

6. Aplicação em uma usina termelétrica a biomassa fictícia

6.1. Metodologia

Com base na capacidade instalada da usina de 30 megawatts médios (MWmed) e na estrutura do SEB, foram propostas três possíveis estratégias para venda da energia elétrica e/ou biomassa.

Na primeira estratégia, a usina comercializa toda sua capacidade por meio de um contrato de fornecimento de energia (CCEAL) com o prazo de 20 anos e valor pré-determinado. Nesta estratégia, o fluxo de caixa futuro da usina é conhecido e não há incertezas a serem modeladas, o que a torna a opção mais conservadora. É importante ressaltar que as flexibilidades inerentes ao projeto continuam a existir, porém o modelo de comercialização escolhido não permite que os gestores façam uso delas.

Entretanto, o investidor, ciente das flexibilidades existentes no projeto, busca um modelo de comercialização que permita sua utilização, visando maximizar o valor do projeto. Observando o mercado, percebe-se que o PLD em alguns momentos alcança valores substancialmente superiores aos estabelecidos nos contratos de longo prazo, o que pode tornar interessante a venda de parte da energia elétrica gerada, neste mercado. Tem-se então a segunda estratégia, onde o modelo de comercialização é híbrido, ou seja, parte da capacidade instalada (25 MWmed) é vendida em contratos de longo prazo como os da primeira estratégia e o restante (5MWmed) vendido no mercado de curto prazo. Por meio desta mesma análise referente aos valores do PLD, também se percebe que o grau de incerteza quanto ao sucesso dessa estratégia é muito alto, pois podem ocorrer longas séries de valores mais baixos que o do contrato de longo prazo. Desta forma, é possível que a estratégia 2 destrua valor do projeto.

Uma forma de contornar esse problema foi proposta na terceira estratégia. Os 5 MWmed a serem vendidos no mercado de curto prazo equivalem a certa quantidade de biomassa e essa biomassa pode ser transformada em outro produto

com um possível maior valor de mercado. Opta-se, então, pela instalação de uma unidade de briquetagem de forma a criar uma flexibilidade de troca de subproduto (*switch output*). Com isso a usina pode optar, numa base semanal, entre vender energia elétrica no mercado de curto prazo ou biomassa em formato de briquetes dependendo do que for mais interessante economicamente. As três estratégias serão calculadas separadamente e seus resultados serão comparados visando identificar a mais vantajosa para o investidor e se a incorporação de opções agregou valor ao projeto.

6.2.

Modelagem das receitas líquidas provenientes da venda dos subprodutos da usina

Para que seja possível realizar a simulação dos fluxos de caixa gerados pelas estratégias propostas neste estudo, é necessário definir as receitas líquidas provenientes da comercialização dos possíveis subprodutos do projeto, ou seja, da venda de energia em contrato de longo prazo (RL_{elp}), da venda de energia no mercado de curto prazo (RL_{spot}) e da venda de briquetes (RL_{briq}), sendo estas receitas combinados de forma a resultar no fluxo de caixa de cada estratégia (FC_{EST}).

Considerando a flexibilidade da usina de optar por vender, em base semanal, energia no mercado de curto prazo ou briquetes, percebe-se a necessidade de se optar por uma dessas receitas líquidas a cada semana. Desta forma nos temos uma componente estática (RL_{elp}) e uma componente variável (RL_{spot} ou RL_{briq}). Isso apresenta alguns desafios, principalmente porque os custos variáveis e os impostos diretos que incidem sobre cada um dos produtos são bastante diferentes.

Visando simplificar o cálculo do fluxo de caixa do projeto, o estudo optou por inserir todos os custos fixos da usina em FC_{EST} , de forma que fossem computados nas receitas líquidas dos subprodutos somente os impostos diretos e os custos variáveis.

6.2.1.

Receita líquida proveniente da venda de energia em contrato de longo prazo (RL_{elp})

A receita líquida proveniente da venda de energia em contrato de longo prazo está presente em todas as estratégias, só alterando a quantidade de energia a ser vendida nesta modalidade. Ela pode ser calculada por meio da eq. (23). Vale ressaltar que a equação é aplicável em qualquer base, seja ela semanal, mensal ou anual, bastando ajustar o volume vendido à respectiva medida de tempo.

$$RL_{elp} = V_{elp}(P - TUST - CV_e - ID_e \times P) \quad (23)$$

Onde:

V_{LP} Volume de energia elétrica negociado em contratos de longo prazo;

P Preço da energia elétrica;

$TUST$ Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

CV_e Custo variável da produção de energia elétrica

ID_e Impostos diretos incidentes sobre a comercialização de energia elétrica

O valor de V_{elp} irá variar de acordo com o cenário utilizado e os valores dos demais parâmetros estão definidos no item 6.5.

6.2.2.

