

PONTIFÍCIA UNIVERISDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

UMA ANÁLISE MICRO E MACROECONÔMICA SOBRE
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DO BAGAÇO DE CANA NO
BRASIL

Rebeca De Bakker Doctors

Nº de matrícula: 1211473

Orientador: Dimitri Szerman

Co-orientador: Sergio Granville

Junho de 2016

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

UMA ANÁLISE MICRO E MACROECONÔMICA SOBRE
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DO BAGAÇO DE CANA NO
BRASIL

Rebeca de Bakker Doctors

Nº de matrícula: 1211473

Orientador: Dimitri Szerman

Co-orientador: Sergio Granville

Junho de 2016

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor”.

Rebeca de Bakker Doctors

As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor

Agradeço ao meu orientador Dimitri Szerman, por todo o apoio e compreensão, e pelos inúmeros ensinamentos no CPI e na PUC, ao meu co-orientador Sergio Granville pelos esclarecimentos, paciência e auxílio, ao Mario Veiga pelas conversas enriquecedoras e ideias, e a todos os professores que tive durante meus quatro anos de formação. Em particular, agradeço ao Marco A. Cavalcanti, com quem tive a oportunidade de trabalhar, e ao Felipe Lima meu amigo e colega.

Agradeço aos meus pais, Cláudia e Marcio, pelo carinho e conselhos. À minha irmã, Betina, por ser minha melhor amiga, e ao meu namorado, Daniel, meu companheiro.

Ao tempo por ter tornado tudo mais claro.

Sumário

LISTA DE TABELAS	5
LISTA DE GRÁFICOS	6
LISTA DE SIGLAS	7
INTRODUÇÃO	9
BENEFÍCIOS DA BIOELETRICIDADE	11
COMERCIALIZAÇÃO DE ELETRICIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	15
CONDIÇÕES REGULATÓRIAS E COMERCIAIS	17
FATORES EXÓGENOS: REVERSÃO DE QUADRO	19
REGULAMENTAÇÃO	20
CRISE DE 2008 E ENERGIA EÓLICA	20
PREÇO DOS COMBUSTÍVEIS	21
ANÁLISE MICROECONÔMICA	24
DADOS	24
METODOLOGIA	30
RESULTADOS	32
ANÁLISE MACROECONÔMICA	35
OPTVALUE	36
METODOLOGIA	37
RESULTADOS	40
CONCLUSÃO	44
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	46
ANEXO	49
ANEXO I – PROCESSO DA BIOELETRICIDADE A PARTIR DE BIOMASSA DE BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR	49
ANEXO II – FIGURAS ADICIONAIS	49
COMPLEMENTARIDADE CANA E CÍCLO HÍDRICO	49
INTERFACE OPTVALUE & OPTCANA	50

Lista de Tabelas

Tabela 1: Energia no ACR (2004-2015): Visão geral.

Tabela 2: Energia no ACR (2004-2015): Visão gera II.

Tabela 3: Unidades Sucroalcooleiras geradoras de energia.

Tabela 4: Tabela descritiva das variáveis explicativas (Brasil).

Tabela 5: Tabela descritiva das variáveis explicativas (São Paulo).

Tabela 6: Efeito das variáveis selecionadas sobre comercialização de energia no ACR de usinas cogeneradoras no Brasil.

Tabela 7: Efeito das variáveis selecionadas sobre comercialização de energia no ACR de usinas cogeneradoras em São Paulo.

Tabela 8: Parâmetros para as quatro especificações do modelo base.

Tabela 9: TIR média do acionista para quatro tipos de usina e etanol observado e esperado.

Lista de Gráficos

Figura 1 - Geração total *versus* Energia injetada no SIN entre 1970 e 2014 (GWh).

Figura 2 - Frequência de leilões cujo combustível é cana-de-açúcar e potência média negociada por usina entre 2005 e 2015 (em log(MWh))

Figura 3 - PLD nos submercados SE/CO de 2003 a 2015 (R\$ correntes)

Figura 4 - Evolução dos preços de petróleo bruto internacional, gasolina nacional e etanol nacional entre 2004 e 2015 (US\$/l)

Figura 5 - Potência média usina (MW) e Preço médio de venda (R\$/MWh) para biomassa e cana-de-açúcar entre 2004 e 2015

Figura 6 - LTs e usinas sucroalcooleiras

Figura 7 - Subestações e Curso de água com usinas sucroalcooleiras

Figura 8 - Relação etanol/gasolina (R\$/l) no período 2004-2015

Figura 9 - Etanol observado *versus* etanol esperado (2003-2015)

Figura 10 - TIR média do acionista (%) por cenário - Etanol esperado

Figura 11 - TIR média do acionista (%) por cenário - Etanol observado

Figura 12 - VPL por cenário - Etanol esperado

Figura 13 - VPL por cenário - Etanol observado

Lista de Siglas

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulado

ANA - Agência Nacional de Água

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BIG - Banco de Informação de Informações de Geração

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC - Custo Econômico de Curto Prazo

CEPEA - Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada

CMO - Custo Marginal de Operação

CONAB - Companhia Nacional de Abastecimento

COP - Custo de Operação

CVU - Custo Variável Unitário

EIA - Energy Information Administration

ENA - Energia Natural Afluenta

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

GEE - Gases de Efeito Estufa

GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico

GF - Garantia Física

ICB - Índice Custo Benefício

ICG - Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change

LT - Linha de Transmissão

LEE - Leilão de Energia Existente

LEN - Leilão de Energia Nova

LER - Leilão de Energia de Reserva

LFA - Leilão de Fonte Alternativa

MME - Ministério de Minas e Energia

MRE - Mecanismo de Realocação de Energia

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

ONS - Operador Nacional do Sistema

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

SIGEL - Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico

SIN - Sistema Integrado Nacional

TIR - Taxa Interna de Retorno

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão

UEE - Usina de Energia Eólica

UHE - Usina Hidrelétrica

UNICA - União da Indústria de Cana-de-açúcar

UTE - Usina Termelétrica

VPL - Valor Presente Líquido

Introdução

Se considerada a energia hídrica, a matriz elétrica brasileira é em sua quase totalidade composta de energia renovável. No entanto, há ainda um forte potencial de bioeletricidade a ser explorado, podendo responder por 24% do consumo brasileiro de energia elétrica até 2024, 6 vezes mais do que é observado hoje (PDE 2024, 2015). A bioeletricidade ainda é complementar com a energia hídrica e uma fonte alternativa para queima de combustível fóssil.

Apesar de quase todas as usinas sucroalcooleiras já aproveitarem a queima do bagaço de cana para a produção de energia, muitas ainda não exportam seus excedentes para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse trabalho de fim de curso busca entender quais os fatores que fazem com que cerca de 16% das usinas cogeneradoras vendam energia no Ambiente de Contratação Regulado. Além do mais, é feita uma avaliação macroeconômica do efeito do congelamento do preço da gasolina sobre as usinas sucroalcooleiras e cogeneradoras.

Como principal resultado da análise microeconômica se encontra uma correlação considerável entre a distância das usinas para subestações e a decisão das usinas comercializarem energia. Mais especificamente, uma usina tem uma probabilidade 5% menor em vender seus excedentes de energia no ambiente regulado ao se dobrar a distância até a subestação mais próxima. Na análise macroeconômica foi estudado o caso base de uma usina com quatro especificações, o que permitiu avaliar a variação do preço do etanol em quatro casos diferentes. Foi encontrado que a política de congelamento do preço da gasolina afetou a TIR média do acionista de uma usina sucroalcooleira em 10 p.p. para baixo, o que acabou prejudicando muitos usineiros e seus projetos de investimento tanto em etanol quanto em vendas de excedente de energia para o SIN.

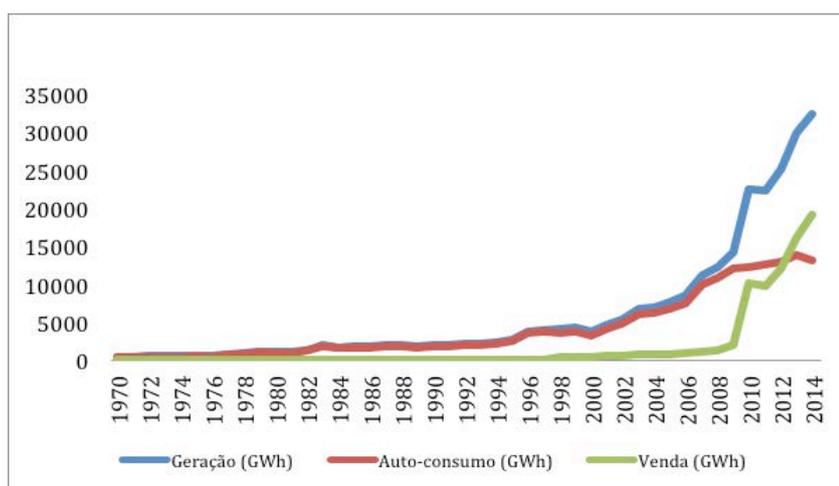
Esse trabalho está organizado da seguinte forma: I. Benefícios da Bioeletricidade onde são expostos em mais detalhe os benefícios dessa fonte e outros benefícios de ordem regulatória, II. Fatores exógenos que afetaram esse mercado, III. Análise Microeconômica na qual são apresentados os dados, a metodologia usada e os resultados encontrados, IV. Análise Macroeconômica na qual são apresentados o

OptValue, programa usado para esse estudo, a metodologia e os resultados, e finalmente V. Conclusão.

Benefícios da Bioeletricidade

A bioeletricidade da cana tem um potencial relevante, capaz de produzir 165 mil GWh/ano até 2024, um equivalente a quase 2 usinas Itaipu, e capaz de abastecer mais de 5 cidades do tamanho de São Paulo (PDE¹ 2024). Ela também é um complemento natural da oferta hidrelétrica. De fato, 14% da água dos reservatórios das regiões Centro-Oeste e Sudeste foi economizada em 2014 por causa da bioeletricidade provida para a rede elétrica, segundo dados da União da Indústria da Cana-de-Açúcar (UNICA). Além do mais, a agroenergia é uma fonte alternativa para queima de combustível fóssil, que contribui para a emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), dentre eles o Dióxido de Carbono (CO₂) que é caracterizado como tendo a maior contribuição para a perturbação radioativa (efeito do aquecimento sobre o clima) (IPCC, 2013).

O Brasil é o maior produtor mundial de cana-de-açúcar, líder na produção e exportação de açúcar e segundo maior exportador de etanol (Goes et al., 2008). Apesar da cogeração de energia elétrica a partir do bagaço da cana já estar integrada como prática nas unidades sucroalcooleiras, a possibilidade de geração de excedentes de energia que possam ser comercializados no sistema nacional ainda é pouco explorada, como ilustrado na Figura 1 que mostra a geração total a partir do bagaço de cana em comparação com a venda e auto-consumo das usinas produtoras entre 1970 e 2014.



Fonte: EPE

Figura 1 - Geração total versus Energia injetada no SIN entre 1970 e 2014 (GWh).

¹ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.

Após a crise energética de 2001, na qual a matriz energética era majoritariamente pautada em hidrelétricas, houve aumento na capacidade instalada de usinas termelétricas (UTES) de 10.481 MW em 2001 para 25.350 MW em 2009, o que representa um crescimento de 142%. UTES são, na maior parte das vezes, baseadas em combustíveis de origem fóssil, tendo apenas uma pequena parcela que provem de fontes limpas, como é o caso da biomassa. O bagaço de cana contribuiu, em 2010, com 90.9% no total da participação de biomassa na matriz energética brasileira (que equivale a apenas 5.5%). O percentual observado de geração representa apenas uma parcela pequena do potencial em geração de energia que a biomassa tem (CONAB², 2011). Segundo o relatório da CONAB de 2011 que examina o desempenho da safra 2009-2010 com o objetivo de analisar a geração termoelétrica com a queima do bagaço de cana-de-açúcar, o potencial de geração do setor sucroalcooleiro em 2009 poderia ter sido o dobro do que foi se todas as unidades se portassem como geradoras e comercializadoras de energia³.

Como é destacado no relatório da CONAB, a energia necessária para a produção nas usinas sucroalcooleiras é feita a partir da queima do bagaço de cana. O sistema de autossuficiência energética das usinas consiste em queimar o bagaço em fornalhas, usadas para aquecer caldeiras, que são responsáveis pela produção de vapor (vide anexo I para uma ilustração mais clara desse processo). Aumentar a eficiência energética implica em fazer um investimento nas caldeiras, conhecido como *retrofit*. Há também usinas *greenfields*, projetos incipientes, onde não há nenhuma infra-estrutura já instalada; é uma usina totalmente nova e já adaptada ao processo de cogeração. É importante saber que a indústria de cana no Brasil tem maior flexibilidade e capacidade competitiva, uma vez que, na maioria dos casos, o plantio de cana-de-açúcar fica no mesmo local que a produção industrial. Além do mais, o plantio e colheita da cana têm se mostrado estáveis ao longo dos anos e se adequam com facilidade às intempéries, reduzindo os riscos do negócio.

² Companhia Nacional de Abastecimento.

³ O total acumulado da geração do setor sucroalcooleiro na safra 2009-2010 foi de 4,5%. Para fins de comparação, o total acumulado da geração anual de Itaipu em 2009 foi de 20,6%. Com um exercício de simulação, a CONAB mostra que o potencial de geração do setor de cana seria de 9%.

Segundo dados do relatório da CONAB, a média de cana moída pelas unidades que vendem energia elétrica é mais do que o dobro das unidades que não vendem, indicando que há uma enorme ineficiência no aproveitamento energético do bagaço da cana (menos de 30% das unidades estavam ligadas à rede geral em 2009-2010). De fato, nota-se que as usinas que vendem energia têm capacidade de geração, por tonelada de bagaço queimado, maior que as tradicionais (sendo a relação de eficiência técnica de 2,3 nos estados da região Centro-Sul e 1,59 na região Norte-Nordeste). O estado de São Paulo, maior produtor de cana do país, possui apenas 34,1% das suas unidades comercializando energia excedente, o que indica um grande potencial de energia elétrica para venda a ser explorado. É estimado ainda que o aumento de capacidade de geração e excedente para venda poderia aumentar a receita total do setor sucroalcooleiro em 238,1%.

