

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE SÃO PAULO  
PUC - SP

ALESSANDRO GREGORI FILHO

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO  
DE ENERGIA ELÉTRICA EM USINAS DE AÇÚCAR E ÁLCOOL**

MESTRADO EM ECONOMIA POLÍTICA

São Paulo

2009

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

ALESSANDRO GREGORI FILHO

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO  
DE ENERGIA ELÉTRICA EM USINAS DE AÇÚCAR E ÁLCOOL.**

Dissertação apresentada à  
Pontifícia Universidade Católica  
de São Paulo, como parte dos  
requisitos para obtenção do título  
de Mestre em Economia Política.

Área de Concentração: Economia  
Política

Orientador: Profa. Dr. Anita Kon

São Paulo

2009

**Banca Examinadora**

---

---

---

## **Dedicatória**

Dedico este trabalho à pessoa mais importante deste mundo, cujo amor e carinho renderam possível o atingimento deste objetivo, meu grande amor Juliana Furgeri.

## **Agradecimentos**

Ao meu eterno amor, Juliana, pelos conselhos, carinho, dedicação e principalmente paciência, sem a qual teria sido impossível a conclusão deste trabalho.

Aos meus pais, Alessandro e Ana Beatriz, por terem me ensinado a perseverar mesmo diante de desafios que parecem insuperáveis.

Aos meus irmãos, Claudio, Fernando e Giovanna, por estarem presentes nos momentos felizes e difíceis da minha vida.

Por fim, aos meus colegas de trabalho atuais, da diretoria de planejamento estratégico da CPFL, e antigos, da diretoria de planejamento de energia, que contribuíram muito para o atingimento deste objetivo.

## Resumo

GREGORI, A. F. (2009). Estudo de Viabilidade de Investimento em Geração de Energia Elétrica em Usinas de Açúcar e Alcool. 107 f. Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

O objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade dos investimentos para co-geração de energia em usinas de açúcar e álcool levando em consideração o arcabouço regulatório do mercado de energia elétrica brasileiro e os custos deste tipo de investimento. O resultado pretende demonstrar a viabilidade deste tipo de projeto destacando quais as variáveis mais importantes na determinação da rentabilidade do investimento. Para a elaboração deste trabalho serão utilizadas informações publicadas em relatórios oficiais da Aneel, entrevistas com usineiros, pesquisa junto a fornecedores e bibliografia específica. Para a análise de viabilidade econômico-financeira foram utilizadas as técnicas mais difundidas de fluxo de caixa livre (FCL), enquanto, para a determinação do custo de capital do acionista foi utilizada a metodologia de CAPM. Dentre as contribuições deste trabalho, pode ser destacada a análise de sensibilidade de determinadas variáveis sobre a rentabilidade dos investimentos de forma a identificar aquelas mais importantes servindo de base para a adoção de políticas públicas focadas no incentivo deste tipo de empreendimento.

Palavras-chave: Co-geração com bagaço de cana. Análise de Investimento. Mercado de Energia Elétrica.

## **Abstract**

GREGORI, A. F. (2009). Valuation Study of Investments in Electric Generation Inside Sugar Cane Mills. 107 f. Dissertation (Master) – Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

The objective of this work is to analyze returns of investments in energy cogeneration plants from bagasse inside sugar cane mills, considering the regulation scenario of the Brazilian electric sector and the implementation costs of this type of project. The results should be able to demonstrate that this kind of investment is very profitable, pointing out the most important variables regarding the return on invested capital analyses. In order to accomplish this dissertation will be used some official information from Aneel releases, interview with sugar cane mill owners and specific bibliography. Moreover, for the valuation analyses techniques of free cash flow (FCF) and CAPM will be used, to determine the minimum return acceptable by the shareholders for this kind of project. Among the contributions of this dissertation the sensibility analyses can be pointed out in order to determine the most important variables that could be used by the Government in order to develop public policies more effective to stimulate this kind of investments.

Keywords: Cogeneration with sugar cane bagasse. Valuation analyses. Brazilian electricity market.



# Sumário

Resumo .....	6
Abstract.....	7
Sumário.....	8
Índice de Tabelas .....	10
Índice de Quadros.....	11
Índice de Figuras .....	12
Índice de Gráficos.....	13
Glossário de Siglas .....	14
Introdução.....	17
Capítulo I – Aspectos teóricos: concorrência no setor elétrico .....	20
I.1 – Considerações iniciais .....	20
I.2 – Funcionamento das Estruturas de Mercados.....	20
I.2.1. - As imperfeições de mercado e suas implicações sobre o modelo de concorrência .....	20
I.2.2 - O modelo de monopólio e concorrência monopolística .....	23
I.2.3 - O modelo de Oligopólio .....	25
I.3 - A Importância das instituições de regulação em mercados imperfeitos.....	26
I.3.1 As premissas iniciais da Teoria da Regulação Econômica .....	26
I.3.2 – As Contribuições da Nova Economia Institucional .....	30
I. 4. O Mercado de Energia Elétrica Brasileiro .....	32
I.4.1 - O papel da Aneel no fomento da concorrência.....	35
I.4.2 - Regras para reduzir a concentração do mercado energético e aumentar a concorrência .....	36
I.5. Conclusão.....	39
Capítulo II – Modelo do Setor Elétrico Brasileiro .....	41
II.1 – Considerações iniciais.....	41
II.2 – Introdução ao Modelo do Setor Elétrico Brasileiro .....	41
II.2.1 – Diversificação da Matriz Energética do Setor Elétrico.....	44
II.3 – Formação dos Preços no Setor Elétrico .....	45
II.3.1 – Geradores de Energia.....	45
II.3.2 – Distribuidoras de Energia .....	46
II.4 – Conclusão.....	50
Capítulo III – O processo produtivo em uma indústria do setor sucroalcooleiro e a cogeração de energia .....	51
III.1 – Considerações iniciais .....	51
III.2 – O processo produtivo em uma Usina Tradicional .....	51
III.3 - Geração de Energia .....	56
III.4 - Os investimentos necessários para tornar uma Usina energeticamente eficiente .....	59
III.5 - Custo dos investimentos para otimização da Unidade de Geração Térmica....	61
III.6 - Custos de Operação, Manutenção .....	63

III.7 - Custo de Conexão e Transporte de Energia .....	64
III.8 - Preço de Energia: Leilão e Mercado Livre.....	66
III.9 - As fronteiras tecnológicas e seus impactos na geração de energia .....	69
Capítulo IV – Definição do Valor de um Projeto de Co-geração de Energia no Estado de São Paulo .....	71
IV.1 – Considerações Iniciais.....	71
IV.2 – Definição de uma planta padrão no Estado de São Paulo .....	71
IV.3 - Metodologia para definição da rentabilidade do Projeto .....	72
IV.3.1 - Fluxo de caixa do Acionista.....	73
IV.3.2 - Fluxo de Caixa da Empresa ou do Projeto.....	75
IV.4 – Análise do Projeto .....	76
IV.4.1 – Premissas Operacionais.....	76
IV.4.2 – Premissas Financeiras .....	79
IV.4.2.1 – Endividamento (kd).....	79
IV.4.2.2 – Capital Próprio (Ka).....	81
IV.4.2.3 – WACC .....	83
IV.4.3 – Resultados .....	84
IV.5 – Conclusão .....	85
V – Análise de Sensibilidade.....	86
V.1 – Considerações Iniciais .....	86
V.2 – Determinação das Variáveis Chave .....	86
V.2.1 – Licenciamento Ambiental.....	86
V.2.2 – Valor do Investimento .....	89
V.2.3 – Condições de Financiamento.....	92
V.3. – Conclusão .....	94
Conclusão .....	96
Bibliografia.....	98

## ***Índice de Tabelas***

Tabela 1 – Balanço de Massa e Energia de uma Usina Tradicional que produz energia somente para consumo próprio.....	58
Tabela 2 – Custo dos equipamentos necessários à otimização elétrica da Usina.....	62
Tabela 3 – Preços de energia e transporte das diferentes Distribuidoras.....	65
Tabela 4 – Balanço de Massa e Energia de uma Usina moderna com foco na geração de energia.....	77

## ***Índice de Quadros***

Quadro 1 – Taxas de juros dos empréstimos do BNDES.....	80
Quadro 2– Prazo de amortização empréstimo BNDES.....	80
Quadro 3 – Betas desalavancados das empresas de energia listadas em NYSE.....	82
Quadro 4 – Taxa de desconto calculada segundo metodologia CAPM.....	83
Quadro 5 – Matriz de sensibilidade da Taxa Interna de Retorno do acionista (TIR) considerando variações de mensais no prazo para entrada em operação e os custos para obtenção das licenças ambientais.....	88
Quadro 6 Matriz de sensibilidade da Taxa Interna de Retorno do acionista (TIR) considerando variações no investimento total (R\$ MM) e na energia disponível para venda (MW).....	90
Quadro 7– Matriz de sensibilidade da Taxa Interna de Retorno do acionista (TIR) considerando variações na distância (Km) e no custo de operação.....	91
Quadro 8– Sensibilidade da rentabilidade do projeto versus o custo do investimento sobre a energia disponível para a venda (R\$ mil / MW).....	91
Quadro 9– Sensibilidade da rentabilidade do acionista variando o custo do financiamento (taxa de juros nominal ao ano) e a participação de capital de terceiros (financiamento) no projeto.....	93
Quadro 10– Sensibilidade da rentabilidade do acionista versus o prazo para o pagamento da dívida (em anos).....	94

## ***Índice de Figuras***

Figura 1 – Processo Produtivo em Usina Tradicional (foco na co-geração).....	52
Figura 2 – Diagrama do processo produtivo completo em Usina de açúcar e álcool.....	52
Figura 3 – Processo Produtivo otimizado (foco na geração de energia).....	61
Figura 4 – Zoneamento Agroambiental.....	87

## ***Índice de Gráficos***

Gráfico 1 – Matriz energética Brasileira 2007.....	44
Gráfico 2 – Evolução do preço de energia de Curto Prazo (R\$ / MWh).....	58
Gráfico 3 – Evolução dos preços do Açúcar e Álcool Hidratado (base 100 julho – 2000).....	59
Gráfico 4 – Estrutura do preço da energia das usinas de cana de açúcar.....	67
Gráfico 5 – Cronograma de pagamento dos investimentos.....	78
Gráfico 6 – Evolução da alavancagem do projeto.....	84

## **Glossário de Siglas**

- ACL – Ambiente de Contratação Livre
- ACR – Ambiente de Contratação Regulada
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- Bar – Medida de Pressão
- BEM – Balanço Energético Nacional
- BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- Brix – Quantidade de Massa de Sólidos Solúveis
- CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica
- CAPM – Capital Asset Pricing Model (modelo para determinação do custo de capital)
- CCC – Cotas da Conta de Consumo de Combustível
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
- CEPEA – Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada
- CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental
- CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
- COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
- Cogen SP – Associação Paulista de Cogeração de Energia
- CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz
- CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
- EIA-RIMA – Estudo De Impacto Ambiental - Relatório De Impacto Ambiental
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- ESALQ – Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz"
- F&A – Fusões e Aquisições
- FC – Fluxo de caixa
- FCa – Fluxo de caixa do acionista
- FCe – Fluxo de Caixa da Empresa
- FCL – Fluxo de Caixa Livre
- ICMS – Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
- IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
- Ka – Custo Capital do Acionista
- Kd – Custo do Capital de Terceiros (custo da dívida)

Km – Medida de Distância

KW – Medida de Potência de Energia

KWh – medida de Volume de Energia

LCA – Luciano Coutinho e Associados

LI – Licença Instalação

LO – Licença de Operação

LP – Licença Prévia

MG – Minas Gerais

MME – Ministério de Minas e Energia

MW – Medida de Potência de Energia

MW exportado – Medida de Potência de Energia Disponível para Comercialização

MWh – Medida de Quantidade de Energia

NEI – Nova Economia Institucional

NYSE – *New York Stock Exchange* (bolsa de valores de New York)

O&M – Operação e Manutenção

°C – Graus Celsius (medida de temperatura)

ONS – Operador Nacional do Sistema

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento

PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PH – Medida de acidez

PIS – Programa de Integração Social

PL – Patrimônio Líquido

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PPA – *Power Purchase Agreement* (contrato de compra de energia)

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura

RGR – Cotas da Reserva Global de Reversão

S&P500 – *Standard & Poors 500* (índice composto por quinhentos ativos (ações) qualificados devido ao seu tamanho de mercado, sua liquidez e sua representação de grupo industrial)

SIN – Sistema Interligado Nacional



SP – São Paulo

T-Bonds – *Treasury Bond* (título do tesouro do governo americano)

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TIR – Taxa Interna de Retorno

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

UNICA – União da Indústria de Cana-de-Açúcar

UTE – Unidade de Geração Térmica

VPFC – Valor Presente dos Fluxos de Caixa

VPL – Valor Presente Líquido

WACC – *Weighted Average Cost of Capital* (custo médio ponderado de capital)

## Introdução

Tendo em vista a necessidade de ampliação e diversificação da matriz energética brasileira, existem incentivos suficientes para garantir os investimentos necessários ao aumento da produção elétrica através de fontes alternativas, principalmente cana-de-açúcar. Qual o potencial de crescimento da oferta deste tipo de energia? O objetivo deste trabalho é determinar quais variáveis influenciam a tomada de decisão de investimento na geração de energia em uma Usina de açúcar e álcool, de forma a estabelecer quais políticas de incentivo são realmente eficientes.

Esta dissertação tem como objetivo analisar as condições atuais de geração de energia elétrica na indústria canavieira no Brasil e seu potencial, caso as melhores práticas disponíveis no mercado fossem utilizadas ao longo de toda a cadeia produtiva (da lavoura a produção de energia). Assim, este estudo busca apontar quais fatores impedem que o potencial energético do setor sucroalcooleiro seja atingido, mesmo com todos os incentivos propostos pelo Governo tanto do lado do financiamento, quanto do lado do preço diferenciado desta energia no mercado.

Atualmente, mesmo com a produção brasileira de cana de açúcar atingindo mais de 430 milhões de toneladas (por safra), o volume de energia exportado, cerca de 700 – 800 MW médios<sup>1</sup> por ano representa pouco menos de 32% do potencial de 2.500 MW médios. Além disso, considerando as vendas do último leilão de reserva realizado em agosto de 2008 (cerca de 530 MW médios / ano) com entrega de energia prevista para 2010, temos que, o aproveitamento do potencial de geração pode piorar. Isto porque, com base nas projeções da Única (União da Indústria de Cana-de-Açúcar) e Cogen-SP (Associação Paulista de Cogeração de Energia) o volume da safra de cana deve atingir 601 milhões de toneladas, com energia potencial da ordem de 3.800 MW médios, enquanto a energia efetivamente produzida deveria alcançar 1200 – 1300 MW médios (cerca 30%). Considerando que a energia potencial acima leva em consideração somente o potencial do bagaço da cana, não considera nem a palha nem as pontas da cana, pode-se dizer que o aproveitamento é menor ainda.

Estes indicadores mostram a necessidade de um estudo aprofundado sobre os problemas que impedem o crescimento desta produção no país, de forma a estimular o

---

<sup>1</sup> 700 MW médios são suficientes para atender 2,433 milhões de residências (considerando um consumo diário de 7 KWh por residência).

aumento da participação na produção de energia, dos atuais 3% para 13% em 2013 (BEM – Balanço Energético Nacional 2007).

Com base nos investimentos necessários para um RETROFIT (reforma total da planta para aumento da eficiência energética), é possível calcular a rentabilidade de uma Usina otimizada *vis-à-vis* a rentabilidade atual. Com este resultado será calculado o impacto dos gargalos que dificultam o alcance da geração potencial, bem como os incentivos que deveriam alavancar os investimentos neste setor, considerado fundamental para o suprimento energético do Brasil.

Para o desenvolvimento da parte empírica do projeto foram seguidas as seguintes etapas: i) Estudo de campo para levantamento dos processos e tecnologias mais eficientes disponíveis no mercado. Com base nas pesquisas, foi determinada uma planta padrão, e os investimentos necessários para a otimização energética. ii) desenvolvimento de um modelo econômico financeiro para o cálculo da taxa interna de retorno do projeto e do acionista. Isto possibilitou o levantamento dos gargalos que dificultam os investimentos em geração de energia. iii) levantamento dos incentivos propostos pelo Governo para o aumento do volume de energia gerado pelo setor sucroalcooleiro.

Para o estudo comparativo de viabilidade de investimento foram feitos estudos de campo em usinas tradicionais familiares que tenham com produto final açúcar e álcool para levantamento dos custos de produção, tecnologias empregadas, custo dos investimentos (novos e para manutenção do empreendimento).

Este estudo de campo foi implementado mediante visitas presenciais e entrevistas com os responsáveis de cada área<sup>2</sup>. Este trabalho será fundamental para definir os custos dos investimentos bem como os prazos reais para a entrada em operação das máquinas.

O capítulo I desenvolve os aspectos teóricos que embasam a pesquisa empírica, e serão desenvolvidos os temas: i) a função produção, de forma a demonstrar teoricamente a importância da determinação do processo de produção para otimização das quantidades produzidas dados os fatores de produção; ii) quais são fatores fixos e

---

<sup>2</sup> Com base nos estudos de campo feitos entre o segundo semestre de 2007 e o primeiro semestre de 2008, em mais de 14 Usinas das regiões de São Paulo, Mato Grosso do Sul, Sul de Minas Gerais e Goiás, foi possível determinar o padrão tecnológico utilizado para geração de energia elétrica e o potencial de exportação no caso da otimização do processo como um todo.

variáveis relevantes; iii) o que é produtividade média e marginal, iv) o que são rendimentos de escala.

O segundo capítulo tratará: i) do processo produtivo de uma usina de açúcar e álcool; ii) do potencial de geração de energia elétrica intrínseco ao processo, dado que a energia e o vapor são insumos indispensáveis; iii) dos investimentos necessários para minimizar o consumo interno maximizando o volume de energia disponível para venda; iv) dos custos de operação e manutenção da planta de geração de energia; v) dos custos de transporte para disponibilização da energia excedente no sistema elétrico nacional; vi) dos preços de venda da energia exportável, e por fim, vii) das fronteiras tecnológicas existentes na produção de energia elétrica em uma usina de cana de açúcar.

O terceiro capítulo irá tratar especificamente da análise da rentabilidade de um projeto de co-geração de energia no caso base sendo que no item i) será definida a planta padrão de usina para o Estado de São Paulo, no item ii) será apresentada a metodologia para análise do valor da empresa, no item iii) serão definidas as premissas operacionais e financeiras do projeto, e no item iv) serão mostrados os principais resultados.

No último capítulo será feita: i) uma análise de sensibilidade para definição das variáveis-chaves que impactam a taxa de retorno do projeto; ii) serão levantadas as principais políticas de incentivo governamental à expansão da produção de energia no setor sucroalcooleiro; e enfim, (iii ) serão levantados os impactos destas políticas sobre a oferta de energia por biomassa.

# **Capítulo I – Aspectos teóricos: concorrência no setor elétrico**

## ***1.1 – Considerações iniciais***

Este capítulo tem o objetivo de apresentar algumas visões sobre estruturas de mercado e seus impactos sobre a determinação dos preços e investimentos. Inicialmente as premissas da concorrência perfeita serão resumidamente apresentadas, no sentido de introduzir as especificidades do setor elétrico, e as diferenças em relação a aquele modelo. Estas especificidades ou imperfeições estruturais de mercado implicam em redução da concorrência e conseqüente necessidade de intervenção estatal para defender o consumidor. No entanto, como esta intervenção precisa balancear o bem estar do consumidor com a necessidade de investimentos é importante que se dê por regras claras e instituições isentas. Este assunto é muito importante para entender os esforços do Governo para desverticalizar o setor e estimular a concorrência entre os agentes.

## ***1.2 – Funcionamento das Estruturas de Mercados***

### **1.2.1. - As imperfeições de mercado e suas implicações sobre o modelo de concorrência**

Uma das grandes questões que norteiam o desenvolvimento da ciência econômica é a alocação de recursos escassos. Um dos pressupostos básicos da análise microeconômica tradicional é que o mercado é tido como o melhor instrumento de alocação de recursos, desde que respeitadas determinadas premissas. Como resultado, a interação entre consumidores e firmas no mercado levará a um ponto ótimo de equilíbrio definindo uma determinada quantidade de produção e um determinado preço.

No entanto, como mencionado acima, para que o mercado seja capaz de garantir a alocação ótima dos recursos é necessário alguns pressupostos sejam obedecidos: “premissas para a concorrência perfeita”.

- a) que as firmas busquem maximizar seus lucros;
- b) que ofereçam um produto homogêneo;

c) que haja facilidade para a entrada e saída de empresas no mercado com perfeita mobilidade de fatores;

d) que exista perfeita informação

Respeitadas estas premissas, a concorrência entre as firmas fará os lucros convergirem para a mesma taxa de remuneração do capital empregado, os preços serão justos do ponto de vista social, e a sociedade produzirá com máxima eficiência. Se por um motivo qualquer um dado mercado da economia estiver auferindo lucros extraordinários, a dinâmica da concorrência fará com que esse lucro extra seja eliminado. Os empresários de outros setores, por conta da livre circulação de informações, logo recebem a notícia de que em um dado mercado é possível auferir lucros extraordinários. Como existe uma perfeita mobilidade de fatores e livre entrada e saída dos mercados, empresários de outros mercados ingressariam no setor que estivesse com lucros extras. Com a entrada de novas empresas estimular-se-ia a concorrência, a oferta seria ampliada, o preço começaria a cair até o ponto onde o nível de preços apenas remunerará os fatores de produção. Se ocorresse uma euforia de entradas, de forma que o aumento da oferta fizesse o preço cair a um nível, onde não fosse possível remunerar os fatores de produção, haveria empresas deixando o mercado.

Um dos problemas que se encontra ao passar de uma teoria baseada nos pressupostos da concorrência perfeita, descritos de forma resumida, está em seu distanciamento do mundo real, ou seja, do que efetivamente ocorre nos mercados reais.

Coase (1937) já identificava uma grande lacuna na teoria microeconômica tradicional na época, para se compreender determinados mercados do mundo real. Segundo ele, não é o mercado que determina os preços de forma a ajustar automaticamente a oferta e a demanda, como afirmava Adam Smith (1776), mas quem decide o preço e a curva de oferta é a empresa. Com esta mudança conceitual, a empresa deixa de ser um agente passivo, dependente do mercado, passando a ter um papel ativo na determinação dos preços e das quantidades a serem produzidas. A partir deste momento, todas as decisões da empresa estarão voltadas a garantir um maior poder sobre o mercado, o qual é traduzido como capacidade fixar preços cada vez mais altos em relação ao custo marginal de produção (lucro extraordinário).

A partir do seu trabalho pioneiro, surgiram inúmeros trabalhos (ex. Penrose, 1959; Chandler, 1990; Bain, 1956) que deram origem a um campo da economia conhecido como Economia Industrial. Neste campo, existe grande preocupação em se

formular hipóteses aplicáveis a mercados que não atendam os pressupostos necessários para a estrutura de concorrência perfeita.

De fato, Penrose, em seu livro *“The Theory of The Growth of The Firm”*, aborda a importância do crescimento da firma como forma de maximizar os lucros e as ferramentas para este processo. Segundo ela, o crescimento da empresa pode se dar ou através do uso dos recursos internos ou através da aquisição de ativos detidos por outras empresas. No primeiro caso, a empresa construiria novas plantas produtivas e entraria em novas linhas de atividades, seja através de financiamento com recursos internos ou por intermédio de financiamento externo. Esta seria a forma orgânica de crescimento corporativo. Por sua vez, a segunda das formas de expansão seria baseada na compra de plantas já existentes e operadas por outras empresas através das transações de F&A<sup>3</sup>

Chandler, em seu livro *“Scale and Scope”* analisa os padrões de crescimento e competitividade das empresas inglesas, alemãs e americanas mostrando o desenvolvimento das grandes empresas em multinacionais. Este trabalho mostra a importância da escala como barreira para garantia de lucros extraordinários.

Joe Bain (1956), em seu livro *“Barriers to New Competition”* defende que a lucratividade supranormal é tanto maior quanto maiores forem as barreiras à entrada de outros competidores. Por esta razão, as empresas inseridas em um contexto de mercado tem interesse cada vez maior em aumentar tais barreiras.