Receita líquida proveniente da venda de briquetes (RL_{briq})

A receita líquida proveniente da venda de briquetes está presente na terceira estratégia e pode ser calculada por meio da eq. (24). Esta equação deverá ser utilizada em base semanal, visto que seu valor deverá ser comparado ao de RL_{spot} que está nesta mesma base.

$$RL_{briq} = V_{briq} \times [P_{briq} - (CF_{briq} + CE_{briq}) - ID_{briq} \times P_{briq}] \quad (24)$$

Onde:

V_{briq} Volume semanal de briquetes vendidos;

P_{briq} Valor da tonelada no mercado atacadista (CIF);

CF_{Briq} Custo de frete para a Grande São Paulo.

ID_e Impostos diretos incidentes sobre a comercialização de briquetes.

Os valores dos parâmetros necessários para a utilização da eq. (24) estão definidos no item 6.5.

6.2.3.

Receita líquida proveniente da venda de energia no mercado de curto prazo (RL_{spot})

A receita líquida proveniente da venda de energia no mercado de curto prazo está presente na segunda e na terceira estratégias e pode ser calculada por meio da eq. (25). Esta equação deverá ser utilizada em base semanal, pois o valor do PLD é determinado pela CCEE nesta base.

$$RL_{spot} = V_{spot} \times [(P_{spot} + \text{Ágio})(1 - ID_e) - TUST - CV_e] \quad (25)$$

Onde:

V_{spot} Volume de energia elétrica negociada em contratos de curto prazo;

P_{spot} Preço do PLD determinado pela CCEE para a respectiva semana;

Ágio Ágio pago pelo mercado em contratos de curto prazo de energia incentivada;

O valor de V_{spot} é de 840 MWh/semana e os valores dos demais parâmetros estão definidos no item 6.5.

6.3.

Fluxo de caixa da estratégia 1

A estratégia 1 considera os fluxos de caixa anuais decorrentes da produção exclusiva de energia elétrica e sua venda somente por contratos de longo prazo com duração e 20 anos.

O cálculo deste cenário é feito por meio da utilização de técnicas tradicionais de avaliação como o VPL, que estima os fluxos de caixa futuros baseando-se em informações e premissas disponíveis no momento da decisão de investimento, e os desconta a uma taxa apropriada considerando o risco dos fluxos divergirem do estimado. A definição desta taxa foi baseada nas taxas utilizadas no Plano Nacional de Energia - PNE 2030 de 8, 10 e 12%. Considerando que

segundo o Banco Mundial (2010), a taxa social de desconto do Brasil é de 8% e que os projetos do setor privado em geral devem ter uma taxa superior a esta, o estudo adotará o valor de 11,5% como taxa de desconto.

O valor presente líquido do projeto é dado, portanto, pela subtração do valor presente destes fluxos de caixa, subtraídos do investimento necessário para iniciar o projeto. A eq. (26) resume este procedimento, para um projeto de n períodos anuais. O valor da estratégia 1 é $VPL_{EST1} = \sum_{t=1}^n \frac{FC_{EST1}(t)}{(1+\mu)^t} - I$ (eq. (26)), onde

$$FC_{EST1}(t) = LAJIR(t) \times (1 - Impostos) + Depreciação(t) - CAPEX - \Delta CGOL$$

e

$$LAJIR(t) = RL_{elp}(t) - CF_e \times Cap_{usina} \times Cot_{dolar} - CF_{Bio} \times A_{plantio} - Depreciação$$

Onde:

n	Número de anos do projeto;
$FC_{EST1}(t)$	Fluxo de caixa do projeto básico;
μ	Taxa de desconto;
I	Investimento necessário em $t=0$;
$RL_{LP}(t)$	Receita Líquida da venda de energia em contratos de longo prazo;
CF_e	Custo fixo da usina termelétrica;
Cap_{usina}	Capacidade da usina termelétrica;
Cot_{dolar}	Cotação do dólar (PTAX);
CF_{Bio}	Custo fixo da biomassa (manutenção da área de plantio, colheita, picagem, secagem, compactação e transporte);
$A_{plantio}$	Área utilizada para o plantio do capim-elefante;
Impostos	Impostos incidentes sobre o LAJIR;
Depreciação	Parcela da depreciação dos investimentos realizados no projeto;
CAPEX	Investimento bruto em ativos fixos;
$\Delta CGOL$	Varição no capital de giro operacional líquido.

Considerando que o projeto já necessita de um estoque de biomassa para começar a produzir e que a área para plantio ainda precisa passar pelo processo de

formação antes do início do cultivo, o valor a ser investido no projeto pode ser dividido em dois anos, ou seja, o primeiro fluxo de caixa do projeto é a segunda parcela de investimento. Isto é vantajoso para o investidor, pois o valor desta segunda parcela será descontado pela taxa r , reduzindo assim o valor do investimento.

O investimento necessário pode então ser dividido nas seguintes parcelas:

- $I = 50\%$ do custo da planta de geração termelétrica + 100% do custo de aquisição da área de plantio + 100% do custo de formação;
- $FC_{EST1}(t = 1) = - [50\%$ do custo da planta de geração termelétrica + 100% de $(CF_{Bio} \times A_{plantio})]$.

