisão de adotar tecnologias de cogeração pouco eficientes, com caldeiras de baixa pressão, tinha como premissa maximizar a queima do bagaço de cana de açúcar devido às dificuldades de estocagem e à pouca relevância do mercado para a venda de eventuais excedentes de bagaço *in natura*. Ademais, não havia interesse comercial em investir em plantas de geração de eletricidade mais eficientes, capazes de exportar um excedente para a rede elétrica.

A evolução da cultura sucroalcooleira impulsionou o desenvolvimento tecnológico das usinas, que se fez observar não só na produção de álcool ou açúcar, como também na geração elétrica. Até então, os primeiros projetos tinham como objetivo a produção do vapor necessário ao processo produtivo ao menor custo. Os geradores a vapor eram de baixa pressão, o que resultava em vapor saturado ou levemente superaquecido. Como os sistemas elétricos eram pouco desenvolvidos, ou simplesmente inexistentes nas regiões em que as usinas estavam localizadas, o acionamento dos equipamentos da planta industrial era predominantemente mecânico, e

a geração elétrica visava quase que exclusivamente ao atendimento das necessidades e à iluminação da própria usina e dos núcleos residenciais próximos (Suzoret *al*, 1991).

A participação das térmicas na provisão de energia elétrica tende a se ampliar nos médio e longo prazos, tendência que é reforçada tanto pelo decréscimo gradual da capacidade de regularização de armazenagem das hidroelétricas, quanto pelo longo período em que o país restringiu investimentos em grandes reservatórios, que permitem poupar água, “combustível” da principal fonte de eletricidade do Brasil. Este incremento do uso das fontes termoelétricas, com predominância daquelas movidas a combustíveis fósseis, vai de encontro à ascensão das questões ambientais que evidenciaram, no contexto internacional, a preocupação com a poluição atmosférica, responsável por danos transfronteiriços como a elevação do volume de gases do efeito estufa. Esta transição, citada por Coelho (1999), seria confirmada na década seguinte.

Por outro lado, a crise do início da década de 2000 também inspirou o incremento da participação das chamadas “fontes alternativas de energia”, como a eólica e aquela provinda da biomassa. Objeto deste estudo, o bagaço de cana compõe cerca de 90% da oferta de energia advinda da biomassa, resíduo da indústria sucroalcooleira brasileira cuja incineração em caldeiras gera excedentes comercializáveis de energia elétrica.

Na indústria sucroalcooleira, a cogeração, geração simultânea de energia térmica e mecânica, dá-se a partir da queima do bagaço da planta. A energia mecânica pode ser utilizada na forma de trabalho para acionamento de moendas, numa usina de açúcar e álcool, ou transformada em energia elétrica por meio de gerador de eletricidade. A energia térmica gerada pode ser utilizada como fonte de calor para um processo produtivo (em uma indústria, hospital, “shopping” etc.) (Coelho, 1999).

A evolução do volume de cana de colhido permitiu que, em 1987, a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) realizasse a primeira operação de compra da energia elétrica gerada pela queima do bagaço. Isto fez da Usina Sertãozinho, na região de Ribeirão Preto, pioneira na comercialização de excedente de energia elétrica gerada por esta fonte (Souza, 2002).

Em contraposição à participação dos combustíveis fósseis como complementares à manutenção da segurança energética do Sistema Elétrico Brasileiro, a fonte renovável da biomassa vem ganhando importância por seu potencial de geração de eletricidade também por meio do processo de cogeração. Neste contexto, ganha destaque o bagaço

de cana de açúcar, responsável por mais de 90% da composição da biomassa utilizada para geração de energia elétrica.

O incremento da tecnologia de cogeração no setor sucroalcooleiro veio ao encontro das vantagens apontadas por Souza (2003), ao citar Silveira *et al.* (2000). Estes autores abordaram as perdas totais de um sistema termelétrico convencional a vapor. Segundo eles, cerca de 55% do calor é contido no vapor de exaustão das turbinas de condensação, calor este que é praticamente todo dissipado nas torres de resfriamento, o que representa considerável quantidade de energia térmica perdida. Deste modo, o processo de cogeração torna essa energia utilizável, ao promover um escape com temperaturas mais elevadas, ou a utilização a gás no processo. A cogeração permite, assim, que o calor que seria perdido, seja recuperado, conforme desenho esquemático (Figura 11) elaborado por Souza (2002).

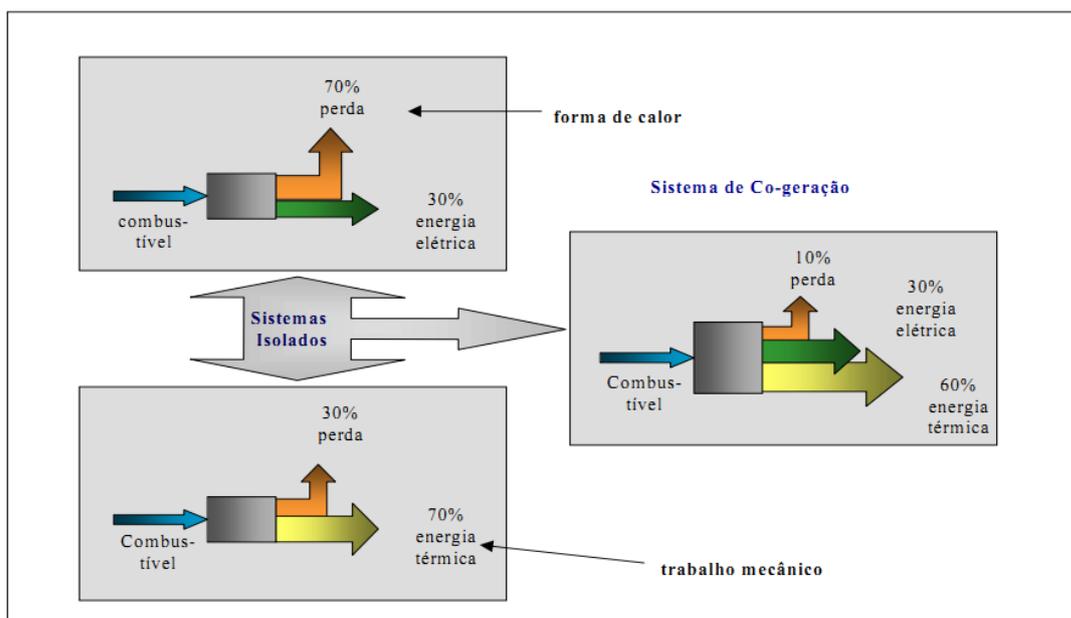


Figura 11: Incremento do aproveitamento termelétrico pelo processo de cogeração.

Fonte: Souza (2002).

Em termos de composição do *mix* de fontes de energia, a importância da bioeletricidade do bagaço de cana tem como uma de suas evidências a complementaridade entre o ciclo produtivo da cana de açúcar e o ciclo hidrológico, do qual depende nossa matriz hidrelétrica. Isto porque, conforme Castro *et al.* (2009), tomando-se a Figura 12, percebe-se que o ciclo hidrológico, responsável pela

acumulação de água nos reservatórios e consequente geração elétrica da maior parcela da eletricidade consumida no país, é caracterizado por menor Energia Natural Afluente³ (ENA) entre os meses de julho a novembro.

A complementaridade entre o ciclo produtivo da cana e o ciclo hidrológico fica, portanto, clara ao se observar, também na Figura 12, que o período de safra canavieira ocorre justamente durante a estiagem. Este gráfico consiste na suposição de contratação de 15GW de bioeletricidade para geração entre maio e novembro na configuração apresentada na figura anterior.

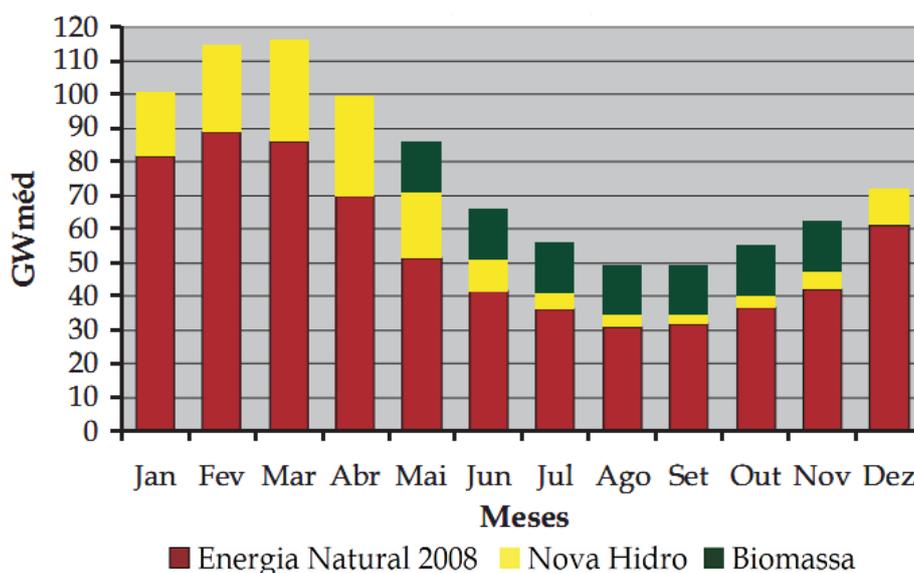


Figura 12: Complementaridade da Bioeletricidade Sucroenergética ao Sistema Elétrico Brasileiro

Nota: "Nova Hidro" corresponde às hidrelétricas Madeira, Xingu, Tapajós e Teles Pires.

Fonte: Castro et al. (2009).

É importante reforçar que a termoeletricidade participa da matriz elétrica nacional como complementar à principal fonte geradora, a hidroeletricidade. Entre as termelétricas utilizadas nesta complementação, encontram-se aquelas que utilizam fontes fósseis, como o gás natural e o carvão mineral, e aquelas que fazem uso de combustíveis renováveis, como a biomassa. Os boletins publicados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) evidenciam que apenas por curtos períodos, a biomassa liderou a geração termelétrica, sendo superada, por vezes, até pela

³ Energia elétrica que pode ser gerada a partir da vazão natural em um aproveitamento hidroelétrico.

geração por carvão mineral, que tem o maior custo variável entre os demais combustíveis fósseis. Ademais, durante todo o ano de 2010, a geração termelétrica foi liderada pelo uso do gás natural, e, desde agosto de 2012, com o recente aumento do risco hidrológico, este combustível tem oferecido mais que o dobro da geração elétrica ao Sistema Interligado Nacional comparado ao uso da biomassa.

Conforme observado por Castro *et al* (2009), quando há capacidade de regularização dos reservatórios das hidrelétricas, o acionamento das termelétricas fica restrito aos anos de afluências desfavoráveis. Entretanto, com o aumento da demanda de eletricidade e a redução paulatina da capacidade de regularização dos grandes reservatórios, as usinas termelétricas são despachadas com maior frequência que as estimativas originais. Assim, a depender do *mix* de termelétricas que entra em operação, os custos de operação, que já são maiores pelo simples fato de se reduzir a geração hidrelétrica, ficam ainda mais elevados quando se acionam usinas cujo combustível tem preços mais altos, como os das térmicas movidas à gás natural e a carvão.

O capítulo seguinte avalia os benefícios socioeconômicos advindos do incremento da bioeletricidade oriunda da cogeração pelo bagaço de cana. Tais benefícios consistem em ganhos econômicos e ambientais, na medida em que o aumento da participação desta energia renovável possibilitaria o incremento da receita por parte de produtores canavieiros, a redução do acionamento de termelétricas com maior custo variável (custo do combustível) e a geração de energia elétrica mais carbono-eficiente, na medida em que a queima do bagaço de cana emite menos gases de efeito estufa que a combustão de fósseis.

CAPÍTULO 4 – Avaliação do aproveitamento do bagaço na geração elétrica

Este capítulo apresenta dois aspectos relacionados ao aproveitamento bioeletricidade do bagaço de cana para geração de energia elétrica. Inicialmente, é abordado o aspecto tecnológico, a possibilidade de incremento da geração desta energia pelo incremento da produtividade do parque de usinas e as implicações ambientais resultantes deste incremento. Em seguida, é avaliado o aspecto normativo, representado pelos leilões de energia, que consiste no principal meio formal pelo qual o SEB incorpora a bioeletricidade. Esta análise de cunho normativo também é seguida do respectivo benefício ambiental atribuído à elevação da inserção de bioeletricidade do bagaço de cana no Sistema.

Os dados utilizados na pesquisa tiveram como base o estudo realizado pela Conab (2011), boletins de geração elétrica mensal disponibilizados pela CCEE e informações sobre a participação da biomassa em leilões de energia obtidas junto à CCEE e à EPE.

Os dados mensais de geração elétrica disponibilizados pela CCEE delimitam o quadro atual que foi utilizado para definir o o aspecto tecnológico do presente estudo. A estes dados foi aplicado um coeficiente referente à eficiência dos equipamentos utilizados pelas usinas de cana durante a safra 2009/2010 obtido de estudo realizado pela Conab (2011). , A informação sobre a eficiência técnica, possível e existente, foi utilizada para se simular a geração de bioeletricidade do bagaço que poderia ser obtida, na safra compreendida entre fevereiro de 2010 e janeiro de 2011, caso as usinas operassem utilizando a tecnologia de maior eficiência produtiva. Desta simulação foi obtido o montante mensal de bioeletricidade adicional advinda do bagaço de cana passível de substituir parcela das fontes fósseis utilizadas durante o mesmo período na geração elétrica. A este incremento da geração de energia elétrica a partir da queima do bagaço é atribuído respectivo benefício ambiental.

A aferição do referido benefício ambiental foi possibilitada na medida em que, para gerar uma unidade de MWh, cada combustível analisado neste estudo emite uma quantidade distinta de carbono-equivalente, o que se denomina “fator de emissão”. Optou-se por utilizar, nesta dissertação, os combustíveis fósseis de maior participação na matriz elétrica nacional. Deste modo, ao se comparar, separadamente, o uso do bagaço em substituição ao do gás natural e ao carvão mineral, foi possível mensurar o ganho ambiental atribuído a esta substituição, resultante do produto da energia gerada por cada combustível (cujo montante mensal é disponibilizado pela CCEE) pelo seu respectivo fator de emissão, este disponibilizado pela EPE, no caso dos combustíveis fósseis abordados, e pelo MCTI, para o bagaço de cana.