A CONAB mostra que parte da decisão das unidades de fazer investimento em *retrofit* está ligada a sua localização e sua dimensão. O relatório mostra que as usinas de grande dimensão (acima de 4 milhões de toneladas de cana moída) são as que mais aderiram ao novo mercado. Haveria, portanto, uma relação positiva entre a dimensão da unidade e a quantidade de energia que é possível extrair do bagaço por tonelada de cana-de-açúcar processada.

Além do mais, como foi mencionado anteriormente, a geração de energia a partir do bagaço de cana pode ser uma boa fonte complementar à geração hidrelétrica de energia. Como mostra Francisco Ralston (2009), é possível criar um portfólio composto de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e usinas movidas a biomassa de cana. Ambas são caracterizadas por geração sazonal, mas o fato de elas terem sazonalidades complementares possibilita uma combinação que seja mais eficiente. Como Ralston indica, as PCHs podem participar no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que funciona como “condomínio de geradores hidráulicos” (Ralston, 2009. p.17), ou seja, esses passam a dividir os riscos da geração hidráulica total do sistema (sendo o risco compartilhado menor que o individual). Como o MRE permite que o gerador faça a sazonalização da sua garantia física, as PCHs podem dividir no tempo sua garantia via combinação com usinas de biomassa. Este ponto acaba sendo positivo⁴ para as usinas

⁴ Será explicado mais a frente.

de cana, que só produzem energia no período de safra (de maio a novembro na região sudeste). A periodicidade dificulta sua venda para consumidores livres (pois, para honrar seu compromisso, as usinas teriam que comprar energia no mercado de curto prazo). A relação de complementariedade fica mais clara na figura no anexo II, que mostra a relação entre a Energia Natural Afluyente (ENA), que é a energia hídrica, em um ano médio, que corre pelos rios com aproveitamento energético, com a moagem de cana na região centro-sul (responsável por 87% da moagem de cana no Brasil, segundo estudo do GESEL e do Instituto de Economia (IE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ).

Logo, a comercialização do excedente produzido de energia a partir do bagaço de cana parece ser um bom negócio. De um lado contribui para a diversificação da matriz energética brasileira e de outro aumenta a rentabilidade das usinas; além de ser uma fonte de energia limpa. A cadeia produtiva de geração da bioeletricidade representa uma emissão de Dióxido de carbono (CO₂) de aproximadamente 60 kg/MWh (FIESP, 2001 apud; Pryngler, 2014), o que equivale a 6% da emissão produzida por meio da queima de óleo combustível (Pryngler, 2014).

Contudo, como indica o estudo *O Potencial da Bioeletricidade, Dinâmica do Setor Sucroenergético e o Custo Estimado dos Investimentos* pelo GESEL e IE, ainda há incerteza sobre a viabilidade, em termos econômicos, de modernizar as usinas mais antigas por um processo de *retrofit*. Essa incerteza provém do grau de sensibilidade dos custos dos investimentos às economias de escala. Como é indicado no texto:

“[...] o custo do kW instalado em uma usina que processa 1 milhão de toneladas de cana por safra é 30% superior ao custo do kW instalado em uma usina que processa 3 milhões de toneladas de cana por safra” (GESEL e IE, 2010. p.13).

Além do mais, há também os custos de conexão à rede básica, que também estão sujeitos a economias de escala. Há desconto mínimo de 50% na tarifa de uso dos sistemas de transmissão (TUST) para usinas de biomassa que tenham potência instalada menor ou igual a 30 MW, o que atua como um desincentivo para projetos maiores.

Além de ser interessante uma análise microeconômica visando entender a tomada de decisão das usinas sucroalcooleiras em investir em sistemas de cogeração e exportar seu excesso de energia, outros fatores de ordem macroeconômica também tiveram igual impacto no desenvolvimento atrofiado desse mercado. Antes de dar uma explicação mais formal dos motivos que abateram a entrada de biomassa na matriz energética brasileira, é preciso ressaltar porque o ambiente anterior a 2008, ano em que houve grande participação de biomassa nos leilões, era muito favorável aos usineiros de cana. Essa explicação será dividida em duas partes: (i) exposição do modelo institucional no qual está inserida a comercialização de biomassa no setor elétrico brasileiro; e (ii) condições regulatórias e comerciais que beneficiaram os produtores de biomassa a partir da cana-de-açúcar.

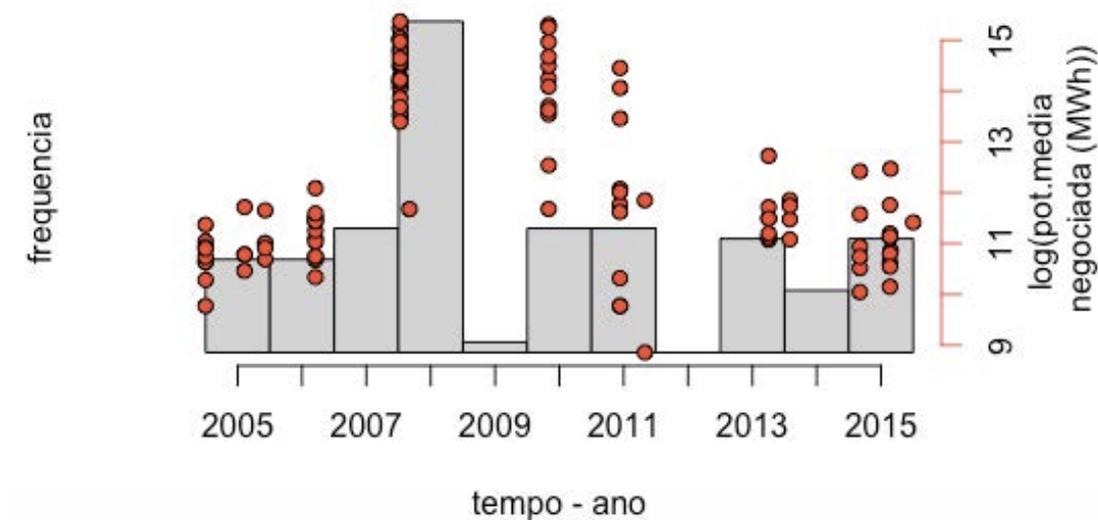
Comercialização de eletricidade no setor elétrico Brasileiro

O modelo institucional do setor elétrico passou por alterações estruturais desde a década de 90. Em 2004, houve a substituição do critério utilizado para a concessão de novos empreendimentos de geração, como é destacado no *Atlas de Energia Elétrica do Brasil* da ANEEL. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passou então a ser a responsável pelas atividades de compra e venda de energia no país via leilões, tendo como regra o menor preço para os lances vencedores. A CCEE também têm por função a contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica, feita por uma apuração mensal das diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente consumidos ou gerados pelos agentes do setor elétrico (site CCEE)⁵. Os participantes dos leilões se cadastram pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que os qualifica por meio de uma habilitação técnica. Com estas medidas, o governo federal lançou as bases para um novo modelo regulatório que visa a liberalização deste setor, com mais transparência e eficiência. Essas alterações criaram dois ambientes para a celebração dos contratos entre compradores e vendedores: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Para efeito de simplicidade, será apenas estudado usinas que participam do ACR, uma vez que os contratos no ACL são firmados entre as partes e os valores contratados são sigilosos.

⁵ http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-state=1csv0hzhm1_4&_afLoop=2427022766019134

Para vender energia no ACR, as usinas devem participar de um leilão. O Ministério de Minas e Energia (MME) determina a data e o preço teto para o MWh a ser ofertado pelas geradoras, sendo o vencedor o que oferta o menor preço. Esses leilões, praticados entre geradores (vendedores) e distribuidoras (compradoras de energia), é ainda dividido em algumas modalidades: leilões de energia nova (LEN), energia de reserva (LER), fontes alternativas (LFA), e energia existente (LEE). Para dar um quadro geral do que vem acontecendo no ACR para empreendimentos de biomassa, foram coletados os dados referentes aos resultados consolidados (Outubro de 2015) dos leilões de energia elétrica organizados pela CCEE. As observações vão de 2005⁶ a 2015 e representam contratos diferentes (i.e., negociações entre vendedores e compradores). Foram separadas as observações cuja fonte energética é biomassa e o combustível é bagaço de cana. A Figura 2 mostra a frequência dos leilões de biomassa de bagaço de cana e a potência média negociada em MWh, representada pelos pontos laranjas. Fica claro que 2008 foi o ano de *boom* das contratações de empreendimentos de bioeletricidade e que a partir daí houve uma queda significativa da participações destes nos leilões de energia. Nota se também que o ano de 2012 foi particularmente ruim, não tendo nenhuma observação para biomassa de bagaço de cana. A questão que segue é entender o que teria acontecido nesse mercado.

⁶ Ano em que foi criada a CCEE com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, segundo a Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004.



Fonte: CCEE

Figura 2 - Frequência de leilões cujo combustível é cana-de-açúcar e potência média negociada por usina entre 2005 e 2015 (em log(MWh))

Condições regulatórias e comerciais

O Energy Report (ER)⁷, publicação mensal da consultoria PSR, destaca a janela de oportunidade que teve para a bioeletricidade. Em grande medida, as preocupações cada vez maiores com as mudanças climáticas e as perspectivas favoráveis de aumento do consumo mundial de etanol foram um combustível importante para a guinada deste setor. Para dar a sustentação necessária para este, foram equacionados alguns problemas regulatórios e comerciais, como indicado no ER em questão:

- “(i) A produção “firme” de qualquer gerador passou a ser calculada com base na produção média de energia ao longo do ano, independente de variações sazonais (bioeletricidade) e/ou aleatórias (eólicas e PCHs).
- (ii) As distribuidoras só podem contratar energia através de licitação conjuntas, realizadas anualmente. Qualquer gerador pode participar destas licitações, e vender energia para o conjunto de distribuidoras.
- (iii) São oferecidos nas licitações contratos de suprimento de longo prazo (quinze anos), com entrada em operação três ou cinco anos depois.”

⁷Edição 3, março de 2007.

Essas regras se mostraram vantajosas para os produtores de cana-de-açúcar, pois como já mencionado anteriormente, a produção de cana é sazonal e complementar ao período hidrológico. Como o Brasil é em grande parte abastecido por geração hidrelétrica, quando esta energia está mais escassa, o preço da energia elétrica no mercado de curto prazo se torna maior. A equação do índice de custo benefício (ICB)⁸ de empreendimentos de geração térmica ilustra a relação mencionada:

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econ. Curto prazo})}{\text{Garantia Física}}$$

A garantia física (GF) da usina está em MW médio; o custo de operação (COP) em R\$/ano, é calculado a partir dos custos marginais de operação (CMO) divulgados pela EPE, e seria equivalente ao custo de produção da energia ao longo de uma ano; o valor esperado do custo econômico de curto prazo (CEC), em R\$/ano, resulta das diferenças mensais observadas entre o despacho efetivo da usina e sua GF. O CEC é o valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo, feitas com base no CMO, que por sua vez é limitado pelo PLD (preço de liquidação das diferenças) mínimo e máximo (EPE-DEE-RE-102/2008-r3, 2011); o CEC é o custo de compra da energia no mercado de curto prazo. Todas essas variáveis são função do nível de inflexibilidade no despacho da usina (geração mínima obrigatória) e do custo variável unitário das usinas (CVU). Vale ressaltar que como no caso de termelétricas o contrato é feito por disponibilidade de energia, os riscos (bônus ou ônus) são alocados aos agentes distribuidores e repassados aos consumidores de energia. Já no caso de hidrelétricas, este é feito por quantidade de energia, e os riscos são integralmente repassados aos agentes geradores. Além do mais, termelétricas a biomassa tem custo de combustível nulo, pois utilizam o próprio bagaço da cana (que seria o resíduo da cadeia produtiva de açúcar e/ou etanol). Logo, o CVU destas é zero, o que implica que o COP também será zero⁹. Já o CEC reflete os ganhos ou perdas obtidos no mercado de curto prazo da CCEE, tal que este reflete os riscos alocados pelos produtores de energia. Como o

⁸ O ICB é usado para a ordenação econômica de empreendimentos de geração termelétrica, como indicado no manual da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e representa o custo de energia sob o ponto de vista do consumidor.

⁹ O COP é calculado a partir do CVU pela seguinte equação: $COP_{m} = CVU \times (Gera_{m} - Inflex_{m}) \times nhoras_{m}$, onde $Gera$ é a geração da UTE em cada mês, $nhoras$ é o número de horas no mês e $Inflex$ é o nível de inflexibilidade de despacho.

período de safra de cana-de-açúcar é na época de seca (de maio a novembro), e grande parte da energia brasileira depende da oferta do recurso hídrico, o período de seca equivale ao período em que o preço da energia no mercado de curto prazo é o maior. Deste modo, quanto mais negativo for o CEC, melhor será para o gerador em questão. Assim, o ICB das usinas de biomassa é vantajoso para as térmicas que queimam bagaço de cana, uma vez que essas recebem um preço maior pela energia quando elas produzem mais e menos precisam (pois têm energia em excesso, i.e, a mais do que foi contratado), e pagam um preço menor nos meses de cheia em que devem comprar energia para honrar seu contrato. Outro ponto importante é que a entrada em operação de 3 ou 5 anos após o leilão (leilões A-3 e A-5) permite às usinas fazerem *retrofit* para que possam produzir energia.

Outras medidas adotadas pelo governo, como a Portaria MME nº 258/2008¹⁰, que altera a metodologia de cálculo da GF de novos empreendimentos de geração, ou ainda a definição dos limites para o CVU proibindo a habilitação de UTEs com CVU superior¹¹, foram benéficas para a maior participação de biomassa em leilões, uma vez que essas medidas tornaram UTEs à óleo menos competitivas, pois aumentaram seu ICB (edição 21 do ER de Setembro de 2008). Essas medidas foram tão mais severas quanto maior o CVU das usinas, o que não afeta usinas à biomassa, pois essas têm CVU nulo. Destaca-se portanto uma inconsistência entre as condições favoráveis para as usinas sucroalcooleiras que têm cogeração e a participação dessas no mercado de venda de energia regulado, que não se manteve à níveis de 2008 como indicado na Figura 2.