Para estes autores, como pode ser notado acima, as estratégias, estruturas, capacitações, contratos, informação imperfeita, barreira à entrada e a determinação do preço são variáveis endógenas à firma, determinadas pelos agentes, e não exógenas determinadas pelo mercado.

Como exemplo, para Bain as barreiras à entrada são uma explicação importante para a formação do preço para as firmas que atuam em uma determinada indústria, ou seja, a possibilidade de entrada de novas empresas em uma indústria pode alterar o nível de lucros a serem obtidos e o nível de preços. Para este autor, verificam-se barreiras à entrada na medida em que, no longo prazo, as empresas instaladas possam fixar preços acima do custo médio mínimo, sem com isso induzir a entrada de novas empresas no mercado. Tendo em vista certas características estruturais das indústrias, Bain define algumas fontes de barreiras à entrada: (i) Vantagem absoluta de custo (como o

---

<sup>3</sup> Fusões e Aquisições

processamento de recursos naturais) (ii) Preferência dos consumidores (iii) Economias de Escala. (iv) Elevado requerimento de capital inicial.

Dado que existem muitos mercados no mundo real onde há a presença de barreiras à entrada, surge a possibilidade de atuações estratégicas. Assumindo que o objetivo da empresa é maximizar lucro, os produtores manipulam as variáveis de preço e quantidade com a finalidade de obter retornos superiores ao custo marginal (lucro extraordinário). A partir do momento que as empresas tem poder o bastante para fixar preços que garantam lucros extraordinários, pode-se dizer que a concorrência é imperfeita.

Mesmo em mercados onde as barreiras à entrada e saída não são tão grandes, as firmas, com o objetivo de fixar seus preços bem acima do custo marginal, procuram diversificar seus produtos mesmo substitutos aproximados um do outro, de sorte que o ajuste de preço praticado por um produtor não causaria qualquer impacto sobre seus concorrentes a ponto de obrigá-los a também reajustar seus preços.

Por fim, pode-se dizer que a concorrência imperfeita é caracterizada por qualquer forma de poder de mercado, seja por barreiras a mobilidade de capital, seja por diferenciação de produtos substitutos, que possibilitem a determinação dos preços sem impacto sobre os concorrentes.

### **1.2.2 - O modelo de monopólio e concorrência monopolística**

No monopólio, que representa o limite da imperfeição de mercado, existe apenas um fabricante ou prestador de serviço. Neste mercado, as empresas têm um grande poder para impor preço e condições de venda. As principais características deste mercado são:

a) Existência de somente um ofertante - Como no mercado existe somente um ofertante, este tem plena capacidade de determinar o preço, pois, a sua decisão de produzir depende do preço que irá conseguir, uma vez que para aumentar o volume das vendas deverá diminuir o preço (lei da oferta e procura).

b) Existência de Barreiras - No monopólio existem barreiras para a entrada no mercado de novos produtos e produtores. Onde o monopolista cria mecanismos para manter o domínio que exerce sobre o mercado, sendo o único produtor. Estas barreiras podem ser: (i) Técnicas - a concessão da patente a uma nova tecnologia ou produto gera uma situação de monopólio, pois, confere ao inventor o direito de fabricação exclusiva



do bem patenteado durante um período de tempo. (ii) Estruturais - O tamanho do mercado e a estrutura de custos em mercados especiais podem dar lugar a um monopólio chamado natural. Neste caso a própria característica do mercado inviabiliza a entrada de novos ofertantes. (iii) Controle Exclusivo de um Fator Produtivo - O domínio das fontes mais importantes de matéria-prima indispensáveis para a produção de um determinado bem. (iv) Legais - São barreiras impostas para proteção de um determinado mercado através de dispositivos legais, que nem sempre se justificam por razões técnicas.

c) Não existência de bens substitutos - não existem no mercado bens que possam substituir o bem produzido pelo monopolista.

d) Existência de concorrência entre os consumidores

Além do monopólio puro, na concorrência monopolística<sup>4</sup> analisada por Chamberlin, (1933) em “*The Theory of Monopolistic Competition*”, as empresas buscam atingir o poder de mercado de monopólio através da diferenciação dos produtos. Este tipo de estrutura se caracteriza de fato pela presença de inúmeras firmas, todas elas com poder de definir preços devido a diferenciação dos produtos e conseqüente fidelização do mercado consumidor. Isto quer dizer que uma empresa, com esta estrutura de mercado, pode fixar o preço de determinado produto independente das demais firmas porque o cliente irá comprá-lo de qualquer forma. Este é o princípio das marcas. Uma marca é tão forte quanto maior a capacidade de fidelização do cliente.

Este conceito de concorrência monopolística pode ser voluntário, onde o consumidor pode “escolher” sobre a fidelização a uma ou outra empresa, ou pode ocorrer de forma involuntária no caso em que o consumidor é obrigado a comprar de um fornecedor devido ao arranjo regional ou setorial. No caso do setor elétrico no Brasil, a escolha pela distribuidora de energia se dá de forma involuntária. De fato, apesar da existência de mais de 20 empresas de distribuição de energia elétrica, o consumidor é obrigado a contratar os serviços da concessionária da área geográfica na qual o consumo será realizado. Nestes casos, a concorrência monopolística, torna-se monopólio natural.

---

<sup>4</sup> A concorrência monopolística de Chamberlin se caracteriza por um grande número de produtores que fabricam produtos diferenciados.

### **I.2.3 - O modelo de Oligopólio**

As imperfeições de mercado, apesar de impedirem a concorrência perfeita, não necessariamente levam ao monopólio puro. Segundo Kon e Cuter, que no artigo “Cartel internacional do estanho”, discutem a respeito da estrutura de mercado da indústria do estanho, com foco na cartelização para manutenção de preços elevados,

“O oligopólio é um tipo de estrutura de mercado intermediário entre o monopólio e a concorrência perfeita mais comum que estes últimos, que são casos polares de estruturas de mercado”.(Kon e Cuter, 2008: pg.159)”.

O oligopólio se caracteriza exatamente por ser uma estrutura onde estas imperfeições dificultam, mas não impedem totalmente, a concorrência.

Labini (1984) classificou as formas de oligopólio em diferenciado, concentrado e misto. No Oligopólio concentrado tendo em vista a natureza homogênea e a alta concentração técnica, não existe competição pela diferenciação do produto e pelo preço. A disputa pelo mercado acontece por meio da redução de custos e melhoria da qualidade através de novos processos ou reagindo ao crescimento do mercado, de forma a ampliar a capacidade da produção antecipadamente. Este oligopólio é caracterizado pelas elevadas barreiras à entrada devido à escala mínima necessária e o controle (ou maior facilidade) de acesso à tecnologia e insumos. Os oligopólios concentrados, de modo geral, fabricam insumos básicos industriais e bens de capital com grau mínimo de padronização facilitando a obtenção de economias de escala.

No Oligopólio diferenciado a natureza dos produtos fabricados leva as empresas à disputa pelo mercado mediante a diferenciação de produtos. A diferença do produto como forma principal de concorrência tem implicações específicas sobre a estrutura do mercado na medida em que a diferenciação está quase sempre associada a bens de consumo duráveis e não duráveis. O esforço competitivo fica centrado nas despesas de publicidade e comercialização do produto existente, assim como, na permanente inovação do portfólio de venda. Neste caso, as barreiras à entrada não são constituídas pelas economias técnicas de escala e/ou indivisibilidade, nem tampouco pelo volume mínimo de capital, mas sim pelas chamadas economias de diferenciação ligadas à persistência de hábitos e marcas e conseqüentemente ao elevado e prolongado volume de gastos necessários para conquistar uma faixa de mercado mínima que justifique o

investimento. A presença de barreiras à entrada não significa que a estrutura do oligopólio diferenciado tende a permanecer estável, porque a diferenciação do produto requer, para produzir os efeitos desejados, uma contínua renovação das tecnologias da produção e das estratégias de comercialização.

No Oligopólio misto existe a combinação de elementos dos oligopólios concentrados e diferenciados. Nesse caso, ocorre a diferenciação do produto como forma de competição por excelência, ao lado dos requisitos de escala mínima eficiente. Os índices de concentração desses mercados são geralmente mais elevados do que no oligopólio diferenciado, podendo atingir a mesma ordem de grandeza dos oligopólios concentrados, embora os coeficientes de capital sejam em média inferiores aos desses últimos. As barreiras à entrada são constituídas, portanto, pelas economias de escala técnica e pela economia de diferenciação.

### ***1.3 - A Importância das instituições de regulação em mercados imperfeitos***

#### **1.3.1 As premissas iniciais da Teoria da Regulação Econômica**

A teoria econômica da regulação teve suas origens no início da década de 1970, através de um trabalho publicado pelo professor Stigler em 1971, intitulado “*The Theory of Economic Regulation*”, cujo objetivo era de analisar a teoria econômica associada ao comportamento político. Em seu trabalho, Stigler mostra que a regulação ou intervenção do governo normalmente favorece as empresas, ocorrendo sob forma de protecionismo ou subsídio.

Na Teoria de Regulação Econômica, o primeiro grande conceito a ser lembrado é o de eficiência econômica, seja sob a forma produtiva, distributiva ou alocativa. O primeiro traduz-se na utilização da tecnologia e da planta produtiva instalada com o máximo de rendimento e mínimo custo; o segundo consiste na capacidade de eliminação de rendas monopolísticas e/ou outros ganhos temporários de agentes econômicos individuais através da concorrência.

A eficiência sob a forma alocativa, o mais importante do ponto de vista da Teoria da Regulação nos diz que um resultado econômico é mais eficiente do que outro

se ele é superior, sob a ótica de Pareto<sup>5</sup>. No entanto isto ocorre somente em mercados de concorrência perfeita onde é possível alcançar o ótimo de Pareto (preço igual ao custo marginal). Nas situações econômicas reais do mundo atual, no entanto, uma aproximação do equilíbrio paretiano é buscada através das ações dos órgãos reguladores.

Segundo Salgado e Mota (2005), a melhor regulação é aquela que imita a concorrência nos estímulos que fornece ao produtor para a busca da eficiência e nos resultados ao consumidor em termos de disponibilidade de oferta, com qualidade adequada e preços módicos.

Outro importante conceito a ser lembrado é o de falhas de mercado. Na presença de falhas, o mercado não fornece sinais que sejam suficientes para levar ao equilíbrio entre oferta e demanda dos bens e serviços. O grande desafio da regulação na presença de falhas é encontrar um ponto que de um lado permita lucratividade adequada aos produtores e de outro garanta o bem-estar dos consumidores através da disponibilidade de bens e serviços de qualidade a preços razoáveis. Nos setores de infraestrutura algumas destas falhas são particularmente importantes, cabendo ressaltá-las neste trabalho: a informação assimétrica, o conceito de ativos específicos e o de monopólio natural.

A existência de informação assimétrica remete ao fato de que nem todos os agentes econômicos têm acesso às mesmas informações com o mesmo grau de precisão. A teoria da agência<sup>6</sup> trata exatamente desta falha, o que pode trazer como consequência um comportamento oportunista intencional por parte de alguns agentes econômicos. A assimetria de informação em alguns casos pode facilitar a existência do problema da captura<sup>7</sup>, que é a tendência de alguns órgãos reguladores de serem dominados pelos interesses das empresas que por eles deveriam ser reguladas. Segundo Arrow (1985),

---

<sup>5</sup> Uma alocação é ótima (eficiente) no sentido de Pareto (1971) ao usar as possibilidades tecnológicas e os recursos iniciais de uma sociedade de forma que não haja qualquer modo alternativo para organizar a produção e a distribuição de bens que façam algum consumidor estar melhor sem fazer com que outro fique pior.

<sup>6</sup> Os administradores recebem plenos poderes dos proprietários da empresa para tomar decisões. No entanto os gestores podem ter objetivos pessoais que competem com a maximização da riqueza do acionista, e tais conflitos potenciais de interesses são tratados pela teoria de agência. Uma relação de agência surge quando um ou mais indivíduos, chamados principais (1) contratam outro indivíduo ou organização, chamado agente, para realizar algum tipo de serviço e (2) estes então delegam autoridade de tomada de decisões para aquele agente.

<sup>7</sup> A expressão foi cunhada para retratar do problema do vínculo de dependência que se forma entre regulador e regulado uma vez que entre eles existe a questão da assimetria de informação. O regulado dispõe de informação (sobre custos, condições de operação, etc), que o regulador só obtém de segunda mão através do próprio regulado.

“O elemento comum é a presença de dois indivíduos. Um (o agente) precisa escolher uma ação de um número de alternativas possíveis. A ação afeta a riqueza de ambos, o agente e outra pessoa, o principal. O principal, no mínimo no mais simples caso, tem uma função adicional de descrever as regras de pagamento; isto é, antes que o agente escolha a ação, o principal determina a regra que especifica a taxa a ser paga ao agente como uma função da observação dos resultados da ação pelo principal. O problema adquire interesse somente quando existe incerteza em algum ponto, e em particular, quando a informação disponível para os dois participantes é desigual. (Arrow, 1985: pg. 37),”

O conceito de ativos específicos está ligado ao fato de que nos setores de infraestrutura existem elevados custos irrecuperáveis pela grande indivisibilidade do capital investido. Os ativos servem unicamente às atividades que estão relacionadas, não existindo um mercado secundário<sup>8</sup>.

Os casos de monopólios ou oligopólios naturais são caracterizados pela existência de economias de escala significativas, o que justifica, em prol da eficiência produtiva, a existência de um pequeno número de plantas, no limite apenas uma, com custos mínimos de longo prazo. A fragmentação da estrutura de oferta destes produtos e serviços é inviabilizada pelo tamanho desta escala mínima eficiente. Nos casos de monopólios naturais a regulação é aceita e indicada, como forma de evitar a prática de preços monopolísticos.

Segundo Possas, Pondé e Fagundes (1995),

“abre-se mão, em nome da eficiência econômica – no caso, expressa em custos e preços mais baixos -, de uma estrutura de mercado mais competitiva, capaz de maior grau de concorrência” (Possas, Pondé e Fagundes, 1995: pg. 12).

Por fim, cabe ressaltar um último conceito, introduzido a partir do trabalho de Coase de 1937 “*The Nature of the Firm*” e que deu origem à chamada Nova Economia Institucional. Neste trabalho houve a introdução explícita dos custos de transação na análise econômica: quanto menores os custos de troca (de transação), maior a

---

<sup>8</sup> Os investimentos que não podem ser realocados em outras atividades são conhecidos como *Sunk-Costs*

especialização e produtividade do sistema, do qual depende o bem estar de uma sociedade, na medida em que depende do fluxo de bens e serviços que nela circula. No entanto, os custos de transação dependem das instituições de um país, seja seu sistema legal, político, social, educacional ou cultural.

1) Controle de Entrada e Saída.- A criação de barreiras à entrada e à saída de agentes do mercados, por meio do mecanismo de concessão, é fundamental, em determinadas circunstâncias, para se garantir a eficiência, de modo que uma firma monopolista possa explorar as economias de escala e produzir ao menor custo possível. Os contratos de concessão devem também disciplinar a saída, de modo a se evitar prejuízo à continuidade de prestação do serviço.

2) Definição Tarifária ou Preço Teto - Este mecanismo tem por objetivo estabelecer estímulos à eficiência produtiva, dado que confere ao regulador o poder de definir um teto para os preços médios ou de cada produto ou serviço oferecido, corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços aos consumidores, subtraído de um percentual equivalente ao fator de produtividade (um fator  $x$ ). A regra de preço-teto reduz os custos de regulação, ao conferir maior flexibilidade para a empresa administrar seus preços abaixo do teto. Configura também um mecanismo de incentivo, ao estimular ganhos de produtividade – se houver evolução de custos inferior à variação do índice de preços e superior ao índice de produtividade contratado, ela é absorvida na forma de lucros pela empresas – e sua transferência para os consumidores (através do fator  $x$ ).

3) Método de Comparação de Desempenho – Este método consiste em uma forma de reproduzir artificialmente um ambiente competitivo, quando, por razões de organização industrial, não há como escapar de uma estrutura de produção na forma de um monopólio natural. Para tanto, é criada uma empresa de referência (pode ser fictícia ou real) que tem uma estrutura de custos compatíveis ao nível de eficiência e qualidade do serviço que será exigido para as demais firmas e um nível de receita igual ao mercado real de cada firma multiplicado por uma tarifa que garanta uma rentabilidade previamente determinada pelo agente regulador. Neste método, as empresas são incentivadas a melhorar a eficiência tendo em vista que se a firma possui custos inferiores aos determinados na empresa de referência (mantido o padrão mínimo de qualidade dos serviços) ela terá direito de se apropriar deste lucro extraordinário. A

regulação de desempenho ou comparação é útil em casos de monopólio natural regional, como no setor de energia ou saneamento, onde é possível estabelecer uma companhia como referencial para as demais. Por esse mecanismo, o regulador dispõe de padrão de avaliação de desempenho das firmas, podendo-se comparar monopólios regionais em condições semelhantes. A comparação serve de parâmetro para as decisões sobre tarifas ou renovação de concessões. Assim, a remuneração de uma firma é definida comparando o seu desempenho com o de outras, tornando-a sensível aos custos e aos preços das demais, como se a concorrência estivesse em operação.

4) Desverticalização - É comum que serviços públicos de infra-estrutura sejam organizados como indústrias verticalmente integradas. Contudo, nos diversos níveis da cadeia produtiva, é possível identificar-se indústrias que podem funcionar de forma competitiva e segmentos que representam monopólios naturais. A boa regulação implica a distinção entre mercados que podem estar sujeitos à competição e aqueles que são de fato monopólios naturais. Isso acontece, por exemplo, nos mercados de energia elétrica, onde é possível a separação de mercados potencialmente competitivos, (geração e comercialização) e mercados em situação de monopólio natural, ou seja, distribuição e transmissão.

### **I.3.2 – As Contribuições da Nova Economia Institucional**

A Nova Economia Institucional (NEI) se caracteriza exatamente por estudar os impactos das imperfeições de mercado sobre o desenvolvimento econômico e principalmente por destacar a importância de instituições ou “regras” que reduzam as barreiras de forma a fomentar a entrada de novos *players* no mercado e conseqüentemente novos investimentos e desenvolvimento.

Para Douglas North (um dos principais teóricos da NEI), diferentemente da opinião clássica, as decisões dos indivíduos são subjetivas ou de racionalidade limitada, tendo em vista as condições de incerteza. Estas incertezas se devem a informação incompleta, com respeito a conduta de outros indivíduos no processo, e a limitações computacionais no sentido de como processar, organizar e utilizar as informações existentes.

Como única forma de reduzir estas incertezas, considerando que para North (1993) as incertezas advêm de limitações formais (falta de informação ou capacidade de processamento da informação) e limitações informais, advindas da evolução da sociedade “*path dependence*”, que se materializam nos custos de transação das empresas para entrar em novos mercados, a NEI indica a necessidade da constituição de um marco institucional. Isto quer dizer que as instituições, entendidas como normas e procedimentos de conduta humana, são responsáveis por diminuir as incertezas tornando o ambiente social mais favorável para que os indivíduos sejam estimulados a tomarem decisões econômicas e políticas. Importante ressaltar que para North (1993) os custos de transação são os

“custos dos recursos necessários para medir os atributos tanto legais como físicos, do que está se negociando. Os custos de observar e fazer cumprir o acordo e o risco da incerteza que reflete o grau da imperfeição na medição e cumprimento obrigatório dos termos da negociação” (North 1993: pg. 86).

Para North, o Estado tem papel fundamental no estabelecimento das regras formais, porque, sem elas, a evolução da sociedade pode não assegurar os direitos de propriedade e as regras de produção numa ordem capitalista tradicional. Isto ocorre porque, nas transações cotidianas entre os agentes de mercado existem riscos, por uma série de fatores, o que pode ocasionar custos de transação elevados. Assim é necessário que as regras do jogo estejam bem definidas e que seu cumprimento seja efetivamente realizado. Para North (1990), o principal papel das instituições na sociedade é reduzir as incertezas por meio do estabelecimento de uma estrutura de interação humana mais estável, apesar de as próprias instituições vivenciarem um processo contínuo de mudanças.

O cumprimento das regras, portanto, exige um terceiro agente que possa estabelecer os interesses dos contratantes. Desta forma, North coloca que o cumprimento obrigatório por uma terceira parte significa o desenvolvimento do Estado como uma força coercitiva capaz de monitorar direitos de propriedade e fazer cumprir contratos. As mudanças nas regras formais só ocorrem caso o interesse de certos indivíduos ou agentes com maior grau de capacidade de negociação, prevaleça no sentido de melhorar seus respectivos ganhos ou posição (isto implica na criação de agências isentas).



Já as limitações informais são mais complexas e suas mudanças se definem historicamente com o avanço e desenvolvimento da sociedade. Aqui é importante para os novos institucionalistas o conceito de “*path dependence*”. Segundo North (1993):

“as instituições eficientes (sejam elas positivas ou negativas para o sistema de mercado), ao longo do tempo, adquirem estabilidade, o que as faz conservar sua estrutura normativa, tornando qualquer caminho ou rota de mudança dependente desta estrutura pré-estabelecida. Em cada passo da rota foram feitas escolhas – políticas e econômicas – que significaram alternativas que podem reforçar ou não seu curso” (North, 1993: pg.121).

O desenho do arcabouço regulador deve incluir mecanismos que reduzam a possibilidade de discricionariedade do órgão regulatório, reduzindo a vulnerabilidade das empresas reguladas à expropriação administrativa, e, portanto, aumentando o interesse de investimento por parte dos investidores privados. De fato, para que os investidores privados invistam, é necessário que eles se sintam confiantes que o regime regulatório não será alterado arbitrariamente no futuro, bem como mecanismos confiáveis para resolução de conflitos. Segundo Williamson (1996) a credibilidade é vital para suportar investimentos em ativos específicos, sendo o regime regulador e o contexto político, os determinantes desta credibilidade (ou sua falta).

#### ***1. 4. O Mercado de Energia Elétrica Brasileiro***

O mercado de energia elétrica brasileiro tal como é hoje, tem sua origem na mudança conceitual do papel do Estado na economia. Esta mudança foi sentida no Brasil, a partir de 1995, quando a indústria de energia elétrica brasileira passou por uma reforma institucional buscando um aumento da competição no setor, melhorias da qualidade e da confiabilidade dos serviços e um maior incentivo a entrada de capitais privados para viabilizar sua expansão. Este processo de reforma intensificou-se, afetando as tarifas, a estrutura do setor, as empresas e os mecanismos de regulação culminando nas privatizações do final da década de 90<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> Neste período foram privatizadas 19 empresas de distribuição e 4 de geração de energia elétrica, num total de 23 empresas do setor.

Apesar de todo o esforço do governo para transformar o setor elétrico em um ambiente competitivo, este mercado devido à suas características estruturais ainda se distancia muito de todos os pressupostos que pudessem garantir um mínimo de competição ao setor. Assim, para melhor compreender a relação entre os agentes que compõem este mercado e definir as variáveis que podem incentivar seu desenvolvimento, faz-se necessário buscar conceitos modernos da Economia Industrial, como visto.

Com relação às barreiras à entrada citadas por Bain (1956) pode-se dizer que o setor elétrico brasileiro caracteriza-se pela presença da maioria delas:

- i) Vantagem absoluta de custo - Entende-se por vantagem absoluta de custos o caso onde o custo médio de longo prazo de uma empresa entrante é superior ao das empresas estabelecidas. Uma hidroelétrica (75% do parque gerador brasileiro é composto por hidroeletricidade) pode operar por mais de 40 anos. Neste caso, uma hidroelétrica que já esteja em operação a 20 anos provavelmente já terá amortizado seus investimentos tendo uma enorme vantagem absoluta de custos;
- ii) Preferência dos consumidores - Os consumidores cativos detêm uma forçada preferência absoluta. Esta preferência se dá pelo fato de que não podem optar por dois produtos em sua casa, devendo aceitar a energia que é oferecida pela distribuidora<sup>10</sup>;
- iii) Economia de escala - as economias de escala se caracterizam por elevado custo fixo e baixo custo variável. Toda a cadeia do setor elétrico, desde as grandes geradoras hidráulicas continuando com o setor de transmissão e distribuição, embora em uma escala um pouco menor, também constituem economias de escala;
- iv) Elevado requerimento de capital inicial – (Este item já está explicado no item anterior). Investimentos requerendo grandes somas de recursos significam um enorme esforço para mobilizar capitais iniciais;
- v) Barreiras à saída - Construir hidroelétricas, termoeleétricas ou linhas de transmissão são atividades que, caso não se mostrem lucrativas, não podem ser reaproveitadas para nenhum outro fim, apenas para o mercado de energia elétrica. Ou seja, a grande parte do capital

---

<sup>10</sup> Esse caso já não se verifica para os consumidores livres. Entretanto, estes últimos, embora estejam em rota ascendente, ainda são minoria no sistema elétrico brasileiro.

empregado no mercado de energia elétrica se caracteriza por custos irrecuperáveis, pois são ativos muito específicos.