Cabe registrar que a comparação em separado da substituição de cada combustível fóssil pelo bagaço de cana foi feita de modo que se priorizasse um combustível fóssil por vez, ou seja, para determinado mês, o montante adicional de bioeletricidade substituiria igual montante do combustível priorizado para substituição. Caso este montante adicional superasse o total gerado pelo fóssil priorizado em dado mês, o excedente de bioeletricidade passaria a substituir o outro combustível fóssil correspondente ao mesmo mês.

Uma vez que a incorporação da bioeletricidade do bagaço de cana na matriz elétrica nacional depende não só de aspectos tecnológicos, mas também de arranjos normativos, é, por fim, abordada a principal forma pela qual esta energia é incorporada ao SIN, os leilões de energia. O quadro real desta parte normativa da dissertação refere-se à quantidade de energia gerada a partir do processo de cogeração a bagaço de cana que foi, de fato, incorporada ao SIN por meio destes certames.

A partir de dados da CCEE e da EPE acerca de leilão selecionado foi possível comparar a capacidade de geração total das usinas aptas a fornecer eletricidade do bagaço ao SIN com a capacidade total de geração que acabou sendo, de fato, comercializada. Para tanto, realizou-se nova simulação de modo a se obter o montante de energia do bagaço que poderia ser incorporado ao SIN (e o benefício social correspondente) caso fosse permitido que toda energia habilitada a concorrer no certame fosse, de fato, comercializada. Analogamente à avaliação do benefício ambiental auferido pelo incremento da produtividade das usinas sucroalcooleiras, os gases de efeito estufa (GEE) também serviram de parâmetro para que se dimensionasse o ganho obtido, caso se eleve a participação da bioenergia do bagaço no atendimento da demanda por energia elétrica por meio do leilão selecionado.

Ambas as análises, tecnológica e normativa, são iniciadas da enumeração de causas levantadas na literatura para o subaproveitamento do bagaço para geração elétrica. Às análises supracitadas segue-se a descrição de benefício adicional aos atores passíveis de promover a maior utilização do bagaço de cana na geração elétrica, a certificação dos créditos de carbono no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC).

4.1 - A geração termelétrica e a correspondente emissão de GEE

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), nos Estudos Socioambientais do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2008/2017), apresentou fatores de emissão de gases de efeito estufa para alguns combustíveis fósseis, dentre os quais utilizaremos os de maior uso para geração elétrica. Neste sentido, para cada MWh de eletricidade gerada pela queima de carvão mineral, são emitidas 1,116 tCO₂eq. No caso do gás natural, o fator de emissão é de 0,449 tCO₂eq/MWh (EPE 2008). Para o bagaço de cana, dado apresentado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (Brasil,2010) atribuiu fator de emissão de 26,5 tCO₂eq/TJ, o que equivale⁴ a 0,0954 tCO₂eq/MWh.

Para melhor compreensão da diferença entre os fatores de emissão dos combustíveis supracitados, seguem-se as Figuras 13, 14 e 15 – elaboradas com dados da Tabela A.3 (Anexo) - nas quais foram reproduzidas as gerações elétricas de cada uma destas fontes e suas respectivas emissões para o período selecionado.

Note-se, na Figura 13, que, por conter elevado fator de emissão com relação aos outros dois combustíveis analisados, o uso do carvão mineral na geração elétrica resulta em considerável nível de emissões de GEE, evidenciado pelas colunas do gráfico.

⁴TJ é a abreviação de terajoule. Assim, tem-se que 1MWh = 3,6 x 10⁹ J = 0,0036 TJ.

Carvão Mineral

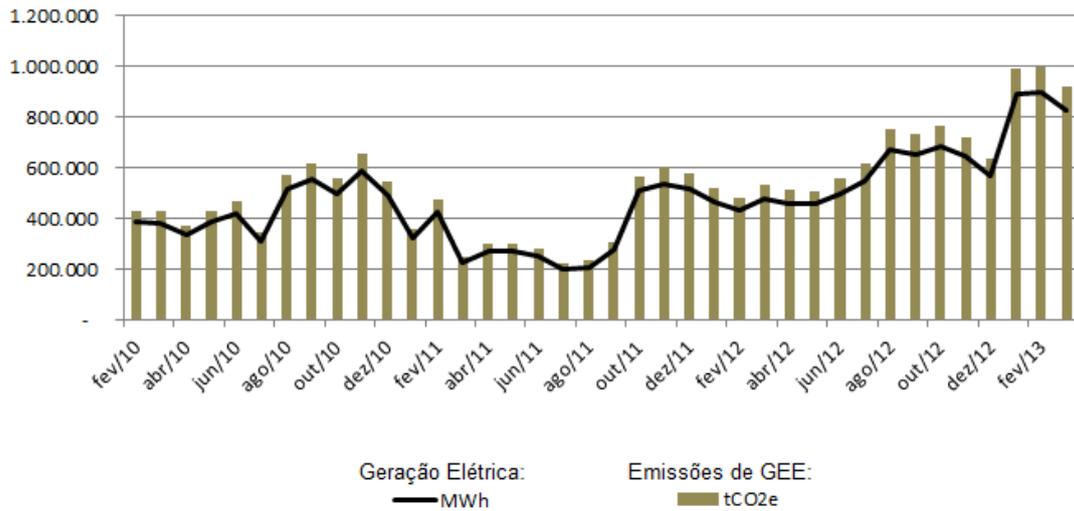


Figura 13: Geração elétrica a carvão mineral e correspondente emissão de GEE.

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE e EPE.

Por sua vez, o Gás Natural, por apresentar fator de emissão cerca de 50% menor que aquele do carvão mineral, tem combustão resultante em menores níveis de emissão, o que fica evidente pela distância entre a linha do gráfico da Figura 14 (geração elétrica, medida em MWh) e as colunas (emissões de GEE).

Gás Natural

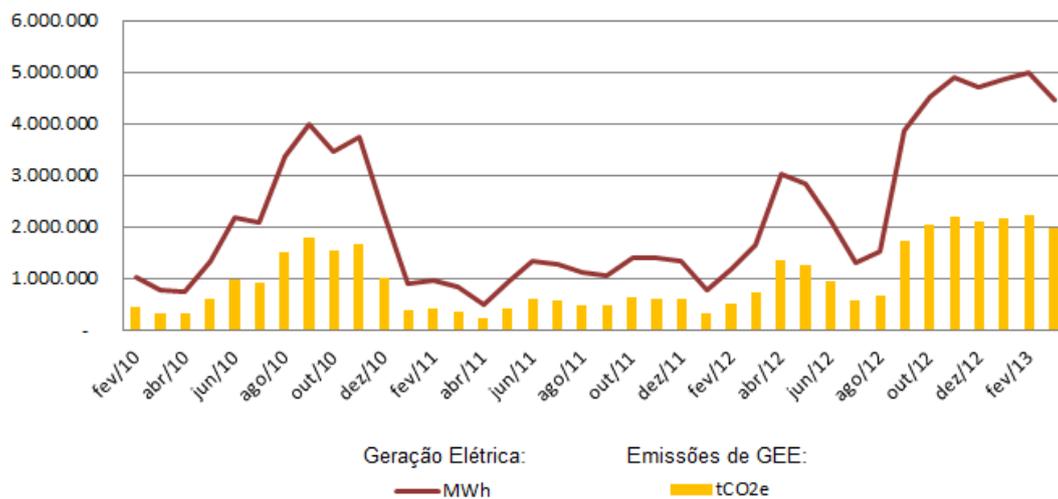


Figura 14: Geração elétrica a gás natural e correspondente emissão de GEE.

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE e EPE.

Finalmente, entre os três combustíveis em análise, a Biomassa se destaca como a de menor fator de emissão de GEE, o que implica o maior distanciamento entre a linha de geração elétrica e as colunas de emissões de GEE, conforme a Figura 15. Neste sentido, a Figura apresenta a série histórica dos três anos em análise para geração elétrica observada pela queima de biomassa. É possível visualizar 3 picos, que correspondem ao maior valor de geração, dada a maior disponibilidade do bagaço de cana. Esta disponibilidade é condicionada pela sazonalidade da safra de cana.

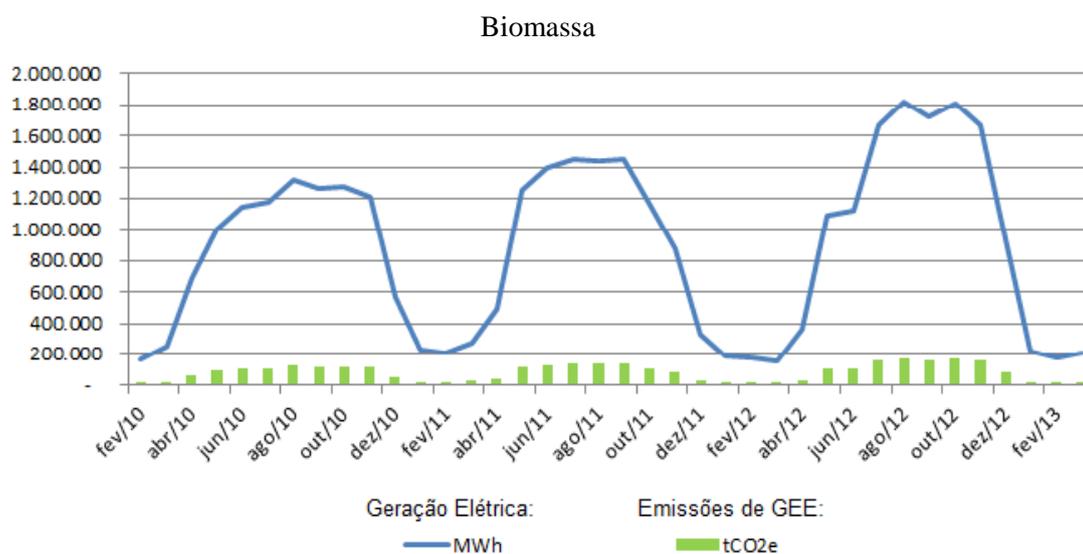


Figura 15: Geração elétrica a bagaço de cana e correspondente emissão de GEE.

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE e MCTI.

A Figura 16, ao apresentar, simultaneamente, a geração elétrica de cada fonte analisada e suas correspondentes emissões de GEE, reforça o contraste entre a biomassa e os demais combustíveis selecionados em termos de emissões de GEE por unidade de energia gerada, dado que a biomassa se mostra 5 vezes mais carbono-eficiente na geração de energia (tCO_2e/MWh) que o gás natural e cerca de 12 vezes mais que o carvão mineral.

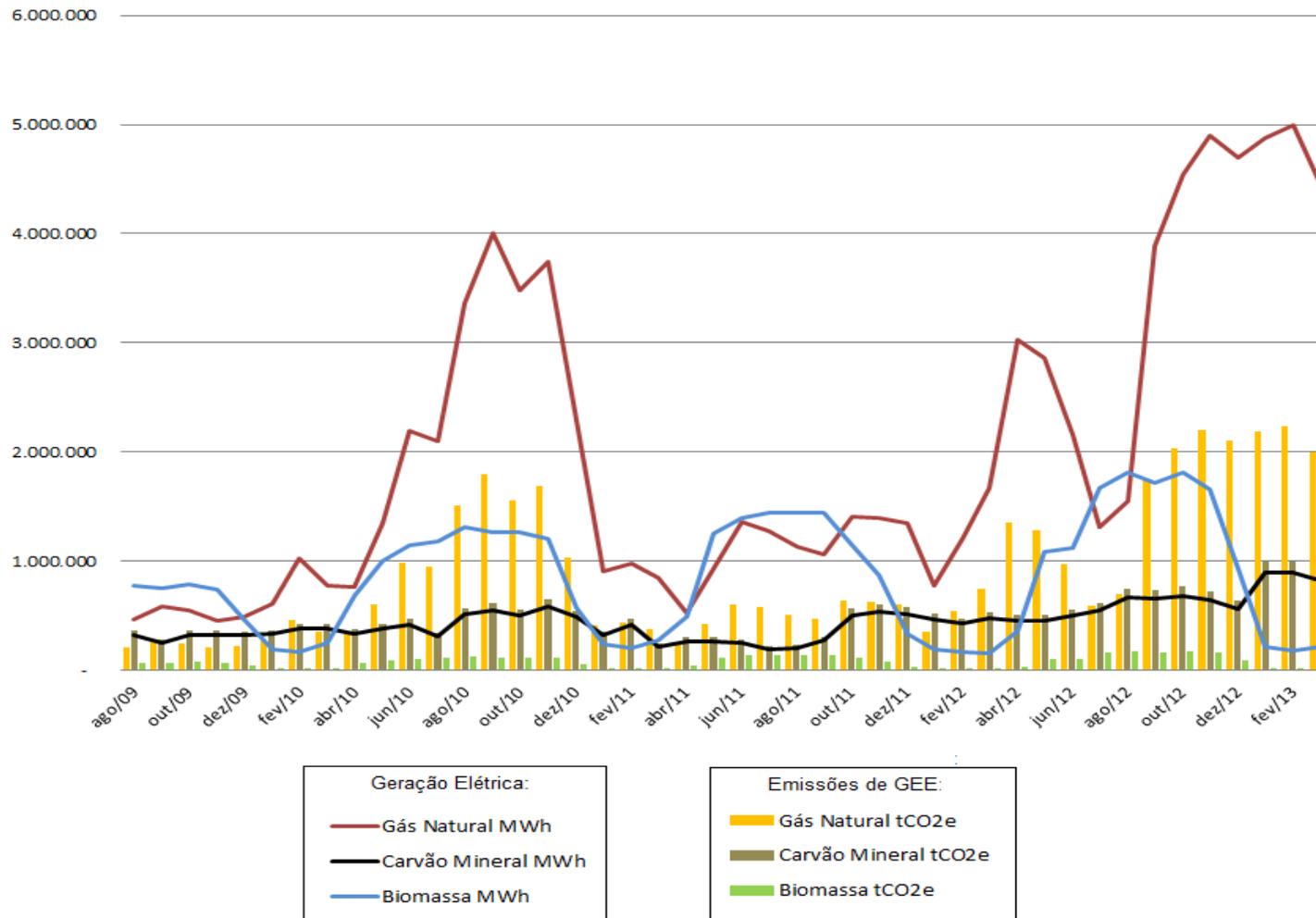


Figura 16: Série comparativa entre geração elétrica e emissões individuais de GEE – combustíveis selecionados.

