

5

Premissas e modelagem da avaliação financeira de um projeto de cogeração de energia.

O processo produtivo para a fabricação de chapas de MDF inicia-se com a picagem das toras de madeira em pequenos fragmentos geralmente de espessura média inferior a 1 cm e área superficial média entre 6 a 10 cm², denominados cavacos. A Figura 12 expõe o formato deste material.

Figura 12 – Cavaco de Madeira



Fonte: Mad-Serv (2011)

Os cavacos de madeira são pré-aquecidos com vapor d'água saturado a temperatura média de 150° C, processo denominado desfibração. O resultado desta etapa é uma polpa do material, que posteriormente é diluída em água acrescida de resinas e outros aditivos, gerando um colchão de fibras cuja composição é formada por três quartos de água e um de fibra. Na sequência, o colchão é prensado em alta temperatura (200° C), excluindo aproximadamente dois terços da água contida no colchão, sendo o restante evaporado na operação de prensagem (SANTIAGO, 2007). A Figura 13 resume as etapas apresentadas.

Considerou-se neste estudo uma fábrica de MDF hipotética tendo como base informações publicadas por outros trabalhos acadêmicos aplicados na mesma indústria (JÚNIOR, 2001; JUVENAL e MATTOS, 2002; SANTIAGO, 2007; BOM, 2008), sendo que algumas variáveis foram atualizadas a partir de relatórios

de resultado divulgados por empresas de capital aberto nacionais que atuam nesse segmento. A Tabela 6 resume as principais características da planta:

Figura 13 – Processo Produtivo Chapas de Madeira



Fonte: Portal da Madeira (2010)

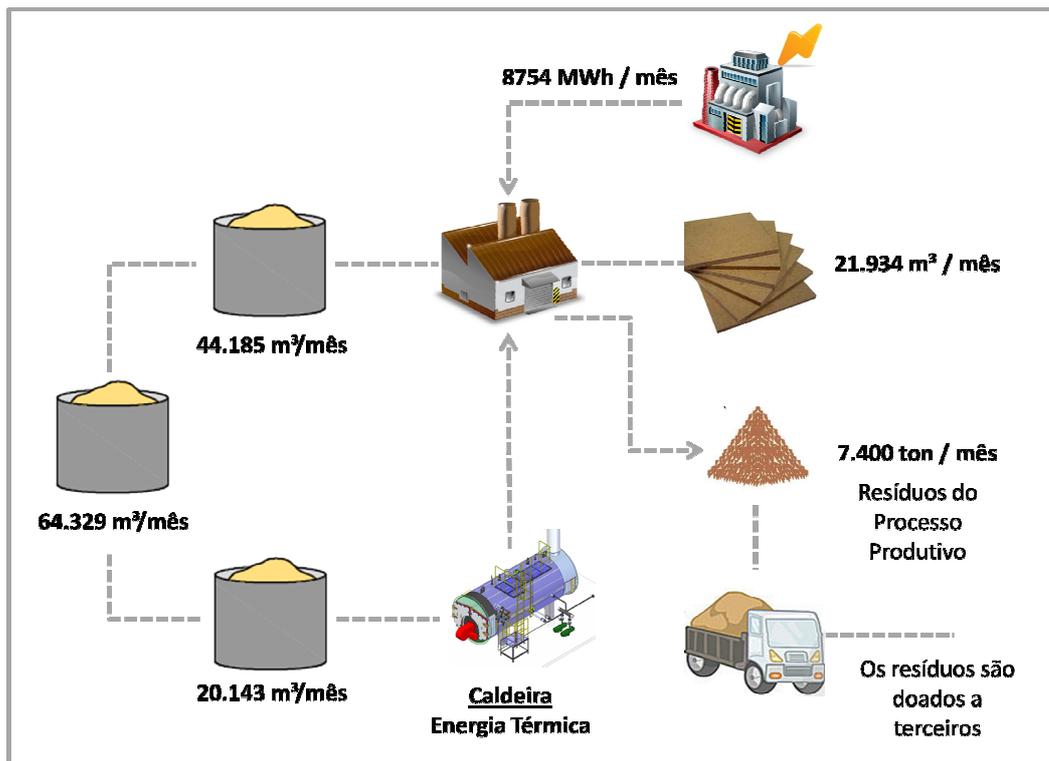
Tabela 6 – Principais características da fábrica (premissas)