Além de atender a praticamente todas as características em relação às barreiras à entrada, o mercado de energia elétrica ainda apresenta um outro fenômeno. Tratando-se de uma indústria de rede, vê-se que o mercado de energia elétrica possui:

- i) Compatibilidade técnica entre suas etapas. A compatibilidade técnica no setor pode ser justificada pelo conhecimento gerado dentro das firmas em relação à eletricidade, os quais geram uma economia de escopo para todas as etapas da indústria. O setor de transmissão e distribuição, em particular, apresentam uma enorme compatibilidade, se distinguindo apenas pela dimensão e pela carga;
- ii) Elevado grau de integração. As características singulares do sistema elétrico brasileiro (interdependência entre os rios, coordenação das bacias hidrográficas, e a integração entre os sistemas sub-regionais) através das atividades de geração, transmissão e distribuição permitem uma busca do ponto ótimo de operação;
- iii) Externalidades tecnológicas. A introdução de turbina a gás é fruto de um novo paradigma tecnológico para a área de geração, que traz mudanças no escopo de exploração em economias de escala, e abre oportunidades inovadoras a serem exploradas através da introdução de equipamentos maiores na geração de eletricidade;
- iv) Irreversibilidade dos investimentos feitos na rede. Esse item segue a mesma lógica das barreiras à saída (citadas anteriormente), qual seja, a dificuldade de transformar investimentos da indústria elétrica em outra atividade produtiva.

Tendo em vista as imperfeições descritas acima, inerentes ao setor elétrico brasileiro, pode-se dizer que este mercado, no que tange o segmento de Geração e Transmissão, é um oligopólio com grandes barreiras à entrada, enquanto, pelo lado da Distribuição é um monopólio natural dado que mais de 70% do mercado não tem a opção de escolher o fornecedor. Ademais, este mercado possui duas características bem definidas: a) Dificuldade de atrair novos investimentos; b) impotência do consumidor na determinação do preço da energia frente ao fornecedor. A seguir serão abordadas as ferramentas criadas pelo Governo brasileiro para equilibrar este setor.

### **I.4.1 - O papel da Aneel no fomento da concorrência**

De acordo com Levy e Spiller (1993) dois são os principais objetivos da regulação: incentivar investimentos e suportar eficiência na produção e no uso. Levi e Spiller, em seu livro “*Regulations, institutions and commitment in telecommunications: a comparative analysis of five country studies*” discutem como as instituições políticas e sociais de um país interagem com o processo regulatório analisando o setor de telecomunicações de 5 países. Os autores defendem que a capacidade das instituições regulatórias de demonstrar comprometimento contra expropriações administrativas é fundamental para o desempenho dos setores de infra-estrutura operados pela iniciativa privada. Assim, argumenta-se que a credibilidade e a eficiência do arcabouço regulatório e, portanto, sua habilidade para estimular o investimento privado e favorecer a eficiência produtiva e alocativa dos serviços varia conforme as instituições políticas e sociais de um país.

O primeiro grande objetivo é alcançado através da existência de regras que são amplamente vistas como justas, que permitam lucro aos investidores e que inspirem confiança na estabilidade do ambiente de negócios. O segundo objetivo, por sua vez, é garantido através do estímulo à competição e preços de mercado ou exigindo tal precificação eficiente quando a competição per se é inadequada<sup>11</sup>.

Para impedir que as imperfeições no mercado de energia elétrica afetem o volume de investimentos e o bem estar da sociedade, o Governo brasileiro, em 2006 criou a agência reguladora do setor. Salgado (2005) ressalta que a necessidade de um marco regulatório não seria apenas para proteger o usuário do serviço de concessão. Regulação significa assegurar também a estabilidade das regras de operação de mercado para os concessionários desses direitos. Para atingir estes objetivos é necessária uma governança regulatória com autonomia, sem levar em consideração interesses políticos ou corporativos e garantidor tanto das obrigações quanto dos direitos das empresas reguladas. Conforme descrito no site da própria agência:

“Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, criada pela Lei

---

<sup>11</sup> Os órgãos reguladores devem conseguir calibrar muito bem o *trade-off* entre os interesses do consumidor e dos investidores privados. Segundo Possas, Ponde e Fagundes (1995) o objetivo central da regulação de atividades econômicas não é promover a concorrência como um fim em si mesmo, mas aumentar o nível de eficiência econômica dos mercados correspondentes”.

9.427 de 26 de Dezembro de 1996. Tem como atribuições: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços”.

A Aneel tem, portanto, o duplo papel de reduzir as incertezas inerentes ao setor elétrico para garantir a concorrência e fomentar investimento e impedir que o poder de monopólio dos agentes pressione os consumidores que não tem força para influenciar no preço da energia.

#### **I.4.2 - Regras para reduzir a concentração do mercado energético e aumentar a concorrência**

As primeiras regras sobre concentração do mercado de energia ocorreram para regulamentar às privatizações ocorridas em 1998. Mais precisamente, em 30 de março de 1998 a Aneel publicou a resolução N° 094, estabelecendo limites e condições para participação dos agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica.

Art. 1o Estabelecer as seguintes condições relativas à participação dos Agentes de Geração nos serviços e atividades de energia elétrica:

I – um Agente de Geração não poderá deter participação superior a 20% (vinte por cento) da capacidade instalada nacional;

II – um Agente de Geração que atue no sistema interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste não poderá deter participação superior a 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade instalada nesse sistema;

III - um Agente de Geração que atue no sistema interligado das regiões Norte e Nordeste não poderá deter participação superior a 35% (trinta e cinco por cento) da capacidade instalada nesse sistema;

Parágrafo único. Será admitida participação superior aos limites acima estabelecidos quando a mesma corresponder à capacidade instalada em uma única usina de geração de energia elétrica.

Art. 2º Estabelecer as seguintes condições relativas à participação dos Agentes de Distribuição nos serviços e atividades de energia elétrica:

I – um Agente de Distribuição não poderá deter participação superior a 20% (vinte por cento) do mercado de distribuição nacional;

II – um Agente de Distribuição que atue no sistema interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste não poderá deter participação superior a 25% (vinte e cinco por cento) do mercado de distribuição desse sistema;

III - um Agente de Distribuição que atue no sistema interligado das regiões Norte e Nordeste não poderá deter participação superior a 35% (trinta e cinco por cento) do mercado de distribuição desse sistema;

Art. 3º Um mesmo agente, atuando como Agente de Geração e como Agente de Distribuição, não poderá ter a soma aritmética de sua participação na capacidade instalada nacional com a sua participação no mercado de distribuição nacional superior a 30% (trinta por cento)<sup>12</sup>.

Para facilitar o entendimento das empresas ligadas ao setor elétrico sobre as disposições da resolução acima apresentada, a Aneel publicou a resolução nº 278, de 19 de julho de 2000 que detalha a metodologia de cálculo das participações, bem como os graus de vinculação entre as empresas que podem indiretamente atingir os níveis máximos de participação. No entanto, tendo em vista que a concentração de mercado e incentivo à concorrência é de responsabilidade do CADE, Conselho Administrativo de Defesa Econômica, a Aneel, na Resolução Normativa n. 252, de 6 de fevereiro de 2007 revogou todos os artigos ligados a esta limitação. De fato, conforme o processo nº 48500.00082/2006-65 (pg 22-23), que serviu como base para a Aneel publicar a Resolução 252,

“Já o CADE, como de resto a maioria das autoridades de concorrência em todo o mundo, tem evitado definir critérios gerais para aprovar ou reprovar atos de concentração, tratando cada operação individualmente de modo a poder apreciar as peculiaridades do caso, do mercado e das partes envolvidas e dos

---

<sup>12</sup> ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Nº 094, de 30 de março de 1998.

seus efeitos sobre a coletividade. Como ocorre com frequência, uma concentração mais alta num mercado relevante, envolvendo determinadas empresas, em determinado momento histórico ou econômico, pode ser considerada menos danosa do que uma concentração mais baixa em circunstâncias diversas”.

Isto significa que, apesar da importância do monitoramento da concentração de mercado para a defesa da concorrência, é fundamental que cada caso seja acompanhado de forma isolada (conforme o contexto histórico e econômico do momento) pelo CADE, diferentemente da definição de regras rígidas como havia sido feito pela Aneel no momento da privatização do setor.

Além do limite para a participação dos agentes, em 2000, a Aneel criou o limite para compra e venda de energia envolvendo empresas do mesmo grupo, o chamado "*self-dealing*", que estava previsto na lei desde 1995. O limite fixado foi de 30% do total da energia comprada pelas distribuidoras proveniente de empresas do mesmo grupo e durou até 2002, quando o "*self-dealing*" foi extinto. Atualmente as distribuidoras não podem mais comprar energia diretamente de comercializadoras ou geradoras.

Outra medida para reduzir a concentração de mercado entre os agentes de geração, foi dado pelas resoluções 393 e 395 de 1998 onde a Aneel garante, nos processos para concessão de autorizações para construção de pequenas centrais hidráulicas, ao solicitante que até aquele momento possuir menor capacidade instalada.

Além desses incentivos ligados à diminuição do poder de mercado dos agentes que já participam do mercado, a questão da definição dos preços de venda também é muito importante como forma de aumentar a certeza sobre as receitas futuras do investimento. Por esta razão a Aneel tem procurado ser transparente na definição dos preços, tanto para os geradores, quanto para os agentes de distribuição. Importante ressaltar a questão da definição do preço dado que este tem que ser alto o suficiente para garantir a expansão do sistema, mas tem que ser baixo o bastante para não afetar os consumidores que não tem poder de escolher o supridor de energia e, portanto, influenciar seu preço.

## **1.5. Conclusão**

Ao longo deste capítulo, foram apresentados alguns modelos teóricos de concorrência, mostrando que o setor de energia elétrica brasileiro se distancia muito dos pressupostos usados nos modelos que descrevem mercados competitivos. O setor analisado é composto por uma estrutura que indica uma fortíssima presença de barreiras à entrada e saída, economias de escala, elevado requerimento de capital inicial. Além disto, trata-se de uma indústria de rede, possuindo compatibilidade técnica entre suas etapas, elevado grau de integração, externalidades tecnológicas<sup>13</sup> e *sunk-costs*<sup>14</sup>, gerando um poder de mercado adicional.

Sendo assim, para garantir a manutenção dos investimentos e conseqüente suprimento de energia, foram utilizados alguns conceitos da Nova Economia Institucional, que estuda exatamente como os agentes de mercado se comportam em um ambiente onde não estão presentes os pressupostos da concorrência perfeita. Dentre as principais contribuições feitas pela NEI, pode ser destacada a teoria dos custos de transação, onde a informação imperfeita cria incertezas reduzindo a propensão dos agentes a investir.

A criação de instituições, na forma de regras ou entidades fortes e independentes é um dos pilares defendidos pelos economistas desta escola, haja vista a dificuldade de equilibrar mercados oligopolizados ou com características de monopólio natural.

Com relação à regulação do setor, Possas, Ponde e Fagundes (1995) ressaltam o fato de que, se por um lado o instrumental regulador deve manter-se rígido o suficiente para minimizar as incertezas quanto às regras que poderiam afetar os retornos dos investimentos privados, por outro ele deve ser flexível o suficiente para minimizar ineficiências das empresas reguladas em função de posturas acomodadas, tendo o cuidado de evitar uma definição prematura e quem sabe irreversível de estruturas de mercado e escolhas tecnológicas.

Por fim foi apresentada a forma com a qual o governo brasileiro vem tentando regulamentar o setor elétrico com a criação da Aneel e suas algumas leis que tem o objetivo de reduzir a concentração do mercado.

---

<sup>13</sup> Externalidades tecnológicas são aquelas que ocorrem em função da semelhança dos equipamentos e processos entre diferentes segmentos do mesmo setor. Os equipamentos necessários para transmissão de energia são utilizados também para a distribuição além de serem interdependentes. Ou seja, se uma empresa de distribuição faz investimentos para o desenvolvimento de processos e equipamentos mais eficientes, terá vantagem inclusive em outros seguimentos, facilitando a verticalização do setor.

<sup>14</sup> Sunk Costs são certos investimentos com baixa liquidez (devido a características técnicas) que acabam se tornando barreiras à mobilidade do capital.



Na seqüência será abordada a estrutura do modelo do setor elétrico com ênfase nos objetivos que acabam corroborando o quanto exposto acima, ou seja, incentivos para atrair investimento *vis-à-vis* a necessidade de defender o consumidor final que não tem como escolher seu fornecedor.

## **Capítulo II – Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**

### ***II.1 – Considerações iniciais***

Este capítulo tem como objetivo apresentar, de forma resumida, quais os principais agentes do setor elétrico brasileiro (geradores, distribuidores/comercializadores e consumidores) e como eles se relacionam com base no marco regulatório vigente.

Os geradores, como o próprio nome diz, são os agentes responsáveis pela geração de energia elétrica. Esta geração pode ocorrer das mais diversas formas, podendo ser Hidráulica, Térmica, Eólica etc. Os Transmissores de energia são os agentes responsáveis por transportar a energia dos pontos mais remotos de geração até a rede de distribuição em que o cliente final está conectado. Os agentes de Distribuição captam a energia oriunda dos agentes geradores, disponibilizando-a aos consumidores finais ligados a respectiva rede de distribuição. Os agentes de comercialização são aqueles que compram energia de geradores e vendem para outros geradores, outros comercializadores ou consumidores livres.

Os Consumidores, por sua vez, são os agentes que utilizam a energia gerada para os mais diferentes fins, residencial, comercial, industrial etc. Caso o fornecedor da energia seja um agente de distribuição, o consumidor é classificado como cativo, dado que ele não tem como optar por outro fornecedor. Por outro lado, o consumidor livre tem a opção de escolher se deseja comprar a energia de um comercializador ou gerador diretamente. Como o consumo cativo é a base do setor elétrico, para um consumidor se tornar livre é necessário atender uma série de requisitos, que serão explicados posteriormente.

### ***II.2 – Introdução ao Modelo do Setor Elétrico Brasileiro***

Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro<sup>15</sup>, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de

---

<sup>15</sup> Esta mudança fez-se necessária devido à crise de credibilidade do modelo anterior causada pela falta de energia culminada com o racionamento de julho de 2001 a fevereiro 2002. Neste período os consumidores residenciais localizados no Sistema Sudeste-Centro Oeste foram obrigados a reduzir em

15 de março de 2004; e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. com 3 objetivos principais:

- a) Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica (garantia de que não irá faltar energia);
- b) Promover a modicidade tarifária (garantia de que o preço da energia, pago pelo consumidor, reflita o menor custo possível);
- c) Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento (garantia de que todos os brasileiros terão acesso à energia elétrica).

Em termos institucionais, o novo modelo previu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética – EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e uma instituição com atividades relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

No ACR é comercializada a energia elétrica utilizada pelas companhias distribuidoras para atender a seus respectivos consumidores finais. Ressalvados alguns casos específicos, as distribuidoras não podem adquirir energia elétrica fora deste ambiente e a venda é realizada através de licitações promovidas pela ANEEL (que pode delegar essa função à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE). O vencedor da licitação firmará um único contrato de compra e venda com todas as companhias distribuidoras interligadas ao sistema elétrico. Esse contrato conterà termos e condições regulados pelo agente regulador do setor (Aneel)<sup>16</sup>.

As companhias distribuidoras devem, obrigatoriamente, adquirir a totalidade de suas necessidades de energia elétrica através de:

---

20% o respectivo consumo. O racionamento, além do desgaste político (o governo sabia dos riscos e não adotou medidas para minimizá-lo), ocasionou uma perda financeira para todos os agentes do setor elétrico obrigando o governo a criar linhas de socorro cujo custo acabou sendo pago pelos consumidores finais.

<sup>16</sup> A Aneel, Agência Nacional de Energia Elétrica é também conhecida como Poder Concedente.

(a) contratos regulados, firmados no ACR,  
(b) contratos de compra e venda de energia proveniente de geração distribuída, de fontes alternativas (energia adquirida na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - “Proinfa”) e de Itaipu Binacional.

Além disso, as companhias distribuidoras devem informar o Poder Concedente sobre a quantidade de energia necessária para atendimento de seu mercado futuro (próximos 5 anos) e estarão sujeitas a penalidades por eventuais desvios.

No ACL é comercializada a energia elétrica para atender aos consumidores livres, por intermédio de contratos bilaterais livremente negociados.

O consumidor livre pode adquirir energia elétrica de Comercializadoras, Geradoras (produtora independentes e concessionárias de serviço público<sup>17</sup>), e até mesmo de companhias distribuidoras dentro da sua área de concessão. A lei nova, contudo, impõe severas restrições no tocante (i) às condições de migração para ao mercado livre ou volta para o mercado cativo (ii) às obrigações e penalidades junto ao sistema elétrico.

A opção para consumo livre deve ser exercida com aviso prévio de até 36 meses, enquanto que a retratação deve ocorrer com aviso prévio de no mínimo 5 anos. A redução desses prazos pode ser negociada com a companhia distribuidora local. O prazo do aviso prévio da opção foi reduzido para apenas 180 dias, no caso excepcional de consumidores que pretendam utilizar, em suas unidades industriais, energia elétrica produzida por geração própria, em regime de auto-produção ou produção independente. O consumidor livre deverá informar sua necessidade de carga ao Poder Concedente e será responsável por contratar a totalidade dessa carga, ficando sujeito a penalidades por desvios. Além disso, o consumidor livre deverá participar da CCEE.

O fato das distribuidoras serem obrigadas a contratar a totalidade da energia necessária para o atendimento do seu mercado consumidor com 5 anos de antecedência (com possibilidade de ajustes pequenos nos 3 anos anteriores e 1 ano antes) e a obrigatoriedade dos consumidores livres declararem seu respectivo consumo futuro, garante o conhecimento prévio da demanda de energia. Este conhecimento com prazo suficiente para a expansão do parque gerador permite a gestão da oferta, enquanto a contratação via leilões garante a competição entre os agentes e, portanto, o menor preço de expansão da geração. Desta forma, o modelo garante o suprimento do mercado ao

---

<sup>17</sup> Concessionária de Serviço público são geradoras que têm concessão para exploração das instalações de geração por um período determinado sendo, no entanto, de propriedade do Estado.

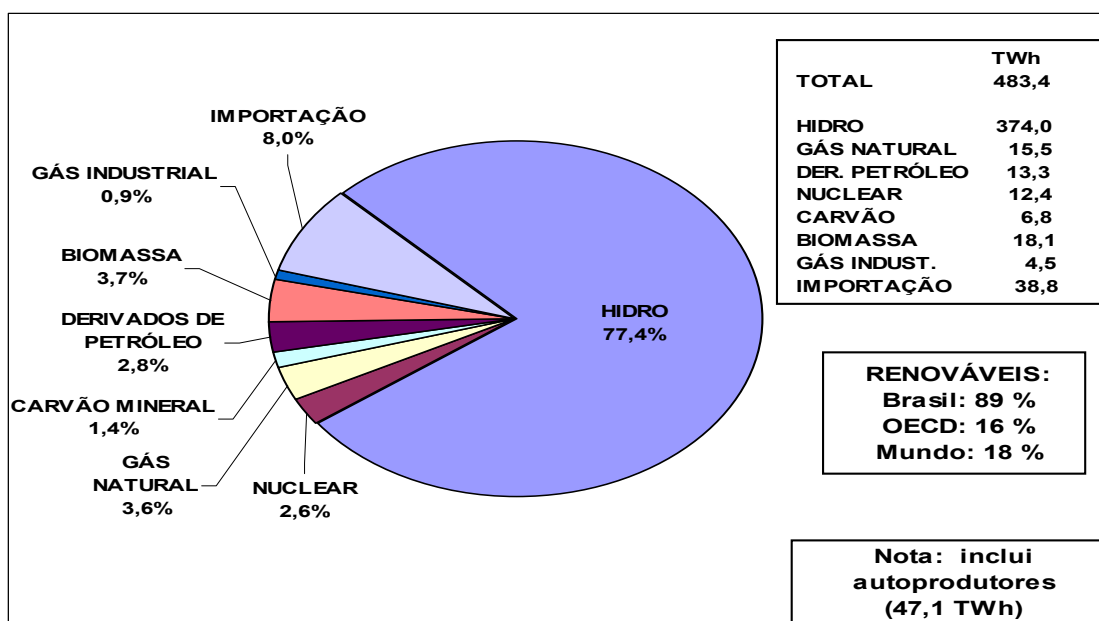
menor preço possível, atingindo assim, os dois primeiros objetivos definidos pelo governo.

## II.2.1 – Diversificação da Matriz Energética do Setor Elétrico

Para garantir o suprimento de energia, um dos principais objetivos do novo modelo do setor, é importante diversificar a matriz energética nacional tendo em vista que todos os energéticos isoladamente possuem algum tipo de risco de continuidade no curto prazo.

O setor elétrico brasileiro é basicamente hidráulico (cerca de 70%) como mostra o gráfico abaixo. Esta estrutura tem benefícios dado que a geração hidráulica é renovável e pouco poluidora, por outro lado é extremamente dependente das chuvas que nem sempre são certas. Mesmo com a construção de imensos reservatórios que possibilitam a estocagem da energia em forma de água, nosso sistema está exposto a períodos de seca.

Gráfico 1 – Matriz Energética Brasileira 2007



Fonte: Site Ministério de Minas e Energia

Assim, como forma de viabilizar a diversificação da matriz energética nacional, o governo vem promovendo leilões específicos para geração de fonte térmica a carvão, óleo diesel, biomassa, e futuramente eólica. Cada leilão respeita a especificidade de cada combustível criando mecanismos que possibilitem menor risco para o investidor e menor risco para o sistema.

Dentre os energéticos acima mencionados, o governo olha com principal interesse aqueles renováveis com ampla disponibilidade interna, ou seja, biomassa (bagaço de cana, cavaco de madeira, cama viária etc.), de fato, criou o PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e criado pela Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. Este programa estabeleceu a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1.100 MW de cada fonte. Tanto que, dentro dos planos da EPE espera-se um crescimento da participação destes insumos em mais de 10% dentro da matriz energética nacional, conforme mencionado por Mauricio Tomalsquim , presidente da EPE, em entrevista ao jornal Valor Econômico em 22/10/2008,

“Tolmasquim prevê que esse processo de diversificação e manutenção de fontes renováveis na matriz energética deverá se estender no longo prazo. "A expectativa é de que tenhamos, em 2030, uma matriz energética fundamentada em quatro importantes fontes: petróleo, gás natural, energia hidráulica e cana-de-açúcar", diz ele.” (Tomalsquim, Valor Econômico em 22/10/2008: pg.12).

## ***II.3 – Formação dos Preços no Setor Elétrico***

### **II.3.1 – Geradores de Energia**

Os geradores de energia elétrica podem vender energia tanto no ACR quanto no ACL. A venda no ACR é feita por licitação (leilão) que ocorre distintamente para contratação de energia proveniente de: (i) empreendimentos de geração existentes (a chamada “geração existente”); (ii) novos empreendimentos de geração (“geração nova”) e (iii) fontes alternativas.

A lei define como empreendimentos novos aqueles que, até o início do respectivo processo licitatório, não detenham concessão, permissão ou autorização, ou seja, parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação (aumento de capacidade).