Fonte: Elaboração própria COM DADOS DE GERAÇÃO DA EPE, CCEE e MCTI.

Nota-se que as emissões atribuídas à geração por bioeletricidade são quase imperceptíveis para todo o período, independentemente do nível de geração desta fonte, graças ao seu reduzido fator de emissão.

A Figura 17 contrapõe a demanda total por termelétrica necessária à complementação da geração hídrica aos níveis totais de emissão de GEE, referentes à soma das emissões de cada fonte. Como o total da demanda por energia termelétrica, é atendido, predominantemente, pela geração a gás natural em um primeiro momento, elevam-se os níveis totais de emissão de GEE a patamar acima dos 2 milhões de tCO₂e. Em meados do ano de 2011, o predomínio da geração a bagaço de cana no atendimento da demanda termelétrica permite redução das emissões a cerca de 50% do nível registrado no ano anterior.

O ano de 2013 caracteriza-se pela crescente demanda termelétrica resultante de estiagem mais severa que as observadas nos primeiro e segundo ciclos. Assim, as emissões de GEE alcançam seu maior nível, e ultrapassam o patamar de 3 milhões de tCO₂e em 3 meses deste ano, em consequência do acionamento de mais usinas movidas a carvão e a gás natural. A complementação que a termelétrica exerce na matriz torna-se especialmente elevada, chegando a ultrapassar os 7 milhões de kWh, o que evidencia maior dependência por parte do SIN de fontes térmicas, em vista da menor oferta de hidroeletricidade.

A Figura 17, portanto, deixa claro que as emissões resultantes da geração termelétrica variam conforme varia a composição da base geradora. Ora, o predomínio do gás natural nesta composição, no início do segundo semestre de 2010, faz com que o perfil de emissões totais ultrapasse os 5 milhões de tCO₂. Estas emissões são reduzidas quase à metade nos mesmos meses do ano seguinte, na medida em que a geração predominante é aquela a bagaço de cana, em detrimento das fontes fósseis, de maiores fatores de emissão. No terceiro pico de geração termelétrica, no segundo semestre de 2012, a demanda por termelétrica se elevou a tal ponto que, ainda que a oferta de bioeletricidade tenha se elevado a patamar inédito para todo o período, o aumento também se precedentes da geração a gás natural e a carvão mineral faz com que os níveis de emissões de GEE ultrapassem 7 milhões de tCO₂.

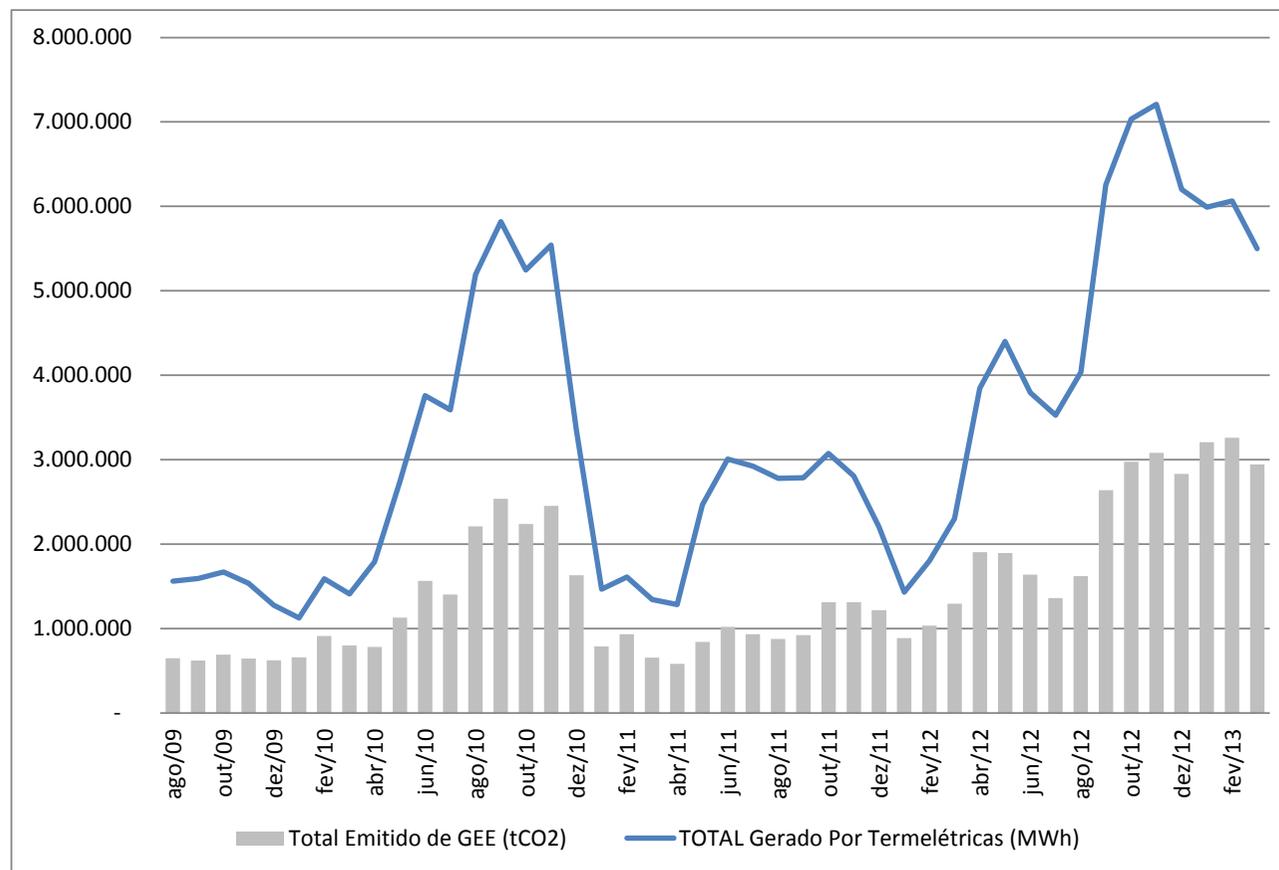


Figura 17: Geração elétrica por fontes térmicas e emissões correspondentes de GEE

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE, EPE e MCTI.

4.2 – Simulando o incremento da eficiência da geração a bagaço de cana: o aspecto tecnológico

Para Walter (1994), o uso do bagaço como combustível teve início a partir do desenvolvimento tecnológico do caldo por moagem. No entanto, como as turbinas e as máquinas a vapor eram pouco eficientes à época, muitas vezes a utilização do bagaço devia ser complementada com lenha ou carvão. Este autor apontou os obstáculos que a viabilização do potencial de produção de eletricidade no setor enfrentava há quase vinte anos.

Análises mais recentes realizadas pro Bressan Filho (2011) e Castro *et al* (2009) evidenciaram que, ainda que alguns dos entraves enumerados por Walter (1994), há quase duas décadas, tenham sido equacionados, aspectos como eficiência de equipamentos bem como institucionais, ainda representam dificuldades ao maior aproveitamento da bioeletricidade do bagaço de cana no Brasil. Bressan Filho (2011), apontou que a longa vida útil que as instalações existentes podem desenvolver ainda consiste em fator de limitação à atratividade econômica de reformas e modernizações e restrição à viabilidade econômica da cogeração em maior escala. Por sua vez, Castro *et al* (2009) corrobora a informação de Walter (1994) ao alegar que as baixas tarifas oferecidas pelo setor elétrico para compra de energia excedente também persistem como fator impeditivo ao incremento da geração de bioeletricidade pela queima do bagaço de cana.

Eid *et al.* (1998) observa que, em 1990, a tecnologia nacional desenvolvida para a cogeração de energia para fins comerciais já existia no mercado brasileiro, sendo produzida, pela Dedini e Zanini (DZ) e Codistil. Em dezembro do ano seguinte, a Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL - fornecia uma energia elétrica com 90% de origem hidráulica, 8% de origem térmica e 2% a partir da produção das usinas açucareiras. Deste modo, no início dos anos 90, a produção de oito usinas açucareiras, em termos de kWh/mês, era suficiente para suprir, durante um mês, uma cidade de duzentos mil habitantes.

O contexto de aparente obsolescência foi, gradualmente, alterado pelas melhorias qualitativas que estimularam e foram também estimuladas pelas alterações na política setorial. Esta relação de mutualidade revela quão indissociáveis são os aspectos político-institucionais do progresso técnico do segmento.

A autossuficiência energética do setor sucroacooleiro, destacada por Pellegrini (2002) sob o ponto de vista técnico e institucional, contribuiu para a própria evolução institucional da cogeração no Brasil. Esta autora cita o estímulo criado aos empreendedores com a concepção das figuras concebidas pelas Portarias do DNAEE nº246 de 26/12/1988 e nºs 94 e 95 de 13/06/1989 do Autoprodutor (AP) e do Produtor Independente de Energia (PIE), que passaram a atuar no setor elétrico.

O arranjo resultante permitia que os agentes geradores, distribuidores, importadores e exportadores pudessem ser também comercializadores, uma vez que concessões, permissões ou autorizações para a geração, distribuição, importação e exportação envolviam a correspondente comercialização de energia elétrica (Pellegrini, 2002).

Cabe registrar resumo do levantamento de tecnologias disponíveis, realizada por Corrêa Neto & Ramon (2002), ou seja, ao alcance de empreendedores brasileiros, no mercado nacional há mais de 10 anos, e suas respectivas capacidades de geração e energia elétrica, na Tabela 3.

Tabela 3 – Capacidade de Geração de Energia Elétrica por tipo de tecnologia

Tecnologia	Capacidade de Geração de Energia Elétrica (kWh/ton.cana)
Sistemas Tradicionais de Contrapressão (caldeiras de 21bar)	12
Ciclos tradicionais de contrapressão modificados para geração máxima (caldeiras de 85bar)	40
Ciclos de condensação e extração de baixa tecnologia (caldeiras de 85bar)	70
Ciclos de condensação e extração de alta tecnologia (87bar)	150
Biomassa Integrated Gasification Gas Turbine - BIG-GT	260

Fonte: Elaboração própria com dados de Correa Neto & Ramon (2002).

Souza (2003) já apontava o problema anteriormente colocado por Coelho (1999) com relação ao “conservadorismo, falta de conhecimento ou falta de interesse em gerar excedentes de energia elétrica, apesar de disponíveis caldeiras de 40 a 100bar.” O levantamento supracitado, feito em São Paulo, reforça a longa vida útil dos equipamentos de cogeração apontada por Walter (1994) bem como o conservadorismo destacado por Souza (2003) como fatores limitantes ao maior aproveitamento energético do bagaço de cana.

As alterações no marco legal citadas serviram de impulso ao aumento do número de usinas que empregavam a cogeração com intuito de gerar de excedentes de energia elétrica. No entanto, já no ano de 2008, o estado de São Paulo, por meio de sua Secretaria de Saneamento e Energia, registrava que, de um total de 439 caldeiras em operação nas usinas desta Unidade Federativa, 366 tinham capacidade de 21bar (21 kgf/cm²) de pressão, ou seja, as que produziam com a menor eficiência das disponíveis no mercado nacional. Ademais, destas caldeiras, 39% tinham acima de 20 anos de idade.

A subutilização do bagaço de cana atribuída à ineficiência das caldeiras mostrou-se persistente por meio de levantamento realizado em 2010, ano inicial do período analisado nesta dissertação, pelo Centro de Tecnologia Canavieira em todos os estados produtores de cana. A pesquisa realizada revelou que, das 285 caldeiras avaliadas, quase 70% tinham mais de 20 anos de idade, e, destas, mais da metade tinham entre 30 e 40 anos de utilização.

No ano seguinte ao do levantamento realizado pelo Centro de Tecnologia Canavieira, o bagaço de cana, teve sua contribuição ao setor elétrico analisada pela Conab a partir de dados coletados da quase totalidade das usinas em operação para a safra de 2009/2010. O número de produtores que responderam aos questionários da Conab (393 usinas) permitiu que se traçassem os perfis de 10 categorias diferentes de unidades cogedoras de acordo com sua escala produtiva. Esta categorização levou em conta a relação entre o tamanho das propriedades canavieiras e o potencial gerador.

Desta forma, para cada um dos perfis enumerados pelo estudo da Conab (2011), foi estabelecida uma usina líder, com a maior eficiência de geração de eletricidade por bagaço de cana queimado. O potencial elétrico da indústria como um todo foi, então, calculado com base na seguinte simulação: supor que todas as usinas gerassem eletricidade com a mesma eficiência da empresa líder de suas respectivas categorias.

Os resultados deste estudo apontaram que, com o mesmo volume de bagaço gerado, seria possível dobrar a participação desta biomassa no total de energia elétrica gerada na safra em questão, de 4,5% para 9%.

A metodologia deste estudo consistiu na estratificação das usinas avaliadas em classes conforme o volume de cana processado, o que é determinante na tecnologia empregada na cogeração e, por conseguinte, na eficiência de geração elétrica. Em cada classe, identificava-se a usina que operava de modo mais eficiente, em termos de geração elétrica por tonelada de bagaço processada (kW/t), a qual era denominada a líder de sua classe.