Fábrica opera por:	24 horas
Capacidade de Produção: (1)	28.000 m ³ / mês
Produção atual de chapas: (2)	21.934 m ³ / mês
Trabalhando com: (2) / (1)	78,33% da sua capacidade
Consumo de Cavaco como Insumo Principal: (3)	44.185 m ³ / mês
Consumo de Energia	8754 MWh / mês
Toneladas de Vapor para Energia Térmica: (4)	49.144 ton / mês
Ton. de vapor por m ³ : (4) / (2)	2,24 ton / m ³
Consumo de Cavaco com Insumo Energético: (5)	20.143 m ³ / mês
Consumo Total de Cavaco: (3) + (5)	64.392 m ³ / mês
Índice de Consumo Cavaco por m ³ de MDF: (3) + (5) / (2)	2,93 m ³

Fonte: Elaboração própria com base em dados secundários

Conforme abordado anteriormente, algumas fases do processo produtivo exigem elevado consumo de energia elétrica e térmica para a secagem das fibras, sendo o principal combustível para esta última forma de energia os próprios cavacos de madeira. Dessa forma, os cavacos são utilizados como insumo principal na fabricação de MDF e também como combustível nas caldeiras para geração de vapor, ar quente e água quente, conforme Figura 14:

Figura 14 - Fluxo Atual de Produção (sem flexibilidade)



Fonte: Elaboração própria com base em dados secundários

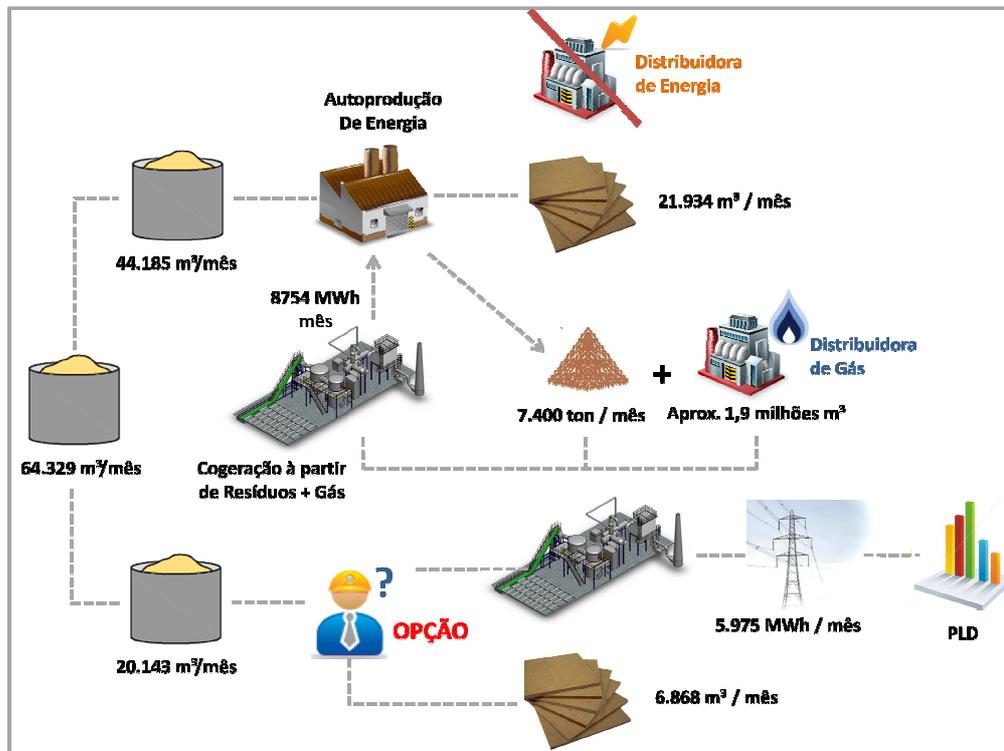
Entende-se que o custo de energia pode ser reduzido significativamente ao se investir em um projeto de cogeração de energia com ciclo termodinâmico baseado em gás natural e resíduos de processos. Isto permitiria a autoprodução de energia elétrica e o emprego mais racional e eficiente dos resíduos¹⁵ obtidos durante a fase de fabricação de chapas, ao direcioná-los para o lugar dos cavacos atualmente empregados na geração de energia térmica. Esta substituição permite que este último volume seja direcionado para: 1) a fabricação de um número maior de chapas de MDF ou; 2) queima, como é feito atualmente, e comercialização da energia excedente no mercado de livre, conforme Figura 15.