As licitações de geração nova têm como objetivo suprir a expansão do mercado das companhias distribuidoras. Os contratos regulados tem duração de 15 a 35 anos, com entrega a partir de 3 ou 5 anos. Os riscos hidrológicos podem ser assumidos pelo gerador (no caso de “contratos de quantidade de energia”) ou pelas companhias distribuidoras, com repasse às tarifas dos consumidores finais (no caso dos “contratos de disponibilidade de energia”). Em caso de racionamento de energia, os contratos de quantidade de energia terão seus volumes ajustados na mesma proporção da redução do consumo verificado.

As licitações de geração existente têm o objetivo de atender o mercado presente das companhias distribuidoras. Os contratos têm duração de 3 a 15 anos, com entrega a partir do ano seguinte à licitação. A contratação é realizada na modalidade de “quantidade de energia”, na qual os riscos hidrológicos são assumidos pelos geradores.

As geradoras estatais podem vender sua energia elétrica diretamente aos consumidores finais, porém sob condições mais restritas que as impostas às geradoras privadas. As estatais podem comercializar energia por meio de leilões promovidos tanto pela própria geradora quanto pelo consumidor. Além disso, as estatais podem também (i) prorrogar os contratos com consumidores finais, que estiverem em vigor em 26 de agosto de 2002 para até 31 de dezembro de 2010, desde que os aditamentos segreguem os componentes de fio e energia, e (ii) realizar oferta pública para venda de energia elétrica para atender expansão de consumidores existentes ou consumidores novos, ambos com carga individual a partir de 50MW, pelo prazo de 10 anos (prorrogáveis por mais 10 anos).

### **II.3.2 – Distribuidoras de Energia**

O atual Modelo do Setor Elétrico tem como um de seus pilares a promoção da modicidade tarifária como instrumento de inclusão social, melhoria da qualidade de vida e, desenvolvimento econômico. A 'tarifa de energia elétrica' é o preço definido pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica que deve ser pago pelos consumidores finais de energia elétrica. As tarifas cobradas pelas distribuidoras são divididas em duas partes, denominadas “Parcela A” e “Parcela B”.

## **Parcela A**

A Parcela A é composta pelos custos não-gerenciáveis em que a empresa concessionária apenas cobra do consumidor final os valores necessários para ressarcir o valor gasto. Os componentes desta parcela podem ser agrupados em Compra de Energia, Encargos Setoriais e Encargos de Transmissão.

A Compra de Energia é a energia elétrica adquirida (i) das empresas geradoras através de leilões organizados pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE, (ii) de contratos de compra e venda de energia elétrica firmados diretamente com os geradores e (iii) da energia comprada compulsoriamente da Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Para atender os consumidores localizados na sua área de concessão, a distribuidora efetua compras de energia de empresas geradoras distintas, e sob diferentes condições, em função do crescimento do mercado e dependendo da região em que está localizada. Os dispêndios com compra de energia para revenda constituem o item de custo não-gerenciável de significativo peso relativo para as concessionárias distribuidoras.

Os Encargos Setoriais são valores pagos pelos consumidores na conta de energia elétrica e cobrados por determinação legal para financiar o desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro e as políticas energéticas do Governo Federal.

Os Encargos Setoriais são:

- Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)
- Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC)
- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)
- Rateio de custos do Proinfa
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Os Encargos de Transmissão são:

- Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica
- Uso das Instalações de Conexão
- Uso das Instalações de Distribuição
- Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu
- Operador Nacional do Sistema (ONS)

O Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão é a receita devida a todas as empresas de transmissão de energia elétrica que compõem a Rede Básica (sistema



interligado nacional composto pelas linhas de transmissão que transportam energia elétrica em tensão igual ou superior a 230 Kv) e que é paga por todas as empresas de geração e de distribuição, bem como pelos grandes consumidores (consumidores livres) que se utilizam diretamente da Rede Básica, mediante tarifa de uso dos sistemas de transmissão – TUST.

O Uso das Instalações de Conexão são valores devidos pelas empresas de distribuição de energia elétrica que utilizam linhas de transmissão que têm conexão com a Rede Básica.

O Uso das Instalações de Distribuição é o preço pago por aqueles que utilizem as redes elétricas de propriedade das empresas concessionárias de distribuição. Normalmente se trata de uma empresa geradora conectada diretamente à empresa distribuidora ou de um grande consumidor de energia como, por exemplo, empresas siderúrgicas (Arcelor), mineradoras (Companhia Vale do Rio Doce) ou petroquímicas (Petrobrás). O preço é determinado pela ANEEL mediante Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição - TUSD.

O Transporte de Energia Elétrica de Itaipu é o custo pago pelas empresas de distribuição de energia elétrica que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu, para ressarcir as despesas de Operação e Manutenção das redes de transmissão em corrente contínua utilizadas para levar a energia da usina para o mercado consumidor.

O encargo de transmissão denominado Operador Nacional do Sistema refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

### **Parcela B**

A Parcela B refere-se aos valores necessários à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente e foram convencionados como componentes da “Parcela B” da Receita Anual Requerida da Empresa.

A Parcela “B” também pode ser dividida em três grupos:

- Despesas de Operação e Manutenção
- Despesas de Capital
- Outras Despesas

As Despesas de Operação e Manutenção é a parcela da receita destinada à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas. Não são reconhecidos pela ANEEL, nas tarifas da empresa, aqueles custos que não estejam relacionados à prestação do serviço ou que não sejam pertinentes à sua área geográfica de concessão. A ANEEL determina que o preço cobrado do consumidor seja suficiente para garantir todo o funcionamento da empresa concessionária, ou seja, estipula uma receita suficiente para pagar desde o presidente da empresa até os técnicos encarregados da manutenção dos postes na rua, passando pela estrutura administrativa, contábil e judicial necessária para manter a empresa prestando um serviço adequado.

As Despesas de Capital envolvem basicamente a Cota de Depreciação e a Remuneração do Capital. A Cota de Depreciação é a parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil. A função desta Cota é garantir, por exemplo, que no fim da vida útil de um poste, medidor de energia elétrica ou transformador, a concessionária tenha receita para trocar o equipamento por um novo, mantendo a qualidade do serviço prestado.

Por sua vez, a Remuneração do Capital é a parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica, ou seja, a taxa de retorno calculada como uma alíquota sobre uma Base de Remuneração Regulatória. Na prática, a ANEEL calcula uma taxa de retorno (lucro) de aproximadamente 9,95% sobre os investimentos feitos pela empresa concessionária de distribuição e aceitos pela ANEEL como prudentes e necessários à prestação do serviço.

A “Parcela B” inclui ainda os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética, e as despesas com o PIS/COFINS e universalização. Os Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética são investimentos anuais obrigatórios de no mínimo 0,75% (setenta e cinco centésimos por cento) da receita operacional líquida da empresa em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) em programas

de eficiência energética, voltados para o uso final da energia em razão de obrigação de determinação pela Lei nº 9.991 de julho de 2000.

A função dos gastos com Pesquisa e Desenvolvimento é buscar aumentar a qualidade do serviço prestado pelas empresas de distribuição de energia elétrica garantindo maior confiabilidade nos sistemas elétricos, menos interrupções no fornecimento, menos furto de energia elétrica, etc. A universalização tem o objetivo de garantir que as distribuidoras tenham recursos para investir no aumento de suas redes de distribuição, mesmo em pontos onde tal expansão não é economicamente viável (ex. 100 Km de rede para atender poucos consumidores rurais).

## **II.4 – Conclusão**

Considerando então que a tarifa de energia é a soma das duas parcelas, temos que, pelo lado da Parcela A, com a instituição de leilões de energia que forcem os preços para baixo o modelo tende a repassar o aumento da competição entre os geradores para o consumidor final.

Pelo lado da Parcela B, com a utilização da empresa de referência para determinar a eficiência mínima de uma distribuidora para o cálculo da remuneração do capital, temos um repasse desta efficientização para o consumidor final. Com estas duas ferramentas o governo busca maximizar o segundo objetivo, ou seja, o atendimento da demanda por energia elétrica pelo menor preço possível.

## **Capítulo III – O processo produtivo em uma indústria do setor sucroalcooleiro e a cogeração de energia**

### ***III.1 – Considerações iniciais***

Este capítulo irá tratar (i) do processo produtivo em uma Usina Tradicional, (ii) o processo produtivo em uma usina eficiente, (iii) os investimentos necessários para um RETROFIT<sup>18</sup>, (iv) as fronteiras tecnológicas para geração de energia a partir do bagaço de cana, (v) os custos vinculados a esta geração (custos operacionais, custos de manutenção custos de conexão), (vi) e os preços desta energia tanto nos leilões quanto para a venda no mercado livre. Para facilitar a comparação entre os diferentes processos serão utilizados alguns coeficientes de geração (MW exportado/cana moída; MW para consumo próprio / MW para exportação).

### ***III.2 – O processo produtivo em uma Usina Tradicional***

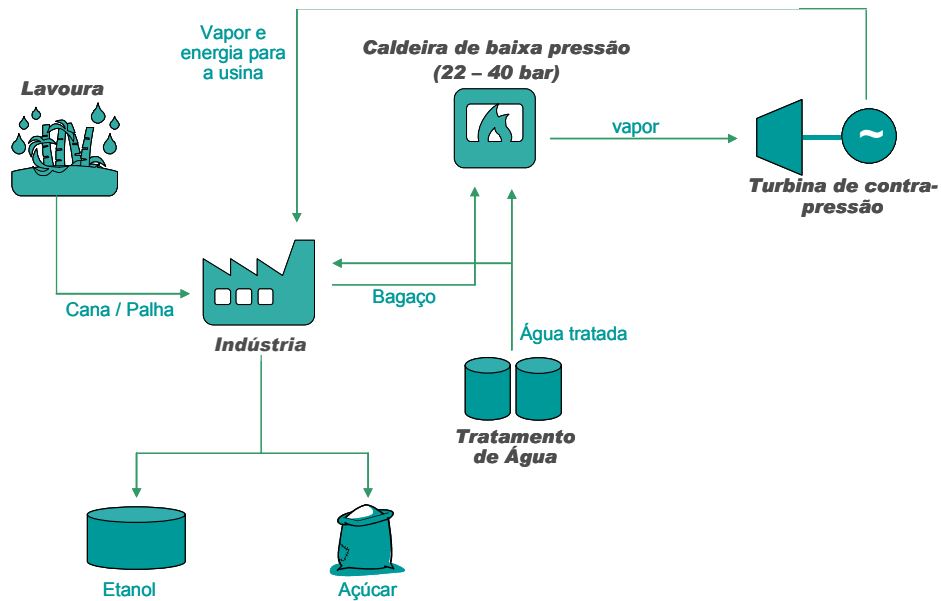
Antes de detalharmos o processo de geração de energia elétrica em uma Usina, faz-se necessário abordar o processo produtivo como um todo, de forma a entender todas as variáveis que concorrem à eficiência energética da planta produtiva.

A figura 1 serve para exemplificar o processo como um todo, mostrando a inter-relação existente entre a planta industrial de processamento da cana e a planta energética.

---

<sup>18</sup> Retrofit é quando a usina faz certas adaptações no processo produtivo de forma a se tornar mais eficiente, principalmente troca de equipamentos.

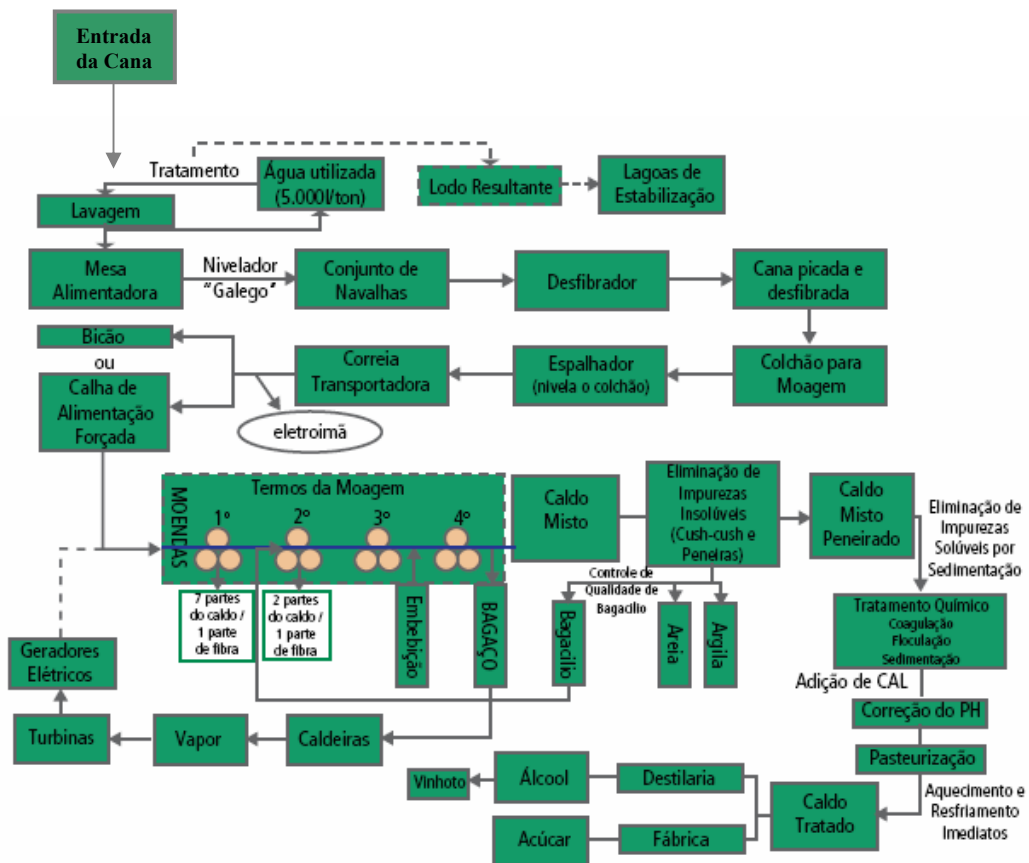
Figura 1 – Processo Produtivo em Usina Tradicional (foco na co-geração)



Fonte: Elaboração própria – Pesquisa de Campo

A figura 2 abaixo detalha o processo industrial para a produção de açúcar e álcool:

Figura 2 – Diagrama do processo produtivo completo em Usina de açúcar e álcool



Fonte: Relatório EPE (Empresa de Pesquisa Energética) – Plano Nacional de Energia 2030, pag 222

O processo produtivo em uma Usina de Cana de Açúcar começa no corte das plantas feito na lavoura. Este corte pode ser manual<sup>19</sup>, com um rendimento médio de 5 a 6 toneladas/homem/dia, ou mecânico, através de colheitadeiras para cana inteira, com rendimento operacional médio em condições normais de 20 t/hora, e colheitadeiras para cana picada (automotrizes), com rendimento de 15 a 20 t/hora.

Após o corte, a cana-de-açúcar deve ser transportada o mais rápido possível ao setor industrial, por meio de caminhão ou carreta tracionada por trator. Cada carga transportada pesa aproximadamente 16 toneladas. A velocidade entre o corte, transporte e moagem é muito importante, pois a cana é uma matéria prima sujeita a contaminações e conseqüentemente de fácil deterioração.

Antes da moagem, a cana é lavada nas mesas alimentadoras para retirar a terra proveniente da lavoura. Após a lavagem, a cana passa por picadores que trituram os colmos, preparando-a para a moagem. Neste processo as células da cana são abertas sem perda do caldo. Após o preparo, a cana desfibrada é enviada à moenda para ser moída e extrair o caldo. Na moenda, a cana desfibrada é inserida entre rolos submetidos a uma pressão de aproximadamente 250 kg/cm<sup>2</sup>, expulsando o caldo do interior das células. Este processo é repetido por até seis vezes continuamente. Adiciona-se água numa proporção de 30%. A isto se chama embebição composta, cuja função é embeber o interior das células da cana diluindo o açúcar ali existente e com isso aumentar a eficiência da extração, consegue-se assim extrair cerca de 96% do açúcar contido na cana. O caldo extraído vai para o processo de tratamento e o bagaço para as caldeiras.<sup>20</sup>

O bagaço que sai da moenda com muito pouco açúcar e com umidade de 50%, é transportado para as caldeiras, onde é queimado para gerar vapor, que, por meio de tubulações específicas entra em turbo-geradores de contra-pressão que geram energia. Neste processo, das turbinas de contra-pressão sai vapor (com pressão inferior a de entrada) e energia que alimentam o processo produtivo da indústria.

---

<sup>19</sup> Para que seja feito o corte manual, é necessário que o canavial seja “limpo” ou queimado. Este tipo de prática vem sendo extinta tendo em vista os graves impactos ambientais gerados pela produção de CO<sub>2</sub>, de fato, em São Paulo (responsável por cerca de 60% da produção nacional de cana) a lei (número 10.547, de 2001) prevê a extinção das queimadas nos canaviais gradativamente, num prazo de 20 anos para áreas mecanizáveis, ou seja, com declividade de até 12%, e de 30 anos para áreas não-mecanizáveis, com declividade superior a 12%.

<sup>20</sup> A explicação do processo produtivo foi feita pelo proprietário de uma Usina em Pirassununga, e outra de Ribeirão Preto, inclusive com visita presencial em cada etapa do processo.

Na indústria a força mecânica do vapor é utilizada principalmente para movimentar as moendas, enquanto a térmica é utilizada para evaporar a água tanto para a produção de açúcar quanto álcool. Por outro lado, a energia elétrica é utilizada para movimentar esteiras de transporte de cana (alimentação da moenda), esteiras de transporte de bagaço (para alimentar a caldeira), iluminação e ventilação.

Para a produção do açúcar, o caldo extraído na moenda, chamado de caldo misto, passa por um processo de clarificação para retirada de sólidos em suspensão. O caldo é sulfitado e caleado. Este processo é chamado de dosagem. A adição de enxofre e cal facilita a floculação das substâncias coloidais.

Após a dosagem, o caldo é aquecido a 107°C em aquecedores verticais e enviado aos clarificadores que retêm o caldo por aproximadamente 3 horas em regime contínuo. Neste tempo de retenção, ocorrem reações de floculação e precipitação do material em suspensão que são retirados na forma de lodo. O caldo clarificado e limpo segue o processo para evaporação e o lodo irá para filtragem a vácuo onde é recuperada a sacarose ainda existente.

Esta filtragem é feita nos filtros rotativos a vácuo que succionam o material líquido, chamado de caldo filtrado, que sofre novo tratamento de clarificação. O material sólido retido nas telas dos filtros é denominado torta de filtro. Esta torta é enviada à lavoura, sendo utilizada como adubo.

Tanto o caldo obtido na primeira etapa, quanto na filtragem do lodo, seguem para a evaporação. O caldo clarificado obtido da decantação do caldo é enviado para a evaporação. O caldo clarificado com aproximadamente 15°Brix<sup>21</sup> entra em um conjunto de evaporadores de múltiplo efeito para a retirada de maior parte da água, concentrando até cerca de 65°Brix, tomando consistência de um xarope. Este xarope é bombeado aos tachos de cozimento para a cristalização do açúcar.

Estes tachos de cozimento são equipamentos que continuam a evaporação do xarope, tornando o meio supersaturado dando as condições necessárias à cristalização da sacarose. O produto obtido neste cozimento é a massa que é uma mistura de cristais de açúcar.

A massa é um produto que contém cristais de açúcar envolvidos numa película de mel<sup>22</sup>. Este produto passa por uma centrífuga onde ocorre a separação do mel e do açúcar propriamente dito, que é enviado ao secador de açúcar. O mel é mais uma vez

---

<sup>21</sup> Porcentagem em massa de sólidos solúveis

<sup>22</sup> O mel é uma parte do caldo da cana, ainda em estado líquido, que envolve o cristal do açúcar.

cozido e centrifugado. Deste segundo processo obtemos mais açúcar e melaço que é enviado para a produção de álcool.

O açúcar extraído das centrífugas é ainda secado para a retirada da umidade contida nos cristais. Na saída do secador, o açúcar é enviado por esteiras sanitárias até a moega de açúcar (reservatório próprio para açúcar), de onde é feito o ensacamento. O açúcar é ensacado em sacos de 50 kg ou em contêineres ("*big-bag*") de 1000 kg.

Para a produção de álcool, parte do caldo é desviada para ser aquecido a 105°C sem adição de produtos químicos, e após isto, é decantado. Após a decantação, o caldo clarificado vai para a pré-evaporação e o lodo para um novo tratamento, semelhante aquele feito ao lodo do açúcar.

Na pré-evaporação o caldo é aquecido a 115°C, evaporando a água sendo concentrado a 20°Brix. Este aquecimento favorece a fermentação por fazer uma "esterilização" das bactérias e leveduras selvagens que concorrem com a levedura do processo de fermentação. O resultado da pré-evaporação é o mosto.

O mosto é composto de caldo clarificado, melaço (oriundo da produção de açúcar) e água. O caldo quente que vem do pré- evaporador sendo resfriado a 30°C em trocadores de calor tipo placas, e enviado às dornas de fermentação.

A fermentação é contínua e agitada, consistindo de 4 estágios em série, composto de três dornas no primeiro estágio, duas dornas no segundo, uma dorna no terceiro e uma dorna no quarto estágio. Com exceção do primeiro, os outros estágios possuem agitadores mecânicos. As dornas normalmente são fechadas com recuperação de álcool do gás carbônico.

É na fermentação que ocorre a transformação dos açúcares em etanol, ou seja, do açúcar em álcool. Para tanto, utiliza-se uma levedura especial para fermentação alcoólica, a *Saccharomyces uvarum*. No processo de transformação dos açúcares em etanol há desprendimento de gás carbônico e calor, portanto, é necessário que as dornas sejam fechadas para recuperar o álcool arrastado pelo gás carbônico e o uso de trocadores de calor para manter a temperatura nas condições ideais para as leveduras. A fermentação é regulada para 28 a 30°C. O mosto fermentado é chamado de vinho. Esse vinho contém cerca de 9,5% de álcool. O tempo de fermentação é de 6 a 8 horas.

Após a fermentação a levedura é recuperada do processo por centrifugação, em separadores que separam o fermento do vinho. O vinho "limpo" vai para os aparelhos de destilação onde o álcool é separado, concentrado e purificado. O fermento, com uma concentração de aproximadamente 60%, é enviado às cubas de tratamento.



A levedura após passar pelo processo de fermentação se "desgasta", por ficar exposta a teores alcoólicos elevados. Após a separação do fermento do vinho, o fermento a 60% é diluído a 25% com adição de água. Regula-se o pH em torno de 2,8 a 3,0 adicionando-se ácido sulfúrico que também tem efeito desfloculante e bacteriostático. O tratamento é contínuo e tem um tempo de retenção de aproximadamente uma hora. O fermento tratado volta ao primeiro estágio para começar um novo ciclo fermentativo; eventualmente é usado bactericida para controle da população contaminante.

O vinho com 9,5% em álcool é enviado aos aparelhos de destilação. Da destilação temos como resultado o álcool e a vinhaça. O álcool resultante pode ser anidro (álcool com no mínimo 99% de pureza e até 1% de água) que é vendido às distribuidoras para a mistura na gasolina, ou hidratado (álcool com cerca de 95% de pureza e até 4% de água), que é utilizado diretamente como combustível.

A vinhaça, rica em água, matéria orgânica, nitrogênio, potássio e fósforo, é utilizada na lavoura para irrigação da cana, na chamada fertirrigação. Dando início ao processo novamente.

### **III.3 - Geração de Energia**

Como pode ser notado, pela explicação do processo industrial, a geração termelétrica para o atendimento energético dos processos produtivos que dispõem de biomassa combustível são tradicionalmente realizados por sistemas com ciclos de co-geração a vapor em contrapressão, cujos usos finais da energia são mecânico e térmico. Nestes sistemas, a biomassa é queimada diretamente em caldeiras, por isso chamadas caldeiras de queima direta, e a energia térmica resultante é utilizada na produção do vapor. Este vapor pode acionar turbinas de trabalho mecânico do processo e turbinas para geração de energia elétrica e, ao sair das turbinas, após a realização do trabalho, é encaminhado para atender as necessidades térmicas do processo produtivo.<sup>23</sup>

Em Usinas tradicionais, os equipamentos ligados à geração de energia (caldeira e conjunto turbo-gerador) são dimensionados para o atendimento das necessidades do processo industrial, sendo, portanto pouco eficientes. A tabela 1 mostra a produção de cana e o consumo energético em uma Usina tradicional.