Concluiu-se que seria possível dobrar a participação desta modalidade de bioeletricidade na matriz elétrica nacional (4,5% para 9%), com o mesmo volume de bagaço, caso as usinas avaliadas passassem a operar com a mesma eficiência de queima que as líderes de suas respectivas classes. Deste modo, a geração de eletricidade a partir do mesmo montante de bagaço de cana poderia praticamente dobrar nesta mesma safra (Conab, 2011).

A eletricidade gerada pela queima do bagaço de cana tem dois destinos típicos: o autoconsumo e a exportação ao Sistema Integrado Nacional (SIN) pela venda do excedente. A venda é regulada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que atua como operadora deste mercado no Brasil e disponibiliza dados de geração por fonte de combustível.

A metodologia ora proposta consiste na utilização do dado de potencial de incremento de eficiência apontado pela Conab para se simular o incremento de geração de bioeletricidadenos dados da CCEE de geração média de energia elétrica pela fonte biomassa (composta em mais de 90% de bagaço de cana). Assim, pode-se estimar o montante de energia que poderia ser gerado e, conseqüentemente, a quantidade de energia que deixaria de ser gerada pelo *mix* de combustíveis fósseis que complementam a geração elétrica nacional para atender à demanda total. Parte-se, então, das seguintes premissas:

- 1MW_{méd} ao mês equivale a 720 MWh gerados no mesmo período;
- Toda geração elétrica oriunda da biomassa será considerada resultante da queima de bagaço de cana;
- Partindo-se dos dados de acréscimo potencial de eficiência identificado no estudo da Conab, chega-se ao coeficiente de acréscimo de eficiência

de 3,08, a ser utilizado em toda a série de geração elétrica por bagaço de cana (biomassa) fornecida pela CCEE.

Afora a primeira premissa, todas as demais podem ser resumidamente apresentadas na Tabela 4:

Tabela 4: Geração de energia e o coeficiente de acréscimo de eficiência

			Observado	Projetado
CONAB	Total Autoconsumo Safra 2009/10	MWh	12.524.346,30	15.204.796,00
	Total Vendido Safra 2009/10	MWh	7.317.792,00	24.744.596,00
	Total Geral	MWh	19.842.138,30	39.949.392,00
CCEE	Total Geração Biomassa 2010	MWh	8.379.360,00	25.806.164,00
Coeficiente de acréscimo de eficiência		3,08		

Fonte: elaboração própria com dados da Conab (2011) e de boletins da CCEE.

Os valores referentes ao estudo da Conab da coluna “Observado” referem-se aos dados levantados em campo junto à quase totalidade das usinas em operação, enquanto aqueles da coluna “Projetado” resultaram da simulação feita por esta instituição de modo estimar a geração total que a mesma safra (2009/2010) poderia alcançar caso operando com tecnologia de maior eficiência.

A geração total oriunda da biomassa nos meses que coincidem com a safra analisada pela Conab encontra-se na coluna “Observado” da CCEE (8.379.360,00 MWh). A diferença entre os valores observados da Conab e da CCEE, que foi de 1.061.568 kWh, é então somado ao valor projetado da Conab (24.744.596 kWh), o que resultou no valor projetado da CCEE (25.806.164,00 kWh). Esta soma se justifica na medida em que uma fração da geração registrada pela CCEE para a fonte biomassa não resultou da queima de bagaço de cana, mas de outras fontes desta categoria de combustível, como cavaco de madeira e lixo. Assim, o valor “Projetado” da CCEE (25.806.164 kWh) leva em consideração que parte da geração por biomassa apresentado pela CCEE (1.061.568 kWh), resultou da queima de outros biocombustíveis.

Ao se realizar a divisão entre os valores projetado e observado pela CCEE, chega-se ao coeficiente de acréscimo de eficiência de 3,08, já descontada a fração de bioeletricidade que não coube ao bagaço de cana. Este coeficiente será abordado

novamente, em sessão que tratará dos benefícios relativos ao incremento da eficiência na geração elétrica pelo processo de cogeração a bagaço de cana.

Pode-se então proceder à simulação com base no coeficiente de acréscimo de eficiência de 3,08, identificado na Tabela 4. Parte-se do pressuposto de que, inicialmente, nenhuma usina que contribuiu para o montante gerado em 2010 estava operando tão eficientemente quanto a líder de sua respectiva classe produtiva, conforme a classificação da Conab (2011). Neste sentido, uma vez simulada a situação em que todas as usinas que geraram bioeletricidade de bagaço de cana para o SIN passam a operar com a mesma eficiência que as líderes de suas respectivas classes de produção, chega-se ao montante de 31.705.027 MWh que poderiam ser no período. Esta simulação, para o ciclo produtivo correspondente à safra 2009/2010, é apresentada na Figura 18.

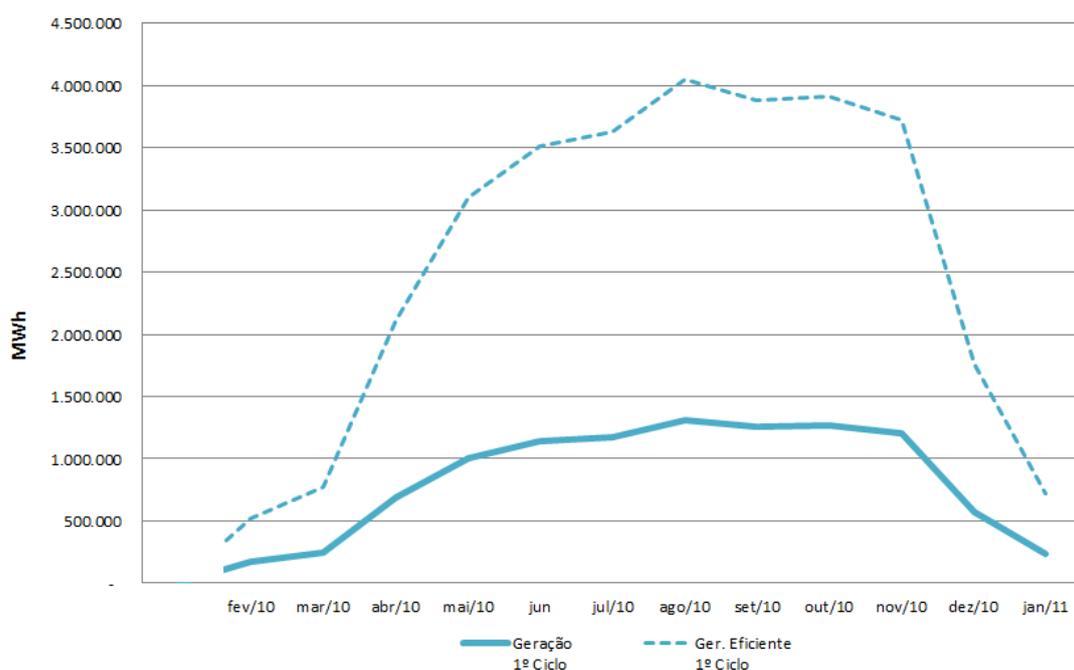


Figura 18: Geração elétrica pela queima de biomassa.

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE e da Conab.

A Tabela 5 apresenta os resultados do incremento da eficiência de geração para o período correspondente à safra de 2009/2010. A coluna A apresenta a geração elétrica efetivamente observada, enquanto a coluna B expõe os valores a que se chegaria, caso a eficiência das usinas de cana operassem com a mesma eficiência das líderes de suas

categorias. A geração adicional obtida por este incremento de eficiência produtiva é enumerada na coluna C, e poderia substituir, em parte ou totalmente, a energia gerada por combustíveis fósseis (D + E). Ademais, nota-se que, nos meses de abril, maio e julho de 2010, a geração de bioeletricidade pela queima do bagaço de cana, caso realizada com a eficiência incrementada, poderia ter substituído, com sobra, a totalidade da geração a combustíveis fósseis.

Tabela 5: Atendimento da demanda elétrica por substituição de combustíveis fósseis por geração de bioeletricidade com bagaço de cana.

Meses da Safra	Bagaço - geração observada	Bagaço - geração Eficiente	Geração Adicional Bagaço	Geração Carvão	Geração Gás Natural	Geração Fóssil**	Demanda Total UTE	Ger. Adicional Bagaço / Ger. Tot. Fóss.
	(A)	(B)*	C = (B - A)	(D)	(E)	F = (D + E)	G = (A + D + E)	
fev/10	169,92	523,4	353,4	385,9	1.031,8	1.418	1.587,6	25%
mar/10	251,28	773,9	522,7	381,6	775,4	1.157	1.408,3	45%
abr/10	686,16	2.113,4	1.427,2	333,4	769,0	1.102	1.788,5	129%
mai/10	1007,28	3.102,4	2.095,1	383,0	1.345,7	1.729	2.736,0	121%
jun/10	1141,2	3.514,9	2.373,7	419,8	2.196,7	2.616	3.757,7	91%
jul/10	1177,2	3.625,8	2.448,6	308,2	2.104,6	2.413	3.589,9	101%
ago/10	1314	4.047,1	2.733,1	512,6	3.367,4	3.880	5.194,1	70%
set/10	1261,44	3.885,2	2.623,8	554,4	4.001,8	4.556	5.817,6	58%
out/10	1270,08	3.911,8	2.641,8	497,5	3.478,3	3.976	5.245,9	66%
nov/10	1208,16	3.721,1	2.513,0	586,1	3.746,9	4.333	5.541,1	58%
dez/10	572,4	1.763,0	1.190,6	490,3	2.288,2	2.778	3.350,9	43%
jan/11	234,72	722,9	488,2	319,0	910,8	1.230	1.464,5	40%

(*) Geração obtida pela energia gerada pelo bagaço de cana multiplicada pelo coeficiente de acréscimo de eficiência (3,08).

(**) Não inclui geração de usinas bi-combustíveis óleo/gás.

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE, da EPE e do MCTI.

A divisão do período em análise nas três safras permite, além de evidenciar a sazonalidade da geração da bioeletricidade do bagaço (complementar ao ciclo hidrelétrico, conforme exposto na Figura 15), distinguir 3 configurações distintas do *mix* de fontes termelétricas que atuam como suporte à matriz nacional.

Uma vez que a oferta de energia hídrica condiciona a demanda por energia térmica, tem-se que esta última será sempre mais utilizada quanto menos o sistema for suprido pelas hidrelétricas. Para o período em análise, é possível estimar o volume de emissões de gases de efeito estufa (medida em tCO₂e) resultante do acionamento das

usinas termelétricas, com base nos dados de geração de energia por combustível e nos fatores de emissão inerentes a cada combustível.

A geração termelétrica no período referente à safra 2009/2010 (fevereiro de 2010 a janeiro de 2011) tem o perfil de emissões ilustrado na Figura 19, pela qual é possível observar que as emissões de GEE resultantes da queima do bagaço de cana permanecem relativamente reduzidas durante todo o período, o que se dá pelo reduzido fator de emissão deste combustível.

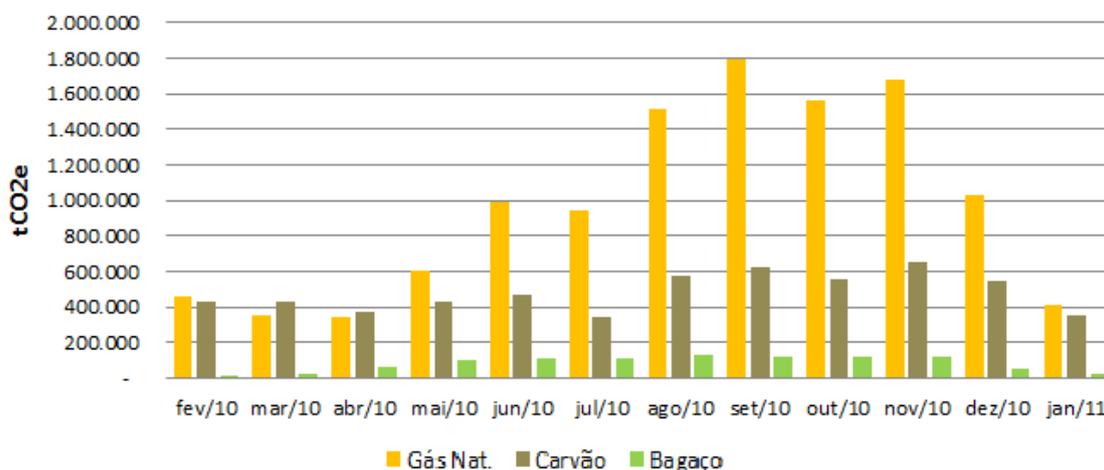


Figura 19: Emissões individuais de GEE– combustíveis selecionados.

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE, EPE e MCTI.

A simulação realizada no início desta seção 4.3, que projetou a geração de energia elétrica com base em uma eficiência incrementada das plantas operantes, tem implicações na composição do total gerado por usinas termelétricas. Isto porque, uma vez alterada as participações relativas de cada combustível utilizado, a diversidade dos fatores de emissão fará com que o montante de GEE seja também alterado. Ora, uma vez constante a demanda a ser atendida, o incremento⁵ de geração por parte do bagaço de cana implica redução de quaisquer outras fontes termelétricas.

Neste sentido, a Tabela 7 apresenta duas possibilidades à geração termelétrica fóssil em consequência do incremento da geração de bioeletricidade, quais sejam: a substituição do gás natural prioritariamente à do carvão mineral na geração e,

⁵Cabe reforçar que o incremento da oferta de bioeletricidade do bagaço de cana resulta da simulação realizada com base no estudo da Conab, que teve como uma de suas conclusões a possibilidade de se elevar a participação do bagaço de cana de 4,5% para 9% da oferta total de energia elétrica na safra 2009/2010.

inversamente, a utilização da energia incremental da bioeletricidade para a substituição prioritária do carvão mineral em relação ao gás natural. Assim, as duas últimas colunas da Tabela 6 referem-se às emissões totais oriundas da geração termelétrica, caso a geração adicional resultante da produção mais eficiente de energia do bagaço de cana substituísse a geração a gás natural e a carvão mineral, respectivamente. Nos meses em que ambas as colunas apresentam valores iguais, tem-se que a referida geração adicional a bagaço de cana seria suficiente para substituir toda a geração termelétrica fóssil, de modo que só se observariam emissões oriundas das usinas desta bioeletricidade.