A flexibilidade gerencial de selecionar o destino final dos cavacos atualmente empregados na geração de energia térmica pode ser avaliada como uma opção real, sendo os investimentos no processo de cogeração e todos os equipamentos para a conexão do empreendimento à rede gastos parcialmente ou

¹⁵ Cascas de eucalipto, pó de lixa e de serra, refilos e chapas refugadas.

totalmente irreversíveis e, os preços da energia no mercado livre a principal incerteza que afetam o fluxo de caixa do projeto.

Figura 15 - Fluxo Proposto para a Produção (com flexibilidade)



Fonte: Elaboração própria com base em dados secundários

Adotou-se como premissa que a opção de troca de destino para os cavacos (switch) poderá ocorrer no início de cada mês e de modo totalmente independente, o que configura a flexibilidade como um conjunto de opções europeias que podem ser modeladas através de Simulação de Monte Carlo. Considerou-se como incerteza o Preço de Liquidação das Diferenças e, diante a dificuldade de se conseguir séries históricas confiáveis de preço de MDF, adotou-se um valor fixo para esta variável. Para análise da viabilidade econômico-financeira do projeto de cogeração foi adotado um horizonte de 10 anos e o Fluxo de Caixa e as opções foram estimados mensalmente em planilhas eletrônicas de Excel[®] com o suplemento @Risk[®].

5.1. Investimento

O investimento necessário para a implantação da cogeração também foi baseado em dados secundários (NETO, 2001; PEREA, 2005; DEL CARLO, 2007; FILHO, 2009; BASQUEROTTO, 2010; BIAZUS, HORA *et al.*, 2010) e através de entrevistas informais com profissionais do setor. A Tabela 7 apresenta os gastos para implantação do projeto de cogeração, contemplando a geração e distribuição de vapor e a geração de energia elétrica (R\$ 27.950.000). O investimento em distribuição de energia elétrica refere-se a conexão do empreendimento à rede básica para a comercialização de energia, ou seja, trata-se do preço de exercício da opção de vender o excedente de energia no mercado livre (R\$ 8.850.000):

Tabela 7 – Investimento necessário para a Cogeração e conexão à rede

Geração e Distribuição de Vapor	R\$ 15.950.000	43,34%
Adaptação das caldeiras existentes	8.000.000	21,74%
Transportadores de Resíduos	2.000.000	5,43%
Redes de vapor/estação de pressão	750.000	2,04%
Aquisição de turbinas	2.000.000	5,43%
Sistema de Tratamento de Água	1.000.000	2,72%
Subestação unitária para Caldeira	300.000	0,82%
Construção Civil	700.000	1,90%
Armazém para Resíduos	1.200.000	3,26%
Geração de Energia Elétrica	R\$ 12.000.000	32,61%
2 Turbogeneradores 7.000kWh cada (nos bornes do gerador) com 2 caldeiras de recuperação acopladas de 14 tv/h saturado a 2,2 Mpa.	12.000.000	32,61%
Distribuição de Energia Elétrica	R\$ 8.850.000	24,05%
Cubiculos de Distribuição 15 kv	1.000.000	2,72%
Cabos MT e BT	1.000.000	2,72%
Equipamentos paralelismo	300.000	0,82%
Torre de resfriamento turbina	100.000	0,27%
Ponte rolante para casa de força 60 t.	450.000	1,22%
Subestação 138 kv - 20 MVA	3.500.000	9,51%
Linha de Transmissão 138 kv - 6 Km	1.200.000	3,26%
Obra civil, base e prédio de força	800.000	2,17%
Estudos técnicos e de engenharia	500.000	1,36%
Total	R\$ 36.800.000	100,00%