Fatores exógenos: reversão de quadro

Como mencionado anteriormente, houveram choques exógenos que ocorreram no mercado de comercialização dos excedentes de energia a partir de biomassa do bagaço de cana e que acabaram afetando o desenvolvimento deste mercado. Entre eles estão: (i) Regulamentação da EPE e MME; (ii) Crise de 2008: aparição de energia eólica; e (iii) Preços artificialmente baixos da gasolina.

¹⁰ Essa portaria foi revogada pela portaria MME nº 101/2016, o que é irrelevante para o estudo proposto.

¹¹ No leilão A-3 de 2006, foi estabelecida uma portaria pelo MME que proibía a habilitação de térmicas com CVU superior ao PLD máximo. Em 2007, esse limite foi reduzido para 50% do PLD máximo, e em 2008 foi fixado em 44% do mesmo, para citar alguns exemplos.

Regulamentação

Apesar do governo ter adotado medidas que reduziram a competitividade de térmicas a óleo (combustível e diesel), houve uma forte queda do PLD (maio 2008 – fevereiro 2012), de modo que as usinas cogeneradoras perderam a vantagem que tinham antes dada sua sazonalidade. Isto pode ser visualizado na Figura 3 que indica o PLD para os submercados SE/CO (onde está concentrada a grande maioria das usinas sucroalcooleiras), segundo dados da CCEE para maio de 2003 a setembro de 2015. A consequente queda do PLD foi o aumento do ICB de UTEs à biomassa de bagaço de cana, contribuindo para a queda de participação destas nos leilões de energia.

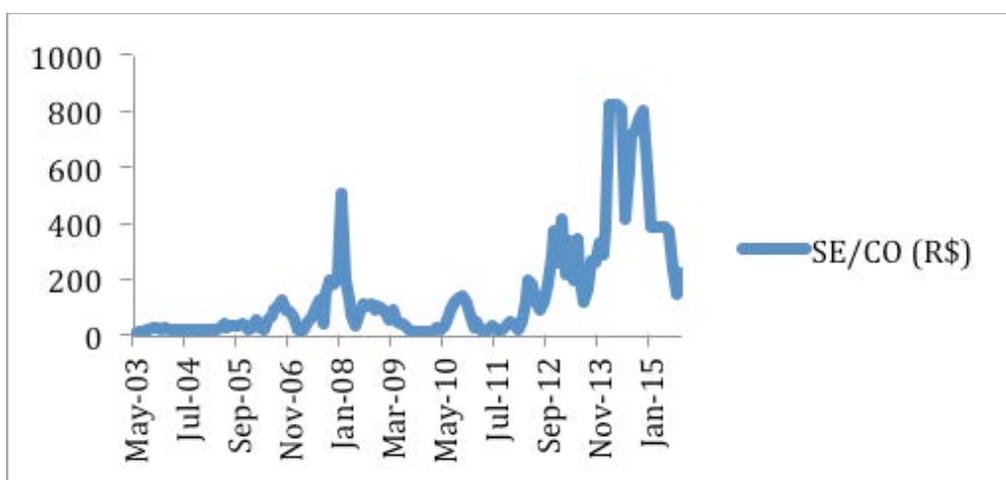


Figura 3 - PLD nos submercados SE/CO de 2003 a 2015 (R\$ correntes)

Crise de 2008 e energia eólica

A crise de 2008, também conhecida como crise do *subprime* atingiu diversos mercados. De fato, um dos danos que essa crise teve foi tornar a energia eólica competitiva no Brasil, o que prejudicou o desenvolvimento do mercado de biomassa. Segundo Simas & Pacca (2013), a crise financeira de 2008 teria arrefecido o mercado de energia eólica na Europa e Estados Unidos (maiores mercados para essa tecnologia), fazendo com que grandes empresas diversificassem sua atuação e voltassem seus investimentos para mercados emergentes, em particular o Brasil. O Brasil apresenta potencial alto para a implementação de energia eólica, que vem vencendo os leilões de fontes alternativas, e como foi mostrado no ER de janeiro de 2009, tem potencial para se tornar o terceiro grande eixo de renováveis do país. Depois de 2009, os preços das

eólicas caíram cerca de 70% e a capacidade eólica contratada aumentou sete vezes, chegando em 2016 a 8,6 GW (ABEEólica¹²). Além do mais, o Brasil tem uma característica única que torna possível absorver flutuações na geração de energia eólica, que seria devida à variação no fluxo do vento. Isto é explicado pois, assim como foi destacado para a bioeletricidade de cana-de-açúcar, os reservatórios de usinas hidrelétricas (UHEs) permitem estocar variações resultantes de sazonalidades. Além do mais, as usinas de energia eólica (UEEs) são beneficiadas pelo desconto mínimo de 50% na TUST¹³, pois na grande maioria das vezes, um parque eólico é composto por várias pequenas usinas com potência instalada de até 30 MW. De fato, como é indicado no texto para discussão do Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa (Montalvão & Marques da Silva, 2015), o fato desse subsídio estar limitado em 30 MW cria uma distorção na concorrência entre as fontes incentivadas, pois UTEs movidas a biomassa não podem ser divididas em subprojetos com potencia instalada inferior.

Preço dos combustíveis

Como já é de conhecimento comum, o preço dos combustíveis foi congelado durante quase 4 anos, com o objetivo de conter pressões inflacionárias que já se anunciavam. De fato, foi estabelecida a isenção da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide) sobre gasolina e diesel em junho de 2012, segundo Decreto nº7.764. Isso não somente foi prejudicial para a Petrobrás, como também prejudicou o desempenho das sucroalcooleiras e conseqüentemente o mercado de bioeletricidade (UNICA, 2013). Como é mostrado em J. Myers et al. (2014), testes de cointegração apoiam a hipótese de que os preços de energia (i.e., petróleo bruto, gasolina e etanol) são cointegrados e movidos por uma mesma tendência (no curto e longo prazo). Assim, o baixo preço da gasolina tornou a produção de etanol inviável, tirando sua competitividade nos grandes mercados nacionais. Isso contribuiu para o alto grau de endividamento das sucroalcooleiras, como sugerido por Newton Duarte, presidente da Associação da Indústria de Cogeração de Energia (Cogen). Deste modo, as usinas já existentes que ainda não haviam entrado no ACR se viram impossibilitadas de fazer altos investimentos para poderem exportar seus excedentes de energia, e algumas das que haviam ganho os leilões deram início ao processo de revogação de contratos com a ANEEL, segundo a revista digital Biomassa & energia (2014).

¹² Associação Brasileira de Energia Eólica.

¹³ Para fontes incentivadas: PCH, biomassa e eólica.

Observando a Figura 4, é possível constatar o que foi destacado acima. A Figura 4 foi construída a partir das seguintes fontes: dados disponibilizados pela U.S. Energy Information Administration (eia)¹⁴, para petróleo bruto em frequência diária de 1986 a 2016 (em US\$/barril)¹⁵; dados semanais da cotação do etanol de 2002 a 2016 do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (CEPEA) (em US\$/l); e dados semanais do valor do petróleo (preço final para os consumidores) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP)¹⁶ (em R\$/l)¹⁷.

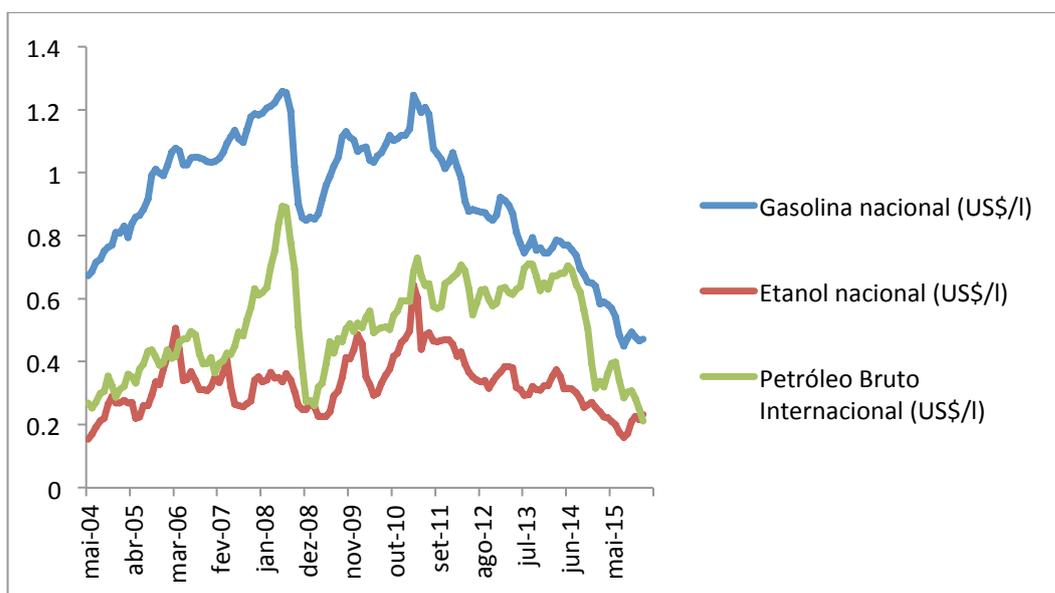


Figura 4 - Evolução dos preços de petróleo bruto internacional, gasolina nacional e etanol nacional entre 2004 e 2015 (US\$/l)

Percebe-se que a trajetória da gasolina, apesar de similar à do petróleo bruto em um primeiro momento, passa a divergir a partir de 2011. De fato, de 2011 a 2014, a variação do preço¹⁸ da gasolina comum apresentou forte queda, enquanto que a variação do preço do petróleo bruto teve uma trajetória positiva. Outro ponto interessante, e que de certa forma acentua o que já foi dito, é que a relação etanol x petróleo parece ser um

¹⁴ A fonte desses dados é a Thomson Reuters.

¹⁵ Esses dados foram convertidos em US\$/l – 1 barril tem 150 litros. Foram usados apenas os dados semanais, para efeito de comparação com os outros dados coletados.

¹⁶ Em defesa da concorrência e preços no site da ANP.

¹⁷ Os preços foram convertidos em US\$/l usando a série histórica de câmbio disponível no ipeadata, agrupados para período mensal e deflacionados para o ano base 2004 (o dado do petróleo bruto internacional não foi deflacionado pois a inflação americana tem efeito quase nulo).

¹⁸ Apesar do gráfico estar em nível, é possível observar como caminham as variações dos preços dos combustíveis destacados, de modo a poder compará-los.

ponto crucial no desenvolvimento da comercialização da bioeletricidade. De fato, nota-se que houve grande diferença entre a variação do preço do petróleo bruto e da gasolina com a variação do preço do etanol em 2008, ano em que houve o dito *boom* de biomassa nos leilões do ACR.

O objetivo desse trabalho de monografia é duplo: a primeira parte consiste em fazer uma análise microeconômica para tentar entender as motivações das usinas em passarem a comercializar seus excedentes de energia no ACR (tendo como limitação o ambiente regulado). Mesmo que esse mercado não tenha se desenvolvido como o esperado, há usinas que decidiram vender energia, a questão, portanto é entender quais foram as motivações das usinas para tal.

A segunda parte dessa pesquisa consiste em avaliar um dos choques que teriam afetado esse mercado como um todo, e não as decisões individuais das usinas. Para esse segundo estudo, será usado o OptValue, *software* desenvolvido pela consultoria PSR. A proposta é avaliar a competitividade de uma usina cogeneradora antes e depois do preço da gasolina ter sido mantido artificialmente baixo.

O trabalho segue da seguinte forma: a próxima seção apresenta os dados para a análise microeconômica e a metodologia usada, sendo seguida pelos resultados e uma pequena conclusão. A seção seguinte referente a análise que foi chamada de macroeconômica descreve em um primeiro momento o OptValue, para em seguida especificar o método utilizado e finalmente concluir com os resultados. Por último, essa monografia terá uma conclusão geral em que serão sintetizados os resultados encontrados nas duas grandes seções.

Analise microeconômica

Dados

Os dados foram coletados a partir do BIG¹⁹ (ANEEL), para as UTEs em operação do tipo biomassa a partir do bagaço de cana. Nesta base há 389 observações, onde cada observação é uma unidade produtora (mais de uma usina podem fazer parte de uma mesma indústria produtora de álcool e/ou açúcar). Foi montada, a partir dos dados do BIG, uma base que indica quais dessas unidades são ou não comercializadoras no ACR. Para isto, foram coletados dados referentes aos resultados consolidados (Outubro de 2015) dos leilões de energia elétrica organizados pelo CCEE. As observações vão de 2004²⁰ a 2015 e representam contratos diferentes (i.e., negociações entre vendedores e compradores). As tabelas descritivas (1) e (2) sumarizam as informações relevantes. Os dados coletados foram para todos os leilões em que a fonte energética foi biomassa e o combustível foi bagaço de cana.

Tabela 1 - Energia no ACR (2004-2015): Visão geral.

	Contratos de Comercialização de Energia	Participação total (%)	Participação cana (%)
Leilões	24672	-	7.71
Leilão de Fonte Alternativa	1384	5.61	28.40
Leilão de Energia Nova	17856	72.37	8.04
Leilão de Energia de Reserva	335	1.36	14.33
Leilão de Energia Existente	4064	16.47	0.615
Biomassa	2254	9.14	84.38
Cana-de-açúcar	1902	7.71	-

Cada observação equivale a um contrato diferente. Fonte: CCEE (Resultado consolidado Outubro 2015).

É possível destacar que a cana-de-açúcar ainda tem uma participação muito baixa nos leilões de uma forma geral, representando apenas 7,7% dos leilões realizados nesse período, sendo sua participação mínima nos leilões de Energia Existente (LEE) – de 0,6% – e sua participação máxima nos leilões de Fonte Alternativa (LFA) – de pouco mais de 1/4.

¹⁹ Banco de Informações de Geração.

²⁰ ano em que foi criada a CCEE com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, segundo a Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004.