Tabela 6: Emissões evitadas pela substituição da geração fóssil pela geração a bagaço de cana

Meses	Bagaço - geração Observada	Bagaço - Emissões Observadas	Bagaço - geração Eficiente	Bagaço - Emissões da Ger. Eficiente	Termelétr. Emissões observadas	Termelétr. - Emissões priorizando subst. Gás Natural	Termelétr. - Emissões priorizando subst. Carvão
	1.000 MWh	tCO ₂ e	1.000 MWh	tCO ₂ e	tCO ₂ e	tCO ₂ e	tCO ₂ e
fev/10	169,9	16.210	523,4	49.928	910.157	785.183	549.443
mar/10	251,3	23.972	773,9	73.834	798.010	613.197	358.670
abr/10	686,2	65.460	2.113,4	201.616	782.752	170.621	170.621
mai/10	1.007,3	96.095	3.102,4	295.971	1.127.777	261.014	261.014
jun/10	1.141,2	108.870	3.514,9	335.321	1.563.650	606.268	444.331
jul/10	1.177,2	112.305	3.625,8	345.899	1.401.159	342.478	342.478
ago/10	1.314,0	125.356	4.047,1	386.095	2.209.442	1.243.011	901.080
set/10	1.261,4	120.341	3.885,2	370.651	2.535.842	1.608.068	1.238.283
out/10	1.270,1	121.166	3.911,8	373.190	2.238.164	1.304.035	972.189
nov/10	1.208,2	115.258	3.721,1	354.996	2.451.673	1.563.086	1.172.170
dez/10	572,4	54.607	1.763,0	168.189	1.629.188	1.208.195	881.151
jan/11	234,7	22.392	722,9	68.968	787.301	614.667	401.921
Total	10.293,8	982.032	31.705,0	3.024.660	18.435.116	10.319.823	7.693.352

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE, EPE e MCTI.

Pela simulação apresentada na Tabela 5, nota-se que, caso se priorizasse a substituição do gás natural pela geração adicional de bioeletricidade de bagaço de cana, esta substituição implicaria redução de emissões da ordem de 8 milhões de tCO₂e, isto é, 44% das emissões totais de GEE. Alternativamente, caso o combustível fóssil a ser substituído prioritariamente fosse o carvão mineral, as emissões oriundas do setor elétrico, para os combustíveis selecionados, seriam reduzidas em 58%, uma vez que o fator de emissão deste combustível supera o do gás natural.

A Figura 20 ilustra o efeito de cada uma destas substituições, evidenciando o benefício ambiental sob a forma de menores emissões totais para o período. Nota-se

que, nos meses de abril, maio e julho de 2010, o nível de emissões é o mesmo, não importando o combustível fóssil a ter sua substituição priorizada - gás natural ou carvão mineral. Isto porque, conforme a simulação proposta, caso todas as usinas de cogeração a bagaço de cana operassem no nível de eficiência das líderes de suas respectivas classes, a elevação da oferta desta bioeletricidade seria tamanha a ponto de atender toda a demanda termelétrica destes meses. Assim, as emissões correspondentes a estes meses referem-se tão somente àquelas resultantes da queima de bagaço de cana.

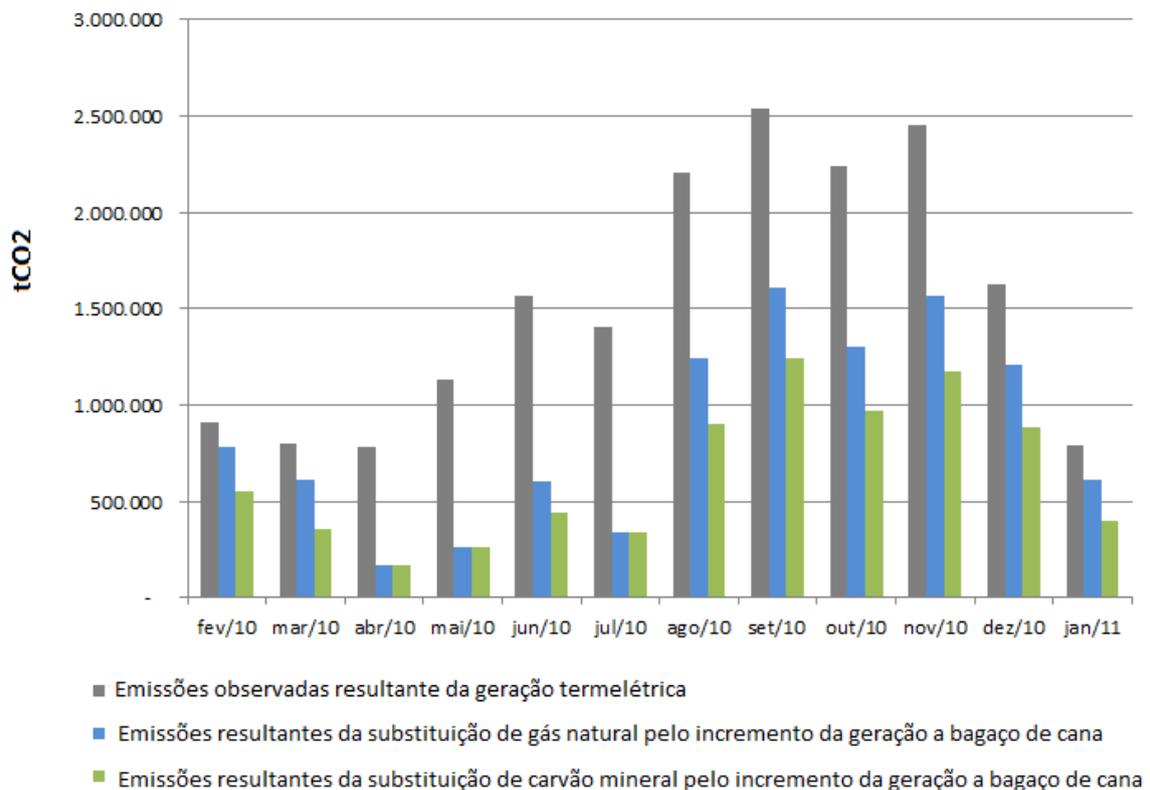


Figura 20: Incremento da geração a bagaço de cana e redução correspondente das emissões de GEE por cada combustível fóssil

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE, EPE e MCTI.

Deste modo, é de se reconhecer que há uma vantagem ambiental clara da biomassa do bagaço de cana sobre os combustíveis fósseis com relação à emissão de GEE. A amplitude deste ganho se iguala à área “A” da Figura 3 do Capítulo 2, de modo que a grandeza deste ganho, assim como a referida área “A”, é tão maior quanto mais significativa a redução das emissões resultante da substituição de combustíveis fósseis pela biomassa do bagaço de cana. Assim, quanto maior o fator de emissão do

combustível substituído, maior a vantagem ambiental de que se tira proveito e maior a correspondente área “A”, referente ao ganho social em que se incorre.

Ao se sobreporem as 3 safras de cana selecionadas de geração de energia do período em análise, conforme ilustrado na Figura 21, iniciando-se em fevereiro dos anos de 2010, 2011 e 2012 e terminando em janeiro dos anos de 2011, 2012 e 2013, respectivamente, pode-se chegar a algumas conclusões relevantes.

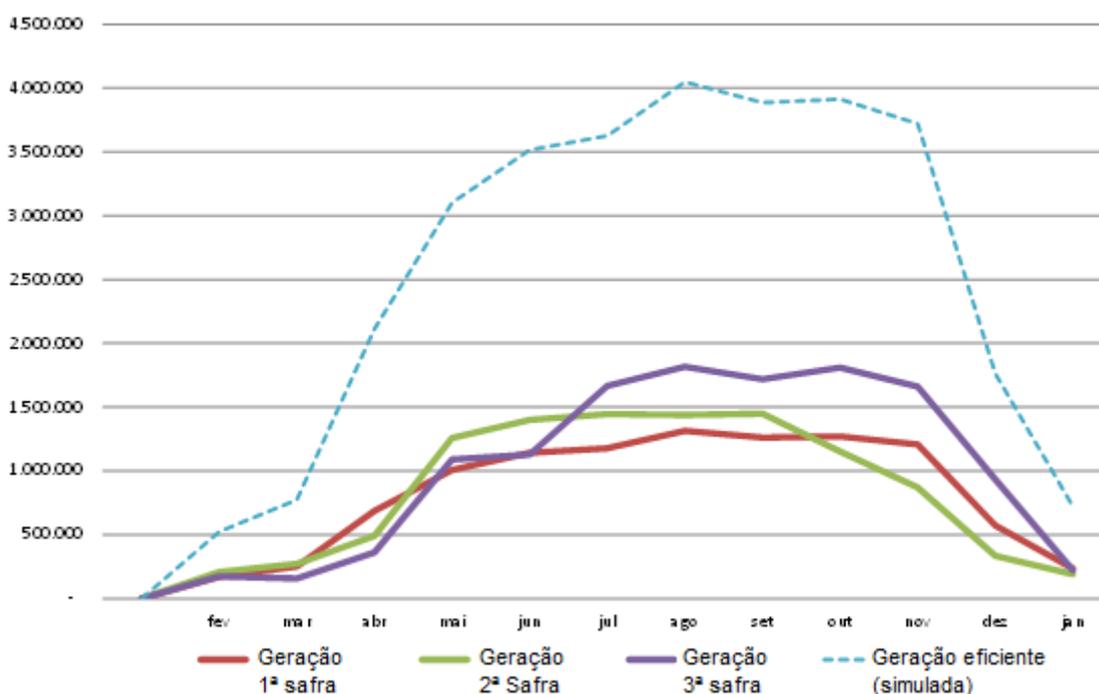


Figura 21: Sobreposição dos períodos de geração a bagaço de cana e do período de máxima eficiência – MWh

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE, EPE e MCTI.

Percebe-se, pela Figura 23, que a predominância de geração elétricadas 2ª e 3ª safras sobre os seus respectivos precedentes não ocorre em todos os meses ou mesmo de forma linear. Isto sugere que há uma otimização da eficiência de modo que ela seja tão maior quanto mais o ciclo se aproxima de seu nível máximo de geração.

A projeção apresentada na Tabela 7 supõe que o nível de eficiência alcançado para que se produzisse o total de 31.705.027 MWh a partir da queima de bagaço de cana é o máximo a ser alcançado nos ciclos posteriores. Limita-se, portanto, a este valor, o montante de energia a ser gerado com a máxima eficiência possível nos ciclos iniciados em fevereiro de 2011 e de 2012 e findos em janeiro dos anos de 2012 e 2013. Isto implica dizer que a energia gerada (observada) nos ciclos posteriores à pesquisa

realizada (Conab, 2011) teve origem no mesmo conjunto de usinas em operação do ano de 2010.

Supor que o mesmo conjunto de usinas esteja em operação nos 3 períodos sobrepostos pode, *a priori*, parecer irreal. Entretanto, esta hipótese se torna mais razoável ao se observar que, em primeiro lugar, o ano de 2011 não apresentou relevante demanda por geração complementar termelétrica, basta observar a curva de geração do gás natural neste período.

Adicionalmente, nos anos de 2008 a 2010, conforme a Tabela 6, não houve incorporação expressiva de capacidade de geração por qualquer biomassa que culminasse com sensível variação da capacidade instalada de produção de energia nos anos de 2011 e 2012⁶. Afinal, o já mencionado “susto de janeiro de 2008”, apesar de ter implicado grande incorporação de capacidade instalada de geração térmica a biomassa (548 MW_{méd}), culminou com leilão de reserva apenas, ou seja, tratava-se, em grande medida, da contração de mera segurança de geração, dado o contexto de então, caracterizado por grande vulnerabilidade hidrológica.

Esta categoria de leilão não costuma implicar incorporação perene de geração de energia, de modo que sequer afeta a continuidade dos contratos vigentes quando de sua realização (Brasil, 2013), isto porque quando se recorre à geração oriunda de leilões de energia de reserva (LER), impõe-se à sociedade como um todo curto adicional para que se arque com seu custo, o que torna o acionamento de usinas por meio de contratos de LER especialmente indesejáveis.

Deste modo, tendo-se como limite a geração máxima de 31.705.027 MWh de energia a partir da queima do bagaço de cana para para as safras posteriores à de 2009/2010, chega-se a conclusão de que a geração observada em cada deles, tendo sido originadas do mesmo conjunto de usinas, apresentou visível evolução, uma vez que se aproximou, gradativamente, da geração de máxima eficiência, conforme mostra a Figura 26, que sobrepõe os períodos de três safras analisadas. Esta evolução pode ser atribuída tanto à maior disponibilidade de bagaço de cana nas safras posteriores à de 2009/2010, quanto a possível ganho de eficiência, por meio de melhorias que podem ter sido efetuadas em parte do parque gerador nestes anos.

⁶ Os leilões de que participam o bagaço de cana geralmente são do tipo A-3, ou seja, a geração de energia é realizada 3 anos após a realização do leilão, tempo médio que se leva para completar a instalação de uma planta de geração termelétrica.

4.3- Participação dos produtores de cana nos leilões de energia elétrica: o aspecto normativo

O novo modelo de regulação para o setor elétrico estabelecido no ano de 2004 pregava a modicidade tarifária e passou a contar com dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O primeiro, objeto desta análise, inclui o mercado cativo de energia das distribuidoras, que são obrigadas a comprar energia de todas as geradoras participantes dos leilões com contratos de longo prazo. O ACR abriga cerca de 75% do mercado de energia elétrica (Costa et al, 2008).

Queiroz (2008) cita levantamento realizado pela União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA) que identificou, junto a seus associados que a falta de obtenção de Licença Prévia; a falta de acesso à rede de transmissão e os preços não atraentes são responsáveis por, respectivamente, 64%, 27% e 9% das desistências. Este levantamento sugere que a motivação das desistências tem fundo mais institucional do que mercadológico.