Além disso, vale ressaltar que nesta estratégia adotou-se uma depreciação linear em dez anos, sendo que somente o valor investido na planta de geração termelétrica pode ser depreciado.

6.4. Fluxo de caixa da estratégia 2

Com a adoção do modelo híbrido de comercialização (25 MWmed vendidos em contrato de longo prazo e 5MWmed vendidos no mercado de curto prazo), a receita líquida gerada pela venda de energia no mercado de curto prazo é incerta. Para que seja possível calculá-lo, será necessário simular os valores do PLD para os próximos 20 anos (tempo de vida do projeto). O VPL da estratégia 2 pode ser calculado por $VPL_{EST2} = \sum_{t=1}^n \frac{FC_{EST2}(t)}{(1+\mu)^t} - I$ (eq. (27)), onde,

$$FC_{EST2}(t) = LAJIR(t) \times (1 - Impostos) + Depreciação(t) - CAPEX - \Delta CGOL$$

e

$$LAJIR(t) = RL_{LP}(t) + \sum_1^{52} RL_{spot}(t) - CF_e \times Cap_{usina} \times Cot_{dolar} - CF_{Bio} \times A_{plantio} - Depreciação$$

Onde:

$FC_{EST2}(t)$ Fluxo de caixa do projeto na Estratégia 2 no ano t .

$RL_{elp}(t)$ Receita Líquida da venda de energia em contratos de longo prazo no ano t ;

$\sum_1^{52} RL_{spot}(t)$ Receita Líquida de caixa da venda de energia no mercado de curto prazo no ano t resultante do somatório do fluxo de caixa de cada semana do ano;

Como a receita líquida proveniente da venda de energia no mercado de curto prazo é semanal, os resultados obtidos foram consolidados em base anual de forma a facilitar o cálculo do VPL. Com relação a I , $FC_{EST2}(t = 1)$ e a depreciação, as mesmas observações feitas na estratégia 1 aplicam-se a estratégia 2.

6.5. Fluxo de caixa da estratégia 3

A estratégia 3 é caracterizada por receitas líquidas anuais provenientes da venda de energia elétrica por contratos de longo prazo com duração de 20 anos somados às receitas líquidas decorrentes da opção entre venda de energia elétrica no mercado de curto prazo e venda de briquetes. A criação dessa opção será realizada por meio da instalação de uma unidade de briquetagem na usina termelétrica.

Como este estudo adotou como premissa que o custo de troca entre um subproduto e outro é igual a zero, a opção de alternância pode ser modelada como uma seqüência de opções européias, visto que a opção de vender um dos subprodutos (eletricidade ou briquetes) em uma determinada semana é totalmente independente da decisão tomada em qualquer outra semana. A otimização do processo de escolha entre subprodutos é dada por:

$$RL_{OP}(y) = \max \left(RL_{spot}(y), RL_{briq}(y) \right) \quad (28)$$

Onde:

$RL_{OP}(y)$ Receita Líquida na semana y;

$RL_{spot}(y)$ Receita Líquida da venda de energia elétrica no mercado de curto prazo na semana y;

$RL_{briq}(y)$ Receita Líquida da venda de briquetes na semana y.

Logo, como o fluxo de caixa da estratégia 3 resulta da adição das receitas líquidas provenientes da venda de energia elétrica por contratos de longo prazo com as receitas líquidas provenientes da opção, o seu VPL pode ser obtido por

$$VPL_{EST3} = \sum_{t=1}^n \frac{FC_{EST3}(t)}{(1+\mu)^t} - I \text{ (eq. (29)), onde:}$$

$$FC_{EST3}(t) = LAJIR(t) \times (1 - \text{Impostos}) + \text{Depreciação}(t) - CAPEX - \Delta CGOL$$

e

$$LAJIR(t) = RL_{elp}(t) + \sum_1^{52} RL_{OP}(t) - CF_e \times Cap_{usina} \times Cot_{dolar} - CF_{fix_{briq}} \times Cap_{Briq_{unid}} - CF_{Bio} \times A_{plantio}$$

Onde:

$FC_{EST3}(t)$ Fluxo de caixa do projeto na Estratégia 2 no ano t.

$RL_{elp}(t)$ Receita Líquida da venda de energia em contratos de longo prazo no ano t;

$\sum_1^{52} RL_{OP}(t)$ Receita Líquida da venda de energia no mercado spot ou da venda de briquetes no ano t resultante do somatório do fluxo de caixa de cada semana do ano;

$CF_{fix_{briq}}$ Custo fixo da unidade de briquetagem;

$Cap_{Briq_{unid}}$ Capacidade de produção anual da unidade de briquetagem.

Assim como na estratégia 2, o fluxo de caixa da opção é semanal e os resultados obtidos foram consolidados em base anual de forma a facilitar o cálculo do VPL. Entretanto há diferenças entre os cenários no que diz respeito a I , $FC_{EST3}(t = 1)$ e a depreciação.