A **Tabela 2** dá uma visão geral da composição desses leilões. Os dados foram agrupados por CNPJ e por data de leilão. Logo, os valores destacados da tabela 2 são os valores médios para esses grupos. Foram calculados o preço negociado (atualizados mensalmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidos - IPCA - mais recente) por contrato (em R\$/MWh), a potência (MW) da usina que equivale ao valor de disponibilidade de potência da mesma, e a energia negociada no contrato e por leilão (em MWh). Os valores de mínimo (Min) e máximo (Máx) foram tirados das observações brutas (i.e, antes de terem sido agrupadas). Esses dados permitem uma compreensão mais global do mercado de contratação regulada de energia no Brasil, e sobretudo da participação da cana-de-açúcar. É interessante observar que o preço negociado para cana-de-açúcar é maior do que a média quando comparado com tipo de leilões, e que a energia média negociada também é relativamente maior (exceto quando comparado com Leilão de Energia de Reserva – LER).

Tabela 2 - Energia no ACR (2004-2015): Visão geral II.

	Média	Desvio Padrão	Min	Máx
Preço negociado (R\$/MWh)				
Leilão de Fonte Alternativa	201.6	0.06	182.70	227.8
Leilão de Energia Nova	168.49	0.19	21.78	287.2
Leilão de Energia de Reserva	198.7	1.95	115.500	307.2
Biomassa	207.6	0.49	116.30	290.4
Cana-de-açúcar	207.1	0.57	116.3	286.7
Potência (MW)				
Leilão de Fonte Alternativa	32.54	0.3118	6.5	180
Leilão de Energia Nova	114.73	6.102	2.25	1820
Leilão de Energia de Reserva	36.72	3.63	5	192
Biomassa	57.45	1.018	-	192
Cana-de-açúcar	56.78	1.196	12	192
Energia negociada (MWh)				
Leilão de Fonte Alternativa	139790	231954	160	4085000
Leilão de Energia Nova	292770	324975	70	28690000
Leilão de Energia de Reserva	1928266	208830	17530	4739000
Biomassa	839956	134707	7	4739000
Cana-de-açúcar	856816	103204	98	4739000

Os valores são referentes à potência, preço e energia média para grupos de CNPJ e datas de leilão. Min e Max são vistos para a amostra em geral. "-" significa que a observação é *missing*. Fonte: CCEE (Resultado consolidado Outubro 2015).

A **Tabela 3** mostra quais as unidades comercializadoras dentre das que são geradoras. Os resultados foram separados por região. É notável a baixa quantidade de usinas que comercializam no ACR (apenas 15,7%). Essas usinas se concentram na região Sudeste e Centro-Oeste.

Tabela 3 - Unidades Sucroalcooleiras geradoras de energia

	Comercializadoras no ACR	Não- comercializadoras no ACR	Total
Usinas	61	328	389
Norte	1	1	2
Nordeste	0	56	56
Centro-Oeste	21	38	59
Sudeste	39	204	243
Sul	0	29	29

Há 119 observações para as usinas de cana-de-açúcar que venceram um leilão. No entanto, como algumas usinas venceram mais de uma vez, o número de unidades cai para 61.

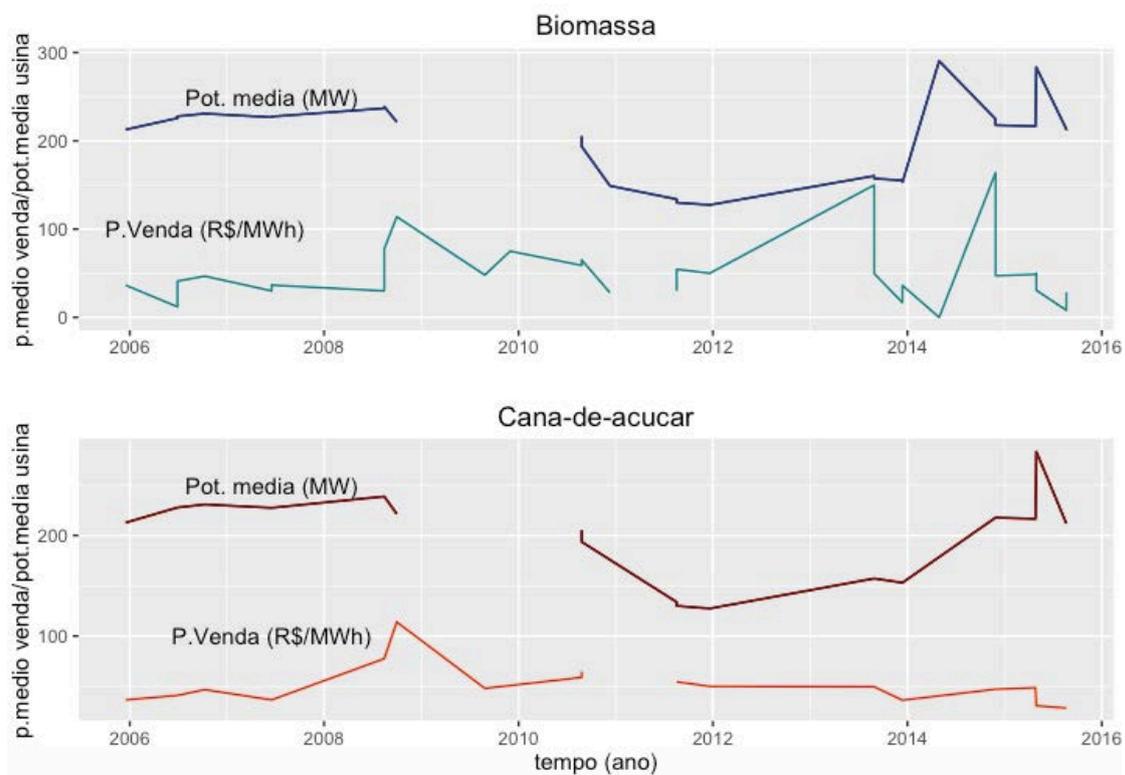
Fonte: BIG-ANEEL/SAPCana-MAPA/CCEE

Os leilões cuja fonte energética é biomassa têm uma potência média relativamente maior que os LFA (que são os que a participação de cana é maior). Observa-se também que houve uma forte elevação no preço dos LER entre 2014-2015. Essa mudança na inclinação também é observada para o gráfico de biomassa.

A **Figura 5**²¹ compara preço de venda (P.Venda) e potência média (Pot.média) para quando a fonte energética nos leilões é biomassa e quando o combustível é bagaço de cana. Nota-se que até 2011, o movimento das duas curvas era muito próximo. No entanto, a partir de 2012, houve um descasamento no preço de venda negociado. No caso do bagaço de cana, o preço de venda se manteve relativamente constante e flutuando em torno de 50 R\$/MWh. Essa observação pode ser uma possível explicação do desenvolvimento atrofiado da comercialização de energia a partir do bagaço de cana pois parece haver tendência de alta até 2009 e depois observa-se uma queda e estabilização do preço de venda. Além do mais, é interessante observar que apesar do bagaço de cana representar 84% dos leilões cuja fonte é biomassa – vide **Tabela 1** – as usinas cujo combustível é bagaço de cana não seguiram a alta no preço médio e

²¹ As observações cortadas eram *missing*, e por isso foram retirados da apresentação, pois poderiam induzir uma interpretação equivocada.

potência observados no caso das outras usinas que produzem energia a partir de biomassa.



Fonte: CCEE.

Figura 5 - Potencia média usina (MW) e Preço médio de venda (R4/MWh) para biomassa e cana-de-açúcar entre 2004 e 2015

Além dos dados do ACR, e das usinas registradas na ANEEL, foram coletados dados geográficos. A Figura 6 mostra as linhas de transmissão (LTs) - em amarelo - e as usinas sucroalcooleiras registradas - em vermelho. Os dados das LTs são do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e as usinas veem do Sistema de Informações Georeferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL).

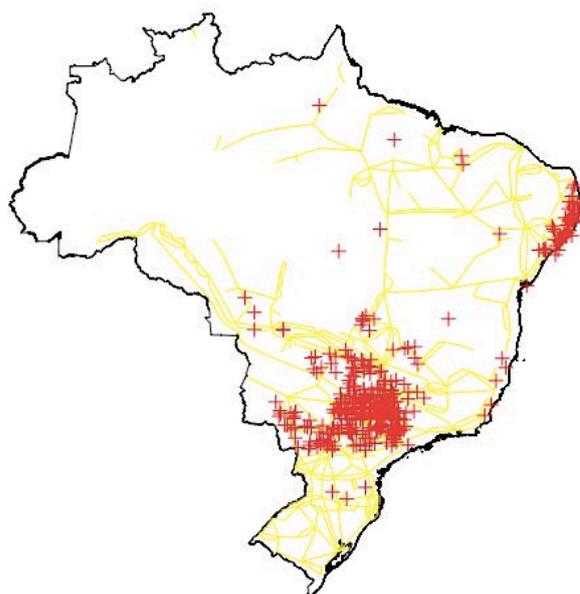


Figura 6 - LTs e usinas sucroalcooleiras

Foram também coletados dados para subestações do projeto SIGER da consultoria PSR, e cursos de água da Agência Nacional de Águas (ANA) na escala 1:100000²². Todos os dados georeferenciados estão projetados como GCS_WGS84²³. A Figura 7 ilustra as usinas e subestações e as usinas e cursos de água respectivamente.

²² Na figura representada os dados estão na escala 1:25000, para uma melhor visualização.

²³ Referência espacial.

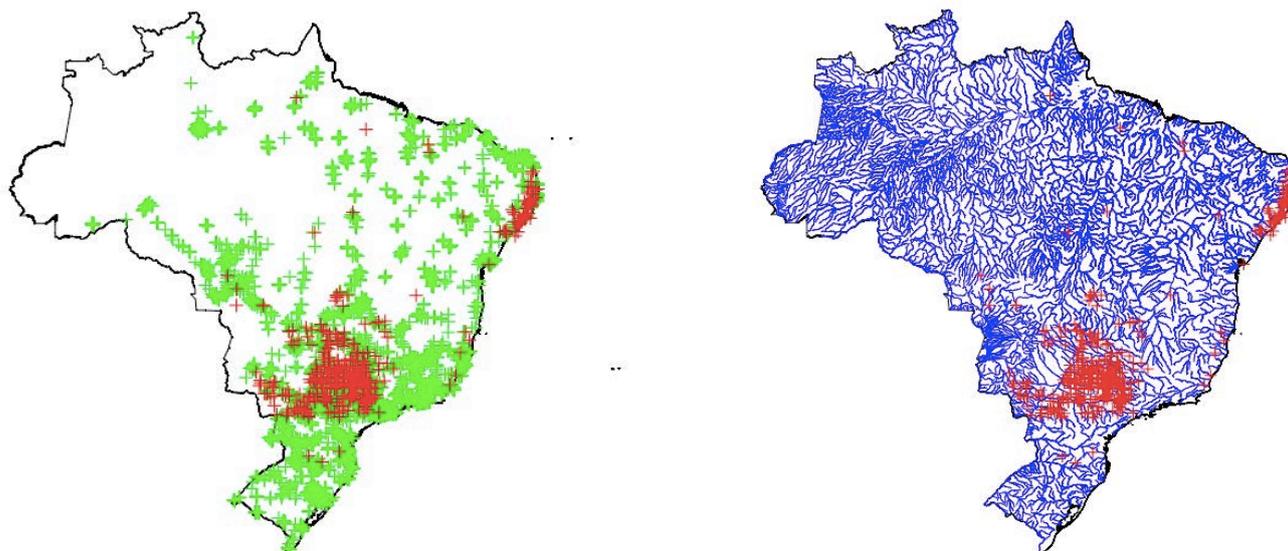


Figura 7 - Subestações e Curso de água com usinas sucroalcooleiras

Finalmente, foram utilizados dados da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS) para obter o número de empregados por usina. Os dados coletados foram a média do número de empregados até 2004 (ano em que iniciam os leilões de energia). A **Tabela 4** e a **Tabela 5** descrevem os dados usados na regressão (para o Brasil e Estado de São Paulo respectivamente). Na **Tabela 4** foram retiradas as usinas das regiões Nordeste e Sul pois não foram encontradas observações de usinas cogeneradoras que comercializassem no ACR (durante o período analisado que vai até outubro de 2015). A tabela 5 está dividida em duas partes: usinas com observações até 2004 e usinas sem observações até 2004. Essa separação se deu pois o objetivo da pesquisa é entender se usinas maiores têm uma maior chance de participar do ACR. Dados após 2004 poderiam causar um problema de causalidade reversa, uma vez que não seria possível separar usinas inicialmente maiores de usinas que teriam crescido após terem passado por um processo de *retrofit*.

Tabela 4 - Tabela descritiva das variáveis explicativas (Brasil) - Sem regiões Nordeste e Sul

	Num. observações	Média	Desvio Padrão	Mín	Máx
LT (m)	304	18971	27971	20	355834
Subestação (m)	304	17538	17632	203	189165
Água (m)	304	1309	1165	16	7376

Tabela 5 - Tabela descritiva das variáveis explicativas para São Paulo

	Num. observações	Média	Desvio Padrão	Mín	Máx
Usinas com observações até 2004					
Número de trabalhadores (pessoas)	114	470	552	5	2674
Subestação (m)	114	13027	8208	1696	36571
Água (m)	114	1100	1069	16	6488
Usinas sem observações até 2004					
Subestações (m)	84	13215	9653	492	41013
Água (m)	84	1298	1160	18	6783

Metodologia

A problemática é buscar entender o processo decisório das usinas sucroalcooleiras para entrarem no ACR e venderem seus excedentes de energia. Para tanto, foi estimada uma regressão usando o modelo de probabilidade linear, representado a seguir:

$$C_i = \beta_0 + \beta_1 \log(lt)_i + \beta_2 \log(sub)_i + \beta_3 \log(agua)_i + \delta \beta_4 SP_i + \varepsilon_i$$

Onde C é uma variável binária para comercialização de uma usina cogeneradora no ACR. Caso C seja 1, a usina é comercializadora de energia, caso contrário, a usina não vende excedente de energia para o mercado de contratação regulada. As variáveis lt , sub , $agua$ medem a menor distância (em metros) de cada usina (representada pelo subscrito i) para uma linha de transmissão, subestação e curso de água respectivamente. Finalmente, a variável SP é uma *dummy*, onde δ igual a 1 indica que a usina pertence ao Estado de São Paulo (Estado com maior concentração de usinas sucroalcooleiras), e δ igual a 0 indica que a usina não pertence ao Estado de São Paulo; β_0 é uma constante e ε_i é o resíduo da regressão.