Fonte: Elaboração própria com base em dados secundários

5.2. Variáveis que impactam o Fluxo de Caixa

No caso da comercialização de energia, a principal variável que impacta a receita do projeto é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Para a estimação dos valores e consequente projeção do fluxo de caixa adotou-se como PLD inicial o valor de R\$ 40,23 por MWh, que corresponde ao valor da última semana de dezembro de 2011, partindo da premissa que o projeto foi iniciado em janeiro de 2012. Os preços foram projetados com base em um modelo estocástico¹⁶ e limitados ao valor mínimo (R\$ 12,20) e máximo (R\$ 727,52) determinados pela ANEEL para o ano de 2012¹⁷.

A energia no mercado livre costuma ser comercializada a um preço que corresponde ao PLD mais ágio (spread). O ágio é composto por duas componentes: 1) decorrência de um contrato de curto prazo onde agentes deficitários estão sujeitos a penalidades caso não honrem com suas obrigações, o que faz com que aqueles que possuem energia imediata cobrem um pouco mais para disponibilizá-la e; 2) o segundo corresponde ao desconto que o agente consumidor terá na TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) por adquirir energia elétrica de fonte incentivada. Adotou-se nesse trabalho um ágio médio de R\$ 35,00 MWh, podendo variar 10% para mais ou para menos, limitando-se portanto ao intervalo entre R\$ 31,50 MWh e R\$ 39,90 MWh.

Outra componente da receita do projeto são os gastos evitados com a compra de energia elétrica oriunda da distribuidora local. Conforme já mencionado, a cogeração permitirá a autoprodução de energia, que atualmente é de 8754 MWh por mês a um custo estimado de R\$ 250,00 MWh. Por fim, a fábrica poderá ainda comercializar seu excedente de produção de energia que é de aproximadamente 5.975 MWh ao preço PLD mais ágio.

Caso a empresa opte pela comercialização terá que arcar com os custos da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) estimada em R\$ 1,67 MWh. Considerou-se ainda como custos de Operação e Manutenção (O&M) 5% do CAPEX e como custos variáveis a aquisição de pouco mais de 1,8 milhão de m³ de gás destinados a cogeração no valor de R\$ 0,80 m³. Há ainda os gastos

¹⁶ Detalhamento do modelo será apresentado na sessão **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

¹⁷ http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=5017&id_area=90

com a Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST) de R\$ 2,50 MWh e novas despesas gerais, com administração e venda, que totalizam 6% do receita obtida pela comercialização de energia.

Com relação ao investimento, adotou-se como premissa o financiamento de 70% do Capex através de uma linha específica do BNDES uso linha da BNDES Finem ao custo de TJLP acrescido de 0,9% a.a. de remuneração básica e 2,5% a.a de taxa de risco de crédito, taxa em torno de 9,51% a.a ou 0,76% a.m. Adotou-se o sistema de amortização constante (SAC) e depreciação do ativo em 10 anos.

Por fim, a companhia tem a flexibilidade de vender um total de 6868 m³ de chapas de MDF ao preço de R\$ 800,00 m³, sendo que os custos do produto vendido correspondem a 50% do preço de venda. Adotou-se como cenário base que o empreendedor destinará os cavacos liberados do processo térmico para a confecção de novas chapas de madeira, sendo então a comercialização de energia a opção a ser valorada. A Tabela 8 apresenta resumo das variáveis:

Tabela 8 – Premissas para modelagem financeira

PLD Inicial	R\$ 40,23
PLD Mínimo	R\$ 12,20
PLD Máximo	R\$ 727,52
Ágio	R\$ 35,00
Variação Mínima	-10%
Variação Máxima	10%
Consumo Evitado (MWh)	8754
Preço do MWh Distribuidora	R\$ 250,00
Comercialização de Excedente de Energia	5975 MWh
Pis	1,65%
Cofins	7,60%
TFSEE (R\$/MWh)	1,67
O&M (% do CAPEX)	5,00%
Custo Variável Gás (R\$/m ³)	R\$ 0,80
Volume de Gás(m ³)	1.883.630
TUST (R\$/MWh)	2,5
Desp. Venda	3,00%
Desp. Adm+Geral	3,00%
Juros a.m. (TJLP + 0,9%+2,5%)	0,76%
IR+CSSL	34,00%
Volume de chapas (m ³)	6.868
Preço de Venda da chapa (m ³)	800
Tributos (ICMS/PIS/COFINS)	21,65%
Custo do Produto Vendido	50,00%