Conforme exposto no projeto básico, o valor a ser investido no projeto pode ser dividido em dois anos. Entretanto, como a biomassa só estará disponível ao final do segundo ano, o investimento necessário para implantação da unidade de briquetagem pode ser feito integralmente no segundo ano. Com isso, o investimento necessário poderá ser dividido nas seguintes parcelas:

- $I = 50\%$ do custo da planta de geração termelétrica + 100% do custo de aquisição da área de plantio + 100% do custo de formação;

- $FC_{EST3}(t = 1) = - [50\% \text{ do custo da planta de geração termelétrica} + 100\% \text{ de } (CF_{Bio} \times A_{plântio}) + 100\% \text{ do custo da unidade de briquetagem}]$.

Quanto à depreciação, ela continua linear em dez anos, sendo que o valor investido na unidade de briquetagem também pode ser depreciado.

6.6. Coleta de dados

As principais variáveis cujos valores precisam ser estimados para elaboração deste estudo podem ser divididas em três grupos: variáveis associadas ao investimento e custos fixos da usina termelétrica, às receitas líquidas provenientes da venda de briquetes e de energia elétrica. Esses valores serão obtidos por meio de coleta de dados realizada em órgãos federais, institutos de pesquisa e estudos acadêmicos anteriores. Os grupos, bem como as variáveis que os compõem e as fontes utilizadas encontram-se listados abaixo.

6.6.1. Variáveis associadas ao investimento e custos fixos da usina termelétrica

Essas variáveis são aquelas referentes aos custos de implantação do projeto, bem como os custos operacionais fixos do mesmo.

6.6.1.1. Taxa do dólar (PTAX)

Muitos dos custos do projeto estão cotados em dólar, portanto foi necessário estimar um valor para a taxa de conversão. A taxa adotada foi a PTAX do dia 18 de fevereiro de 2011 no valor de 1,6669 BRL/USD.

6.6.1.2. Custo de instalação e custo operacional fixo (sem briquetagem)

O custo de instalação e o custo operacional fixo (sem briquetagem) de uma usina termelétrica que utiliza o ciclo combinado integrado a gaseificação da

biomassa para geração de energia elétrica é de 1.500 e 55 US\$/kW respectivamente (Mme, 2007).

6.6.1.3.

Custo de instalação e custo operacional fixo da unidade de briquetagem

O custo de instalação e o custo operacional fixo da unidade de briquetagem serão calculados por meio da adaptação dos valores utilizados por Silva et al. (2006) à capacidade de produção da fábrica que é aproximadamente doze vezes superior a do estudo em referência. Além disso, alguns dos custos operacionais fixos podem ser ignorados por serem compartilhados com a unidade de geração de energia elétrica, sendo considerados neste estudo somente os custos referentes à manutenção, mão-de-obra específica, combustível e lubrificantes, despesas comerciais e eventuais. Logo, os valores adotados por este estudo para o custo de instalação e o custo operacional fixo da unidade de briquetagem são R\$2.630.299,10 e 10,33 R\$/t respectivamente.

É importante ressaltar que para efeito de cálculo do custo fixo não foi considerada toda a capacidade instalada da unidade, pois em algumas semanas não haverá produção de briquetes. A capacidade instalada utilizada neste estudo para o cálculo descrito acima será estipulada pelo número médio de semanas onde serão produzidos briquetes, multiplicado pela produção semanal.

6.6.1.4.

Custo da terra nua

É o custo de aquisição da área onde será cultivado o capim-elefante. Conforme informado anteriormente, uma das premissas do projeto é ser localizado no estado de São Paulo. Logo, buscou-se no Instituto de Economia Agrícola de São Paulo por localidades onde já existisse o cultivo de cana de açúcar (necessidades semelhantes a do capim-elefante), porém com grande área ainda não cultivada e preço atrativo. O valor definido para essa variável foi de R\$ 3.565,49/ha, sendo este obtido por meio da média dos valores coletados (**tabela 12**).

Tabela 12 - Preço médio da terra nua em algumas regiões de SP em R\$/ha

Produto	Região	Ano	Valor Médio R\$	Área Disp. Km ²	Área de Plantio de Cana Km ²	% de área cultivada
Terra de cultura de primeira	Pres.Venceslau	2010	2.960,18	769	57	7%
Terra de cultura de primeira	Dracena	2010	3.777,69	500	49	10%
Terra de cultura de primeira	Tupã	2010	4.308,04	625	26	4%
Terra de cultura de primeira	Pres.Prudente	2010	4.560,21	555	81	15%
Terra de cultura de segunda	Pres.Venceslau	2010	2.719,76	769	57	7%
Terra de cultura de segunda	Dracena	2010	3.399,82	500	49	10%
Terra de cultura de segunda	Tupa	2010	3.590,91	625	26	4%
Terra de cultura de segunda	Pres.Prudente	2010	3.873,97	555	81	15%
Terra para pastagem	Dracena	2010	3.247,44	500	49	10%
Terra para pastagem	Tupa	2010	3.249,31	625	26	4%
Terra para pastagem	Pres.Prudente	2010	3.533,06	555	81	15%

Fonte: IEA (2010)

6.6.1.5. Produtividade do capim-elefante

É a quantidade de matéria seca produzida por hectare. É medida em toneladas de matéria seca por hectare por ano (t.ms/ha/a). A produtividade foi estimada por meio de consulta a institutos de pesquisas e trabalhos acadêmicos anteriores, entre eles os detalhados na **tabela 13**. O valor adotado neste estudo será de 37,5 t.ms/ha/a. Este valor é necessário para definição do tamanho da área de plantio.