---

<sup>23</sup> Fonte: Plano Nacional de Energia 2030, pág 112

A tabela 1 mostra também os coeficientes: a) quilos de vapor / quilos de bagaço<sup>24</sup>; b) toneladas de vapor/MWh; c) MWh exportado/MWh total. O primeiro coeficiente mede a eficiência da caldeira, de fato, quanto mais vapor por tonelada de bagaço melhor a caldeira. O segundo mede a eficiência do conjunto turbo-gerador, quanto maior o volume de energia gera por quilo de vapor, maior o aproveitamento do combustível. O terceiro mede a eficiência do processo, tendo em vista que quanto maior o volume de energia disponível para a venda, melhor esta o processo.

Esta ineficiência não era sentida pelos empresários do setor sucroalcooleiro dado que, para a maioria deles, a venda de energia elétrica para as distribuidoras não era cogitada. Com base nas pesquisas realizadas, a maioria dos Usineiros disse que fazer investimentos elevados, em caldeiras de alta pressão e conjuntos de turbo - gerador mais eficientes, seria muito caro para entrar em um mercado desconhecido comandado por grandes usinas hidráulicas com custos de produção muito menores. A maioria dos usineiros tradicionais tem receio do preço volátil da energia no curto prazo (Gráfico 2 - evolução do PLD de 2006 a 2008) e a concorrência com fontes mais baratas. A variação média mensal é de cerca 52% enquanto em períodos de stress hidrológico (redução do volume de chuvas em relação à média histórica) como em janeiro de 2008 chega a 145%.

---

<sup>24</sup> O coeficiente “a” mostra a eficiência da caldeira, ou seja, quanto maior a capacidade de gerar vapor por unidade de bagaço mais eficiente é a caldeira. O Coeficiente “b” mostra a eficiência da turbina, ou seja, quanto maior a quantidade de energia gerada por quilo de vapor mais eficiente é a turbina. O Coeficiente “c” mostra a eficiência da planta como um todo, ou seja, quanto maior a participação da energia exportável, menor será o consumo referente ao processo produtivo da usina.

Tabela 1 – Balanço de Massa e Energia de uma Usina Tradicional que produz energia somente para

<b>Moagem</b>		
Moagem de cana ano (TC/safra)		<b>2.000.000</b>
<b>Balanço de Bagaço</b>		
<b>Bagaço % cana</b>		<b>26,24</b>
Tonelada Bagaço / Safra		524.781
Tonelada Bagaço / Hora		118,08
Estoque de segurança (Tbagaço/hora)	8%	9,4
<b>Quantidade de Bagaço p/ Produção (Tbagaço/hora)</b>		<b>108,6</b>
<b>Vapor + Energia Elétrica</b>		
Relação kg vapor / kg bagaço (22 kgf/cm <sup>2</sup> )		<b>1,80</b>
<b>Produção máxima vapor (TV/hora - 22 kgf/cm<sup>2</sup>)</b>		<b>195,53</b>
Relação consumo vapor no processo ( kgvapor / ton. cana )		435
Consumo vapor no processo ( ton. vapor / hora)		196
Consumo vapor na moenda ( ton. vapor / hora)		80
<b>Vapor disponível na turbina CP ( ton. vapor / hora)</b>		<b>116</b>
Potência Nominal da Turbina de CP (MW)		25
Potência de Trabalho da Turbina de CP (MW)		18,79
Carregamento da turbina CP - %		75
Consumo vapor turbina contra pressão ( Kgvapor/ KWh )		<b>6,15</b>
<b>Produção de Energia Elétrica Contra Pressão (MW)</b>		<b>18,79</b>
Relação de consumo energia elétrica no processo (KWh/Tcana)		36,48
Consumo Energia Elétrica no processo (MW)		16,41
<b>Excedente para venda na contra pressão (MW)</b>		<b>2,37</b>
<b>Vapor disponível para condensação (Ton/h)</b>		<b>0,00</b>
<b>Total de Excedente para Venda (MW)</b>		<b>2,37</b>
<b>Relação energia Exportada sobre Energia Total</b>		<b>12,6%</b>

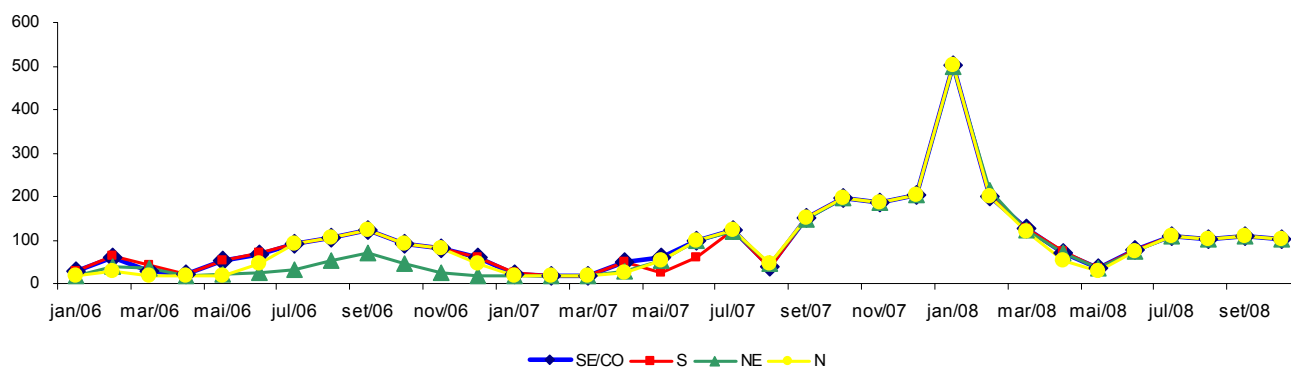
Coeficiente "a"

Coeficiente "b"

Coeficiente "c"

Fonte: Elaboração própria – os itens em azul foram fornecidos por uma Usina

Gráfico 2 – Evolução do preço de energia de Curto Prazo (R\$ / MWh)

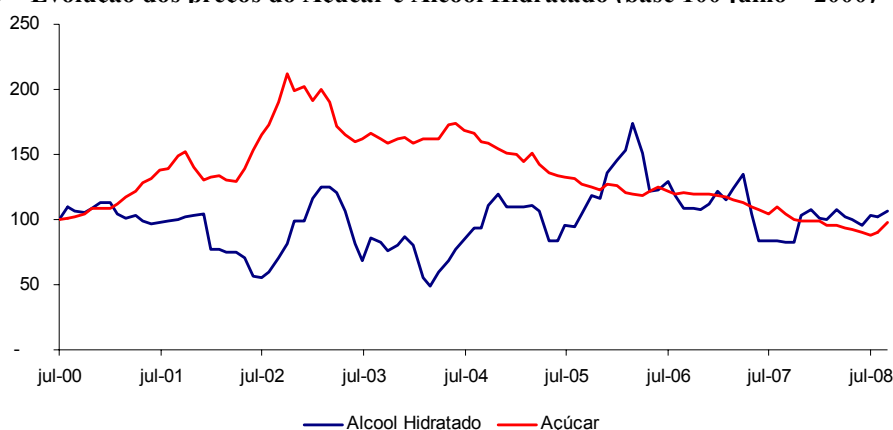


Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – Relatório Semanal

No entanto, com a variação do preço do álcool e açúcar dos últimos anos (gráfico 3), esta visão vem mudando, e cada vez mais o usineiro tem se debruçado sobre o mercado de energia como forma de garantir recebíveis estáveis para o longo prazo. O gráfico 3 mostra a evolução do preço do álcool hidratado e do açúcar. Esta evolução deriva do aumento da produção de cana verificado no período de 2004 – 2008 (da

ordem de 59% conforme dados fornecidos pela ÚNICA) com conseqüente aumento da oferta de álcool hidratado e açúcar. A evolução dos preços destas *commodities* reflete o aumento de oferta, *vis-à-vis*, a evolução das respectivas demandas. De fato, enquanto os preços do álcool não apresentam tendência definida (aumento da demanda devido ao aumento da frota de carros flex), o açúcar, cuja demanda cresce com o aumento da população (crescimento vegetativo) apresenta tendência declinante.

**Gráfico 3 – Evolução dos preços do Açúcar e Álcool Hidratado (base 100 julho – 2000)**



Fonte: ÚNICA e CEPEA/ESALQ – Tabela de preço de álcool hidratado e Açúcar – Elaboração própria

### **III.4 - Os investimentos necessários para tornar uma Usina energeticamente eficiente**<sup>25</sup>

Para alcançar os melhores desempenhos energéticos, os ciclos a vapor devem contar com caldeiras geradoras de vapor de alta pressão, entre 65 – 100 bar, constituídas por superaquecedores de vapor, desaeradores e economizadores para recuperação da energia contida nos gases de exaustão e elevação da temperatura da água de alimentação da caldeira e preaquecedores de ar.

Com a introdução de caldeiras de alta pressão, o volume de bagaço necessário para a geração do vapor consumido ao longo do processo de produção do açúcar e álcool diminui, dessa forma, o volume de vapor que passa pelo conjunto de turbogerador de contra pressão diminui. É importante dizer que este conjunto de geração não utiliza o vapor da forma mais eficiente possível porque como entra vapor de um lado e sai vapor com uma pressão menor do outro, a energia gerada dada pelo diferencial de pressão é menor do que se entrasse vapor e saísse água. Nesse caso teríamos a máxima

<sup>25</sup> Plano Nacional de Energia 2030

utilização da energia potencial do vapor. Como o vapor que passa pelo conjunto de contra-pressão serve para movimentar a Usina, o consumo próprio de vapor da usina será igual ao volume de vapor destinado ao conjunto de contra-pressão. Por outro lado, todo o volume de vapor disponível, depois de atendido o consumo da Usina, poderá ser direcionado para um conjunto turbo-gerador mais eficiente.

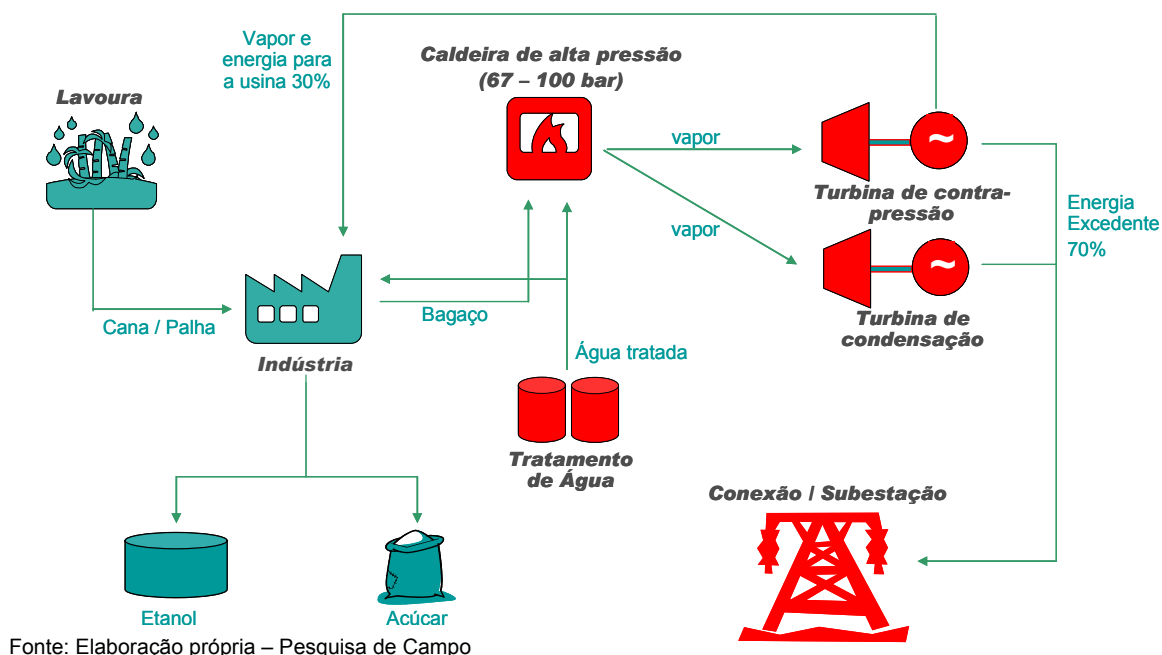
No ciclo a vapor com turbinas de condensação a maximização da geração de energia elétrica ocorre levando a maior quantidade possível de vapor gerado a expandir até as mínimas pressões obtidas nos condensadores, em outras palavras, quando a caldeira é capaz de aumentar o volume total de vapor disponível (considerando que o consumo da planta continua igual) ou quando a menor quantidade de vapor é utilizada no processo produtivo, seja para acionamento mecânico ou para atendimento das demandas térmicas.

É importante destacar que, a existência de condensador no ciclo elimina o vínculo de produção entre o sistema de geração de energia elétrica e uma demanda térmica do processo produtivo, permitindo que a instalação opere integrada em co-geração ou em geração elétrica pura, como uma termelétrica tradicional, sendo a disponibilidade de biomassa o fator determinante desta condição.

Assim temos que, para otimizar o processo de produção de energia, além da busca por reduzir o volume de vapor utilizado no processo produtivo, precisamos investir nos equipamentos demonstrados em vermelho no fluxo da figura 3:

Os investimentos em uma caldeira de alta pressão viabilizam a utilização de uma turbina de contra-pressão menor, possibilitando a transferência de mais vapor para um conjunto de condensação que consome cerca de 50% a menos de vapor para gerar 1 MWh (o conjunto de contra pressão utiliza 6,15 Kv/KWh enquanto o conjunto de condensação utiliza 4,15). Além destes itens, é importante lembrar a necessidade da instalação de uma Unidade de Tratamento de Água, dado que a água utilizada em caldeiras de alta pressão deve ser desmineralizada e a construção de uma linha de transmissão e uma subestação para possibilitar o escoamento da energia excedente gerada para a rede de distribuição e/ou transmissão do Sistema Interligado Nacional. Todos estes equipamentos compõem a Unidade de Geração Térmica da Usina.

Figura 3 – Processo Produtivo otimizado (foco na geração de energia)



### III.5 - Custo dos investimentos para otimização da Unidade de Geração Térmica

Com base em levantamentos feitos entre os principais fornecedores de equipamentos temos a seguinte relação de custos para a otimização do processo de geração de energia para uma Usina com capacidade de moagem de 2.000.000 toneladas de cana por safra.

Podemos observar que cerca 50% dos custos do investimento se concentram em 4 equipamentos. Caldeira, Turbina, Gerador, Subestação. Os principais fornecedores de caldeira do mercado brasileiro são: Dedini, Equipalcool, Caldema. Com relação às turbinas temos como exemplo TGM. Para geradores temos Wegg, Gevisa. As subestações, que são construídas com vários equipamentos (desde transformadores, disjuntores até para-raios) não têm um fornecedor específico, mas sim um integrador desses equipamentos que normalmente cobra pelo serviço de elaboração do projeto e montagem dos equipamentos.

**Tabela 2 – Custo dos equipamentos necessários à otimização elétrica da**

Item	Descrição	R\$	%
1	CALDEIRA AQUOTUBULAR	27.601.555,71	23,53
2	SISTEMA ELÉTRICO	20.213.577,14	17,23
3	SUBESTAÇÃO 2 X 20MW - 138kV	16.000.000,00	13,64
4	TURBINA DE CONDENSAÇÃO DE 20MW	10.016.000,00	8,54
5	LT	6.000.000,00	5,12
6	TURBINA DE CONTRAPRESSÃO 28MW	4.934.533,33	4,21
7	Tubulações de vapor 65 bar - P22	4.100.000,00	3,50
8	CONSTRUÇÃO CIVIL	3.822.500,00	3,26
9	MONTAGEM MECÂNICA	3.400.000,00	2,90
10	GERADOR SINCRONO 28MW	3.344.133,33	2,85
11	AUTOMAÇÃO	2.896.447,00	2,47
12	GERENCIAMENTO DO EMPREENDIMENTO	2.160.000,00	1,84
13	GERADOR SINCRONO 20MW	1.812.800,00	1,55
14	ERP 66 / 21 bar - Válvulas de segurança	1.600.000,00	1,36
15	Outros	9.383.224,78	8,00
	<b>Total</b>	<b>117.284.771,29</b>	<b>100,00</b>

Fonte: Elaboração própria – Pesquisa com fornecedores

Dentre estes fornecedores destacamos CPFL Brasil, Siner e Areva-Koblitz. É importante ressaltar que um dos principais gargalos para a ampliação do parque gerador a partir do bagaço de cana encontra-se na rede de transmissão de energia espalhada pelo território brasileiro. Este problema afeta principalmente os Estados de Mato Grosso e Goiás, onde dependendo da localização da Usina o ponto mais próximo de conexão fica a mais de 200 Km. Nesses casos, o custo de uma linha de transmissão de 138 Kv que, por quilômetro pode custar R\$ 400.000,00 (quatrocentos mil reais) pode chegar a R\$ 80 – 100 milhões. Tendo em vista que, em uma Usina que processa 2 milhões de toneladas por safra, toda a planta de geração custa cerca de R\$ 100.000.000,00 (cem milhões de reais), a transmissão da energia e a conexão à rede brasileira de transmissão pode inviabilizar facilmente o projeto. Para tentar mitigar o gargalo do escoamento da energia gerada a Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), em colaboração com a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), ONS (Operador Nacional do Sistema) e o Ministério de Minas e Energia vêm buscando alternativas regulatórias para viabilizar a expansão da rede e conseqüente aumento da oferta de energia por biomassa<sup>26</sup>.

Atualmente no Brasil, o maior problema para a aquisição destes equipamentos não está diretamente ligada ao preço, mas sim ao prazo de entrega. O prazo médio para a entrada em operação da nova unidade geradora, que dois anos atrás não passava de 14 meses atualmente leva cerca de 24 meses. Isto ocorre devido ao grande volume de

<sup>26</sup> Relatórios técnico-econômico e socioambiental para expansão da transmissão em MS e GO da EPE

investimentos feitos no Brasil no setor de biocombustíveis (etanol e biodiesel) que elevaram a demanda sem uma contrapartida proporcional na oferta. A demora entre o início dos desembolsos e a entrada dos recursos pela venda da energia afeta significativamente a taxa interna de retorno do projeto.

Com base nos dados apresentados na tabela 2 tem-se, portanto, um custo de R\$ 2.500,00 (dois mil e quinhentos reais) por KW instalado, e cerca de R\$4.000,00 (quatro mil reais) por KW médio disponível para a exportação. Considerando uma distância de cerca 15 Km entre a Usina e a linha de transmissão.

### ***III.6 - Custos de Operação, Manutenção***

Nas entrevistas feitas com os Usineiros ficou claro que nem todos têm noção dos custos operacionais ligados somente à geração de energia elétrica. Isto porque a operação da UTE (Usina Térmica de Energia) se confunde com a operação da própria planta industrial. Para identificar e separar estes custos, foram levantadas todas as atividades que, de alguma forma, são fundamentais para a manutenção do funcionamento da UTE conforme as especificações dos fornecedores dos equipamentos. Isto significa que o tratamento da água deve seguir as normas do fornecedor da caldeira, de forma que o vapor siga as especificações do fornecedor da turbina e do gerador. Este controle é importante a medida que qualquer falha na geração de energia pode acarretar severas penalidades caso esta energia tenha sido comercializada.

Os custos de operação contemplam a mão-de-obra necessária para cumprir as atividades de conservação das estruturas civis / prediais da UTE, gestão ambiental da UTE, incluindo a manutenção da licença de operação e das licenças de transporte e armazenamento de produtos químicos, as operações de pátio de bagaço para entrega do mesmo na bica de entrada das caldeiras, a execução de todas as operações do sistema de tratamento de água, para a entrega da água desmineralizada na entrada do balão da caldeira. Além do custo de mão-de-obra, podemos citar todos os materiais consumíveis utilizados para operação e manutenção da UTE como água bruta, potável e desmineralizada, ar comprimido, combustíveis e lubrificantes, desengraxantes, solventes, graxas, estopa, pano, juntas metálicas e papelão hidráulico, gaxetas, oxigênio e acetileno, eletrodo, disco de corte e desbaste, lixas, brocas, escovas de carvão, fita isolante, lâmpadas para iluminação de equipamentos e ambientes, pilhas, material de



torno (buchas, tarugos, bits), produtos químicos para tratamento de água e efluentes, material de análise laboratorial, material de conservação predial e jardinagem (mata mato, cal, areia, cimento, pedra, tinta, fundo protetivo, pincel, silicone,), material de limpeza, material de escritório e informática (cartucho, papel, lápis, caneta, etc.). Estes dados foram obtidos dos relatórios da EPE - Plano Nacional de Energia 2030 e pesquisa de campo.

Com relação aos itens de manutenção temos as despesas de mão de obra para a execução de manutenção preventivas e corretivas de todas as esteiras de bagaço, desde a saída do último terno de moenda, envolvendo esteiras de alimentação de bagaço das caldeiras e esteiras de retorno de bagaço do pátio. A manutenção preventiva e corretiva de todos os motores elétricos da UTE, e todos os painéis elétricos. Além da mão de obra precisamos considerar os possíveis itens que deverão ser substituídos, como a reforma das esteiras, com substituição de lonas, taliscas, o rebobinamento e a substituição de motores elétricos etc.

Considerando uma usina padrão, com moagem de 2 milhões de toneladas de cana por safra, temos que os custos operacionais são de cerca R\$ 1.800.000 por safra, enquanto os custos de manutenção ficam, em média, em 0,5% do investimento total ao ano, ou seja, cerca de 500 mil R\$ por safra.

### ***III.7 - Custo de Conexão e Transporte de Energia***

Além dos custos de operação e manutenção, outro custo inerente à produção de energia para a venda é o do transporte da energia para que a Usina possa vender a energia excedente, seja para consumidores finais, seja em leilões de energia, ela tem que se conectar a uma linha de transmissão ou distribuição. A diferença entre estas duas linhas é que a primeira é de propriedade de uma empresa de transmissão, (ex. CTEEP em São Paulo) e a segunda é de propriedade de uma distribuidora (ex. Eletropaulo, CPFL, Elektro etc.).

Esta tarifa de uso do sistema é regulada, sendo publicada pela Aneel anualmente em R\$/KW. Isto significa que a Usina paga pela potência<sup>27</sup> exportada e não pela energia. Este valor serve para cobrir as despesas que as distribuidoras, ou transmissoras

---

27 A potência expressa em KW é a capacidade máxima de exportação de integralizada em 5 segundos. De forma figurada podemos dizer que a potência é o diâmetro do fio onde passa a energia, enquanto a energia é a soma do volume de energia que passou pelo fio.

têm para dar manutenção à sua rede e remunerá-las pelos investimentos feitos na construção da própria rede. Quanto maior a utilização da rede, menor a tarifa, dado que seu “custo” é rateado por um número maior de usuários. Este é um dos motivos que torna mais competitiva a energia de biomassa em São Paulo que em outros Estados como Goiás. A tabela 3 mostra a TUSD (tarifa de uso do sistema de distribuição) nos Estados de São Paulo, Mato Grosso, Goiás e Minas Gerais (subsistema Sudeste – Centro Oeste).

**Tabela 3 – Preços de energia e transporte das diferentes Distribuidoras**

Dados da Distribuidora			Cativo	Livre	
EMPRESA	SUBMERCADO	DATA PRÓXIMO REAJUSTE	Transporte + Energia R\$ / MWh	Transporte R\$ / MWh	Energia R\$ / MWh
AMPLA	SE	mar-09	256,14	67,94	188,20
BANDEIRANTE	SE	out-08	183,39	45,42	137,98
CAIUÁ	SE	mai-09	171,38	46,46	124,92
CEB	CO	ago-08	184,33	41,98	142,35
CELG	CO	set-08	179,66	53,68	125,98
CEMAT	CO	abr-09	226,55	64,39	162,17
CEMIG	SE	abr-09	236,83	61,86	174,97
CJE	SE	fev-09	167,67	46,20	121,48
CLFM	SE	fev-09	205,96	55,11	150,85
CLFSC	SE	fev-09	205,39	60,50	144,89
CNEE	SE	mai-09	191,06	52,71	138,35
CPEE	SE	fev-09	210,16	68,42	141,74
CPFL	SE	abr-09	200,76	44,71	156,05
CPFL P	SE	out-08	181,65	41,94	139,71
CSPE	SE	fev-09	205,75	58,32	147,43
EDEVP	SE	mai-09	195,74	55,09	140,65
EEB	SE	mai-09	210,62	57,75	152,87
ELEKTRO	SE	ago-08	197,17	55,67	141,50
ELETROPAULO	SE	jul-09	207,55	53,14	154,41
ENERGISA	SE	jun-09	270,78	65,30	205,49
ENERSUL	CO	abr-09	232,98	66,61	166,37
ESCELSA	SE	ago-09	238,39	68,04	170,36
LIGHT	SE	nov-08	232,53	63,63	168,90

Fonte: Resoluções Aneel – Elaboração própria

É importante lembrar, que para incentivar a criação de várias unidades geradoras de pequeno porte, a Aneel criou um desconto de 50% para geradores com potência inferior a 30.000 KW. Este desconto foi publicado na resolução normativa nº 77 de agosto de 2004<sup>28</sup>. Este incentivo foi criado porque, para o sistema elétrico como um

<sup>28</sup> Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW, os de geração caracterizados como pequena central hidrelétrica e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, de potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada.

todo é importante que existam várias unidades de geração espalhadas pelo sistema, principalmente quando próximas a regiões de consumo porque aumenta a estabilidade do sistema.