Fonte: Elaboração própria com base em dados secundários

5.3. Fluxo de Caixa

Conforme apresentado na sessão anterior, o investimento em um projeto de cogeração de energia permitirá com que o gestor gere sua própria energia térmica e elétrica. Há ainda a opção de investir em equipamentos de distribuição de energia elétrica a fim de escoar o excedente de energia para a rede e comercializá-la no mercado livre. Esta flexibilidade permitirá ao gestor selecionar a alternativa que naquele instante ofereça o maior retorno, ou seja, caberá ao administrador selecionar entre o fluxo de caixa da comercialização de chapas e o de energia.

5.3.1. Fluxo de Caixa Comercialização de Chapas

<p>Receita Total (A+B) A) Custo evitado com aquisição de energia (Distribuidora) B) Comercialização de chapas de MDF (-) Tributos (=) Receita Líquida (-) Custo do produto vendido e custos variáveis (=) Receita Operacional Líquida (-) Despesas Gerais, com Venda e Administração (=) LAJIDA (-) Depreciação, Juros e Amortização (=) LAIR (-) IR e CSSL (+) Depreciação (=) Fluxo de Caixa Livre</p>

5.3.2. Fluxo de Caixa Comercialização de Energia

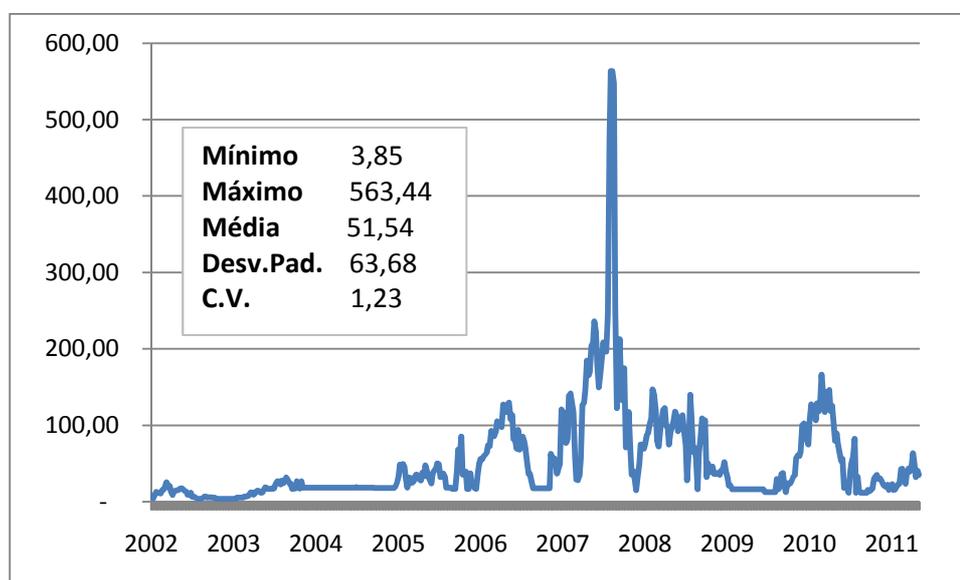
<p>Receita Total (A+B) A) Custo evitado com aquisição de energia (Distribuidora) B) Comercialização do Excedente de Energia (-) PIS, COFINS e TFSEE (=) Receita Operacional Líquida (-) Gastos com O&M, Custos Variáveis, TUST, Despesas Gerais e de Venda (=) LAJIDA (-) Depreciação, Juros e Amortização (=) LAIR (-) IR e CSSL (+) Depreciação (=) Fluxo de Caixa Livre</p>
--