O objetivo dessa regressão é definir o que faz com que cerca de 16% das usinas sucroalcooleiras decidam vender energia no ACR. As variáveis explicativas selecionadas foram escolhidas a partir do que a literatura indica, isto é, de que a decisão de fazer investimento em *retrofit*, e portanto, ser auto-suficiente e conseguir vender o

excedente de energia, estaria relacionado com a localização e dimensão da usina (CONAB, 2011). O custo de investimento da usina é tão maior quanto menor for a usina (devido a economia de escala), e quanto mais distante a usina for de uma subestação, pois há custos de conexão a rede (GESEL e IE, 2010). São Paulo foi adicionado na regressão pois além de grande parte das usinas se concentrarem na região paulista, São Paulo também é uma região metropolitana, e portanto a instalação das usinas nessa localidade deveria acarretar em menores custos de conexão, uma vez que os geradores estariam próximos aos centros de distribuição e consumidores. Poderia também haver um efeito de *spillover* de tecnologias. Finalmente, a distância das usinas sucroalcooleiras à curso de água foi adicionada na regressão pois termelétricas devem estar próximas de água (ou ter torres de água) pois se utiliza muito desse recurso para a produção de energia²⁴. Portanto, espera-se que β_1 , β_2 e β_3 tenham sinal negativo enquanto que β_4 tenha sinal positivo.

Além dessa regressão, foi estimada uma outra exclusivamente para o Estado de São Paulo. Foi usado um modelo de probabilidade linear, descrito a seguir:

$$C_{spi} = \beta_0 + \beta_1 \log(sub)_{spi} + \beta_2 \log(agua)_{spi} + \beta_3 ihs(L_{2004}) + R_{spi} + \varepsilon_{spi}$$

C_{sp} é uma *dummy* igual a 1 para usinas de São Paulo (subscrito *sp*) que comercializam energia no ACR, e 0 caso contrário. As variáveis explicativas *sub* e *agua* são as mesmas já descritas. Nesta regressão, é adicionado o número de trabalhadores empregados²⁵ nas usinas até 2004 (L_{2004}) como uma *proxy* para tamanho da usina, e a variável R_{spi} controla para micro regiões de São Paulo. O subscrito *i* é para usinas, β_0 é uma constante e ε_{spi} é o erro da regressão.

Uma última especificação foi feita, na qual os números de trabalhadores foram separados em três categorias: (i) com zero empregados antes de 2004, (ii) entre zero e 275 empregados antes de 2004, e (iii) acima de 275 empregados antes de 2004. A regressão estimada encontra-se a seguir:

²⁴ A água é usada para condensação do vapor (pela queima do combustível), e por isso termelétricas são instaladas próximas ao mar ou leitos de rios (INATOMI e UDAETA, 2005).

²⁵ Para essa variável é utilizado a inversa do seno hiperbólico (*ihs*), pois $\log(0)$ é indeterminado e foi considerado 0 trabalhadores para as usinas que não haviam empregados antes de 2004.

$$C_{spi} = \beta_0 + \beta_1 \log(sub)_{spi} + \beta_2 \log(agua)_{spi} + \beta_3 tamanho_0 + \beta_4 tamanho_1 + \beta_5 tamanho_2 + R_{spi} + \varepsilon_{spi}$$

Resultados

Os resultados da primeira regressão, expostos na **Tabela 6**, indicam uma relação negativa entre distância à subestação e localização da usina no Estado de São Paulo com comercialização de energia. De fato, o coeficiente observado indica que ao dobrar a distância até a subestação mais próxima, a usina tem uma probabilidade 5% menor em comercializar energia no ACR. Este resultado possui significância estatística, ao nível de 5% e não é alterado ao se excluir LT. Não se observa resultados significativos para distância à LT e curso de água. Isso pode ser explicado pelo fato das usinas terem de construir LTs até à subestação mais próxima, o que de fato implica que a distância para LTs não deveria ter um impacto na decisão das usinas. Além do mais, é de se esperar que usinas sucroalcooleiras já estejam próximas a cursos de água, pois é necessário uma quantidade elevada de água para irrigação e para o processo produtivo dos ciclos do açúcar e álcool. Como já mencionado, se observa uma relação negativa entre a usina ser de SP e a comercialização de energia. O fato da usina pertencer ao Estado de São Paulo faz com que ela tenha uma probabilidade de menos 16 p.p em comercializar energia no ACR, com significância estatística, ao nível de 10%. Esse resultado parece contra intuitivo, pois se esperava que a usina deveria ter um incentivo maior em comercializar energia caso ela fosse de São Paulo. Para explorar melhor essa relação, foram estudadas regressões que consideram apenas usinas cogeneradoras de São Paulo. Os resultados se encontram na **Tabela 7**. Apesar da distância para subestação continuar com sinal negativo, o coeficiente é não significativo. Encontra-se que o número de empregados, usado como *proxy* para tamanho da usina, tem um efeito negativo e estatisticamente significativo ao nível de 5%. Uma usina com o dobro do número de empregados geraria uma queda de aproximadamente 2% na probabilidade da usina vender energia no ACR. O resultado continua similar quando as usinas são desagregadas por número de empregados (coluna 5). É observado um coeficiente negativo e significativo para usinas que estão no segundo grupo (menos de 275 trabalhadores).

Tabela 6 - Efeito das variáveis selecionadas sobre comercialização de energia no ACR de usinas cogeneradoras no Brasil.

	(1) comercializa	(2) comercializa
log_sub	-0.0516* (0.0239)	-0.0529* (0.0237)
log_lt	-0.00020 (0.0187)	
log_agua	0.0116 (0.0203)	0.0106 (0.0201)
sp	-0.165** (0.0504)	-0.161** (0.0492)
_cons	0.790** (0.295)	0.730** (0.262)
N	304	304
R-sq	0.045	0.044

Standard errors in parentheses

* p<0.05, ** p<0.01, *** p<0.001

É importante destacar que o estudo poderia ser feito com mais dados, e que há certas restrições não incorporadas que poderiam estar afetando os resultados. Uma delas é o fato de linhas de transmissão não poderem ser construídas em cima de plantações de cana-de-açúcar, pois há alto risco de incêndio. Deste modo, teria um custo adicional, uma vez que não necessariamente o critério de menor distância à subestação seria utilizado²⁶. Outro ponto importante é que a variável *número de empregados* da usina, usada como uma *proxy* para o tamanho da mesma, poderia incluir outros fatores não observáveis como eficiência. De fato, uma usina mais eficiente não necessariamente tem mais empregados: ela poderia queimar menos bagaço e produzir a mesma quantidade de energia que uma outra usina não tão eficiente, pois a qualidade da cana poderia ser melhor (cana energia, por exemplo), ou a usina poderia ter melhores equipamentos, ou ainda uma combinação dos dois, de modo que não fosse necessário uma mão-de-obra maior. Uma melhor *proxy* para tamanho da usina seria toneladas de bagaço queimado, por exemplo²⁷.

²⁶ Poderia ser feito um problema de otimização, no qual é avaliado o melhor meio de conectar uma usina à subestação mais próxima.

²⁷ Eventualmente controlando para o tipo de cana usado.

Tabela 7 - Efeito das variáveis selecionadas sobre comercialização de energia no ACR de usinas cogeneradoras em São Paulo.

	(1) comercializa	(2) comercializa	(3) comercializa	(4) comercializa	(5) comercializa
log_sub	-0.0565 (0.0416)	-0.0450 (0.0318)	-0.0528 (0.0410)	-0.0421 (0.0315)	-0.0423 (0.0314)
log_agua	0.0131 (0.0237)	0.0161 (0.0217)			
ihs_num_emp	-0.0202* (0.00882)	-0.0168* (0.00798)	-0.0210* (0.00870)	-0.0177* (0.00788)	
0.tamanho					0 (.)
1.tamanho					-0.155* (0.0602)
2.tamanho					-0.0952 (0.0615)
_cons	0.657 (0.390)	0.519 (0.312)	0.712 (0.376)	0.602* (0.291)	0.613* (0.291)
N	198	198	198	198	198
R-sq	0.281	0.038	0.280	0.036	0.045
Micro_sp	YES	NO	YES	NO	NO

Standard errors in parentheses

* p<0.05, ** p<0.01, *** p<0.001

Portanto, apesar dos resultados significativos indicarem um alinhamento das hipóteses feitas com as observações, um estudo mais profundo seria necessário.

Dos resultados encontrados, é possível imaginar que incentivos maiores para as usinas sucroalcooleiras resultaria em maior participação destas no ACR. Um possível incentivo seria via TUST, pois reduziria os custos de conexão, fazendo com que se tornasse mais atraente para as usinas cogeneradoras se interligarem ao SIN. Além do mais, a volta de leilões de ICG²⁸ (Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada) para biomassa também poderiam aumentar a atratividade da venda de excedentes para o SIN.

A seguir, é apresentada a segunda seção desse trabalho, na qual é avaliada uma análise macroeconômica da inserção das usinas sucroalcooleiras no mercado de venda de energia.

²⁸ ICGs são estações coletoras de energia para um grupo de geradores.

Análise macroeconômica

Nesta seção, será feita uma análise macroeconômica, que consiste em avaliar o efeito que um choque externo teve sobre o mercado sucroalcooleiro e conseqüentemente na venda de excedentes de energia das usinas cogeneradoras. Neste caso, será avaliado o efeito do Decreto nº7.764 de 22 de junho de 2012, que estabeleceu a isenção da Cide para combustíveis, dentre eles a gasolina (hoje já revogado). Esse fato, também conhecido como congelamento do preço de combustíveis, tinha como principal objetivo conter as pressões inflacionárias. Apesar dos dados mostrarem que a queda do preço da gasolina teria começado um pouco antes, em 2011, esse fato seria resultante de efeitos de demanda e oferta relacionados com a safra, e pouco deve afetar os resultados.

Como já foi destacado, o preço do etanol e do petróleo e gasolina são cointegrados e movidos por uma mesma tendência (J. Myers et al., 2014). Além do mais, existe uma relação observada entre preço do etanol e da gasolina: o etanol só é competitivo em relação a gasolina se for observada uma relação inferior a 0,7. Dito de outra forma, o preço do etanol deve ser pelo menos 30% mais barato que o preço da gasolina, uma vez que o poder calorífico deste é de 70% do poder da gasolina (brasilagro, 2016).

Um exercício simples mostra a evolução da relação etanol/gasolina ao longo do tempo, destacado na Figura 8. Como já foi descrito, a relação entre o preço do etanol e da gasolina deve ser mantido abaixo de 0,7 para que o etanol seja competitivo. Assim, uma relação maior que 0,7 indicaria que o preço da gasolina está ainda mais baixo, ou que o do etanol está maior. Pode-se observar que essa relação foi especialmente baixa entre a segunda metade de 2007 e o início de 2009. Além do mais, essa mesma relação atingiu patamares mais elevados entre final de 2010 e metade de 2014, estando de acordo com o que vem sendo destacado. Para avaliar se a política adotada teria de fato afetado as usinas sucroalcooleiras, e portanto, a entrada destas no ACR, foi estudado o caso de uma usina base.

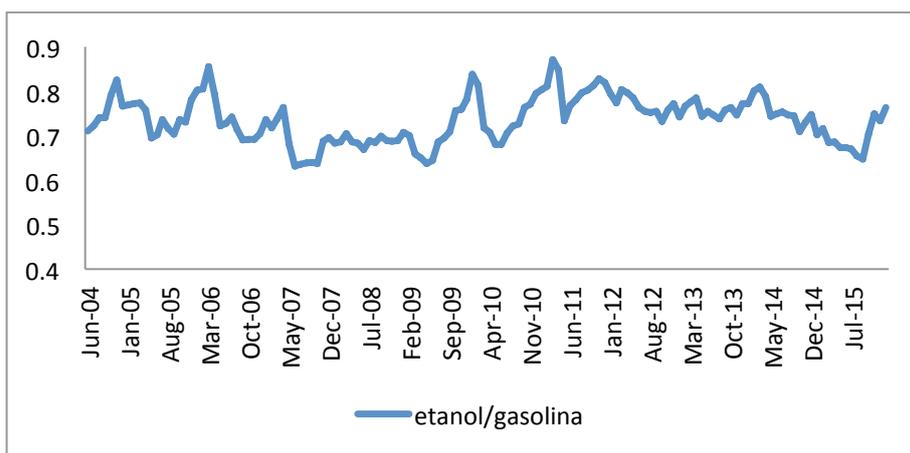


Figura 8 - Relação etanol/gasolina (R\$/l) no período 2004-2015

O objetivo dessa segunda seção, denominada de análise macroeconômica, é relacionar a taxa de retorno das usinas cogeneradoras, com investimentos para contratos de disponibilidade (contratos no ACR), com uma variação estocástica do preço do etanol. Esse método deve avaliar o impacto que uma política de congelamento de preços tem na rentabilidade das usinas, e portanto, na decisão de investimentos para comercialização de energia a partir do bagaço de cana-de-açúcar. Para tal será usado o software OptValue, desenvolvido pela consultoria PSR. Essa seção está dividida ainda em três partes: (i) descrição do OptValue; (ii) metodologia ; e (iii) principais resultados.

OptValue

O OptValue é uma ferramenta de análise financeira de projetos de geração e tem como objetivo o cálculo do preço de energia para contratos (tanto por quantidade ou disponibilidade) associado a uma taxa interna de retorno (TIR) compatível com o risco do empreendimento (Manual OptValue, 2013). Para usinas de biomassa, existe um módulo especial, chamado OptCana, no qual é possível selecionar a opção de usina cogeneradora para uma avaliação integrada (produção de etanol, açúcar, e energia). A sazonalidade da cana-de-açúcar é computada nesse modelo e é especificado que o período de safra vai de maio a novembro. Também é possível fornecer o perfil de produção da usina, assim como os preços spot da cana, do açúcar e do etanol²⁹. Outros inputs como por exemplo capacidade de processamento anual da usinas e outros dados gerais da mesma devem ser fornecidos ao OptValue.

²⁹ Há também um input para o preço do carbono para casos onde se leva em consideração créditos no mercado de carbono, o que não é o caso aqui.