Tabela 13 – Produtividade do capim-elefante

Referência	Produtividade 2 cortes/ano (t.ms/ha/a)
(Andrade et al., 2000a)	25 – 50
(Andrade et al., 2000b)	30,91 – 49,48
(Embrapa, 2009)	38

Fonte: Elaborada pelo autor desta dissertação.

6.6.1.6. Tamanho da área de plantio

É o tamanho da área necessária ao plantio, em hectares, que deriva diretamente de três fatores: capacidade instalada da usina, rendimento da

tecnologia de geração termelétrica utilizada e produtividade do capim-elefante. Como a capacidade instalada é de 30MWmed (262.800 MWh/ano), o rendimento do ciclo combinado integrado a gaseificação da biomassa é de 1.150 kWh/t.Biomassa e a produtividade do capim-elefante é de 37,5 t.ms/ha/a, obtêm-se por meio da eq. (30) que a área necessária ao plantio corresponde a 6.094 ha.

$$\text{Área} = \frac{\text{Capacidade Instalada}}{\text{Rendimento} \times \text{Produtividade}} = \frac{262.800.000}{(1.150 \times 37,5)} = 6.094 \text{ ha} \quad (30)$$

6.6.1.7.

Custos de formação e manutenção da área de plantio e colheita, picagem, secagem, compactação e transporte da biomassa

O custo de formação refere-se à preparação do solo para início do plantio e ocorre a cada 10 anos. Os demais custos são anuais e decorrentes dos processos necessários para transformar o capim-elefante plantado em biomassa seca estocada e disponível para uso. Os dados foram obtidos em apresentações do Instituto de Pesquisa Tecnológica (IPT) que é uma das instituições pioneiras no estudo da utilização do capim-elefante para fins energéticos. Os valores para cada custo estão listados na **tabela 14**.

Tabela 14- Custos de formação e manutenção da área de plantio, colheita, picagem, secagem, compactação e transporte

Item de Custo	Valores Anuais (R\$/ha)
Formação (a cada 10 anos)	1.515,21
Manutenção	472,40
Colheita (dois cortes por ano)	923,21
Picagem	10,23
Secagem	7,63
Compactação (Fardos)	19,04
Transporte (Fardos até 100Km)	16,67

Fonte: Mazzarella (2007)

6.6.2.

Variáveis associadas à receita líquida proveniente da venda de briquetes

Essas variáveis são aquelas referentes à receita líquida proveniente da venda de briquetes, ou seja, o valor da tonelada no mercado atacadista, o volume semanal de briquetes vendidos, o custo de comercialização dos briquetes e os impostos diretos incidentes sobre a comercialização de briquetes.

6.6.2.1.

Valor da tonelada de briquetes no mercado atacadista

Não foram encontradas estatísticas da indústria de briquetagem no Brasil. Além disso, os preços são muito diversos, podendo variar entre 120 R\$/t e 400 R\$/t dependendo da qualidade do briquete. Neste estudo foi utilizado o preço no atacado de 270 R\$/t (“CIF” Grande São Paulo) definido por Gentil (2008).

6.6.2.2.

Volume semanal de briquetes vendidos

Considerando que a usina termelétrica poderá optar, semanalmente, por produzir 840MWh de energia elétrica ou briquetes, a biomassa disponível para produção de briquetes é aquela necessária para produção desses 840MWh. A princípio, a quantidade de biomassa disponível seria, então, de aproximadamente 730t. Entretanto, além da fabricação de briquetes consumir energia demandando que parte da biomassa seja comburida de forma a prover a energia elétrica necessária ao processo, há um ganho de massa no processo de briquetagem devido ao uso de insumos que auxiliam a aglutinação da biomassa do briquete. Para efeito de cálculo, será utilizada no processo de briquetagem uma prensa extrusora de pistão mecânico Pelmec detalhada em (Silva et al., 2006).

Serão instalados doze equipamentos, cada um com uma capacidade nominal de 1.200 a 1.300 kg/h (será considerada uma capacidade real aproximada de 1.100 kg/h para efeito de cálculo) e consumo de 75 kWh, trabalhando em regime de 8 horas por dia. Com base nesses dados podemos obter o volume de 755t de briquetes passível de ser produzido (**tabela 15**).