5.4. Modelagem da Incerteza

5.4.1. Série Histórica de PLD – Estatísticas Descritivas

A série histórica de PLD foi obtida através do site da CCEE¹⁸ com início em março de 2002 e término em dezembro de 2011 em base semanal. É possível encontrar séries mais longas iniciadas em 2001, mas em função da crise de abastecimento de energia os valores encontrados até 2002 são extremamente elevados e distantes da realidade atual, o que prejudicaria a estimação de alguns parâmetros do modelo. De posse dos dados, a série de PLD foi deflacionada pelo IGP-M (FGV) já que a inflação apresenta comportamento crescente semelhante a um Movimento Geométrico Browniano (MGB), que por sua vez “contamina” a série real de preços. A Figura 16 apresenta a série de PLD deflacionada junto com o valor mínimo e máximo observado, a média, desvio padrão e o coeficiente de variação (C.V.):

Figura 16 – Série Histórica de PLD (Mar/2002 a Dez/2011)



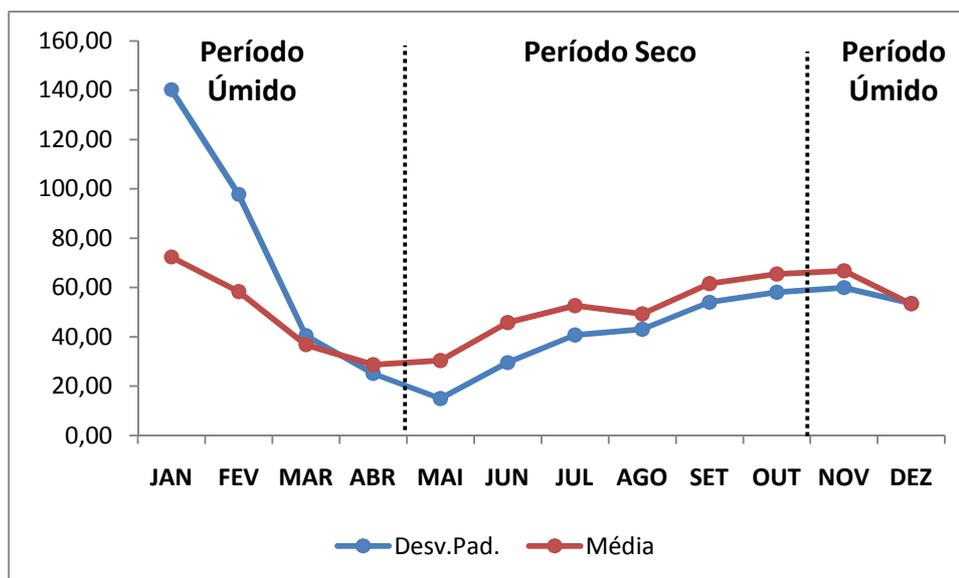
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

¹⁸ www.ccee.org.br/

A fim de se obter outras estatísticas descritivas e conhecer um pouco mais sobre o comportamento dos preços, optou-se por agrupar os dados em 12 “clusters” mensais. Para exemplificar, o *cluster* 1 é formado pelos preços do mês de janeiro de todos os anos, o cluster 2 pelos de fevereiro e assim por diante. Foram estimadas as médias e o desvio padrão de cada grupo e o resultado demonstrou que há na série de preços uma componente de sazonalidade e que a mesma está vinculada ao comportamento de chuvas.

Segundo Castro et al (2009) o Sistema Elétrico Brasileiro foi estruturado para reduzir o impacto da incerteza e da sazonalidade das afluições através da construção de grandes reservatórios, responsáveis por estocar água durante o período úmido para posterior consumo nos meses de seca. Logo o atendimento a carga no período seco está altamente vinculado às afluições excedentes do período úmido. A questão é que no período seco já se espera poucas chuvas, logo a expectativa de preços depende daquilo que ocorreu no período úmido. No caso do período úmido, dado a necessidade de afluições para garantir a geração estável de energia, qualquer desvio nessa expectativa faz com que os preços oscilem significativamente. A consequência obviamente é uma alta volatilidade no período úmido, conforme Figura 17:

Figura 17 – Média e desvio padrão do PLD por período de afluência



Fonte: Elaboração própria

Tabela 9 – Análise mensal da média, desvio padrão e coeficiente de variação do PLD