Como resultados, o OptValue apresenta um resumo das premissas, a decomposição do preço do contrato, gráficos (da TIR média do acionista e do empreendimento, por exemplo) e os principais demonstrativos financeiros, que são: Demonstração do Resultado do Exercício (DRE), Balanço patrimonial (BP), Fluxo de Caixa (FC) e Usos e Fontes, que descreve o investimento necessário (Manual OptValue, 2013). Para esse exercício, serão analisadas a TIR média do acionista e o Valor Presente Líquido (VPL) do investimento.

Metodologia

Para avaliar o impacto do preço do etanol sobre a competitividade das usinas sucroalcooleiras, foi modelado um caso base com quatro classificações, cujos parâmetros e especificações são apresentados na **Tabela 8**. É importante esclarecer que o modelo base considera um empreendimento novo.

O objetivo dessas quatro classificações é avaliar o impacto do preço do etanol em diferentes cenários. É de se esperar que uma usina cogeneradora que produz etanol consiga ter uma variabilidade da TIR menor, e portanto um risco menor, pois estaria menos sujeita às variações do preço desse combustível. Da mesma forma, uma usina que produz açúcar deve ter uma rentabilidade maior, pois consegue diversificar mais seus produtos, de modo a se proteger de possíveis volatilidades nos preços.

Foram criadas duas séries temporais para etanol, uma sendo o **etanol esperado** e outra do **etanol observado**. O etanol realizado, ou observado, foi coletado no CEPEA para o período que vai de janeiro de 2003 até dezembro de 2015. Os dados para etanol são em frequência semanal, mas foram *colapsados*, ou agrupados, por simplicidade, para frequência mensal³⁰. Para ter as variações reais do preço do etanol, a série foi desinflacionada para o ano base 2003. Em seguida, como é destacado na **Tabela 8**, a usina inicia seus investimentos em 2016 para entrar em operação dois anos depois, em 2018. Portanto, a série foi inflacionada tendo como ano base 2016.1 (janeiro de 2016) para que os preços estivessem de acordo com a realidade modelada.

³⁰ Os dados foram agrupados na média mensal.

Tabela 8 - Parâmetros para as quatro especificações do modelo base.

	Etanol	Etanol com Cogeração	Etanol e Açúcar	Etanol e Açúcar com Cogeração
Data base da moeda	jan/16	jan/16	jan/16	jan/16
Data de início do contrato	jan/18	jan/18	jan/18	jan/18
Duração do contrato (meses)	240	240	240	240
Tipo do contrato	x	disponibilidade	x	disponibilidade
Preço de lance (ICB) (R\$/MWh)	x	180	x	180
Taxa Mínima de Atratividade (%)	12	12	12	12
Potência Instalada (MW)	x	54	x	54
Potência Disponível (MW)	x	46,5	x	46,5
Garantia Física (MWméd)	x	23,3	x	23,3
Investimento industrial	298	298	416	416
Investimento em cogeração	0	180	0	180
Capacidade de processamento da usina (MM ton de cana/ano)	2,5	2,5	2,5	2,5
Cana x açúcar (Kg/ton de cana)	0	0	70	70
Cana x Etanol (L/ton de cana)	82	82	41	41
Cana x energia (kWh/ton de cana)	0	81	0	81
Número de dias de referência	200	200	200	200
Variável do plantio (R\$/ha)	753	753	753	753
Variável manutenção do canavial (R\$/ha)	1953	1953	1953	1953
Variável da Colheita (R\$/ha)	916,5	916,5	916,5	916,5
Variável da usina (produção etanol ou açúcar) (R\$/l ou R\$/Kg)	0,18	0,18	0,18	0,18

Como o Brasil é um grande importador de petróleo bruto e refinado (The observatory of economic complexity - MIT)³¹, pode se supor que as flutuações do preço da gasolina no Brasil sigam um padrão internacional, sendo o Brasil tomador de preço.

³¹ Apesar de também ser exportador de petróleo bruto.

O cálculo do etanol esperado foi feito usando os dados do EIA de petróleo bruto³². Como esse dado é em frequência semanal, a série também foi *colapsada* para frequência mensal. Apesar da inflação nos Estados Unidos ser muito baixa, a série foi desinflacionada tendo 2003.1 (janeiro de 2003) como base, e inflacionada para 2016.1. No entanto, foi necessário fazer uma correção a mais na série de petróleo bruto, pois o dado coletado no CEPEA é referente ao preço na porta da usina, isto é, sem frete e sem ICMS, enquanto que o dado do EIA equivale ao preço na bomba³³. Foi retirado da série do petróleo bruto a média do imposto estadual³⁴ (0,069 US\$/l) e um valor equivalente ao custo de marketing e distribuição da gasolina (0,05 US\$/l). Finalmente, essa série foi convertida pelo câmbio³⁵ e multiplicada por 0,7 para se obter o preço do etanol esperado. O resultado desse exercício inicial está na Figura 9.

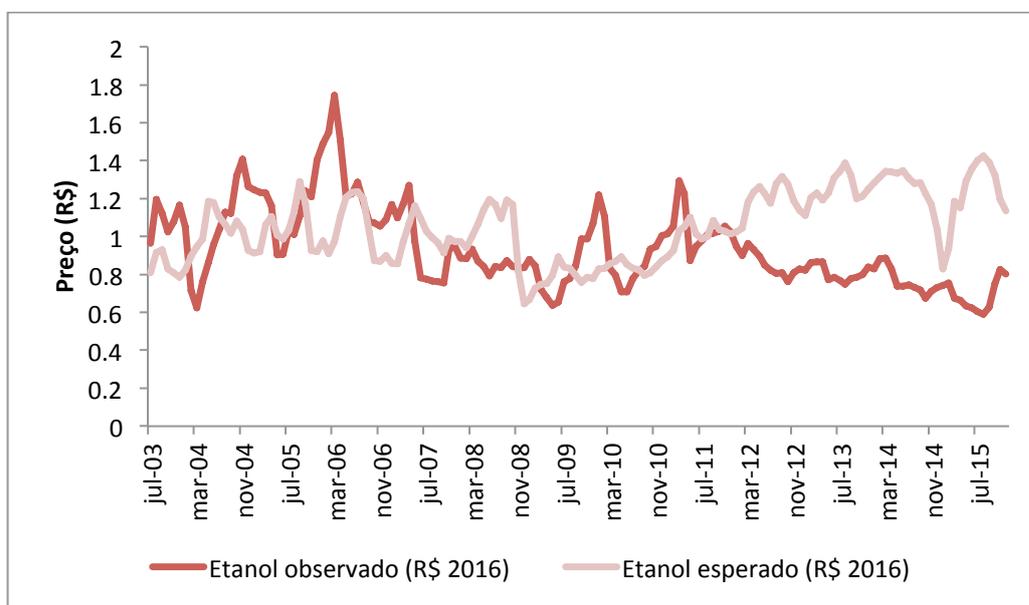


Figura 9 - Etanol observado versus etanol esperado (2003-2015)

Como é possível observar, 2011 marca uma divergência nas duas séries e destaca-se o efeito do congelamento do preço da gasolina e seu impacto sobre o etanol.

³² Monthly Motor gasoline regular grade retail price.

³³ “Every Monday, retail prices for all three grades of gasoline are collected by telephone from a sample of approximately 800 retail gasoline outlets. The prices are published around 5:00 p.m. ET Monday, except on government holidays, when the data are released on Tuesday (but still represent Monday’s price). The reported price includes all taxes and is the pump price paid by a consumer as of 8:00 A.M. Monday. This price represents the self-serve price except in areas having only full-serve. The price data are used to calculate weighted average price estimates at the city, state, regional and national levels using sales and delivery volume data from other EIA surveys and population estimates from the Bureau of Census”. - (EIA; acessado dia 09/05/2016)

³⁴ Site EIA (acessado dia 06/05/2016).

³⁵ Fonte Ipeadata.

Para usar essa variação em um período mais longo (a duração do contrato é de 20 anos), foi construído um *carrossel*, método usado no setor elétrico que consiste em expandir a série via quebra e sobreposição da mesma. A mesma metodologia foi adotada para a série do açúcar, também coletado no CEPEA³⁶.

Finalmente, as diferentes séries foram usadas para gerar oito projetos. Como já foi previamente mencionado, esses projetos contemplam as quatro especificações citadas para os casos de etanol com preço observado e etanol com preço esperado.

Resultados

Os resultados encontrados são apresentados na **Tabela 9**, a qual representa os valores encontrados para as TIRs médias dos acionistas nos quatro tipos de usinas já mencionados e com variações estocásticas nos preços do etanol observado e esperado. É possível destacar que a diferença da TIR média no caso esperado com o caso observado é em média de 10 p.p. Além do mais, essa diferença diminui a medida que a usina passa a incorporar outras produções, isto é, a diferença entre a TIR média nos caso esperado e observado é menor quando a usina é cogeneradora e produz etanol e açúcar. De fato, isto ocorre, pois, a usina consegue diversificar melhor seu risco, como é indicado nas Figura 10 até Figura 13.

Tabela 9 - TIR média do acionista para quatro tipos de usina, em função de variações no preço do etanol.

	Etanol	Etanol com Cogeração	Etanol & Açúcar	Etanol & Açúcar com Cogeração
Esperado	13.1	15.5	17.6	18.1
Observado	x	-3.4	6.7	11.1

Antes de prosseguir na análise das figuras, é interessante notar alguns pontos. Como é destacado na **Tabela 9**, a TIR média para o caso da série observada da usina produtora de etanol não converge (aqui indicado por um x). Analisando o DRE é possível esclarecer que isso ocorre pelos custos fixos que a usina incorre. De fato, a variação no preço, apesar de significativa, não deveria prejudicar a usina ao ponto da

³⁶ Foi selecionada a série de açúcar cristal para São Paulo.

TIR não convergir (para uma Taxa Mínima de Atratividade - TMA de 12%)³⁷. Em adição, o etanol representa cerca de 85% da rentabilidade de uma usina cogeneradora que concentra sua produção no etanol, o que indica que a venda de energia excedente consegue manter um colchão de 15% da sua receita, de modo a fazer a TIR convergir, mesmo sendo esta negativa. Finalmente, pelo etanol ter uma participação menor nos casos da usina produtora de etanol e açúcar e no caso da usina cogeneradora, também produtora de etanol e açúcar, a TIR observada é maior e tem uma variação menor. Além do mais, o açúcar também contribui para aumentar a rentabilidade das usinas sucroalcooleiras, sendo este fato indicado pela elevação da TIR.

Os gráficos das TIRs médias, tanto para o etanol esperado quanto para o etanol realizado, evidenciam uma variabilidade menor da TIR nos casos com cogeração, e sobretudo no caso em que a usina produz mais de um bem. Isso reflete a diversificação da usina e consequente redução de risco. Para citar um exemplo, a usina produtora de etanol (no caso esperado) tem um risco mais elevado, pois sua TIR média pode ir de 7% no cenário um e alcançar 25,4% no último cenário, tendo portanto uma variação de quase 19 p.p.. Já para a usina cogeneradora produtora de etanol e açúcar (também olhando para o caso esperado), se observa uma variação muito menor da TIR: 15% no cenário um e 20,4% no último cenário.

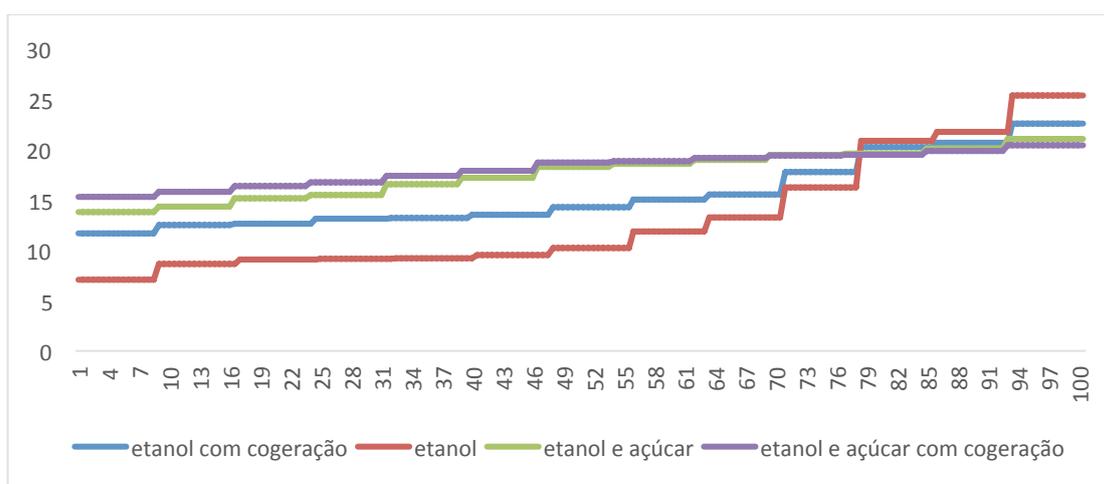


Figura 10 - TIR média do acionista (%) por cenário - Etanol esperado

³⁷ O VPL só é zerado para uma taxa de juros de mais de 1e6.