Tabela 15 – Dados briquetagem

Taxas de conversão	$1t \text{ Biomassa} = 1,15 \text{ MWh}$ e $1t \text{ Biomassa} = 1,1t \text{ Briquete}$
Equivalente a 840MWh em biomassa	730t
Potencia Briquetadeira (kW)	$12 \times 75 = 900$
Produtividade aproximada (t/hora)	13,2
Horas de trabalho semanais (horas/semana)	56
Consumo energia briquetagem semanal (MWh/semana)	$900 \times 56 = 50,4$
Volume de briquetes produzidos (t/semana)	$\frac{(840 - 50,4) \times 1,1}{1,15} = 755$

Fonte: Elaborado pelo autor desta dissertação.

6.6.2.3. Custos de comercialização dos briquetes

Os custos de comercialização dos briquetes considerados neste estudo são variáveis e só ocorrem caso haja produção de briquetes. Eles foram divididos em custo de frete e custo de embalagem.

O custo de frete utilizado neste estudo é de 33,65 R\$/t e foi estimado com base no estudo realizado por Gentil (2008). Com relação aos custos de embalagem, segundo (Silva et al., 2006) os briquetes são comercializados em sacos confeccionados em rafia com capacidade para 50 kg cujo custo estimado para cada tonelada de briquete é de R\$22,50.

6.6.2.4. Impostos diretos incidentes sobre a comercialização de briquetes

Os impostos diretos incidentes sobre a comercialização de briquetes são ICMS, PIS e COFINS, perfazendo um total de 21,65% (Silva et al., 2006).

6.6.3. Variáveis associadas à receita líquida proveniente da venda de energia elétrica

As variáveis relacionadas à energia elétrica referem-se ao preço da energia elétrica comercializada em contratos de longo prazo e no mercado de curto prazo.

6.6.3.1. Preço da energia elétrica comercializada em contratos de longo prazo

Refere-se ao valor pago por MWh em contratos de longo prazo de compra de energia elétrica incentivada no ambiente livre. Por se tratarem de acordos bilaterais, os valores são definidos livremente pelas partes e os agentes envolvidos não precisam informar os preços negociados. Logo, não há série histórica.

Entretanto, informações obtidas no sítio Energia Direta e no sítio da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) indicam um preço entre 150 e 155 R\$/MWh para contratos de energia incentivada no mercado livre (Energia, 2010; Energiadireta, 2011). Para o estudo em questão foi definido um valor de 155 R\$/MWh.

6.6.3.2.

Custo variável da produção de energia elétrica e TUST

O custo variável da produção de energia elétrica em uma usina termelétrica que utiliza o ciclo combinado integrado a gaseificação da biomassa é de 6 US\$/MWh. Para a TUST será considerado um valor de 2,5 R\$/MWh adotado em MME (2007).

6.6.3.3.

Impostos diretos incidentes sobre a comercialização de energia elétrica

Os impostos diretos incidentes sobre a comercialização de energia elétrica são COFINS, PIS e TFSEE, perfazendo um total de 9,75% (Mme, 2007).

6.6.3.4.

Preço da energia elétrica comercializada no mercado de curto prazo

O preço da energia elétrica no mercado de curto prazo é definido pela soma do valor do PLD em base semanal e o ágio pago pelo mercado.

6.6.3.4.1.

Valor do ágio

O ágio pago pelo mercado possui duas componentes: o ágio por se tratar de um contrato de curto prazo e o valor do desconto na TUSD por se tratar de uma fonte de energia incentivada.

A primeira componente decorre do fato que agentes deficitários (agentes que não possuem todas as vendas ou o consumo lastreados em certificados de energia) podem sofrer penalidades. Logo, esses agentes utilizam o mercado de curto prazo de forma a evitar tais penalidades, pagando ágio sobre o valor do PLD. Para esse estudo será utilizado como premissa o valor de 20 R\$/MWh conforme definido em (Gomes et al., 2010).

A segunda componente decorre do desconto que o agente consumidor terá na TUSD por estar comprando energia de uma fonte incentivada. Como o valor da TUSD é calculado individualmente para cada concessionária, será utilizada como