Souza (2012), ao analisar mais profundamente o funcionamento e resultados de leilões reversos de energia, aponta alguns riscos em que se incorre ao se tentar promover o uso de fontes alternativas de energia por meio deste mecanismo. Segundo este autor, os leilões genéricos realizados no ACR, ao não discriminarem a localização dos empreendimentos geradores nem a fonte de energia gerada limita-se a capacidade do Governo Federal de compor matriz elétrica conforme as necessidades e o potencial de cada região e a fonte de energia.

A título de ilustração, este autor citou a predominância da energia eólica no Leilão A-5 realizado em dezembro de 2011, quando dos 42 projetos contemplados, 39 consistiam em usinas desta fonte de energia e localizavam-se na região Nordeste. Este resultado indica necessidade de ponderar se há contradição entre a modicidade tarifária, objetivo maior dos leilões, e os custos em que se incorrem, como os de transmissão e em termos de perdas técnicas, por exemplo, ao se permitir que estes certames terminem por preterir maior diversidade de fontes de energia bem como melhor distribuição dos geradores pelo território nacional. Na visão de Souza (2012), apesar do apelo de tarifas reduzidas resultantes dos leilões, a política pública para a área deverá ser ajustada de modo a não criar restrições ao desenvolvimento de novas fontes renováveis e de suas indústrias.

Em vista da crescente restrição à capacidade de regularização dos reservatórios das hidrelétricas frente ao ritmo de crescimento da carga (demanda por energia elétrica) em todo o SIN, Hermes Chipp, Diretor do Operador Nacional do Sistema, em sua apresentação intitulada “Importância e Complementaridade da Bioeletricidade ao Sistema Interligado, durante o III Fórum COGEN/Canal Energia: Expansão da Cogeração na Matriz Elétrica Brasileira, enumerou como sua primeira recomendação “Avaliar a viabilidade de realização de leilões de energia nova por tipo de fonte e por Região”, o que vai claramente ao encontro da indicação de Souza (2012).

Deve-se fazer menção, ademais, a um esforço institucional realizado pelo Governo Federal para promover a incorporação de fontes alternativas à matriz elétrica nacional, o Proinfa, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, criado por decreto, em 2004. Instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base nas fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN) (Brasil, 2013), o programa tinha como meta a instalação adicional de 3.300 MW, divididos, inicialmente, em partes iguais entre estas fontes renováveis. No entanto, o Programa ficou aquém de sua meta nas três modalidades, cabendo ao bagaço de cana pouco mais de 685 MW, oriundos de usinas de pequeno porte à base desta biomassa.

Desde a edição do Proinfa, planejava-se alcançar 10% de participação de fontes alternativas na matriz elétrica nacional até 2020. Em outubro de 2008, das mais de 300 usinas de cana existentes no Brasil, apenas 19 operavam sob incentivo do programa. Meses depois o programa seria extinto. Assim, observou-se que o Programa, que visava incrementar a participação de fontes renováveis na matriz nacional, não foi tão eficaz quanto os tradicionais leilões de energia elétrica do país, que, conforme demonstrado acima, também têm se mostrado tímidos quanto aos resultados alcançados na tentativa de se aumentar a parcela de biomassa do bagaço na matriz elétrica nacional.

Teixeira (2010) comparou os preços pagos à energia gerada pelo Proinfa, especificamente para a fonte bagaço de cana e a média auferida por esta fonte nos leilões de energia em que houve participação de empreendimentos de cana de açúcar e concluiu que, ainda que tenha sido especificamente desenhado para incentivar as fontes alternativas, o preço médio do kWh permaneceu abaixo dos preços alcançados nos próprios leilões.

Os leilões de energia podem ser de dois tipos: de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes de geração (leilões de energia existente) e leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração (leilões de energia nova). Os leilões são realizados todos os anos, com data de entrega e comercialização de energia em 1, 3 ou 5 anos, após a data de sua realização, recebendo, respectivamente, as seguintes denominações: A-1, A-3 e A-5.

Pela figura 22, pode-se perceber que o momento em que acontece determinado leilão A-3, por exemplo, refere-se ao terceiro ano anterior ao ano base A, momento em que será iniciado o suprimento da energia contratada neste leilão.

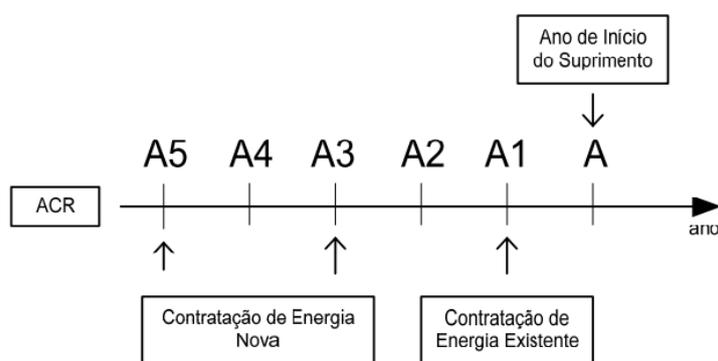


Figura 22: Cronograma de realização dos leilões de comercialização de eletricidade

Fonte: Brasil - CCEE, 2007.

Uma vez que o ACR abriga cerca de três quartos do mercado de energia elétrica do país, e sendo os leilões de energia a principal modalidade de comercialização neste ambiente, fica evidente a importância deste mecanismo na inserção da bioeletricidade do bagaço de cana na matriz elétrica nacional. Todavia, ao se analisar os leilões que contaram com a participação desta fonte renovável, percebe-se que esta inserção ainda tem sido tímida, se constituindo em empecilho institucional ao melhor aproveitamento deste resíduo da indústria sucroalcooleira.

Queiroz (2008) já apontara que, nos primeiros quatro Leilões de Energia Nova e no primeiro Leilão de Fontes Alternativas, a participação das usinas de biomassa reduzia-se consideravelmente entre a fase de habilitação dos empreendimentos e a efetiva venda de lotes de energia resultante dos certames.

A Figura 23, elaborada por este autor, permite que se tenha noção da magnitude das desistências por parte dos empreendedores na participação da provisão de energia elétrica nos leilões selecionados.

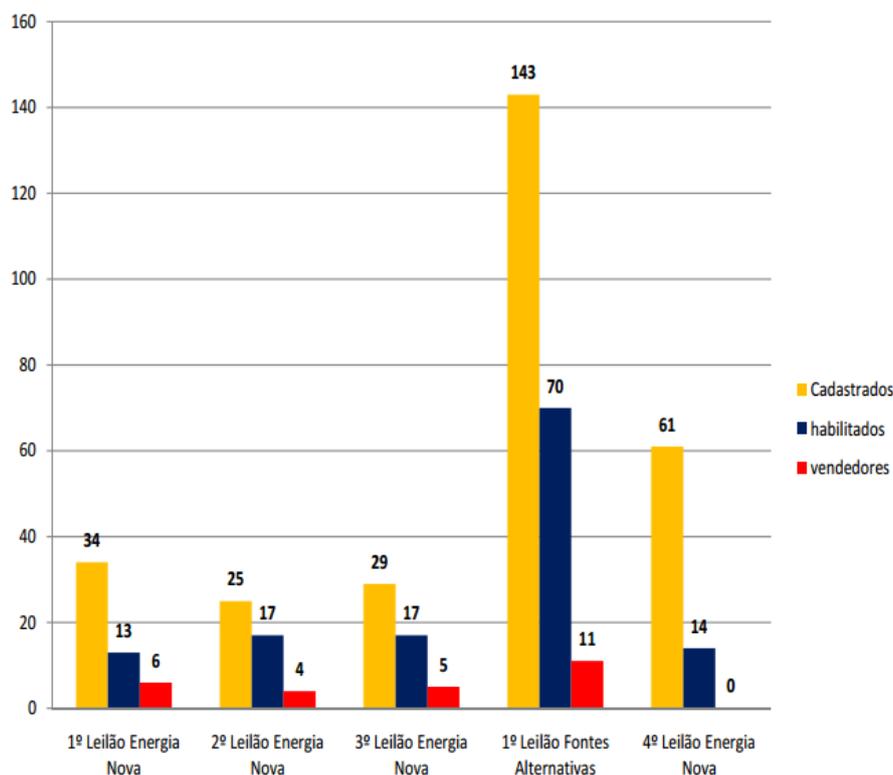


Figura 23: Desistência usinas de biomassa cana nos leilões de energia nova e Fontes Alternativas.

Fonte: Queiroz, 2008.

Leilões posteriores que contaram com a participação de termelétricas a biomassa confirmaram como tendência a constatação apontada por Queiroz (2008), uma vez que o grau de desistência permaneceu alto, como se percebe pela tabela a seguir, pela qual é possível notar que, em todos os leilões por quais seria possível promover inserção de bioeletricidade na matriz elétrica nacional, isto só foi possível com, no máximo, 43% da capacidade de geração habilitada aos certames.

Tabela 7: Participação da biomassa em leilões selecionados

Ano	Leilão	Unid.	Habilitados	Leiloados	B/A
			A	B	
2006	2º Leilão Energia Nova	Mwméd.	263,00	58,00	22%
2006	3º Leilão de Energia Nova	Mwméd.	142,00	61,00	43%
2007	1º Leilão Fontes Alternativas	Mwméd.	649,00	115,00	18%
2007	4º Leilão de Energia Nova	Mwméd.	39,00	-	0%
2008	1º Leilão de Energia de Reserva	Mwméd.	2.102,00	548,00	26%
2008	7º Leilão de Energia Nova	Mwméd.	890,90	35,00	4%
2009	8º Leilão de Energia Nova	MW	336,40	29,10	9%
2010	3º Leilão Energia de Reserva	MW	3.518,00	712,90	20%
2011	12º Leilão de Energia Nova	MW	4.580,00	197,80	4%
2011	13º Leilão de Energia Nova	MW	602,00	100,00	17%
2011	4º Leilão de Energia de Reserva	MW	2.750,00	327,00	12%

Fonte: elaboração própria com dados EPE e da CCEE.

Assim como a simulação realizada de modo a se analisar os efeitos de uma maior eficiência tecnológica para geração de bioeletricidade do bagaço, propõe-se, portanto, a simulação de cenário em que toda capacidade de geração em um leilão de energia fosse comercializada, de modo a se incorporar a totalidade da geração desta capacidade geradora no SIN.

Para tanto, tomemos o 1º Leilão de Fontes Alternativas, realizado em 2007, que foi responsável pela comercialização de apenas 18% dos 649Mwméd habilitados para concorrer no certame. Isto é, apenas 115Mwmédde energia foram incorporados ao SIN por meio deste leilão. Deste modo, pode-se chegar ao montante de energia que seria gerado em um ciclo completo a partir da entrada em operação desta capacidade instalada, com base nas seguintes premissas:

- A sazonalidade da safra de cana reduz em 50% a capacidade de geração de uma usina, o que equivale a dizer que 1MW de capacidade instalada gerará 0,5Mwméd durante um ciclo completo;
- 1Mwméd ao mês equivale a 720 MWh gerados no mesmo período;

Tem-se, então, que, caso fossem incorporados 100% dos empreendimentos habilitados para o 1º Leilão de Fontes Alternativas, em vez de apenas 115Mwméd, o SEB poderia contar com mais 534Mwméd de energia oriunda da queima do bagaço de

cana, o que corresponde a $534\text{MW} * 720\text{h}$, ou até 384.480MWh adicionais passíveis de serem incorporados ao Sistema mensalmente, em média, já no ano de 2010, três anos após a realização do Leilão, do tipo A – 3. Conforme já mencionado, toda energia adicional gerada a partir do bagaço de cana substituiria, em igual montante, a geração a combustíveis fósseis, o que acarretaria redução de emissão de GEE, devido à diferença entre os fatores de emissão da biomassa em comparação aos demais combustíveis, fósseis.

Neste sentido, retomando-se os fatores de emissão apresentados na seção 4.2, conclui-se que, em média, as emissões pela queima do Gás Natural seriam reduzidas em cerca de 136 mil tCO₂e, enquanto, caso fosse priorizada a substituição do carvão mineral pela geração incremental a bagaço de cana, esta redução mensal média seria da ordem de 392 mil tCO₂e. Estas reduções correspondem a cerca de 14% e 81% das emissões totais resultantes da geração observada para o ano de 2010 pela queima do Gás Natural e do Carvão Mineral, respectivamente.

4.4 - A geração de bioeletricidade e a Convenção do Clima: incentivo adicional aos empreendedores sucroalcooleiros

Até o ano de 2010, foram frequentes as submissões de projetos pleiteando créditos de carbono⁷ por meio da certificação de emissões evitadas com a queima de biomassa de bagaço de cana, junto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC), assinada pelo Brasil durante a Rio 92. Estes créditos eram contabilizados por meio da quantificação das emissões do *mix* de combustíveis que compõem a matriz nacional e são concedidos por meio do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), sistema pelo qual países que não possuem metas de redução de emissões na UNFCCC, como os países em desenvolvimento, possam contribuir efetivamente na mitigação das mudanças do clima.

Ora, não seria possível saber exatamente quanto de um ou outro combustível (renovável ou não) estaria sendo poupado para se ceder lugar à geração de bioeletricidade do bagaço de cana. Assim, projetos elaborados para fins de recebimento

⁷ A expressão “crédito de carbono” é a forma popular de se referir à Redução Certificada de Emissão (RCE). Cada RCE equivale a 1 tCO₂e.

de créditos de carbono no âmbito do MDL faz uso de um fator de emissão publicado periodicamente pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação e que permite que se estime a contribuição de empreendimentos sucroalcooleiros geradores de energia elétrica na redução de emissões de gases de efeito estufa. O cálculo do fator de emissão leva em conta elementos como a construção e a operação de novas usinas geradoras, acionadas por qualquer fonte.

O exercício proposto nesta sessão consiste em considerar o conjunto da geração de bioeletricidade de bagaço de cana para exportação ao SIN como um grande projeto de MDL. Isto permitirá estimar a quantidade de Certificados de Redução de Emissões, correspondentes a créditos de carbono, que seriam atribuídas à geração adicional resultante do incremento da eficiência das usinas avaliadas durante o período que este estudo cobre (fevereiro de 2010 a março de 2013).