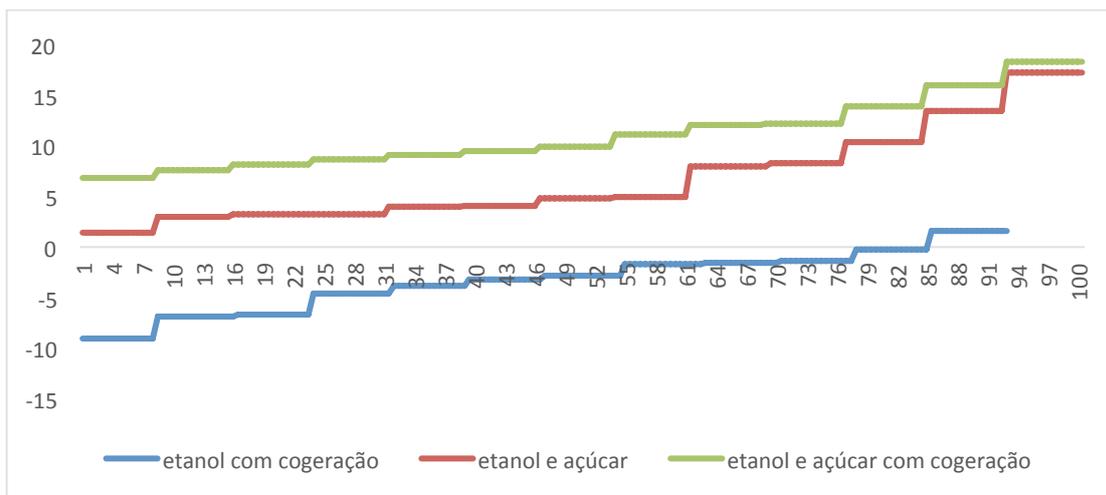


Figura 11 - TIR média do acionista (%) por cenário - Etanol observado

O VPL é a diferença entre o valor investido em um momento inicial e o valor, trazido ao valor presente, resgatado ao fim do investimento. Neste caso, o gráfico do VPL indica o retorno, em termos monetários, do investimento do usineiro. Mais uma vez, é possível destacar que a variabilidade do VPL é menor na especificação da usina cogeneradora produtora de açúcar e etanol. Isso contribui para os resultados achados, isto é, que a cogeração permite suavizar o impacto da variação do preço do etanol, e que esse efeito é ainda maior quando a usina produz açúcar em conjunto com etanol. Finalmente, é interessante destacar o nível do VPL quando a série estocástica usada para o preço do etanol corresponde a série observada. Nota-se que na grande maioria dos cenários, o VPL encontrado é negativo, ou seja, o usineiro estaria perdendo dinheiro nesse empreendimento. No caso da usina cogeneradora produtora de etanol, o agente estaria perdendo em média R\$ 149 milhões, podendo sua perda chegar até quase R\$ 200 milhões.

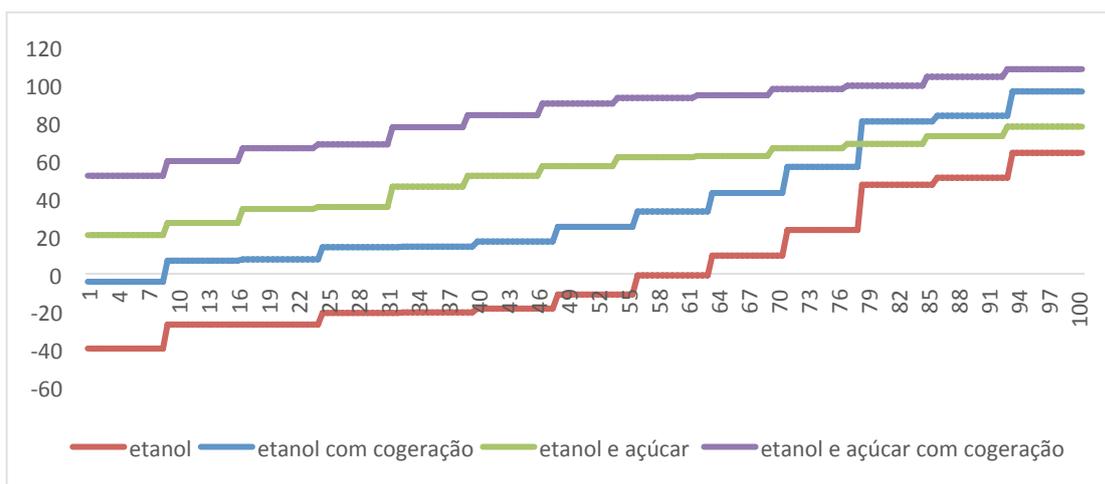


Figura 12 - VPL por cenário - Etanol esperado

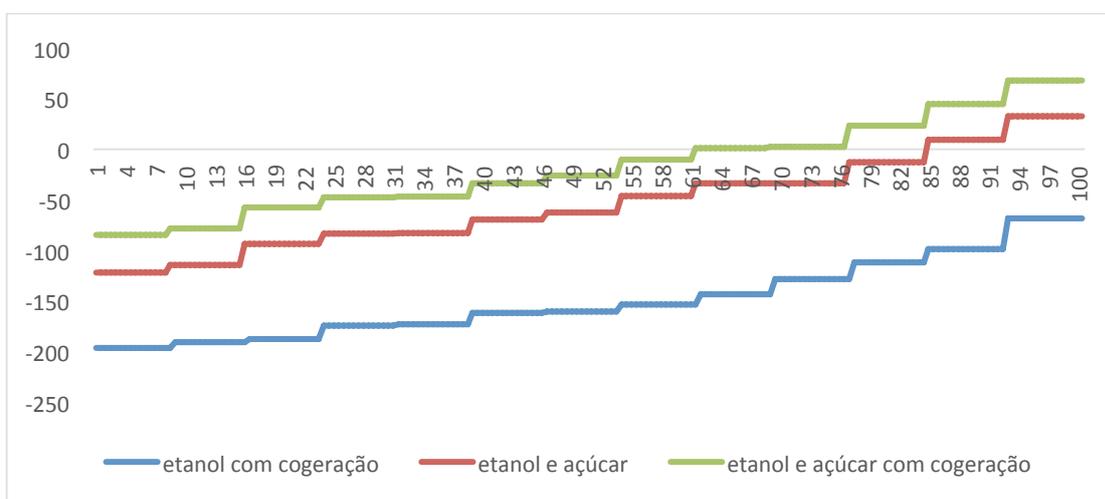


Figura 13 - VPL por cenário - Etanol observado

Em suma, a política adotada pelo governo de congelar os preços dos combustíveis, dentre eles a gasolina, teve um efeito prejudicial para os empreendimentos sucroalcooleiros. Foi mostrado que, apesar da cogeração ter suavizado esse efeito, as usinas sucroalcooleiras teriam perdido em média 10 p.p. dos seus retornos. Além do mais, é notável o baixo VPL que o preço do etanol causou. Pode se imaginar que por ter sua receita reduzida, os agentes desse setor não teriam investimentos necessários para entrar no ACR e participar de leilões de venda de excedente de energia gerada pela queima do bagaço de cana.

Conclusão

A geração de energia para a rede pela biomassa de cana-de-açúcar respondeu em 2015 por pouco mais de 4% do consumo elétrico nacional. Segundo a EPE, a bioeletricidade da cana teria um potencial capaz de responder por 24% do consumo brasileiro de energia elétrica até 2024, caso estivesse sendo amplamente aproveitada. Além do potencial elevado, a bioeletricidade da cana é complementar à energia hídrica e uma alternativa para energias fósseis. Depois da estruturação do setor elétrico de 2004 houve uma crescente entrada de biomassa na matriz elétrica, sobretudo em 2008, ano em que foi observado um pico na frequência de contratações desta fonte nos leilões do ACR. No entanto, a possibilidade de geração de excedentes de energia que possam ser comercializados no SIN ainda é pouco explorada.

Esse trabalho de fim de curso propôs esclarecer o sub-aproveitamento de biomassa do bagaço de cana de um ponto de vista micro e macroeconômico. Os resultados microeconômicos mostram que há um efeito significativo da distância das usinas cogeneradoras à subestações. Uma usina que esteja o dobro de distância de uma subestação teria uma probabilidade de 5% a menos em comercializar energia no ACR. Assim, um possível incentivo para aumentar a participação de biomassa na matriz elétrica brasileira seria uma política que reduzisse a TUST para empreendimentos de biomassa ou com potência instalada maior que o limite estabelecido de 30 MW. Foi encontrado também que usinas localizadas em São Paulo são menos propensas a comercializar energia elétrica. Apesar de contra-intuitivo, essa observação poderia estar ligada com a falta de leilão de ICG³⁸, que é visto como um facilitador pelas usinas sucroalcooleiras e cogeneradoras, e a concomitante falta de financiamento. Uma possível linha de financiamento seria para a compra de caldeiras de alta pressão, necessárias para gerar energia além da consumida *in loco*. Um estudo mais aprofundado sobre as linhas de financiamento para usinas de biomassa seria interessante para avaliar quantitativamente esse impacto.

Finalmente, a análise macroeconômica buscou explorar o efeito de um choque externo sobre o mercado de venda de excedentes de energia por usinas cogeneradoras. Foram destacados três choques que teriam afetado esse mercado: (i) regulatório com a

³⁸ Os leilões de ICG para biomassa só ocorreram em Mato Grosso do Sul e Goiás.

baixa forçada do PLD, (ii) crise de 2008 que tornou eólicas competitivas, e (iii) o congelamento do preço da gasolina, consequência do Decreto nº7.764/2012, que estabeleceu a isenção da Cide para combustíveis. Neste trabalho procurou-se analisar os mecanismos e resultados desses choques, em especial o terceiro, explorando-o a partir do OptValue. Foi analisado o efeito da variação do preço do etanol observado e esperado sobre quatro tipos de usina sucroalcooleira a partir de um modelo base. A TIR média no caso esperado com o caso observado foi em média de 10 p.p. Além do mais, essa diferença diminui a medida que a usina passa a incorporar outras produções, isto é, a diferença entre a TIR média nos caso esperado e observado é menor quando a usina é cogeneradora e produz etanol e açúcar do que no caso em que a usina é apenas produtora de etanol. Ao mesmo tempo que os resultados mostram que a política do governo em controlar o preço dos combustíveis para segurar a alta da inflação acarretou em uma forte queda na competitividade das usinas sucroalcooleira, também é possível observar que usinas cogeneradoras conseguem reduzir riscos pois diversificam mais seus ativos. De fato, esse risco é ainda menor quando a usina, além de ser cogeneradora, produz açúcar e álcool.

Políticas de congelamento de preço são irresponsáveis e, a exemplo dos inúmeros planos já vivenciados pelo Brasil, não conseguem conter a inflação por muito tempo. Os resultados dessa pesquisa indicam que há ainda lacunas que poderiam ser preenchidas. Inclusive, seria necessária uma maior articulação entre usineiros e o governo para o melhor desenvolvimento desse mercado.

Referências bibliográficas

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Atlas de Energia do Brasil, 3a edição. Brasília: [s.n.], 2008. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2015.
- [2] AZUELA, Gabriela. et al. Performance of Renewable Energy Auctions: Experience in Brazil, China and India. [S.l]: World Bank Group, 2014.
- [3] Berteli, Luiz, G. Congelamento artificial. 22 mai. 2013. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/convidados/5573206920333453814/congelamento-artificial/>>. Acesso em: 2 dez. 2015.
- [4] Biomassa & Energia. Crise do etanol segura plano de usinas de biomassa. 6 out. 2014. Disponível em: <http://www.biomassabioenergia.com.br/noticia/crise-do-etanol-segura-plano-de-usinas-de-biomassa/20141006103351_F_611>. Acesso em: 6 mar. 2016.
- [5] Brasil. Decreto nº 7.764, de 22 de Junho de 2012. 2012. Altera o Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível - CIDE.
- [6] brasilagro. Relação entre etanol e gasolina cai em SP ao menor nível em 6 anos. Disponível em: <<http://www.brasilagro.com.br/conteudo/relacao-entre-etanol-e-gasolina-cai-em-sp-ao-menor-nivel-em6-anos.html#.V1ApKMeZl8c>>. Acesso em: 28 mai. 2016.
- [7] CASTRO, Nivalde. J.; BRANDÃO, Roberto.; DANTAS, Guilherme de A. Oportunidades de Comercialização de Bioeletricidade no Sistema Elétrico Brasileiro. Texto de discussão n. 13. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2009.
- [8] CASTRO, Nivalde. J.; BRANDÃO, Roberto.; DANTAS, Guilherme de A. Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro. Texto de discussão n. 15. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2010.
- [9] CASTRO, Nivalde. J.; BRANDÃO, Roberto.; DANTAS, Guilherme de A. O Potencial da Bioeletricidade, a Dinâmica do Setor Sucroenergético e o Custo Estimado dos Investimentos. Texto de discussão n. 29. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2010.
- [10] Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB. A Geração Termoelétrica com a queima do bagaço de Cana-de-Açúcar no Brasil: Análise de Desempenho da Safra 2009-2010, [S.l., s.n], 2011.
- [11] DE CEQUEIRA LEITE, Rogério. et al. Can Brazil replace 5% of the 2025 gasoline world demand with ethanol? Energy, v. 34, n.5, p.655-661, 2009.

- [12] DE SOUZA, Zilmar. Bioeletricidade: o que falta para esta alternativa energética deslançar. UNICA. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/colunas/470156692036979688/bioeletricidade-por-cento3A-o-que-falta-para-esta-alternativa/>>. Acesso em: 23 set.2015.
- [13] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Expansão da Geração – Empreendimentos Termelétricos: Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. Brasília [s.n], 2011.
- [14] _____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Brasília: [s.n], 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relatório%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>> . Acesso em: 14 jun.2016.
- [15] _____. Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica: Metodologia de Cálculo. Brasília: [s.n], 2011. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/NT%20EPE-DEE-RE-102-2008-r3%20-%20Metodologia%20ICB_LEN%20A-3_2011_v1.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2015.
- [16] FONSECA, R. Francisco. Estratégias de sazonalização da garantia física de PCHs em portfólios PCH e Biomassa.106 f. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.
- [17] GOES, Tarcizio.; MARRA, Renner.; SILVA, Geraldo. S. E. Setor sucroalcooleiro no Brasil situação atual e perspectivas. Revista de Política Agrícola, v. 17, n. 2, p. 39–51, 2008.
- [18] INATOMI, Thais A. ; UDAETA, Miguel E. M. Análise dos impactos ambientais na produção de energia dentro do planejamento integrado de recursos. São Paulo: [s.n], 2005.
- [19] Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC. Summary for Policymakers. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2013
- [20] MYERS, Robert J. et al. Long-run and Short-run Co-movements in Energy prices and the Prices of Agricultural Feedstocks for Biofuel. American Journal of Agricultural Economics Advance Access, Oxford, Oxford University Press, v. 96, n. 4, 2014.
- [21] LIMA, Nilton. C. et al. CONSIDERAÇÕES TRIBUTÁRIAS DO COMBUSTÍVEL ETANOL HIDRATADO. [s.d.].
- [22] LUO, Lin; VAN DER VOET; Eester, HUPPES, Gjalt. Life cycle assessment and life cycle costing of bioethanol from sugarcane in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.13, n. 6-7, 2008.
- [23] MONTALVÃO, Edmundo; SILVA, Rutelly. M. Descontos na TUST e na TUSD para Fontes Incentivadas: uma avaliação. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/

CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 165). Disponível em: <www.senado.leg.br/estudos>. Acesso em 4 de mar. 2016.