Sendo a tarifa de uso do sistema dada, existem várias etapas a serem cumpridas pela Usina, para que esta receba a autorização da concessionária de distribuição ou transmissão antes da construção da linha de transmissão e subestação. Todas as regras para a obtenção desta autorização, bem como os padrões de qualidade e especificações técnicas estão descritos na Resolução Normativa nº 320, de 10 de junho de 2008.

### **III.8 - Preço de Energia: Leilão e Mercado Livre**

Depois de apurar o volume de energia exportado por uma Usina com produção de energia elétrica eficiente, o valor dos investimentos para otimização da exportação de energia, os custos de operação e manutenção de uma unidade de geração térmica movida a bagaço de cana e os custos de transmissão da energia, é necessário estudar o mercado consumidor para entendermos quais são as oportunidades de venda desta energia.

A primeira opção é a venda em leilões de energia feitos pelo governo, onde os geradores cadastrados podem optar por vender ou não para as distribuidoras de energia em função do lance dado. Esta modalidade foi criada no novo modelo do setor elétrico (leis n. 10.847, e 10.848 de 15 de março de 2004) e tem como principal objetivo garantir que as distribuidoras comprem pelo menor preço possível de forma a beneficiar os consumidores finais.

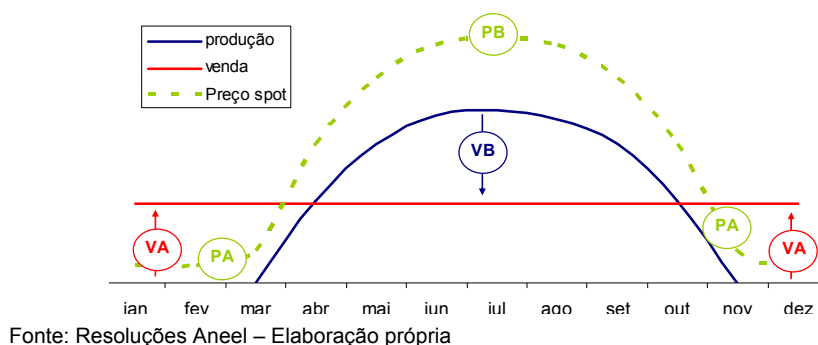
Por outro lado, para garantir a oferta crescente de energia proveniente de biomassa o governo vem promovendo leilões específicos. O último deles, (leilão de reserva) ocorreu dia 14/08/2008 e foi reservado à usinas termelétricas movidas à biomassa (bagaço de cana-de-açúcar e capim elefante). Este leilão, que teve preço teto de R\$ 157,00 / MWh, negociou no produto com início de geração em 2009, a potência contratada de 229,50 MW, enquanto no produto iniciado em 2010 a capacidade instalada vendida representou 2.149,90 MW.

---

Art. 2º Fica estipulado o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução.

O preço teto é composto pelo Índice de Classificação do Empreendimento, fixado em R\$ 61,00 / MWh e pelo “Fator K” fixado em R\$ 96,00 / MWh, que a diferença entre o preço pago pela energia caso ela fosse comprada no mercado Spot e o índice de classificação do Empreendimento. Esta diferença ocorre porque a energia vendida pela usina é anualizada, enquanto sua geração é feita somente em alguns meses do ano. O gráfico 4 abaixo ilustra melhor a composição do “K”.

**Gráfico 4 – Estrutura do preço da energia das usinas de cana de açúcar**



Sendo a linha azul, o volume de energia produzido pela Usina e a linha vermelha o perfil de venda da mesma energia, temos que no período de janeiro a março e dezembro (momento A) a usina deverá adquirir no mercado *SPOT* uma quantidade de energia suficiente para atender o seu contrato de venda, enquanto no período de abril a outubro (momento B), como a geração é maior que o contrato de venda, a Usina deverá vender a sua energia no mercado *SPOT*. Como no momento B o valor da energia (PB) é maior que no momento A (o valor da energia PA), existe um acréscimo de receita. A receita obtida no período B, menos as despesas incorridas no período A, dividida pelo volume total de energia, resulta no “Fator K”.

Com relação ao leilão de reserva: Na avaliação do secretário-executivo do Ministério de Minas e Energia, Márcio Zimmermann, o Leilão de Reserva representou um marco na relação entre os agentes do setor elétrico e as empresas do setor sucroalcooleiro.

“Há anos o setor elétrico tenta atrair a biomassa para a indústria de geração de energia elétrica. Acho que chegamos a um bom termo hoje”, comentou. A potência de 2.379,40 MW obtida ao final do Leilão de Energia de Reserva equivale a cerca de 80% da capacidade da hidrelétrica de Jirau, no rio

Madeira – que possui 3.300 MW de potência. Este texto foi extraído do INFORME À IMPRENSA “Leilão de Energia de Reserva” de 14/08/2008.

Estes valores ainda estão aquém do potencial do setor, mas mostram a importância que o governo vem dando ao setor sucroalcooleiro como forma de aumentar a segurança e a garantia de fornecimento de energia elétrica ao país. Ademais, tendo em vista que a geração de energia por bagaço de cana ocorre entre os meses de abril a novembro (período seco no sudeste), quando os reservatórios das grandes hidrelétricas estão com os níveis baixos, e também pela possibilidade de início de entrega de energia já em 2009, vantagem comparativa significativa sobre os cronogramas típicos de térmicas (3 anos) e hidrelétricas de grande porte (4 a 5 anos), esta fonte de energia torna-se ainda mais estratégica.

Além da possibilidade de venda de energia nos leilões de reserva, o usineiro tem a oportunidade de vender energia diretamente a consumidores livres. Em 1995, em virtude da abertura da economia e a necessidade de criação de mecanismos de competição em meio à reestruturação do setor elétrico no Brasil, a Lei nº 9.074/95, regulamentada pelo Decreto nº 2003/96, introduziu a figura do consumidor livre, aquele que pode optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica no mesmo sistema interligado, desde que atendidos alguns requisitos fixados pela própria lei, conforme níveis de demanda (1) e/ou tensão (2). Em outras palavras, consumidor livre é aquele que, atendidos os requisitos legais, tem liberdade de escolher seu fornecedor, em contrapartida ao consumidor cativo, que continuaria a ser atendido pela distribuidora local em condições reguladas pelo governo.

Conforme o artigo 15 da Lei nº 9.074/95, todos os consumidores com carga maior ou igual a 10 MW, atendidos em tensão maior ou igual a 69 kV, podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com qualquer concessionário, permissionário e autorizado, no mesmo sistema interligado (após o ano 2000), ou produtor independente de energia elétrica (após 1995). Além disso, em 1996, a Lei nº 9.427/96, ampliou o espectro de opções para que os consumidores pudessem tornar-se livres e determinou que os consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW podem comprar energia de PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas), usinas de biomassa, eólica ou solar, celebrando contrato de compra e venda de energia diretamente com a usina.

Este mercado, de consumidores com carga superior a 500 KW, representa cerca de 20% de todo o consumo de energia do Brasil, sendo distribuído por todas as classes de consumo desde Residencial, Rural, Comercial, Industrial etc. Este fato garante a existência de mais mercado que oferta. No entanto, apesar da limitação estar do lado da oferta, o preço de venda da energia está limitado pelo preço de energia do mercado cativo. Isto ocorre porque o consumidor pode sempre optar por ficar no mercado cativo.

Sendo assim, para decidir se é mais vantajoso assinar contratos de 15 anos para venda no leilão (ACR – Ambiente de contratação regulado), ou assinar contratos de 2-3 anos com consumidores livres (ACL - Ambiente de contratação livre) é necessário prever a tarifa de venda de energia das distribuidoras para seus consumidores e comparar com o preço teto informado para os leilões.

Para determinar o preço de corte, onde a energia proveniente da usina custa o mesmo da energia paga à distribuidora é necessário contabilizar os custos do transporte da energia. Temos então que a tarifa paga pelo consumidor cativo é igual ao valor pela energia para a Usina mais a tarifa paga pelo consumidor para sua distribuidora local pelo uso da rede. Dado que o valor pago pela energia para a distribuidora pode chegar até R\$ 220,00 / MWh (considerando a eficiência média de mercado), e o custo do transporte de energia (considerando o desconto de 50%) pode chegar a R\$ 30,00 – 40,00 / temos que o preço máximo de venda no mercado livre esta atualmente na faixa de R\$ 180,00 / MWh. Este valor, apesar de muito superior ao preço teto do ACR tem o risco de cair a partir de 2013 dada a entrada em operação de grandes usinas hidrelétricas que reduzem o preço da energia paga pelo consumidor cativo.

Assim, temos de um lado a certeza de R\$ 157 / MWh, do outro a oportunidade de vender energia por R\$ 180,00 / MWh por 3 anos e depois amargar algo em torno de R\$ 140,00 / MWh. Tendo em vista que o foco deste trabalho é decidir sobre investimentos na eficiência da planta faz-se necessário trabalhar com os dois para mostrar que, independentemente da escolha a taxa interna de retorno é sustentável.

### ***III.9 - As fronteiras tecnológicas e seus impactos na geração de energia***

Antes de concluir este capítulo, ligado ao processo de produção de energia dentro da Usina é importante destacar que duas novas fronteiras estão sendo avaliadas para otimizar mais ainda o processo.

A primeira delas é a utilização das pontas e da palha, para aumentar o combustível disponível para a queima na caldeira. Este processo está em estudo, dado que seu manejo é muito complicado tendo em vista seu enorme volume e baixo peso específico. Algumas tentativas vêm sendo feitas desde o transporte junto com a cana, com separação antes da entrada na moenda ou sem separação (mói-se a cana junto com o bagaço) ou com o enfardamento da palha no campo. Nenhuma delas se tornou economicamente viável ainda, mas vêm melhorando progressivamente, tanto que 2 das 14 usinas entrevistadas estão investindo para desenvolver um sistema eficiente. Esta inovação pode adicionar cerca de 30% a mais de energia considerando a utilização de somente 50% da palha, isto porque o restante serve como forração para a lavoura.

Outra fonte de energia disponível na usina está contida na vinhaça. Conforme mostrado anteriormente, a vinhaça é um subproduto resultante da destilação do vinho, na etapa de produção de etanol. Este líquido de cor escura, com baixo teor de sólidos, é rico em nutrientes e matéria orgânica com pH ácido sendo atualmente aplicado no solo como fertilizante (técnica conhecida por fertirrigação). No entanto, vários estudos apontam um elevado potencial energético a partir do processo de biodigestão para a produção de metano. A biodigestão ou fermentação anaeróbica é um método de reciclagem que consiste na produção de gás combustível a partir de compostos orgânicos e bactérias. As bactérias se alimentam do composto orgânico liberando metano.

O metano extraído da vinhaça pode ser utilizado para produção de energia em equipamentos turbo-geradores a combustão. Tendo em vista que a produção de 1 litro de etanol gera aproximadamente 10 litros de vinhaça e que, segundo a Unica, a produção de etanol no Brasil na safra de 2008 será de 14,3 bilhões de litros, temos um total de 143,0 bilhões de litros de vinhaça. Por outro lado, sabendo que são necessários 10.000 litros de vinhaça para a geração de 1 MWh, temos que o potencial total de geração de energia elétrica por biodigestão da vinhaça (considerando 50% de utilização) é de 1.352 MW médios anuais ou 14.300 GWh anuais. Este valor representa um acréscimo de cerca 30% no potencial de produção de energia de uma Usina.

## **Capítulo IV – Definição do Valor de um Projeto de Co-geração de Energia no Estado de São Paulo**

### ***IV.1 – Considerações Iniciais***

Com base nos indicadores de produtividade de energia (mencionada no capítulo anterior), neste capítulo serão abordadas as vantagens e rentabilidade associada aos investimentos na geração de energia elétrica. A análise utilizará como base uma Usina padrão dentro do Estado de São Paulo, sendo que os custos relacionados a estes investimentos serão levantados junto aos principais fornecedores de equipamentos do setor. Este capítulo tem como objetivo demonstrar a viabilidade real deste tipo de investimento, colocando de um lado todos os custos inerentes à modernização das instalações da Unidade de Geração Térmica e do outro o volume de energia disponível para a venda.

### ***IV.2 – Definição de uma planta padrão no Estado de São Paulo***

Para analisar a rentabilidade de um projeto, é necessário, antes de mais nada, estabelecer um tamanho padrão de Usina, para que seja possível dimensionar os investimentos, o volume de energia produzida, o volume de energia exportada, os custos de conexão e assim sucessivamente.

Atualmente, o cadastro da ÚNICA, conta com aproximadamente 280 usinas cadastradas, com produção anual de 431 milhões de toneladas de cana. Destas, cerca de 165 encontram-se no Estado de São Paulo, e são responsáveis por mais de 60% da produção de cana. Tomando como base a média de produção destas, temos que uma planta padrão moi cerca de 2 milhões de toneladas por safra.

Além disso, para definirmos o consumo médio de vapor destas plantas iremos considerar, conforme informado pela Única, um “*mix*” médio de produção de 60% etanol e 40% de açúcar. Este detalhe é importante porque quanto maior a participação do açúcar maior o volume de vapor destinado ao consumo próprio.

Outro ponto importante é a definição da quantidade de bagaço contida na cana de açúcar. Este fator determina o volume de combustível disponível para a queima,



afetando diretamente a produção de vapor e energia. Esta quantidade varia conforme o tipo de cana (teor de fibra) a qualidade do solo e o volume de chuvas. No estado de São Paulo, a cana possui, na média, 26,5% de bagaço.

As premissas acima servirão para determinar a taxa interna de retorno do projeto de investimento em geração de energia (TIR) e o valor gerado pelo projeto (VPL) do caso base sobre o qual serão feitas análises de sensibilidade.

### ***IV.3 - Metodologia para definição da rentabilidade do Projeto***

A metodologia de avaliação por fluxos de caixa descontados é muito utilizada para analisar viabilidade de novos investimentos, baseando-se no conceito de que um investimento agrega valor quando gera um retorno acima daquele esperado por investimentos de risco semelhantes.

A avaliação realizada pelo método do Fluxo de Caixa Descontado se baseia na teoria de que o valor de um negócio depende dos benefícios futuros que ele irá produzir, descontados para um valor presente, através da utilização de uma taxa de desconto<sup>29</sup> apropriada, a qual reflita os riscos inerentes aos fluxos estimados. Neste tipo de avaliação considera-se normalmente que as empresas não possuem prazo de vida determinado, dado o princípio da continuidade, assim, o cálculo de seu valor é baseado na estimativa de fluxos infinitos<sup>30</sup>. No entanto, tendo em vista o fluxo futuro de resultados, pode variar principalmente por conta da amortização de financiamentos ou variação de preço, em alguns casos é necessário escolher um momento onde os fluxos se tornem estáveis para aplicar a fórmula da perpetuidade. Dessa forma, o valor em um instante de tempo “t” é o somatório dos valores presentes dos fluxos futuros, descontados por uma taxa que representa a taxa de retorno requerida. O cálculo para avaliação por Fluxo de Caixa Descontado é definido pela seguinte fórmula:

$$VPFC = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCt}{(1+r)^t}$$

---

<sup>29</sup> Esta taxa é a própria remuneração do capital do acionista tendo em vista os riscos inerentes ao empreendimento, setor, país etc.

<sup>30</sup> Os fluxos infinitos são considerados na determinação do valor de projetos que consideram valores de investimento igual ao valor da depreciação. Neste caso, a empresa não “envelhece” podendo produzir por um prazo indeterminado (perpetuidade do fluxo de caixa). Para o cálculo da perpetuidade dos fluxos de caixa é necessário utilizar um período onde os fluxos de receita e despesa estejam estáveis de forma a evitar a repetição de eventos não recorrentes.

Onde:

VPFC = Valor Presente dos Fluxos de Caixa

n = Vida útil do ativo

r = Taxa de desconto

FCt = Fluxo de caixa no período t

Segundo Damodaran (1997, p. 15), a técnica de avaliação por fluxos de caixa descontados captura a maior parte dos elementos que afetam o valor da empresa, por ter natureza econômica, refletindo de forma mais consistente o valor da empresa em relação ao valor obtido a partir de técnicas contábeis, as quais se baseiam no resultado contábil e não consideram o investimento exigido para gerar os lucros nem o momento em que eles ocorrem (múltiplos).

A metodologia de avaliação por fluxo de caixa descontado pode seguir duas abordagens, sendo que uma avalia apenas a participação acionária, ou seja, o valor para o acionista, e a outra avalia o projeto como um todo. Os dois conceitos baseiam-se na mesma metodologia sendo aplicados em diferentes fluxos de caixa e taxas de desconto.

### **IV.3.1 - Fluxo de caixa do Acionista**

Segundo Damodaran (2003), o FCA é o fluxo de caixa existente após o pagamento de despesas operacionais, das obrigações tributárias, das necessidades de investimento, do principal, de juros e de quaisquer outros desembolsos de capital necessários à manutenção da taxa de crescimento dos fluxos de caixa projetados. Neste caso, o fluxo deve ser descontado pelo custo do capital próprio do acionista ( $K_a$ ). Nesta avaliação, o valor e rentabilidade do ativo são determinados pela capacidade de entrega de resultados ao acionista sendo dado pela seguinte fórmula:

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=\infty} \frac{FCa}{(1 + K_a)^t}$$

Onde:

VPL = Valor Presente Líquido

FCa = Fluxo de caixa do acionista no período t

$K_a$  = custo do capital próprio do acionista

O custo de capital próprio é a taxa de retorno exigida pelos acionistas para realização de um determinado investimento. Este parâmetro determina se a taxa de retorno do projeto está adequada ao nível de risco percebido pelo mercado para projetos da mesma natureza. Caso o risco percebido seja maior que a taxa de retorno, o investidor certamente optará por não continuar o projeto.

O método mais recomendado por Ross (1995) e Damodaran (2003) para a obtenção do custo do capital próprio é o Capital Asset Pricing Model (CAPM). O CAPM foi desenvolvido com base, principalmente, nas idéias de Sharpe (1964), Lintner (1965) e Mossin (1966) e é a principal referência empregada por acadêmicos e práticos de finanças para determinação do custo de capital próprio de uma empresa. O CAPM afirma que o retorno esperado de um ativo deve ser igual ao retorno de uma aplicação livre de risco acrescido de um prêmio pelo risco decorrente do investimento em ações. A principal razão para a recomendação na adoção do CAPM reside na menor quantidade de informações necessárias para sua aplicação (taxa livre de risco, prêmio de risco do mercado, risco sistêmico ou de mercado dos ativos considerados, e no caso de mercados emergentes, uma medida do risco país).

Assim, o CAPM pode ser descrito pela seguinte fórmula:

$$K_a = K_{LR} + \beta_a \times PRM_g + Spread_{país}$$

Onde:

$K_a$  = custo do capital próprio do acionista

$K_{LR}$  = taxa livre de risco

$\beta_a$  = beta (alavancado) da empresa

$PRM_g$  = prêmio de risco do mercado global

$Spread_{país}$  = prêmio de risco do país

A taxa livre de risco é a remuneração dada aos títulos do tesouro americano. O beta mede a diferença entre a volatilidade das ações de uma empresa e a volatilidade do índice de mercado onde essa empresa está incluída e serve para medir se a empresa em questão sofre mais ou menos do que a média do mercado em momentos de stress. O beta alavancado é a ponderação do beta pela estrutura de capital (dívida e capital

próprio) da empresa. O prêmio de risco de mercado é o retorno médio exigido pelos investidores para investimentos em ativos que não são livres de risco. Spread País é a taxa cobrada pelo mercado para investimento em países emergentes.

### IV.3.2 - Fluxo de Caixa da Empresa ou do Projeto

Na avaliação pelo enfoque da empresa, obtém-se o valor presente da empresa como um todo, através dos fluxos de caixa esperados para a empresa, descontados pelo custo médio ponderado de capital – *Weighted Average Cost of Capital* (WACC). Assim, o cálculo do fluxo de caixa da empresa é definido pela seguinte fórmula:

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=\infty} \frac{FCe}{(1+WACC)^t}$$

Onde: VPL = Valor Presente Líquido

FCe = Fluxo de caixa da empresa no período t

WACC = Custo médio de capital ponderado (*Weighted Average Cost of Capital*)

A grande maioria das empresas utiliza-se de capital próprio e de terceiros para financiamento de suas atividades operacionais. Dessa forma, a taxa de desconto a ser utilizada representa o custo global de capital ou custo médio do capital ponderado (WACC), o qual é obtido pelo cálculo da média ponderada de todos os custos de financiamentos de curto e longo prazo, utilizados por uma empresa para financiar suas atividades, sejam eles recursos próprios dos acionistas, (capital próprio), sejam eles de terceiros (dívida).

Assim, pode-se definir o cálculo do WACC pela seguinte fórmula:

$$WACC = K_a [PL/(PL+D)] + K_d [D/(PL+D)]$$

Onde:

K<sub>a</sub> = custo do capital próprio do acionista

K<sub>d</sub> = custo da dívida após impostos

PL = patrimônio líquido a valor de mercado

D = dívida a valor de mercado

## **IV.4 – Análise do Projeto**

### **IV.4.1 – Premissas Operacionais**

Com base nas premissas de capacidade de moagem, *mix* de produção definidas no início deste capítulo, tem-se a seguinte capacidade de produção de energia.

Conforme o balanço de massa e energia visualizado na Tabela 4, temos que em uma planta padrão do Estado de São Paulo, a moagem anual da Usina é de 2 milhões de toneladas, equivalente a 419 toneladas moídas por hora ao longo de 229 dias. O volume de bagaço disponível, considerando a reserva técnica de 8% (utilizada em caso de parada da moenda) e os indicadores de fibra, pol (porcentagem em massa de sacarose aparente), pureza do caldo residual e umidade levantados na pesquisa de campo principalmente para a região de São Paulo. A relação de quilo de vapor / quilo de bagaço em caldeiras de alta pressão estimada com base nas especificações técnicas das caldeiras modelo AT da Dedine, Equipalcol e Caldema<sup>31</sup>. A produtividade média dos conjuntos turbogeradores TGM / GE, e o consumo próprio da Usina considerando um *mix* de produção de 60% etanol e 40% açúcar temos que a capacidade instalada para atender as necessidades da Usina é de 48 MW, sobrando cerca de 26,67 MW para exportação com energia associada da ordem de 127.320 MWh.

Para escoar este volume de energia para a rede de distribuição a CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) recomenda uma linha de transmissão de 138 Kv e uma subestação com as características técnicas definidas na Resolução Normativa n° 320, de 10 de junho de 2008.

---

<sup>31</sup> As caldeiras do tipo AT são equipamentos onde o corpo da caldeira é sustentado por uma armação de aço, e não pela base em cimento e concreto (obra civil). Este conceito é mais moderno, rendendo o equipamento mais leve e eficiente. – Estas informações foram disponibilizadas pela Dedine, a maior empresa brasileira de produção de caldeiras.