Meses	Média	Desv.Pad.	C.V
JAN	72,37	140,19	1,94
FEV	58,36	97,72	1,67
MAR	36,78	40,44	1,10
ABR	28,68	25,11	0,88
MAI	30,38	14,97	0,49
JUN	45,73	29,53	0,65
JUL	52,60	40,74	0,77
AGO	49,25	43,06	0,87
SET	61,54	54,01	0,88
OUT	65,46	58,08	0,89
NOV	66,79	59,93	0,90
DEZ	53,33	53,52	1,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

Diante de tais estatísticas, conclui-se que há necessidade de se incorporar nos modelos de previsão de preços de aplicados no Brasil fatores capazes de incorporar a sazonalidade e demais especificidades do setor, contribuindo para uma melhor tomada de decisão daqueles que operam nesse setor bem como da relação investimento-retorno.

5.4.2. Parâmetros do Modelo

O presente trabalho utilizará um modelo de reversão à média com saltos de Clewlow, Strickland e Kaminski (2000), conforme apresentado na sessão 2.3.3.1 para projetar uma série de preços de energia, adaptando as especificidades do mercado brasileiro ao incorporar fatores de sazonalidade no processo.

Para estimação dos parâmetros, o primeiro passo foi verificar a existência de saltos na série de PLD. Foram identificados 12 (2,33%) preços considerados como “*outliers*” e os mesmos foram substituídos pelo valor padrão de R\$ 200,00. Identificados os dados considerados como saltos, foram calculados a média (\bar{k}) e o desvio padrão (γ) específicos destes 12 dados. Considerando que os saltos são ocorrências espúrias, a estimação do valor médio não é suficientemente robusta e, portanto, será considerado neste trabalho $\bar{k} = 0$, sendo o desvio padrão dos mesmos $\gamma = 149,46$. Por fim, o processo de estimação dos demais parâmetros do processo de reversão à média (η , σ e \bar{S}) seguiu Bastian-Pinto (2009) e adotou os

mesmos procedimentos apresentados na seção 2.3.1 e 2.3.2 deste trabalho. A Tabela 10 apresenta os valores encontrados:

Tabela 10 – Parâmetros estimados para o modelo

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Δt	1,00	ϕ	0,0233
η	0,0514	\bar{k}	0
σ	0,2975	γ	149,46
\bar{S}	77,1649	$\pi = \mu - r$	0,00787

Para o cálculo do prêmio de risco adotou-se o método descrito por Brandão e Freitas (2009), ao considerar que no modelo determinístico (sem opções), tanto o processo real (descontado pelo custo de capital) quanto o neutro de risco (descontado pela taxa livre de risco) devem fornecer o mesmo valor presente. Dessa forma, com auxílio da ferramenta “Atingir Meta” do software Excel®, torna-se possível estimar qual o prêmio de risco que deve ser subtraído da média de longo prazo, de modo que ao descontar os fluxos de caixa pela taxa livre de risco obtenha-se o mesmo valor presente dos fluxos descontados pelo custo médio ponderado de capital.

5.4.3. Fatores de Sazonalidade

Conforme apresentado na Figura 17, a série de PLD apresenta comportamento sazonal e sua volatilidade está relacionada aos períodos de afluências. De forma a incorporar tais características ao modelo de Clewlow, Strickland e Kaminski (2000) e torná-lo mais coerente a realidade brasileira, optou-se por desenvolver um Fator de Sazonalidade (FS) mensal, que multiplicará a componente de volatilidade no processo de simulação neutro a risco. Esta adaptação é importante, pois soluciona o problema de homocedasticidade, que é uma grande limitação e simplificação nas aplicações de processos estocásticos no segmento de energia (SOUZA, 2003). De fato a volatilidade da série de preços não é uniforme ao longo do tempo e, a aplicação do fator sazonal torna o processo de simulação mais próximo da realidade.