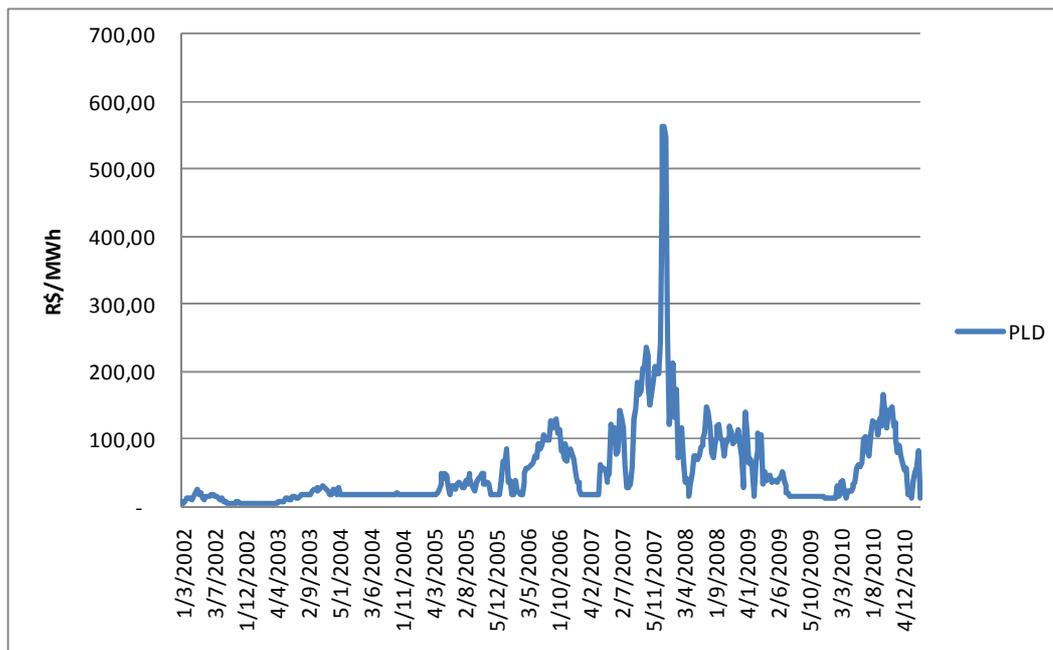
base para esse estudo a tarifa vigente a partir de 4 de julho de 2011 para a ELETROPAULO Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.. A tarifa definida é de 30,92 R\$/MWh, ou seja, com o desconto de 50% o valor da componente é de 15,46 R\$/MWh. Logo, para obter o valor do ágio a ser aplicado sobre o valor do PLD basta somar estas componentes, resultando em um valor de 35,46 R\$/MWh.

6.6.3.4.2. Valor do PLD

O valor do PLD é determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. O preço do PLD pode ser considerado uma variável estocástica, visto que seu valor futuro é pelo menos parcialmente aleatório. Sua série histórica pode ser obtida no sítio da CCEE.

Apesar de a série datar de 2001, nesse período até o início de 2002, os preços permaneceram muito altos devido ao racionamento de energia elétrica. Os fatores que resultaram nesta situação foram mitigados pelos governos posteriores por meio de diversas ações como licitação de novas linhas de transmissão e leilões de energia de reserva e como consequência esse cenário dificilmente se repetirá no nível ocorrido anteriormente.

Portanto, a série histórica utilizada irá desconsiderar esse período e compreenderá o de março de 2002 a dezembro de 2010 em base semanal. Além disso, ela foi deflacionada pelo IGP-M (FGV), pois este é o índice utilizado para correção do preço da energia elétrica. Como a base do índice é mensal, o valor mensal foi utilizado para todas as semanas de cada respectivo mês. Essa série está exposta na **figura 2**.

Figura 2 - Série semanal deflacionada do PLD

Fonte: Elaborado pelo autor desta dissertação.

6.6.3.4.3.

Modelagem do PLD utilizando o modelo de reversão à média com saltos de Clewlow, Strickland e Kaminski (2000) modificado

Para que seja possível simular o PLD por meio do modelo de reversão à média com saltos de Clewlow, Strickland e Kaminski (2000) é necessário primeiro obter todos os parâmetros da eq. (20). Esta será dividida em duas componentes (de reversão à média e de saltos) cujos parâmetros serão calculados separadamente. De forma a separar as duas componentes, serão adotados os seguintes passos:

- Cálculo da média e desvio padrão da série histórica do PLD;
- Cálculo do valor limite (três desvios padrões);
- Identificação dos valores acima do valor limite (saltos);
- Substituição dos saltos identificados pelo valor limite;
- Cálculo da série de retornos;
- Subtração dos valores identificados como saltos pelo valor limite.

A execução dos passos listados acima resultará em duas séries: uma com os retornos históricos do PLD e outra somente com os saltos subtraídos do valor limite.

Para cálculo dos parâmetros η , σ e \bar{S} da série de retornos históricos do PLD será realizada uma regressão conforme eq. (5) e (6) cujos resultados obtidos serão utilizados para determinação dos valores dos parâmetros conforme eq. (7), (9) e (14) respectivamente.

Para cálculo dos parâmetros \bar{k} , γ serão calculados a média e o desvio padrão da série de saltos, enquanto ϕ pode ser obtido pela divisão do número de valores acima do valor limite pelo número de semanas da série.

O prêmio de risco (Π) pode ser obtido pela equação $\beta \times (R_M - r)$ do CAPM. Para efeitos do beta utilizado na modelagem, adotou-se o realavancado para o setor de geração no Brasil utilizado pela EPE para valoração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte ($\beta = 0,997$). A taxa de juros livre de risco foi calculada com base na taxa de juros de longo prazo de março de 2011 no valor de 0,5% ao mês, ou 6,17% ao ano. Por fim, o R_M utilizado foi a média anual do retorno do Ibovespa no período de 1994 a 2010 (18,9%). Considerando os valores estipulados, o prêmio de risco a ser utilizado no estudo é de 12,69% ao ano, ou 0,23% por semana

A **tabela 16** a seguir mostra os valores encontrados para os parâmetros da simulação.