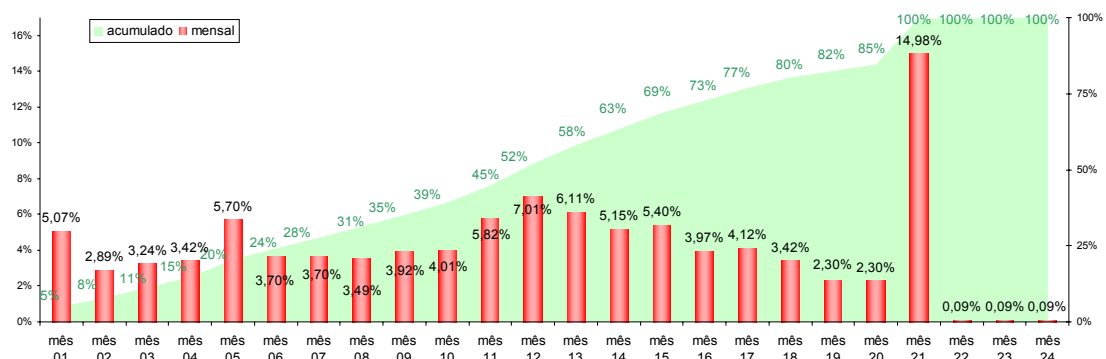
Tabela 4 – Balanço de Massa e Energia de uma Usina moderna com foco na geração de

		2011
<b>Moagem</b>		
Moagem de cana ano (TC/safra)		2.000.000
<b>Moagem de cana hora (TC/hora)</b>		<b>419</b>
Horas efetivas de moagem no ano		4.773
Dias efetivos de moagem no ano		199
Eficiência de Moagem (%)		85
Total de dias de safra c/ paradas		229
<b>Balanço de Bagaço</b>		
<b>Bagaço % cana</b>		<b>26,24</b>
fibra % cana		12,50
pol % bagaço		1,70
pureza % caldo residual		72,00
umidade % bagaço		50,00
<b>Relação kilo bagaço / ton. cana</b>		<b>0,2624</b>
Tonelada Bagaço / Safra		524.781
Tonelada Bagaço / Hora		109,94
Estoque de segurança (Tbagaço/hora)	8%	8,8
<b>Quantidade de Bagaço p/ Produção (Tbagaço/hora)</b>		<b>101,1</b>
<b>Vapor + Energia Elétrica</b>		
Relação kg vapor / kg bagaço ( 65 kgf/cm <sup>2</sup> - 510°C )		2,20
<b>Produção máxima vapor (TV/hora - 65 kgf/cm<sup>2</sup> - 510°C)</b>		<b>222,52</b>
Relação consumo vapor no processo ( kgvapor / ton. cana )		375
Consumo vapor no processo ( ton. vapor / hora)		157
Consumo vapor na moenda ( ton. vapor / hora)		5
<b>Vapor disponível na turbina CP ( ton. vapor / hora)</b>		<b>152</b>
Potência Nominal da Turbina de CP (MW)		28
Potência de Trabalho da Turbina de CP (MW)		24,74
Carregamento da turbina CP - %		88
Consumo vapor turbina contra pressão ( Kgvapor/ kWh )		6,15
<b>Produção de Energia Elétrica Contra Pressão (MW)</b>		<b>24,74</b>
Relação de consumo energia elétrica no processo (KWh/Tcana)		31,48
Consumo Energia Elétrica no processo (MW)		13,19
<b>Excedente para venda na contra pressão (MW)</b>		<b>11,55</b>
<b>Vapor disponível para condensação (Ton/h)</b>		<b>65,40</b>
Potência Nominal da Turbina de CD (MW)		20,0
Potência de Trabalho da Turbina de CD (MW)		15,76
Carregamento da turbina CD - %		79
Consumo vapor turbina de condensação ( Kgvapor/kWh )		4,15
<b>Produção de Energia Elétrica na Condensação (MW)</b>		<b>15,76</b>
Consumo próprio condensação (MW)	4%	0,63
<b>Excedente para venda na condensação (MW)</b>		<b>15,13</b>
<b>Total de Excedente para Venda (MW)</b>		<b>26,67</b>
<b>Total de Excedente para Venda (MWh safra)</b>		<b>127.320</b>
<b>Total de Excedente para Venda (MWh médios ano)</b>		<b>14,53</b>

Fonte: Pesquisa de Campo – Elaboração própria.

Para atingir estes níveis de eficiência associada a capacidade de escoamento, os investimentos necessários com respectivo cronograma de desembolso, segue abaixo no Gráfico 5.

**Gráfico 5 – Cronograma de pagamento dos investimentos**



Fonte: Levantamento junto a fornecedores – Elaboração própria

Para fins de análise de rentabilidade o cronograma de desembolso é muito importante tendo em vista que o projeto demora cerca de 2 anos para entrar em operação, mas os pagamentos começam no momento do fechamento dos pedidos junto aos fornecedores.

Com relação à linha de transmissão, consideramos a distância de 15 quilômetros entre a Usina e o ponto de conexão. Tendo em vista que este ponto é um dos principais gargalos para o aumento de oferta de energia proveniente de biomassa, pode-se considerar um custo de R\$ 400.000,00 por quilômetro para fazer algumas análises de sensibilidade.

Com relação ao custo da tarifa de utilização da rede de transmissão/distribuição, é lícito usar a média do Estado de São Paulo cerca de R\$ 2,00/Kw exportado aplicando o desconto de 50% devido à potência exportada ser inferior a 30 MW.

Os encargos inerentes à comercialização de energia que estão sendo considerados são: a Taxa de Fiscalização da Aneel, que é 0,5% da tarifa de fiscalização do serviço de energia elétrica (TFSEE<sup>32</sup>) multiplicado pela potência exportada, a taxa cobrada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que é o órgão responsável pelo gerenciamento do sistema elétrico brasileiro e a taxa cobrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A taxa ONS equivale a 10% da taxa de fiscalização da Aneel e a taxa CCEE a 12,12%<sup>33</sup>.

Para finalizar com as premissas operacionais, conforme os levantamentos feitos nas Usinas pesquisadas, o custo de operação de uma UTE incluindo todos os consumíveis é cerca de R\$ 13,00 / MWh, ou seja, R\$ 1,6 milhões por safra, enquanto os

<sup>32</sup> TSFEE = R\$ 303,78 / Kw

<sup>33</sup> Tendo em vista que estas duas taxas tem o objetivo de cobrir os custos de operação das duas agencias, seus valores são estimados e são conhecidos efetivamente somente depois do fechamento do orçamento das mesmas.

custos de manutenção anuais representam cerca de 0,3% do investimento (R\$ 350.000,00 – trezentos e cinquenta mil reais). Os custos de seguro dos equipamentos durante a montagem representam 0,65% do valor do investimento e durante a operação o custo é de 0,1% (base proposta enviada pelos dois maiores bancos comerciais do Brasil).

#### **IV.4.2 – Premissas Financeiras**

Depois de definidas as premissas operacionais, é necessário estabelecer todas as premissas financeiras para que seja concluída a análise de rentabilidade do investimento.

##### **IV.4.2.1 – Endividamento (kd)**

Tendo em vista que a geração de energia elétrica por fonte alternativa é considerada estratégica para o Governo, foram concedidas algumas linhas de crédito via BNDES para estimular este tipo de investimento. Estes incentivos estão alinhados ao PAC – Programa de Aceleração do Crescimento, lançado em 28 de janeiro de 2007, pelo governo federal brasileiro, englobando um conjunto de políticas econômicas, com investimentos totais de R\$ 503 bilhões até 2010, sendo uma de suas prioridades a infraestrutura.

“O BNDES tem desempenhado importante papel no apoio à expansão e da modernização do setor elétrico, o que tem possibilitado a execução de projetos que exigem longo prazo de maturação e elevados volumes de investimentos. O objetivo da atuação do Banco é garantir o suprimento de energia elétrica com qualidade, segurança e modicidade tarifária, atendendo às necessidades da economia e da sociedade como um todo” (BNDES, 2008).

As taxas e os prazos de financiamento seguem no Quadro 1:



**Quadro 1 – Taxas de juros dos empréstimos do BNDES**

Linhas de Financiamento	Remuneração do BNDES (% a.a.)	Custo Financeiro	Participação Máxima (%)
<b>Energia Elétrica - Geração</b>			
- Investimentos, exceto importação	0,9	TJLP (100%)	80
- Importação de equipamentos, sem similar nacional, para termelétricas e co-geração a gás	0,9	IPCA ou (US\$ ou UMBNDES) + ECM (100%)	80
<b>Energia Elétrica - Transmissão</b>	1,3	TJLP (100%)	70
<b>Energia Elétrica - Distribuição</b>	1,3	TJLP (80% máximo)	60
		IPCA ou (US\$ ou UMBNDES) + ECM (20% mínimo)	
<b>Energias Renováveis</b>	0,9	TJLP (100%)	80
<b>Logística</b>			
- Modal Ferroviário: Regiões Norte e Nordeste e Redução de Gargalos Ferroviários	0,0	TJLP (100%)	100
- Modais aéreo, ferroviário, rodoviário, portos e terminais	0,9	TJLP (100%)	80
- Concessões Rodoviárias	1,3	TJLP (100%)	70
<b>Petróleo e Gás</b>			
- Desenvolvimento, produção e refino de petróleo	1,8	TJLP (70% máximo)	60
		IPCA ou (US\$ ou UMBNDES) + ECM (30% mínimo)	
- Desenvolvimento, produção e processamento de gás	1,3	TJLP (80% máximo)	70
		IPCA ou (US\$ ou UMBNDES) + ECM (20% mínimo)	
- Transporte e Distribuição	1,3	TJLP (80% máximo)	70
		IPCA ou (US\$ ou UMBNDES) + ECM (20% mínimo)	
<b>Telecomunicações</b>	1,8	TJLP (70% máximo)	60
		IPCA ou (US\$ ou UMBNDES) + ECM (30% mínimo)	

Fonte: BNDES – 2008 (site www.bndes.org.br)

**Quadro 2– Prazo de amortização empréstimo BNDES**

Segmentos	Prazos Máximos de Amortização
<b>Geração</b>	
- Hídrica (UHES) com capacidade instalada igual ou superior a 1.000 MW	20 anos
- Hídrica (UHES) com capacidade instalada superior a 30 MW e inferior a 1.000 MW	16 anos
- Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs	14 anos
- Eólica	14 anos
- Termelétrica, Co-geração a Gás e Bioeletricidade	14 anos
<b>Transmissão</b>	14 anos
<b>Distribuição</b>	6 anos

Fonte: BNDES – 2008 (site www.bndes.org.br)

Como podemos observar das informações destacadas, o spread básico do BNDES para financiamento de empreendimentos de geração por fonte alternativa é de 0,9% sobre a TJLP (taxa de juros de longo prazo) mais o risco atribuído ao tomador do recurso (pode chegar a 2%), o prazo para amortização da dívida é de até 14 anos, e a participação do investimento passível de financiamento de até 80%.

Importante ressaltar que existem duas modalidades de financiamento. A primeira é o *Project Finance*, onde o projeto serve de garantia para o empréstimo dos recursos. Neste caso, o BNDES exige uma carta fiança como garantia até a entrada em operação do empreendimento, e depois fica com a alienação fiduciária dos equipamentos e parte

dos recebíveis suficientes a cobrir 1,3 vezes o serviço da dívida. A segunda é o financiamento tradicional onde uma carta fiança com valor de 130% sobre a dívida serve como garantia até a amortização final.

Para viabilizar o recebimento dos recursos do BNDES, além da apresentação das garantias, é necessário entrar com uma carta consulta, onde será solicitado o enquadramento do projeto, ou seja, definição do spread e prazo de amortização. O enquadramento demora cerca de 30-40 dias, e serve somente para que o Banco defina em que tipo de programa o empreendimento pode ser enquadrado. Depois desse período, para que o Banco possa analisar a viabilidade técnica e financeira do projeto, é necessário apresentar um relatório detalhado contendo todas as informações do projeto, principalmente projeções financeiras, impactos sociais e ambientais. Este período leva cerca de 200 dias e serve para o Banco definir se o projeto é bom ou não. Finalmente, depois de 30 dias da aprovação do projeto o BNDES começa a liberar os recursos necessários à efetivação do empreendimento.

Importante dizer que o BNDES participa com até 80% dos recursos, desta forma, caso sejam necessários desembolsos entre o período da entrada da carta consulta até a liberação dos recursos, estes serão considerados dentro dos 20% de recursos próprios do empreendedor.

Com base nos dados fornecidos pelo BNDES temos que o custo médio de financiamento é de  $TJLP + 0,9\% + 1\%$ <sup>34</sup>, o prazo é de 8 anos sendo 2 de carência para início do pagamento e o percentual financiável é de 80%.

#### IV.4.2.2 – Capital Próprio (Ka)

Para a determinação do custo de capital próprio, conforme mencionado no item sobre a metodologia para avaliação do projeto, é mais indicado trabalhar com o CAPM.

**Taxa livre de Risco:** Essa taxa de juros deve refletir a rentabilidade de um investimento totalmente livre de risco. Muitos estudos assumem que os ativos que mais se aproximam dessa característica são os títulos públicos norte-americanos. A médias

---

<sup>34</sup> Tendo em vista que a taxa de risco do BNDES pode chegar até 2% em caso de projetos com pouca garantia, considerando um nível de risco médio iremos utilizar para o caso base 1%.

aritméticas históricas dos T-Bonds americanos entre 1928 e 2006 é de 5,20% (Damodaran, 2008 ).

**Beta:** O beta reflete os diversos tipos de risco: o risco do negócio e o risco financeiro. O risco do negócio pode ser definido como o grau de incerteza da projeção do retorno sobre o ativo total inerente ao negócio que não pode ser eliminado por diversificação. Este é o próprio risco sistemático (não-diversificável) quando todo o capital da empresa é capital próprio. O risco financeiro é o risco adicional devido ao uso de capital de terceiros no financiamento do projeto, isto é, o risco adicionado ao projeto devido à alavancagem financeira. Considerando que os riscos inerentes ao investimento em análise estão muito mais ligados ao setor elétrico que ao setor sucroalcooleiro, foi utilizada uma amostra de empresas de energia negociadas na NYSE<sup>35</sup> com presença de 100% nos últimos 12 meses, e usando uma alíquota de IR nos EUA de 27,94%, apurase um beta desalavancado médio de 0,42 (conforme quadro 3).

**Quadro 3 – Betas desalavancados das empresas de energia listadas em NYSE**

Empresa	Beta desalav	Empresa	Beta desalav
AES	0,39	Integrays Energy Grp	0,26
Allegheny Energy	0,54	Northeast Utilities	0,15
American Elec Power	0,58	NSTAR	0,3
Aquila	0,06	OGE Energy	0,31
CenterPoint Energy	0,41	Pepco Hldgs	0,32
Constellation Eng	0,45	Pinnacle West Cap	0,54
Dominion Resources	0,38	PNM Resources	0,41
DTE Energy	0,28	PPL	0,27
Duke Energy	0,94	Progress Energy	0,44
Edison Intl	0,5	Puget Energy	0,26
Energy East	0,29	Reliant Resources	2,4
Energy	0,18	Sierra Pacific	1,06
FirstEnergy	0,31	Southern Co	0,06
FPL	0,37	TECO Energy	0,46
Great Plains Energy	0,59	TXU	0,99
Hawaiian Electric	0,21	Westar Energy	0,58
Idacorp	0,45	<b>Média</b>	<b>0,42</b>

Fonte: Damodaran – 2008 (site www.damodaran.com)

**Prêmio de mercado** - Para a estimação do prêmio de risco de mercado, deve-se subtrair a taxa livre de risco do rendimento esperado para a carteira de mercado, dado

<sup>35</sup> NYSE – New York Stock Exchange (bolsa de valores de Nova Iorque)

pelo retorno médio anual da série histórica dos retornos diários do S&P500. De acordo com Damodaran (2006: p.17), quanto maior o período de estimação utilizado para o cálculo do prêmio de risco, menor o erro padrão da estimativa. Caso o prêmio fosse calculado a partir de médias geométricas, o que também é recomendado por Damodaran (2003), teríamos 4,91% ao ano (media geométrica entre 1928-2006).

**Risco-País** - Apesar do Prof Damodaran, o Brasil está classificado com o rating de Ba2, com um valor de risco total de 8,66%, significando um prêmio de risco país é de 3,75%<sup>36</sup>, seria mais interessante utilizar uma estimativa que reflita as condições futuras do país. Assim, será utilizada a projeção média de risco-país da LCA<sup>37</sup> para os próximos 10 anos é de 1,04% ao ano.

Considerando as premissas acima, tem-se a seguinte composição para o custo de capital próprio, para investimentos em geração de energia em usinas de açúcar e álcool:

**Quadro 4 – Taxa de desconto calculada segundo metodologia CAPM**

<b>Custo Capital Próprio (Ka)</b>	<b>%</b>	
A - Taxa livre de Risco USA (nominal)	5,20%	Bond de 10 anos do Tesouro
B - Prêmio de Risco Mercado (nominal)	4,91%	
C - Beta alavancado	0,70	Beta médio desalavncado 0,42; estrutura 50%/50%
D - Prêmio de Risco Brasil (nominal)	1,04%	Projeção LCA junho/08
<b>E - Ke (Custo Capital Próprio) em US\$</b>	<b>9,7%</b>	<b>E=(A+(B*C)+D)</b>
F - Desvalorização nominal anual do Real	2,00%	Diferença de Inflação USA e Brasil
<b>G - Ke (Custo Capital Próprio) em R\$</b>	<b>11,9%</b>	<b>G=((E+1)*(1+F))-1</b>

Fonte: Elaboração própria.

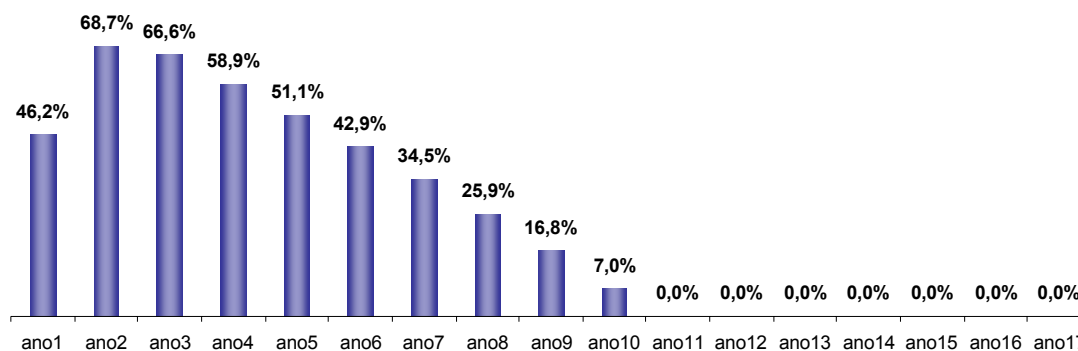
#### IV.4.2.3 – WACC

Com base nas premissas acima de Ka (capital próprio do acionista) e Kd (custo do financiamento), para determinarmos o WACC que será utilizado para descontar o fluxo de caixa do projeto, temos que calcular a evolução da estrutura de capital. Isto significa que não iremos utilizar uma estrutura meta, mas sim a participação de dívida e capital próprio efetiva do projeto.

<sup>36</sup> Este índice de risco-país, reflete as estimativas feitas pelo período de vida do projeto. Esta projeção nem sempre reflete diretamente a expectativa de risco atual.

<sup>37</sup> Luciano Coutinho e Associados

**Gráfico 6 – Evolução da alavancagem do projeto**



Fonte: Elaboração própria

Considerando a curva de alavancagem acima, o custo da dívida de TJLP + 2%, um custo de capital próprio da ordem de 11,68% (conforme metodologia CAPM), tem-se um WACC médio de 7,93%.

#### **IV.4.3 – Resultados**

Considerando as premissas operacionais e financeiras demonstradas nos itens anteriores, e que a vida útil do projeto é de 20 anos (taxa de depreciação é de 5%) a taxa de retorno esperada, no caso base, para o investidor é igual a 14,12%. Isto significa que o projeto além de pagar o risco do acionista (determinado no cálculo do  $K_a = 11,86\%$ ) gera R\$ 7,4 milhões (diferença entre  $T_{ir}$  acionista e  $K_a$ ).

A taxa de retorno do projeto acima do CAPM significa que este investimento é capaz de cobrir todos os riscos vislumbrados pelo acionista, sejam eles ligados ao risco-país, ou ao mercado de atuação, demonstrando a viabilidade do projeto. É importante lembrar que uma taxa real de retorno de 14,65% acrescida a inflação doméstica (IPCA meta de 4,5%) temos uma taxa nominal de mais de 18%.

As tabelas de balanço patrimonial, demonstrativo de resultado do exercício e fluxo de caixa que seguem em anexo estão em moeda corrente.

## **IV.5 – Conclusão**

A conclusão da análise apresentada nesta seção é que o investimento para geração de energia excedente em uma planta padrão situada no Estado de SP, onde o custo de conexão é, relativamente a outras unidades da federação, barato é extremamente viável, principalmente considerando as linhas de crédito oferecidas pelo BNDES com taxas de juros e prazos de amortização vantajosas.

No próximo capítulo iremos definir quais as variáveis principais deste modelo de análise de investimento de forma a poder criar vários cenários de sensibilidade para poder determinar a situação limite onde este projeto deixa de ser viável.

## **V – Análise de Sensibilidade**

### ***V.1 – Considerações Iniciais***

Depois de analisar a rentabilidade padrão de um projeto de geração de energia por biomassa, é importante determinar quais variáveis geram maior impacto no valor do empreendimento para entender quais riscos são efetivamente relevantes para este tipo de investimento.

Dentre as principais variáveis levantadas, temos a ambiental, que determina o tempo para a entrada em operação do projeto, os custos de investimento e as condições de financiamento do projeto.

### ***V.2 – Determinação das Variáveis Chave***

#### **V.2.1 – Licenciamento Ambiental**

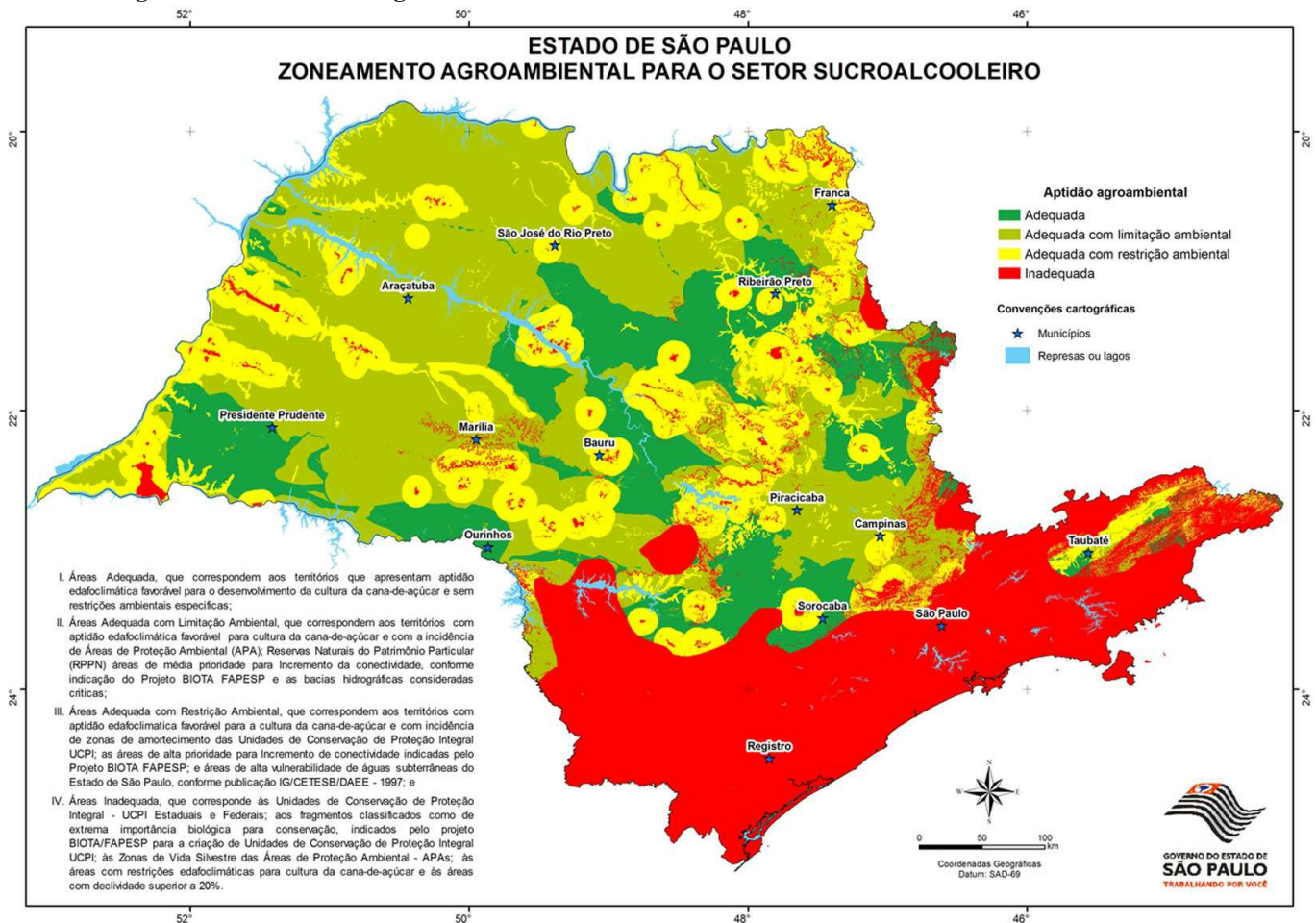
Antes de qualquer sensibilidade com relação a rentabilidade do investimento, é importante que o empreendimento esteja de acordo com as normas ambientais da região onde o empreendimento está localizado.