Para fins de concessão de créditos de carbono, a o Conselho Executivo do MDL entende que esta biomassa é carbono-neutra, assim, a toda redução de emissões atribuídas à geração elétrica resultante da queima do bagaço de cana conferem-se certificados de redução de emissões (Reduções Certificadas de Emissão - CRE, ou do inglês, *Certified Emission Reduction - CER*) segundo a seguinte fórmula:

$$CRE = GerBag * \frac{FEMC * FEMO}{2}$$

Onde:

CRE: número de certificados de redução de emissões (créditos de carbono)

Ger Bag: Geração elétrica por meio da queima de bagaço de cana

FEMC: Fator de emissão da margem de construção (tCO₂e/kWh)

FEMO: Fator de emissão da margem de operação (tCO₂e/kWh)

A redução de emissões é, portanto, medida em tCO₂e, e a cada crédito de carbono certificado pelo Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo da UNFCCC corresponde 1 tCO₂e que deixou de ser emitida.

Por meio do MDL, já foi emitido considerável volume de RCEs referentes à redução de emissões atribuídas à incorporação de geração elétrica da cogeração a bagaço de cana no SIN. Caso se considere que toda a energia gerada a bagaço de cana registrada pela CCEE tenha gerado RCEs, obter-se-ia, para o período correspondente aos meses de maior oferta de bagaço de cana da primeira safra, ou seja, de junho a novembro de 2010, a receita total de mais de 100 milhões de euros, dado o preço vigente deste certificado. A Figura 21, a seguir, ilustra a evolução do que seriam as emissões de CERs correspondentes às reduções geradas em todo o período compreendido entre fins de 2009 a 2013 e as respectivas receitas mensais.

Percebe-se, na Figura 24, que há descolamento entre a geração de bioeletricidade a partir de biomassa e a receita pela venda de certificados de redução de emissões, mais evidente a partir de abril de 2012.

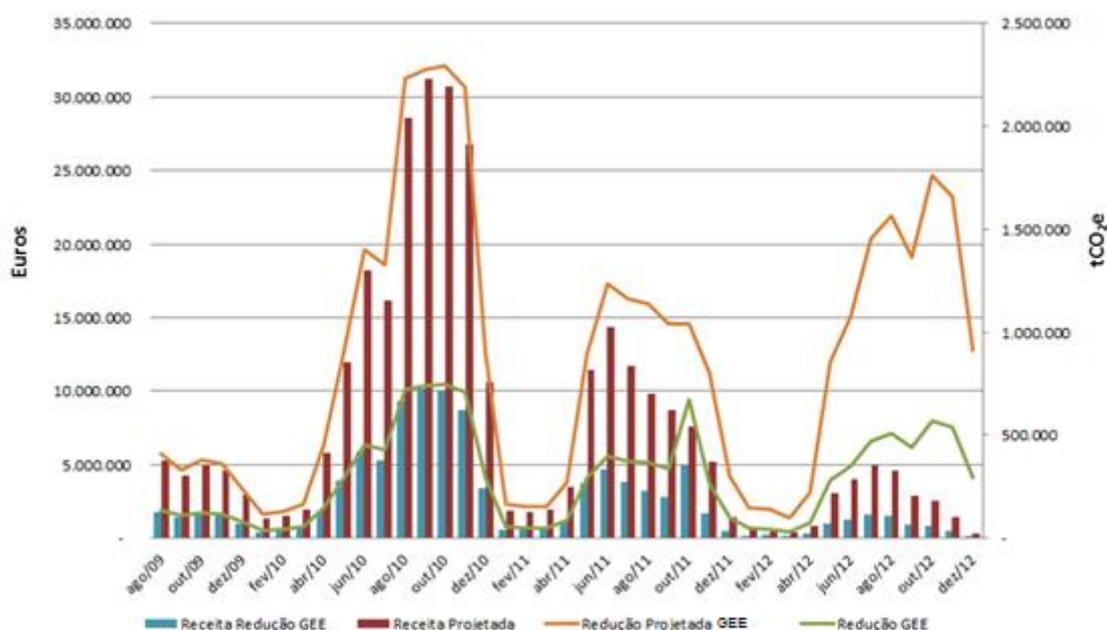


Figura 24: Redução de emissões de 2010 e receita potencial com comércio de RCEs.

Fonte: Elaboração própria.

O referido descolamento dá-se pela redução do preço dos certificados resultante da incerteza quanto aos rumos da Convenção no âmbito multilateral. Entretanto, futura recuperação do mercado de redução de emissões não é considerada improvável na arena de negociação da UNFCCC, o que reforça a recomendação de adequada atenção a esta fonte renovável de energia elétrica por parte das políticas públicas nacionais.

CAPÍTULO 5 – Conclusões

A história recente do País foi de intenso desenvolvimento econômico, que se refletiu numa crescente demanda de energia primária. Tal crescimento foi determinado por expressivo processo de industrialização, com a instalação de plantas energointensivas e considerável aumento da população nacional, acompanhado de rápido aumento da taxa de urbanização. A matriz energética brasileira, que impulsiona e dá suporte a tal evolução, é uma das mais limpas do mundo. O setor elétrico do país, particularmente, possui um dos mais altos índices de participação de fontes renováveis. Enquanto 81,8% da oferta de energia elétrica mundial advêm de fontes fósseis, as fontes renováveis compõem quase 80% da capacidade instalada da matriz elétrica do Brasil, dos quais as hidrelétricas respondem por 70%.

A crescente restrição da capacidade de regularização dos reservatórios hidrelétricos indica, ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a necessidade de constante otimização dos recursos disponíveis à manutenção da segurança elétrica nacional. Neste contexto, esta dissertação procurou descrever a solução adotada pelo País, a matriz hidrotérmica, que permite à estrutura física do Sistema Interligado Nacional, o SIN, incorporar eletricidade gerada por combustíveis fósseis -como o carvão mineral e o gás natural - e renováveis, como o bagaço de cana de açúcar, de modo a complementar a ainda predominante oferta hidrelétrica.

Entretanto, o uso do bagaço de cana como fonte de eletricidade se encontra aquém das potencialidades tecnológicas e institucionais que lhe garantam maior participação na oferta de energia térmica, cada vez mais presente na matriz elétrica brasileira. Esta subutilização deve-se por dois fatores de naturezas distintas, uma de cunho operacional, relativa à eficiência produtiva das plantas atualmente em operação no país, e outra de caráter institucional, referente aos leilões de energia, principal mecanismo de inserção da bioeletricidade do bagaço no SIN.

Os resultados obtidos a partir da conciliação entre o estudo da Conab (2011) e os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica permitiram concluir que, pelo lado operacional, é possível utilizar o mesmo montante de bagaço de cana de modo a

triplicar a geração resultante de energia elétrica, caso as plantas em operação operem com os mesmos equipamentos dos empreendedores nacionais mais eficientes. Esta constatação evidencia não só potencial a ser aproveitado, como também a reduzida produtividade que a operação com equipamentos ultrapassados em termos de eficiência energética implica.

É possível observar que, para atender ao referido aumento da demanda por energia, a geração pelo bagaço de cana resulta em menor nível de geração de externalidades (GEE), em comparação à geração pela queima de gás natural. Esta diferença corresponde ao menor custo social ($P_{EEB} < P_{EEB}$), uma vez que a emissão de GEE pelo primeiro processo é inferior àquela do segundo, ou seja, o mesmo montante de energia gerado implica custo social maior para o caso do gás natural em relação ao bagaço de cana.

Além do acréscimo da oferta de energia, a adequação dos equipamentos de geração permitiria que parte considerável das emissões de gases de efeito estufa atribuída à queima de combustíveis fósseis para geração elétrica fosse evitada. A simulação realizada para segmento do ano de 2010 estimou que a redução de emissões poderia chegar a cerca de 60%. Esta redução de emissões acarretaria benefícios sociais, em termos de menor emissão de GEE, cujas magnitudes variam conforme o fator de emissão do combustível fóssil que tem sua substituição priorizada.

Soma-se aos possíveis ganhos energéticos e ambientais que seriam auferidos pelo equacionamento da questão da eficiência o potencial elétrico não incorporado pelos leilões de energia tais como tradicionalmente ocorrem, por consistirem em certames de âmbito nacional e geral, isto é, sem que se contemplem peculiaridades da oferta e da demanda regionais nem as particularidades de cada fonte de energia. Esta configuração acaba por gerar competição entre fontes de energia diversas, objetos de distintos encargos e incentivos, o que acaba por distorcer o funcionamento do mercado.

Tal como vêm ocorrendo, conforme apontou Zilmar (2012), os leilões acabaram por restringir a incorporação de considerável volume de energia renovável ao SIN, de modo que a realização de leilões regionais e específicos para cada tipo de fonte de energia já contou, entre seus defensores, com o Diretor do Operador Nacional do Sistema, Hermes Chippem apresentação realizada em 2010. Todavia, é importante ressaltar que mudanças significativas no funcionamento dos leilões devem ser fundamentadas em levantamentos de informações junto aos interessados, como os

próprios empreendedores, a exemplo do levantamento feito pela UNICA citado por Queiroz (2008).

Neste sentido, o potencial ganho de eficiência produtiva por meio da adequação dos leilões deve ser adequadamente investigado de modo que se possam determinar os ganhos a serem auferidos pela regionalização dos certames e por sua segmentação por fonte de energia. Só assim será possível tirar proveito das potencialidades regionais, da diversidade energética com que o Brasil conta e dos benefícios resultantes, como a própria redução de emissões de GEE.

Portanto, ambas as eficiências tecnológica e institucional, esta última em termos de superestrutura, devem ser abordadas pelos gestores públicos no sentido de se realizarem estudos futuros que monitorem o desempenho das plantas em operação e a operarem e que forneçam subsídios que permitam prever os possíveis impactos na composição da oferta de energia elétrica em termos privados e sociais.

O incremento da provisão de bioeletricidade do bagaço de cana, além de promover melhoria de Pareto em termos de ganhos sociais amplos, conforme demonstrado no Capítulo 3, permite que este acréscimo seja passível de certificação por parte do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC). Isto porque a inserção de energia renovável na matriz elétrica nacional implica redução do uso de combustíveis fósseis para o mesmo fim. Além da certificação em si, caso haja uma recuperação do mercado de créditos de MDL, a geração desta energia adicional poderá conferir receita extra ao empreendedor, configurando-se em incentivo adicional à eficiência na geração. A receita auferida, até o momento, pelos proponentes de projetos de MDL com a venda de RCE, além de traduzir a magnitude de ganhos extras atribuídos à geração de bioenergia, dá indicação do custo de oportunidade da energia não gerada pelos motivos aqui discutidos.

O parâmetro utilizado para comparação de geração de externalidades dos dois processos de geração de energia (pela queima de combustíveis fósseis e pela queima do bagaço) consistiu em suas respectivas emissões de gases de efeito estufa (GEE). A preocupação com os efeitos das mudanças climáticas evidencia-se pela evolução do conhecimento sobre os impactos econômicos da emissão desses gases e no desenvolvimento de estruturas institucionais de cunho multilateral que visam à concertação de países em prol da mitigação da concentração de GEE na atmosfera e da adaptação a seus efeitos. Entretanto, e apesar de não ter sido objeto desta dissertação, é

imprescindível mencionar que, além de todos os ganhos aqui expostos resultantes do maior aproveitamento energético do bagaço de cana, o incremento de sua utilização acarreta, em igual montante, a redução de sua deposição como dejetos, cuja acumulação ocasiona impactos ambientais em escala local e regional.

Finalmente, deve-se registrar que, assim como o uso do álcool da cana-de-açúcar favoreceu a substituição do uso de combustíveis fósseis, como no transporte, a evolução de tecnologias que visem ou acabem por implicar a substituição de combustíveis para quaisquer fins deve levar em conta, além dos ganhos econômicos, os benefícios sociais que se possam auferir. É sob esta luz que os atuais e os futuros usos do bagaço de cana devem ser abordados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABAD, M. C. E. Valoração Econômica do Meio Ambiente: O Método de Valoração Contingente no Brasil. Dissertação (Mestrado) – Centro de Estudos em Economia, Meio Ambiente e Agricultura – CEEMA. Universidade de Brasília.
- ANDRADE, D. C. Economia e meio ambiente: aspectos teóricos e metodológicos nas visões neoclássica e da economia ecológica. *Leituras de Economia Política*, Campinas, (14): 1-31, ago.-dez. 2008.
- AMAZONAS, M. de C. Valor ambiental em uma perspectiva heterodoxa institucional-ecológica. In: XXXIV Encontro Nacional de Economia, Salvador (BA), 2006.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. Ed. Brasília, 2008.
- BRASIL. Agência Nacional do Petróleo. A indústria de Gás Natural no Brasil. Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural. Contrato Nº 7039/03 – ANP – 008.766. Rio de Janeiro, 2004.
- BRASIL. Companhia Nacional de Abastecimento. A Geração Termoelétrica com a Queima do Bagaço de Cana-de-Açúcar no Brasil – Análise do Desempenho da Safra 2009-2010. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Março, 2011.
- BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2007-2016. Ministério de Minas e Energia, 2007.
- BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2008 – ano base 2007. Ministério de Minas e Energia, 2008.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural – nº28. Julho, 2009. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/spg/menu/publicacoes.html>>. Acessado em 20/08/2010.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Leilões de Energia Elétrica. Ambientes de Contratação. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/inicio.html>. Acessado em 05/12/2013.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Boletim Infomercado. **Boletim Infomercado**, Dezembro, 2010 - Abril, 2013. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/informacoesmercado>.
- CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R. A seleção de projetos nos Leilões de Energia Nova e a questão do valor da energia. Rio de Janeiro. Textos de discussão do setor elétrico, nº 16, Março, 2010.