Os fatores de Sazonalidade (FS) foram calculados através da razão entre o desvio padrão encontrado em cada um dos meses e o desvio da série completa de PLD, ou seja, o fator consiste na divisão dos desvios padrão apresentados na Tabela 9 pelo valor apresentado na Figura 16. Os fatores de sazonalidade são apresentados na Tabela 11 seguida pela equação 24, de simulação neutra a risco:

Tabela 11 – Fatores de sazonalidade mensal

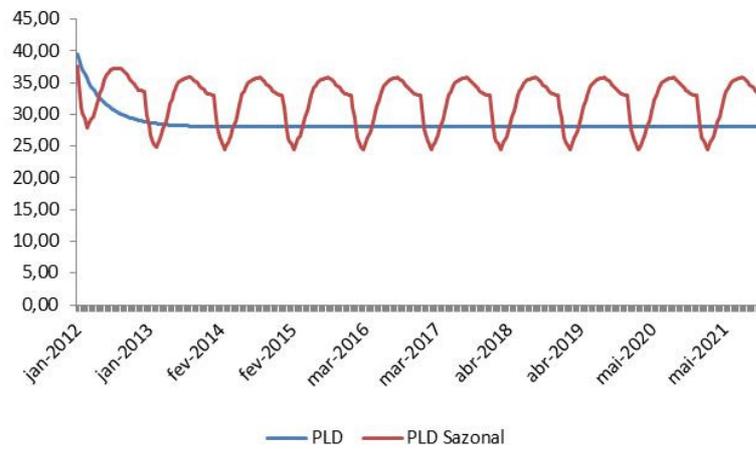
Mês	FS
Janeiro	2,20
Fevereiro	1,53
Março	0,64
Abril	0,39
Mai	0,24
Junho	0,46
Julho	0,64
Agosto	0,68
Setembro	0,85
Outubro	0,91
Novembro	0,94
Dezembro	0,84

Fonte: Elaboração própria

$$S_t = \exp \left\{ \ln [S_{t-1}] e^{-\eta \Delta t} + \left[\ln (\bar{S}) - \frac{FS_i^2 * \sigma^2}{2\eta} - \frac{(\mu - r)}{\eta} \right] (1 - e^{-\eta \Delta t}) + \right. \\ \left. FS_i * \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta \Delta t}}{2\eta}} N(0,1) + \log N(\bar{k}; \gamma) \therefore (\mu_i < \phi \Delta t) \right\} \quad (24)$$

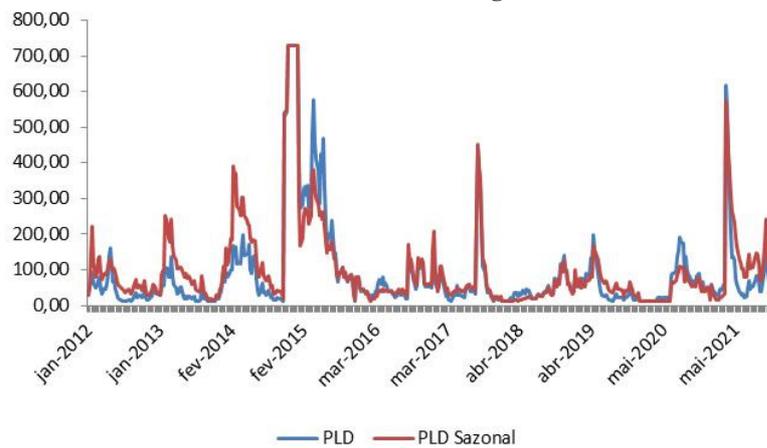
Os efeitos dos fatores de sazonalidade aplicados na série de PLD podem ser observados nas figuras a seguir. Na Figura 18 os fatores foram empregados na fórmula neutra a risco com o gerador de valor randômico desligado, ou seja, o processo é determinístico e a simulação não está em operação. Claramente percebe-se que os fatores geram o efeito sazonal desejado. Já na Figura 19, o gerador randômico foi ligado e iniciou-se o processo de simulação, com o PLD sazonal levemente diferente da série de PLD.

**Figura 18– Efeitos dos Fatores Sazonais na estimação do PLD
Gerador randômico desligado**



Fonte: Elaboração própria

**Figura 19– Efeitos dos Fatores Sazonais na estimação do PLD
Gerador randômico ligado**



Fonte: Elaboração própria