Tabela 16 – Parâmetros da simulação

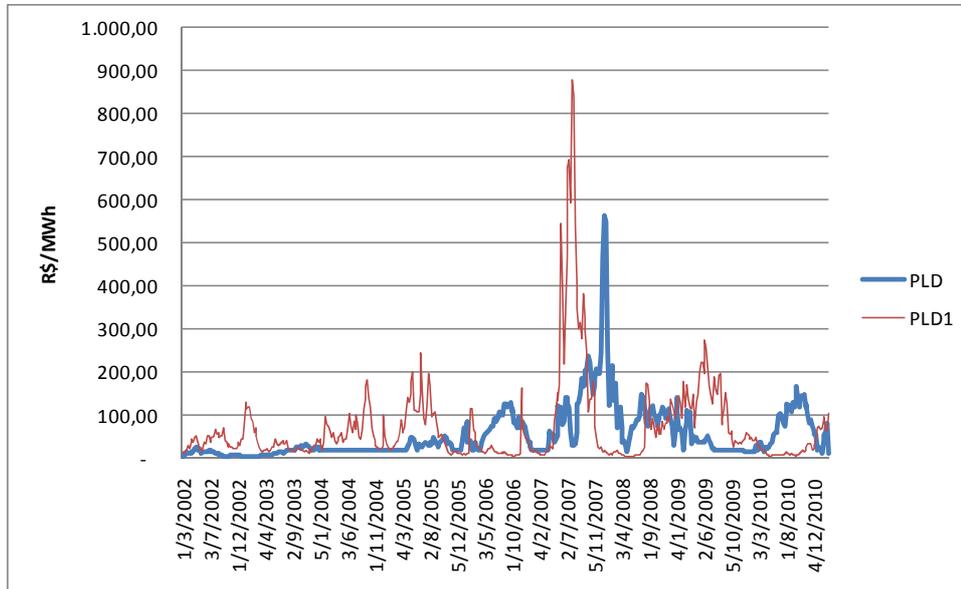
Parâmetro	Valor
Δt	1,0000
η	0,0458
σ	0,2994
\bar{S}	85,2587
ϕ	0,0254
\bar{k}	128,1709
γ	156,1157
Π	0,0023

Fonte: Elaborado pelo autor desta dissertação

Por fim, há de se definir o valor inicial da série simulada. Para tal, foi utilizado o valor médio do PLD (cargas leve, média e pesada) da segunda semana de março de 2011 do submercado sudeste/centro-oeste (12,08 R\$/MWh). Após a obtenção de todos os parâmetros, resta aplicá-los na eq. (20). Vale ressaltar que a simulação exposta na **figura 3** ainda não representa o PLD, pois seus valores não

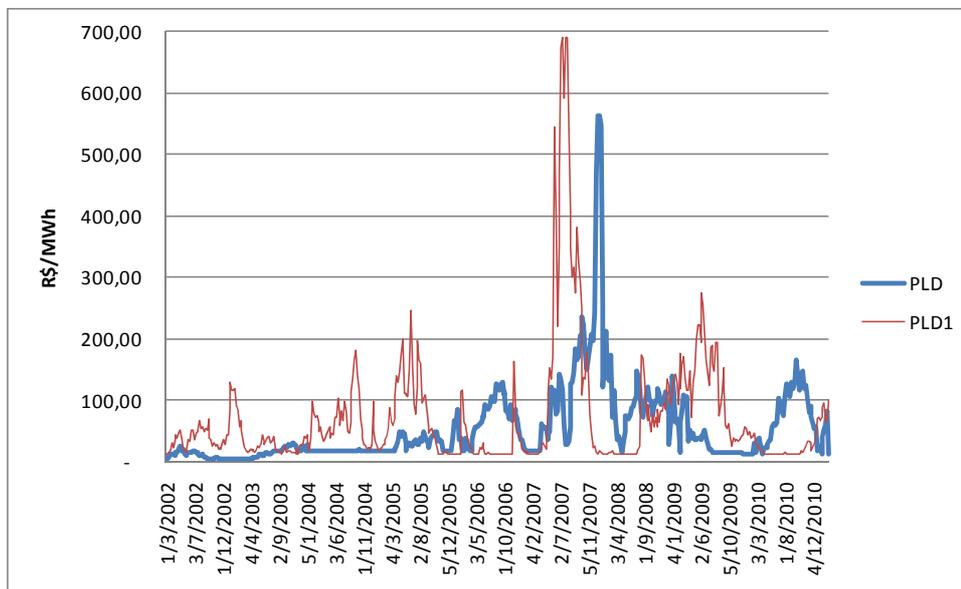
estão limitados pelos valores mínimo e máximo estipulados pela ANEEL. A simulação com os valores já adequados está exposta na **figura 4**.

Figura 3 – Simulação PLD sem limites



Fonte: Elaborado pelo autor desta dissertação

Figura 4 – Simulação PLD com limites



Fonte: Elaborado pelo autor desta dissertação