- CASTRO, N. J.; BUENO, D. Os Leilões de Energia Nova: Vetores de Crise ou de Ajuste entre Oferta e Demanda. Rio de Janeiro. Revista Economia & Energia. Ano XI, n.º 63 Agosto-Setembro 2007, p. 29-44.
- COELHO, S. T. Mecanismo para implementação da co-geração de eletricidade a partir de biomassa: um modelo para o Estado de São Paulo. São Paulo, 1999. Tese (Doutorado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo.
- CORREIA, T. B.; MELO, E.; COSTA, A. M. Análise e avaliação teórica dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes no Brasil. Revista Economia, 2006, Brasília, DF.
- COSTA, R. C.; PIEROBON, E. C. Leilão de energia nova: análise da sistemática dos resultados. Rio de Janeiro: BNDES Setorial, 2008.
- COSTA, R. C.; PRATES, C. P. T. O Papel das fontes renováveis de energia no desenvolvimento do setor energético e barreiras à sua penetração. Rio de Janeiro: BNDES Setorial, 2005.
- DANTAS, G. A. O impacto dos créditos de carbono na rentabilidade da co-geração sucroalcooleira brasileira. Lisboa, 2008. Dissertação – Mestrado em Economia e Política da Energia e do Ambiente, Instituto Superior de Economia e Gestão, Universidade Técnica de Lisboa.
- EID, F. Progresso técnico na agroindústria sucroalcooleira. Revista Informações Econômicas, São Paulo, SP, v. 26, n. 05, maio, 1996.
- FIELD, Barry. “*Sección IV. Análisis de Política Ambiental.*” Capítulos 9 a 13 de *Economía Ambiental. Uma Introdução.* (Santafé de Bogotá: McGraw-Hill, 1997).
- FUNCHAL, P. H. Z. A Contabilização das Externalidades como Instrumento para Avaliação de Subsídios: o Caso das PCHs no Contexto do Proinfa. São Paulo. 2008.
- GÜNTHER, F.; TEIXEIRA, E.; TOTHNE, E.; VELTHUIZEN, H.; VELTHUIZEN, H. *In* Sugarcane Ethanol – Contributions to climate change mitigation and the environment. The Netherlands: Wageningen Academic Publishers, 2008. cap. 3, p. 29-35.
- INSTITUTO ACENDE BRASIL. Programa Energia Transparente - Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento. 5ª Edição. São Paulo, 2007.
- MUELLER, C. C. Os Economistas e as Relações Entre o Sistema Econômico e o Meio Ambiente. Editora UnB/Finatec. Brasília, 2007.
- NETO C. V.; RAMON, D. Análises de opções tecnológicas para projetos de co-geração no setor suco-alcooleiro. Brasília, DF, 2002. USAID/Brazil. Clean and Efficient Energy Program. Contrato nº 5244-01-04.

- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. O que é o SIN – Sistema Interligado Nacional. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acessado em 20/10/2009.
- PELLEGRINI, M. C. Inserção de centrais cogeneradoras a bagaço de cana no parque energético do estado de São Paulo: exemplo de aplicação de metodologia para análise dos aspectos locais e de integração energética. São Paulo, SP, 2002. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – PIPGE – Universidade de São Paulo, USP.
- PERMAN, Roger; Yue MA; James McGILVRAY e Michael COMMON. “*Pollution control targets*” e “*Pollution control: instruments*”. Capítulos 11 e 12 de *Natural Resource & Environmental Economics* (Essex, Inglaterra: Longman, 1999, Segunda edição).
- PIACENTE, F. J. Agroindústria canavieira e o sistema de gestão ambiental: o caso das usinas localizadas nas bacias hidrográficas dos rios Piracicaba, Capivari e Jundiá. Dissertação – Mestrado em Desenvolvimento Econômico, Instituto de Economia da UNICAMP. Campinas, 2005.
- PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel. L. Microeconomia. 7ª ed. São Paulo: Prentice Hall, 2010.
- Quandl. *ICE ICE ECX CER Emissions Futures, Continuous Contract #1 (CER1) (Front Month)*. Disponível em: <<http://www.quandl.com/>>.
- QUEIROZ, G. M. O. R. Análise das dificuldades técnicas e econômicas na inserção da cogeração pelas usinas sucroalcooleiras. Ilha Solteira, SP, 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira.
- SILVA, E. F. Principais condicionantes das alterações no modelo de comercialização de energia elétrica: retrospectiva e análise crítica. São Paulo, 2008. (Mestrado em Engenharia de Energia e Automação Elétricas) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.
- SOARES, F. H. N. Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma avaliação dos impactos setoriais sob a ótica técnica, econômica e financeira. São Paulo, 2009. (Mestrado em Engenharia de Energia e Automação Elétricas) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.
- SOUZA, Z. J. *Renewable energies in the auctions: lessons from Brazil*. Fundação Getúlio Vargas. São Paulo, 2012
- SOUZA, Z. J. Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro: entraves estruturais e custos de transação. São Carlos, SP, 2003. Tese (Doutorado em Engenharia da Produção) – Centro de Ciências Exatas e de Tecnologia, Universidade Federal de São Carlos, UFSCar.
- SOUZA, Z. J. Evolução e considerações sobre a co-geração de energia no setor sucroalcooleiro. In: MORAES, M. A. F. D.; SHIKIDA, P. F. A. (Orgs.). *Agroindústria Canavieira no Brasil*. São Paulo: Atlas, 2002. cap. 10, p. 214-240.

- SUZOR, N. C.; BOUVET, P. E. *Identifying the basic conditions for economic generation of public electricity from surplus bagasse in sugar mills*. World Bank, Washington, 1991.
- TEIXEIRA, B. S.; CONCEIÇÃO, P. H. Z. *Brazil's recent experience of incorporating bioelectricity into its electric system: success or failure? Centre d'Études et de Recherches sur le Développement International. International Conference. Environment and Natural Resources Management in Developing and Transition Economies*. Clermont Ferrand, França, 2011.
- VARIAN, H. R. *Intermediate Microeconomics*. 7th edition. WW Norton & Company. 2006.
- WALTER, A. C. S. Viabilidade e perspectivas da cogeração e da geração termoelétrica junto ao setor sucro-alcooleiro. Campinas, SP, 1994. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP.

ANEXOS

Tabela A1 - Geração Termelétrica – Combustíveis selecionados

(MW méd.)				
Meses	Gás Natural	Biomassa	Carvão Mineral	Fóssil
fev/10	1.433	236	536	2.222
mar/10	1.077	349	530	1.889
abr/10	1.068	953	463	1.782
mai/10	1.869	1.399	532	2.628
jun/10	3.051	1.585	583	3.959
jul/10	2.923	1.635	428	3.655
ago/10	4.677	1.825	712	5.791
set/10	5.558	1.752	770	6.927
out/10	4.831	1.764	691	6.000
nov/10	5.204	1.678	814	6.480
dez/10	3.178	795	681	4.237
jan/11	1.265	326	443	2.009
fev/11	1.362	288	587	2.230
mar/11	1.181	378	307	1.743
abr/11	724	683	375	1.350
mai/11	1.300	1.748	375	1.954
jun/11	1.886	1.943	346	2.524
jul/11	1.777	2.007	274	2.399
ago/11	1.574	1.999	288	2.282
set/11	1.480	2.012	379	2.188
out/11	1.964	1.600	704	2.984
nov/11	1.940	1.209	747	3.005
dez/11	1.876	463	720	2.969
jan/12	1.081	264	644	1.971
fev/12	1.667	242	595	2.527
mar/12	2.313	219	662	3.210
abr/12	4.202	501	637	5.272
mai/12	3.969	1.513	631	4.945
jun/12	3.006	1.567	693	4.043
jul/12	1.821	2.313	765	2.831
ago/12	2.148	2.522	935	3.350
set/12	5.398	2.386	909	6.585
out/12	6.300	2.513	953	8.421
nov/12	6.807	2.308	896	10.397
dez/12	6.526	1.296	789	9.030
jan/13	6.773	307	1.238	11.012

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

Tabela A2 - Geração elétrica – fontes selecionadas.

	Mwméd.			
	Hidráulica	Térmica	PCH	Eólica
fev/10	50027	4329	1851	187
mar/10	50103	4142	2030	159
abr/10	47495	4242	2047	122
mai/10	45584	5691	1987	164
jun/10	43549	7562	1748	193
jul/10	45150	7013	1622	245
ago/10	43312	9186	1451	318
set/10	42962	10620	1266	398
out/10	43556	9334	1494	296
nov/10	44285	8896	1901	364
dez/10	46412	6826	2249	267
jan/11	49362	4205	2441	166
fev/11	51834	4437	2406	160
mar/11	49994	4038	2586	140
abr/11	49643	3836	2557	99
mai/11	47200	5571	2102	138
jun/11	46036	6861	1946	223
jul/11	46511	6753	2046	283
ago/11	48662	6331	1965	435
set/11	48667	6095	1782	479
out/11	47819	6268	1957	475
nov/11	47951	6258	2082	546
dez/11	48688	5485	2352	505
jan/12	50037	4261	2558	467
fev/12	53036	4574	2393	402
mar/12	53795	4472	2232	362
abr/12	48159	7909	2114	388
mai/12	45882	8551	2155	454
jun/12	46138	7738	2188	435
jul/12	46644	7291	2066	590
ago/12	47451	8006	1828	713
set/12	45069	11081	1654	760
out/12	44665	13139	1800	771
nov/12	41490	14855	2262	628
dez/12	43946	13358	2273	706
jan/13	43290	12894	2661	638
fev/13	45917	12722	2686	699

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

Tabela A.3 - Geração elétrica e emissões correspondentes – fontes selecionadas.

Meses	Gás Natural		Biomassa		Carvão Mineral	
	Geração	Emissões	Geração	Emissões	Geração	Emissões
	MWH	tCO2eq	MWH	tCO2eq	MWH	tCO2eq
fev/10	1.031.760	463.260	169.920	16.210	385.920	430.687
mar/10	775.440	348.173	251.280	23.972	381.600	425.866
abr/10	768.960	345.263	686.160	65.460	333.360	372.030
mai/10	1.345.680	604.210	1.007.280	96.095	383.040	427.473
jun/10	2.196.720	986.327	1.141.200	108.870	419.760	468.452
jul/10	2.104.560	944.947	1.177.200	112.305	308.160	343.907
ago/10	3.367.440	1.511.981	1.314.000	125.356	512.640	572.106
set/10	4.001.760	1.796.790	1.261.440	120.341	554.400	618.710
out/10	3.478.320	1.561.766	1.270.080	121.166	497.520	555.232
nov/10	3.746.880	1.682.349	1.208.160	115.258	586.080	654.065
dez/10	2.288.160	1.027.384	572.400	54.607	490.320	547.197
jan/11	910.800	408.949	234.720	22.392	318.960	355.959
fev/11	980.640	440.307	207.360	19.782	422.640	471.666
mar/11	850.320	381.794	272.160	25.964	221.040	246.681
abr/11	521.280	234.055	491.760	46.914	270.000	301.320
mai/11	936.000	420.264	1.258.560	120.067	270.000	301.320
jun/11	1.357.920	609.706	1.398.960	133.461	249.120	278.018
jul/11	1.279.440	574.469	1.445.040	137.857	197.280	220.164
ago/11	1.133.280	508.843	1.439.280	137.307	207.360	231.414
set/11	1.065.600	478.454	1.448.640	138.200	272.880	304.534
out/11	1.414.080	634.922	1.152.000	109.901	506.880	565.678
nov/11	1.396.800	627.163	870.480	83.044	537.840	600.229
dez/11	1.350.720	606.473	333.360	31.803	518.400	578.534
jan/12	778.320	349.466	190.080	18.134	463.680	517.467
fev/12	1.200.240	538.908	174.240	16.622	428.400	478.094
mar/12	1.665.360	747.747	157.680	15.043	476.640	531.930
abr/12	3.025.440	1.358.423	360.720	34.413	458.640	511.842
mai/12	2.857.680	1.283.098	1.089.360	103.925	454.320	507.021
jun/12	2.164.320	971.780	1.128.240	107.634	498.960	556.839
jul/12	1.311.120	588.693	1.665.360	158.875	550.800	614.693
ago/12	1.546.560	694.405	1.815.840	173.231	673.200	751.291
set/12	3.886.560	1.745.065	1.717.920	163.890	654.480	730.400
out/12	4.536.000	2.036.664	1.809.360	172.613	686.160	765.755
nov/12	4.901.040	2.200.567	1.661.760	158.532	645.120	719.954
dez/12	4.698.720	2.109.725	933.120	89.020	568.080	633.977
jan/13	4.876.560	2.189.575	221.040	21.087	891.360	994.758
fev/13	4.990.320	2.240.654	175.680	16.760	897.120	1.001.186
mar/13	4.457.520	2.001.426	215.280	20.538	826.560	922.441

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE e EPE.

Tabela A.4 – Série histórica de preço da Redução Certificada de Emissões (RCE)

Mês/Ano	Preço Euro/tCo2
ago/09	13,00
set/09	12,77
out/09	12,99
nov/09	12,58
dez/09	12,20
jan/10	11,63
fev/10	11,61
mar/10	11,69
abr/10	12,76
mai/10	13,14
jun/10	13,01
jul/10	12,16
ago/10	12,81
set/10	13,73
out/10	13,38
nov/10	12,22
dez/10	11,72
jan/11	11,36
fev/11	11,54
mar/11	12,50
abr/11	13,09
mai/11	12,70
jun/11	11,62
jul/11	10,06
ago/11	8,62
set/11	8,32
out/11	7,28
nov/11	6,41
dez/11	4,73
jan/12	3,77
fev/12	4,45
mar/12	4,16
abr/12	3,85
mai/12	3,59
jun/12	3,67
jul/12	3,36
ago/12	2,90
set/12	2,11
out/12	1,45
nov/12	0,85
dez/12	0,38
jan/13	0,17
fev/13	0,15
mar/13	0,24

Fonte: Quandl. ICE ICE ECX
 CER Emissions Futures,
 ContinuousContract #1 (CER1)
 (Front Month).