[24] Organisation for Economic Co-operation and Development/ International Energy Agency - OECD/IEA. Biomass for Power Generation and CHP. IEA Energy Technology Essentials, 2007.

[25] PRYNGLER, Aron. Proposta de aperfeiçoamento da geração distribuída para viabilizar os projetos de “retrofit” de usinas existentes do estado de São Paulo. 2014.53 p. Monografia (Graduação)– Instituto de Eletrotécnica e Energia. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014

[26] Power System Research - PSR. Programa de Avaliação financeira de empreendimentos de geração: OptValue Versão 7.98 - Manual do Usuário e Metodologia PSR. [S.l, s.n], 2013. 77p.

[27] _____. Bioeletricidade. Energy Report, Rio de Janeiro, n.3, mar. 2007. Disponível em: <<http://www.psr-inc.com/publicacoes/energy-report/edicoes/?current=t317>>. Acesso em: 1 de mar.2016

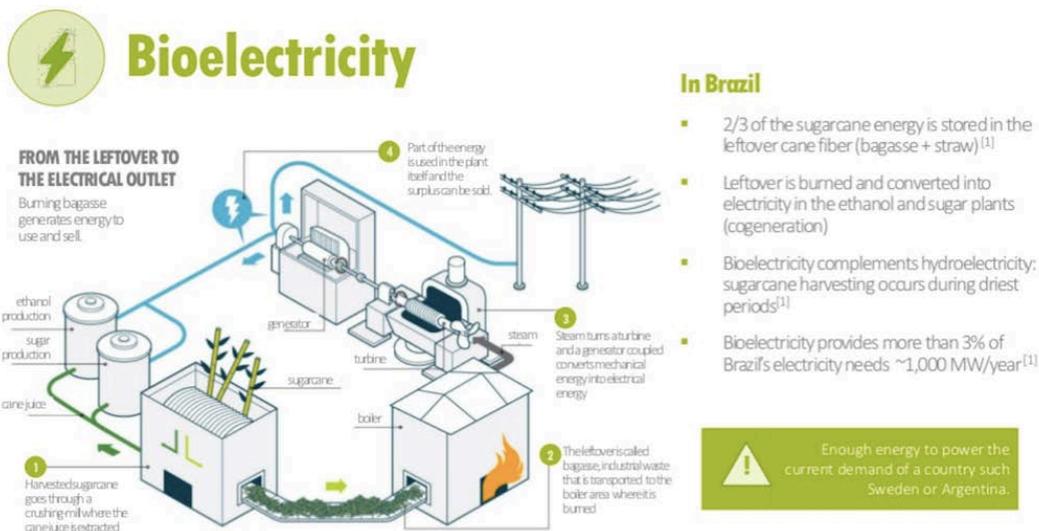
[28] _____. As surpresas do leilão A-3. Energy Report, Rio de Janeiro, n.21, set. 2008. Disponível em: <<http://www.psr-inc.com/publicacoes/energy-report/edicoes/?current=t800>>. Acesso em: 3 de mar.2016.

[29] _____. As eólicas são competitivas no Brasil?. Energy Report, Rio de Janeiro, n.25, jan. 2009. Disponível em: <<http://www.psr-inc.com/publicacoes/energy-report/edicoes/?current=t799>>. Acesso em: 3 de mar.2016.

[30] SIMAS, Moana; PACCA, Sergio. Energia ólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. Estudos Avançados, São Paulo, v.27, n. 77, 2013. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40142013000100008>. Acesso em: 24 de mar. 2016

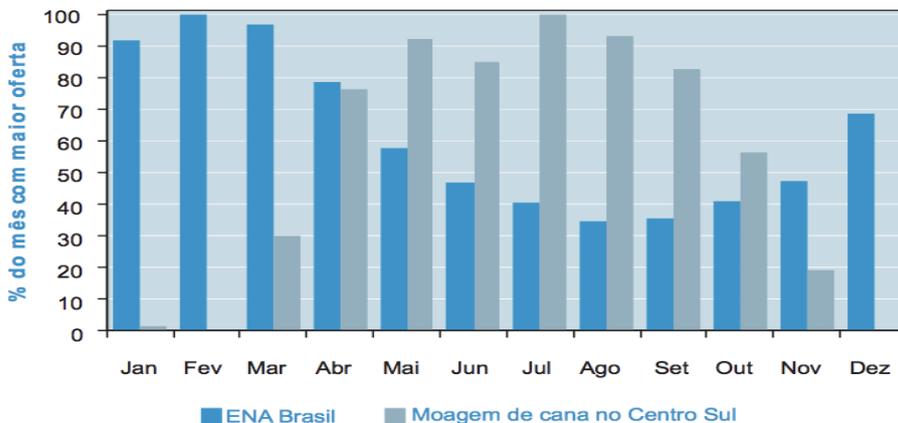
Anexo

Anexo I – Processo da Bioeletricidade a partir de biomassa de bagaço de cana-de-açúcar



Anexo II – Figuras adicionais

Complementaridade Cana e Ciclo Hídrico



ENA Brasil x Moagem de cana no Centro Sul como percentagem do mês com maior oferta (safra 2007/2008). Retirado de [3].

Interface OptValue & OptCana

1 - Dados Gerais							
Usina/Submercado:	4000 R\$/kW com 90% de mai a nov	Sudeste					
Tipo da Usina:	Biomassa	Hidro Nova	participa do MRE				
Nome do Caso:	cenário moeda cte + contrato IPCA	<input checked="" type="checkbox"/>	Gerar arquivos para o Graficador				
Data Base da moeda:		Jan-16					
Duração do contrato:		240 meses					
Vida Útil da Usina:		240 meses					
2 - Contrato de Compra e Venda de Energia Especificação Contratos							
Contrato Único	Data de Início do Contrato:	Jan-18					
	Submercado do Contrato:	Sudeste					
	Tipo do Contrato:	Disponibilidade	<input checked="" type="checkbox"/> CCEAR <input type="checkbox"/> Otimizar				
% da Energia Contratada:		100.0%					
<input type="checkbox"/> Restrição no Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD)		Valor Meta do ICSD:	1.30				
3 - Variáveis de Controle <input type="checkbox"/> Gerar Grid de PREÇO vs TIR							
TIR do acionista:		18.1%	a.a.				
Preço de Lance (ICB):		180.0	R\$ / MWh				
Percentil Associado a TIR para exibição do Fluxo de Caixa:		95.0%	<input type="checkbox"/> Exibir Média				
Restrição de VAR para cálculo de Preço ou para Exibição da TIR:		95.00%	<input type="checkbox"/> Considerar				
Taxa Mínima de Atratividade (TMA):		12.0%	a.a.				
<input type="button" value="Estimar"/>	Lastrado	Analtico	50.0%				
<input type="button" value="Estimar"/>	Valor esperado da compra/venda no CCEE e dos déficits (CEC):		(6.3) R\$/MWh				
	Valor esperado do reembolso do custo operativo (COP):		- R\$/MWh				
	Data de Início: Jan-06	Número de Períodos: 120	Desp. Antecipado? <input type="checkbox"/> Sim				
	Piso (R\$/MWh): 17.50	Teto (R\$/MWh): 534.30					
Submercado de Contratação: (apenas para calculo do CEC)	Sul:		0.0%				
	Sudeste:		100.0%				
	Nordeste:		0.0%				
	Norte:		0.0%				
4 - Motorização							
Número de UGs		1					
Fator de Disponibilidade Máximo		86.2%					
Perdas de Consumo Interno + Uso Exclusivo		0.00%					
Perdas na Rede Básica		3.00%					
Centro de Gravidade							
UG	Data de Operação	Pot. Inst. (MW)	Pot. Disp. (MW)	Garantia Física (MWmed)	Pot. Inst. (MW)	Pot. Disp. (MW)	Garantia Física (MWmed)
1	Jan-18	54.0	46.5	23.3	52.4	45.2	22.6
6 - Custos de Operação e Manutenção							
Operação e Manutenção	Fixa	50.00	R\$ / kW-ano				
	Variável	-	R\$ / MWh				
Combustível Principal	Rendimento	1.00	unid / MWh				
	Commodity	-	R\$ / unid	Take or Pay	0.0%		
	Transporte	-	R\$ / unid	Ship or Pay	0.0%		
Custo Op. para Reembolso declarado:		<input checked="" type="checkbox"/> Declarar CVU Indiferente ao Despacho		0.1	R\$ / MWh		
		% CustoComb =	0%	% CustoO&M =	100%		
7 - Despesas e Receitas Gerais Multiplicadores							
Seguros	Garantia	0.50%	sobre Financ.				
	Operação	0.40%	sobre Imobiliz.				
Outras	Receitas 1	(R\$ mil / mes)	-	Outras	Despesas 1	(R\$ mil / mes)	-
Outras	Receitas 2	(R\$ mil / mes)	-	Outras	Despesas 2	(R\$ mil / mes)	-
Receitas líquidas		(R\$ mil / mes)		Prazo Contas a Pagar		(dias)	-
Despesas líquidas		(R\$ mil / mes)		Prazo Contas a Receber		(dias)	-
8 - Encargos Setoriais							
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)	Pgto	100.0%	0.00	R\$ / kW-mês			
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	Pgto	100.0%	3.75	R\$ / kW-mês			
Taxa CCEE			0.07	R\$ / MWh			
Taxa ONS			0.41	R\$ / KW-ano			
Outorga (URP)			1.00	R\$ / MWh (GF)			
TFSEE (R\$ / kW / ano)		331.33	sobre % da Potência Instalada	0.50%			
Comp. Financ. Uso Rec. Hídricos (Royalties)		6.75%	sobre a energia gerada com TAR (R\$/MWh):	55.94			
Pesquisa & Desenvolvimento		1.0%	Sobre a Receita Operacional Líquida				
9 - Impostos							
Forma de Tributação:							sobre Lucro Real
							Lucro Real
COFINS/PIS:			9.25%			3.65%	
CPMF			0.00%				
Imposto de Renda Sobre Rendimento de Aplicações Financeiras			7.50%				
Imposto de Renda sobre Juros sobre o Capital Próprio			15.00%				
Contribuição Social	Base Lucro Presumido:	12.00%		Alíquota:	9.00%	9.00%	
Imposto de Renda	Base Lucro Presumido:	8.00%		Alíquota 1:	25.00%	25.00%	
				Alíquota 2:	25.00%	25.00%	
Limite da Base de Cálculo para Aplicação da Alíquota 1 no IR (mil R\$/ano)			240.00		240.00		
Dedução do PIS/COFINS - Combustível (%)		0.0%	Dedução do PIS/COFINS - Outras (R\$ mil / ano)		0.0		
Dedução do PIS/COFINS - Juros (%)		0.0%	Dedução do PIS/COFINS - TUST/TUSD (%)		0.0%		
Dedução do PIS/COFINS - Depreciação (%)		0.0%	Dedução do PIS/COFINS - O&M (%)		0.0%		

10 - Fluxo de Desembolso

Desconto no Investimento:	0.0%	<input type="checkbox"/> Considerar
Investimento Médio (R\$/KW-inst):	4000.00	
CAPEX de Manutenção (% da Receita Total):	0.0%	
Tempo de Depreciação do CAPEX de Manutenção:	anos	

 Considerar devolução do PIS/COFINS sobre o investimento Percentual Do Investimento: 6% Prazo de recuperação (meses): 48

Ítem	Financiáveis											Diferido	Total	
	Terreno	Agrícola	Industrial	Cogeração	Outros	Item 6	Item 7	Item 8	Item 9	Item 10	Item 11			
Conta	IGPM	IGPM	IGPM	IGPM	IGPM	IGPM	IGPM	IGPM	IGPM	IGPM	IGPM	IGPM	IGPM	
Valor (R\$ MM)	0.00	0.00	416.00	180.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	596.00
Valor c/ Desc.	0.00	0.00	416.00	180.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	596.00
Tempo Depr. Receita	0 anos	10 anos	10 anos	15 anos	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos	4 anos	11.5 anos
Tempo Depr. ANEEL	0 anos	10 anos	10 anos	15 anos	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos	4 anos	11.5 anos
1997	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1998	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1999	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2000	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2001	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2002	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2003	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2004	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2005	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2006	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2007	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2008	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2009	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2010	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2011	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2012	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2013	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2014	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2015	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2016	0.0%	0.0%	60.0%	60.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	60.0%
2017	100.0%	0.0%	40.0%	40.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	40.0%
2018	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2019	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2020	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
TOTAL	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%

1 - Dados Gerais da Usina

 Capacidade de Processamento da Usina **2.50 MM ton cana - ano**
2 - Fatores de Conversão

Cana x Açúcar	70.00 Kg / ton cana
Cana x Etanol	41.00 litro / ton cana
Cana x Energia	81.00 kWh / ton cana
Energia x Crédito de Carbono	0.00 ton carbono / MWh

3 - Arrendamento

 Área Arrendada com Atividade Rural **37,500 ha**
 Custo do Arrendamento (sobre Área c/ Atividade Rural) **0.00 R\$/ha - mês**
4 - Terra Própria e ITR

 Área Total Própria **0 ha**
 VTN - Valor da Terra Nua (Área Total Própria) **1,000.00 R\$/ha**
 Área Tributável (Área Total Própria - Áreas de Preservação e Reservas Legais) **0 ha**
 Área Aproveitável (Área Tributável - Áreas com Benefícios à Atividade Rural) **0 ha**
 Área com Atividade Rural **0 ha**
 Grau de Utilização (Área c/ Atividade Rural / Área com Atividade Rural) **0.00%**
 ITR (Área Própria) **1.00%**
8 - Custos e Despesas Operacionais

Fixo da Usina	0.00 R\$ / capacidade (ton) - ano
Variável da Usina (Produção Açúcar)	0.18 R\$ / kg açúcar
Variável da Usina (Produção Etanol)	0.18 R\$ / litros etanol
Fixo do Plantio	0.00 R\$ / plantio - ano
Variável do Plantio	753.00 R\$ / ha
Fixo Manutenção do Canavial	0.00 R\$ / ano
Variável Manutenção do Canavial	1,953.00 R\$ / ha
Fixo da Colheita	0.00 R\$ / colheita - ano
Variável da Colheita	916.50 R\$ / ha