Primeiramente é importante dizer que a maioria das regras ambientais para investimentos em cogeração são estaduais, isto significa que a localização do empreendimento é realmente muito importante. Para o Estado de São Paulo, por exemplo, a CETESB é o órgão responsável pelos licenciamentos ambientais, e o ritual burocrático para o início da produção de energia exige que o empreendedor obtenha uma licença prévia do projeto, uma licença de instalação e uma licença de operação renovável a cada 4 anos.

A Licença Prévia, ou LP, é resultado da análise inicial do projeto, onde os órgãos ambientais observam suas condições gerais, ou seja, se a localização respeita o zoneamento agrícola (figura 4), se existe fonte suficiente de água para abastecer o cultivo e a planta industrial sem afetar o meio ambiente, se os resíduos provenientes do processo de produção tem tratamento específico definido. Para usinas com até 1,5 milhão de toneladas de cana o licenciamento é mais rápido, no entanto para moagens

superiores a CETESB solicita um estudo detalhado de impacto ambiental EIA-RIMA, o qual pode ocasionar custos superiores a 0,5% do investimento total principalmente se exigir audiência pública, onde todos os cidadãos e instituições têm o direito de falar a respeito do projeto.

Figura 4 – Zoneamento Agroambiental



Após a obtenção da LP, o empreendimento está apto a solicitar a autorização como produtor independente de energia à Aneel e concorrer nos leilões de energia para venda. Esta venda garante ao empreendimento um PPA (*power purchase agreement*) de longo prazo que serve para a obtenção de crédito no mercado. No entanto, para que as obras possam iniciar, é necessária a obtenção da LI, ou seja, licença de instalação. Para a obtenção desta licença é importante que o empreendedor tenha adequado o projeto conforme as indicações fornecidas pela CETESB no momento da LP.

Por fim, para que o empreendimento possa entrar em operação, é necessária a obtenção da LO (licença de operação) que irá testar se a execução do projeto atendeu as



especificações do projeto. Esta licença deve ser renovada a cada 4 anos de forma que os organismos ambientais possam averiguar se a operação do empreendimento não está causando danos ao meio ambiente.

O processo até a obtenção da LI, que é necessária para o início das obras leva no mínimo 6 meses, em SP, podendo chegar até 1 ano em MG custando no mínimo 0,2% do empreendimento. No entanto, apesar de existir a possibilidade de variação do custo do empreendimento por conta dos gastos ambientais, o maior impacto sobre a taxa de retorno está no tempo para entrada em operação. O quadro 5 mostra o impacto de atrasos mensais para a entrada em operação *versus* o aumento nos custos para obtenção das licenças ambientais.

**Quadro 5 – Matriz de sensibilidade da Taxa Interna de Retorno do acionista (TIR) considerando variações de mensais no prazo para entrada em operação e os custos para obtenção das licenças ambientais.**

		Custo Licenciamento ambiental (% do investimento total)						
		0,00%	0,50%	1,00%	1,50%	2,00%	2,50%	3,00%
Número de meses de atraso	0	14,65%	14,52%	14,39%	14,25%	14,12%	13,99%	13,86%
	1	14,36%	14,23%	14,10%	13,97%	13,84%	13,71%	13,59%
	2	14,11%	13,98%	13,85%	13,73%	13,60%	13,48%	13,36%
	3	13,84%	13,72%	13,60%	13,47%	13,36%	13,23%	13,12%
	4	13,60%	13,48%	13,36%	13,24%	13,12%	13,01%	12,89%
	5	13,36%	13,24%	13,13%	13,01%	12,89%	12,78%	12,67%
	6	13,12%	13,01%	12,90%	12,79%	12,68%	12,57%	12,46%
	7	12,89%	12,78%	12,67%	12,57%	12,46%	12,35%	12,24%
	8	12,66%	12,56%	12,45%	12,35%	12,25%	12,14%	12,04%
	9	12,46%	12,36%	12,25%	12,15%	12,05%	11,95%	11,86%
	10	12,26%	12,16%	12,06%	11,96%	11,86%	11,77%	11,67%
	11	12,08%	11,98%	11,88%	11,78%	11,69%	11,60%	11,50%

Fonte: Elaboração Própria

Com base nos resultados do quadro 5 é evidente o impacto do prazo para a entrada em operação do empreendimento e a taxa de retorno do projeto. Isto demonstra a importância da desburocratização dos órgãos ambientais como forma de incentivar os investimentos. O aumento da velocidade na concessão das licenças, no entanto, não deve ser entendido como negligência na análise dos projetos, mas sim a definição de regras, ferramentas e especialização da mão-de-obra de forma a garantir que projetos adequados sejam liberados de forma rápida.

Por fim, considerando que a taxa de retorno mínima esperada pelo acionista para este tipo de projeto é de 11,68% ( $K_e$ ) temos que o projeto se torna inviável se o atraso superar 10 meses com custos de licenciamento ambiental superiores a 2%.

## V.2.2 – Valor do Investimento

Certamente, entre as principais variáveis para a análise de viabilidade de um projeto a mais importante está no valor dos investimentos. Quanto mais caro menor será a taxa de retorno. Desta forma, a primeira matriz de sensibilidade que devemos considerar no projeto é aquela que relaciona investimento total e energia disponível para a venda. No quadro 6, pode-se notar que cada 10% de variação no custo do investimento impacta em 2% de variação na TIR acionista. Por outro lado, cada 10% de variação na energia disponível para a venda impacta em 3% na rentabilidade do projeto. Desta matriz, relacionando os dois indicadores pode-se extrair um índice de investimento sobre energia disponível máximo que garante a viabilidade dos projetos. Caso o investimento, dividido pela energia disponível seja superior a R\$ 5 MM / MW, mantidas as outras variáveis constantes, o projeto é inviável (conforme quadro 8).

Apesar do valor dos investimentos variar pouco, o volume de energia vendida pode variar muito dependendo do tipo de processo da Usina. Isto ocorre porque a força motriz utilizada pelas turbinas para gerar energia também serve para o processo produtivo do açúcar e do álcool. Assim, quanto maior a quantidade de vapor necessária para o processo, menor a geração de energia excedente. Além da ineficiência de alguns processos (utilização de vapor para movimentar máquinas pesadas como moendas e esteiras alimentadoras) o próprio “*mix*” de produção de uma Usina pode afetar o consumo de vapor. Caso a Usina produza mais açúcar, o consumo de vapor para evaporar toda a água contida no caldo será maior do que ocorre quando a produção é mais voltada para o etanol.

**Quadro 6 - Matriz de sensibilidade da Taxa Interna de Retorno do acionista (TIR) considerando variações no investimento total (R\$ MM) e na energia disponível para venda (MW)**

		Variação na Quantidade de Energia (MW disponível para a venda)						
		14,65%	-15,00%	-10,00%	-5,00%	0,00%	5,00%	10,00%
Variação no Volume total do Investimento	-25%	17,47%	19,47%	21,47%	23,49%	25,54%	27,64%	29,76%
	-20%	15,64%	17,51%	19,40%	21,27%	23,16%	25,08%	27,04%
	-15%	14,02%	15,79%	17,55%	19,33%	21,10%	22,88%	24,68%
	-10%	12,55%	14,25%	15,92%	17,59%	19,27%	20,94%	22,62%
	-5%	11,24%	12,85%	14,46%	16,04%	17,63%	19,22%	20,81%
	0%	10,08%	11,59%	13,12%	14,65%	16,15%	17,66%	19,17%
	5%	9,03%	10,46%	11,90%	13,36%	14,82%	16,24%	17,68%
	10%	8,09%	9,44%	10,81%	12,19%	13,58%	14,97%	16,33%
	15%	7,23%	8,51%	9,81%	11,12%	12,45%	13,78%	15,11%
	20%	6,44%	7,67%	8,91%	10,16%	11,42%	12,69%	13,97%
	25%	5,71%	6,89%	8,08%	9,27%	10,48%	11,69%	12,91%
	30%	5,04%	6,18%	7,32%	8,46%	9,61%	10,77%	11,94%

No caso base, sinalizado em azul claro, está sendo considerada uma produção de 26,7MW disponíveis para a venda na safra, com um investimento associado em equipamentos de R\$ 117 milhões.

Além dos custos para a compra dos equipamentos necessários para a geração de energia, (estes custos não variam muito) existe o investimento necessário para a conexão da Usina ao Sistema Interligado de energia que representa, em uma planta padrão, cerca de 5% do custo do total do investimento. Isto ocorre considerando que a planta esteja instalada a 15 Km do ponto de conexão. Tendo em vista a magnitude deste item, a distância (entre a usina e o ponto de conexão) se torna uma variável chave para determinar a rentabilidade do projeto. Quanto mais longe, mais cara a conexão, e assim, menos rentável o projeto.

Além do custo de conexão, a região onde a usina está instalada influencia os custos de operação. Isto ocorre por conta dos custos de transporte de peças, prazo para entrega e principalmente o custo da mão-de-obra. No entanto, analisando o resultado do quadro 7 pode ser observado que a distância do ponto de conexão, tem impacto mais relevante.

De fato, com base no quadro 7 pode-se dizer que projetos com linhas de transmissão superiores a 50 Km são inviáveis, devido a TIR acionista ser inferior ao custo de capital exigido pelo acionista. O projeto perde atratividade no caso em uma usina situada a 35 Km do ponto de conexão, tenha o custo de operação superior a R\$ 2,5 milhões.

**Quadro 7– Matriz de sensibilidade da Taxa Interna de Retorno do acionista (TIR) considerando variações na distância (Km) e no custo de operação**

Distância do Ponto de Conexão	Custo de Operação e Manutenção (R\$ mil)						
	1.000,00	1.300,00	1.600,00	1.900,00	2.200,00	2.500,00	2.800,00
5	16,72%	16,15%	15,58%	15,02%	14,47%	13,89%	13,33%
10	16,22%	15,66%	15,11%	14,56%	14,00%	13,44%	12,89%
15	15,74%	15,19%	14,65%	14,10%	13,55%	13,00%	12,46%
20	15,28%	14,74%	14,20%	13,65%	13,12%	12,58%	12,05%
25	14,83%	14,29%	13,76%	13,23%	12,70%	12,17%	11,65%
30	14,39%	13,86%	13,33%	12,81%	12,29%	11,78%	11,27%
35	13,95%	13,43%	12,92%	12,41%	11,90%	11,40%	10,90%
40	13,54%	13,03%	12,52%	12,02%	11,52%	11,03%	10,54%
45	13,13%	12,63%	12,14%	11,64%	11,16%	10,67%	10,19%
50	12,74%	12,25%	11,76%	11,28%	10,80%	10,33%	9,86%
55	12,36%	11,88%	11,40%	10,93%	10,46%	10,00%	9,53%
60	11,99%	11,52%	11,05%	10,59%	10,13%	9,67%	9,22%

Fonte: Elaboração Própria

**Quadro 8– Sensibilidade da rentabilidade do projeto *versus* o custo do investimento sobre a energia disponível para a venda (R\$ mil / MW)**

R\$ mil / MW	Tir Acionista
1.951	49,95%
2.295	39,90%
2.700	31,63%
3.177	24,85%
3.737	19,33%
4.397	14,65%
5.057	11,12%
5.815	8,11%
6.687	5,53%
7.690	3,26%
8.844	1,26%
10.171	0,00%

Fonte: Elaboração Própria

Tendo em vista que o volume total de investimentos é a variável mais sensível para a determinação da viabilidade de um projeto de geração, e que este tipo de projeto quer seja pelo apelo ambiental, quer seja pelo aumento da garantia de suprimento de energia é muito importante do ponto de vista político, o Governo vem criando incentivos que possibilitem uma redução destes custos e, portanto, o aumento de projetos economicamente viáveis.

Dentre os incentivos que podem ser aproveitados pelos projetos de geração de energia por biomassa, o REIDI - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura criado pela lei 11.488/2007 de 2007 possibilita a isenção do recolhimento de PIS/Cofins na aquisição dos ativos imobilizados do projeto.

Isto possibilita uma economia de até 9,25% no valor dos investimentos, resultando um acréscimo de até 4% na TIR acionista do projeto. Para a obtenção deste incentivo é necessário que o projeto seja enquadrado no PAC – programa de aceleração do crescimento, recebendo assim, um registro específico do Ministério da Fazenda. Com este número, os fabricantes que fornecem os equipamentos para o projeto ficam isentos de pagar PIS/Cofins sobre as vendas possibilitando um desconto no valor da compra.

Além da isenção do pagamento de PIS/Cofins, os projetos de infra-estrutura contam com a possibilidade de recuperação do ICMS pago na compra dos ativos imobilizados. Este imposto que é estadual e em São Paulo representa cerca de 10% - 12% do valor dos ativos, no entanto, é recuperado em 48 parcelas a partir da entrada em operação do empreendimento. Assim, o impacto na TIR acionista é de cerca 2%. Esta recuperação é regulamentada pela Lei Complementar nº 102/2000, que alterou alguns artigos, especialmente a forma de aproveitamento do crédito do imposto na entrada de mercadorias destinadas ao ativo permanente.

### **V.2.3 – Condições de Financiamento**

Conforme apresentado anteriormente, a taxa de retorno observada pelo capitalista para decidir sobre a viabilidade de um projeto de investimento é a TIR Acionista. Esta taxa de retorno mede a rentabilidade do capital empregado pelo acionista considerando todos os custos operacionais e financeiros inerentes ao projeto. Para calcular esta taxa, pelo lado dos investimentos são considerados somente os desembolsos efetuados pelo investidor. Assim, considerando que o investimento total é composto pelos desembolsos do acionista mais os recursos oriundos de financiamento, é possível perceber a importância do percentual financiável do projeto. De fato, quanto maior a parcela financiável, menor o desembolso do capitalista e, portanto, maior a rentabilidade do projeto, tendo em vista que os fluxos de receita são independentes da quantidade de financiamento.

Em um projeto, sempre que o custo do financiamento ( $K_d$ ) for menor que o custo de capital do acionista ( $K_a$ ), será preferível tomar recursos emprestado, que aplicar recursos próprios<sup>38</sup>. No entanto, é importante lembrar que o custo da dívida ( $K_d$ )

---

<sup>38</sup> Como estes projetos operam em lucro presumido, não foi considerado o benefício fiscal da dívida, ou seja, a redução do pagamento do imposto de renda devido a redução no lucro causada pela despesa financeira.

é tão maior quanto maior for o risco de inadimplência, e este risco tende a ser maior em projetos mais alavancados onde as despesas financeiras são maiores. Desta forma, a estrutura ótima de capital de cada projeto depende do risco de seus recebíveis que impactam diretamente sobre o risco de adimplência.

Em projetos de geração de energia, a fonte mais barata de recursos tem sido, sem dúvida alguma o BNDES. Enquanto bancos comerciais cobram até 105% do CDI<sup>39</sup>, ou seja, em termos nominais cerca de 13,5% ao ano, as taxas do BNDES são de cerca 100% TJLP + 2% a 3%, equivalente a 8,5% 9,5% ao ano.

O quadro 9 mostra a sensibilidade da TIR acionista sobre os dois principais indicadores de financiamento, ou seja, o percentual financiável e o custo do dinheiro.

**Quadro 9– Sensibilidade da rentabilidade do acionista variando o custo do financiamento (taxa de juros nominal ao ano) e a participação de capital de terceiros (financiamento) no projeto**

		Custo do empréstimo (% aa)						
		4,50%	6,50%	8,50%	10,50%	12,50%	14,50%	16,50%
% Financiável	0%	10,11%	10,11%	10,11%	10,11%	10,11%	10,11%	10,11%
	10%	10,58%	10,49%	10,40%	10,31%	10,21%	10,12%	10,02%
	20%	11,15%	10,96%	10,76%	10,56%	10,36%	10,17%	9,97%
	30%	11,81%	11,49%	11,17%	10,85%	10,53%	10,22%	9,91%
	40%	12,57%	12,11%	11,64%	11,18%	10,72%	10,28%	9,84%
	50%	13,46%	12,83%	12,19%	11,55%	10,94%	10,32%	9,71%
	60%	14,57%	13,71%	12,84%	11,99%	11,16%	10,34%	9,57%
	70%	15,97%	14,80%	13,63%	12,49%	11,39%	10,35%	9,40%
	80%	17,87%	16,23%	14,65%	13,08%	11,65%	10,36%	9,22%
	90%	20,81%	18,30%	15,98%	13,80%	11,95%	10,37%	9,02%
100%	26,88%	21,90%	17,93%	14,75%	12,31%	10,38%	8,80%	

Fonte: Elaboração Própria

Observando o quadro 9, acima, na primeira linha onde o percentual de financiamento é zero, o custo da dívida não afeta a rentabilidade do acionista. Além disso, pode ser notado que a participação do capital de terceiros afeta exponencialmente a taxa de retorno quanto maior sua participação. De fato, neste tipo de projeto onde a taxa de juros cobrada independe do percentual financiável, quanto maior sua participação, maior a rentabilidade do projeto. No entanto, a participação do BNDES é limitada segundo o tipo de projeto, e a sua importância no contexto do desenvolvimento sócio-econômico do Brasil. Por esta razão, projetos de geração de energia, onde os equipamentos são, na maior parte nacionais, o Banco procura participar de forma mais significativa.

<sup>39</sup> Estes custos de financiamento foram cotados em novembro 2008 com grandes bancos comerciais nacionais

Antes da criação do PAC, projetos deste tipo tinham financiamento entre 50% e 70%, o que impactaria em redução de mais de 2% na taxa de retorno do acionista chegando próximo do limite mínimo que torna viável este tipo de empreendimento.

Além da taxa de juros e da participação de capital de terceiros no projeto, o prazo para o pagamento da dívida é fundamental para a viabilidade do projeto. O quadro 10 mostra, que mesmo mantendo a participação e os juros constantes, cada ano a mais para pagar o projeto impacta em quase 1% na sua rentabilidade. De fato, tendo em vista esta importância, para incentivar os investimentos em infra-estrutura, o PAC previu o aumento do prazo para o pagamento dos financiamentos obtidos junto ao BNDES de 6 anos para até 14 anos, dependendo do projeto. Esta variação significou uma melhora de, no mínimo, 5% na rentabilidade dos projetos de geração de energia.

**Quadro 10– Sensibilidade da rentabilidade do acionista versus o prazo para o pagamento da dívida (em anos)**

Prazo	Tir Acionista
5	12,94%
6	13,49%
7	14,06%
8	14,65%
9	15,25%
10	15,90%
11	16,55%
12	17,17%
13	17,78%
14	18,37%

Fonte: Elaboração Própria

### **V.3. – Conclusão**

Com base nos dados apresentados neste capítulo, foi possível determinar quais são as principais variáveis que determinam a rentabilidade de um projeto de geração de energia por bagaço de cana, sendo elas o custo dos investimentos, as condições de financiamento e a localização do empreendimento.

Além da determinação das variáveis mais importantes neste capítulo foram apresentadas as medidas adotadas pelo Governo para alavancar estes investimentos que, por um lado, aumentam a capacidade de geração de energia do Brasil de forma renovável e limpa e por outro geram emprego e renda dado que os principais

fornecedores de equipamentos são nacionais e tem fábricas espalhadas pelo interior do Estado de São Paulo.



## Conclusão

O objetivo do trabalho foi mostrar o potencial de geração de energia presente no setor sucroalcooleiro e principalmente provar a viabilidade comercial deste tipo de empreendimento que, além de possuir menor impacto ambiental e menor prazo de maturação dos investimentos, garante taxas de retorno extremamente atrativas vis à vis o risco associado a este tipo de negócio.

Para atingir este objetivo, no primeiro capítulo foi abordada de forma teórica quais são as estruturas de mercado presentes na economia moderna, quais se aproximam mais da estrutura do setor elétrico brasileiro, e principalmente como garantir os benefícios da concorrência em um mercado tipicamente monopolístico. Algumas respostas foram encontradas na Nova Economia Institucional a qual defende a importância de regras claras para garantir a redução dos custos de transação fomentando assim novos investimentos. No entanto, além de regras claras, foi demonstrada a importância de instituições que garantam, por um lado, a estabilidade dessas regras e por outro, protejam o consumidor que, devido às regras atuais, não é capaz de exercer alguma pressão sobre os fornecedores com relação ao preço ou qualidade do serviço.

No segundo capítulo, foi apresentado, com mais detalhe, o setor elétrico brasileiro principalmente no que se refere as características do Novo Modelo do Setor, o qual, no primeiro mandato do Governo Lula veio para garantir o suprimento da demanda nacional com modicidade tarifária. Isto significou a criação ou reformulação de todo arcabouço regulatório setorial, com criação de novas regras e autarquias de forma a retomar a credibilidade perdida com o racionamento. Além da estrutura do novo modelo, o capítulo procurou apresentar as principais características regulatórias que tem o objetivo de garantir investimentos na expansão da oferta com preços baixos e boa qualidade de serviço.

O terceiro capítulo abordou as características técnicas de uma usina de açúcar e álcool principalmente no que tange o processo de cogeração de energia. Depois da apresentação técnica, foi mostrado o potencial de exportação de energia em uma usina mais eficiente e os custos associados a esta efficientização. De fato, como demonstrado, para que uma usina consiga aproveitar de forma eficiente os combustíveis presentes na lavoura (bagaço, palha, vinhaça etc.) são necessários investimentos tanto no processo produtivo, (caldeiras mais eficientes, turbinas e geradores de condensação etc.) quanto em equipamentos específicos para a interligação da planta ao sistema elétrico nacional.

Esta necessidade de investimentos adicionais associada ao desconhecimento sobre o setor elétrico tem se mostrado os piores entraves para a otimização elétrica das usinas. A última parte deste capítulo procurou levantar todas as variáveis necessárias para o desenvolvimento de um plano de negócios para determinação da viabilidade do projeto elencando todos os riscos e oportunidades deste tipo de projeto.

O quarto capítulo serviu para discorrer sobre a metodologia mais utilizada para análise de viabilidade financeira de projetos, ou seja, análise do fluxo de caixa livre e principalmente sobre a determinação de uma taxa de retorno mínima que o investidor precisa buscar para compensar os riscos associados a este tipo de projeto (CAPM). Depois de analisar teoricamente a forma de analisar o projeto, foram levantadas as premissas necessárias para a modelagem de uma empresa típica do setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo. Com as premissas empíricas e o embasamento teórico, foi possível desenvolver um modelo financeiro e analisar os resultados, os quais mostram a alta rentabilidade associada a este tipo de investimento.

O objetivo do quinto capítulo foi exatamente analisar o impacto de variações nas premissas determinadas no capítulo anterior sobre a rentabilidade do projeto de forma a levantar quais tem maior impacto, representando maior risco ou oportunidade. Com essa avaliação é possível verificar se os incentivos governamentais estão sendo feitos onde realmente interessa. Como era de se esperar, o valor dos investimentos, tanto em equipamentos para o processo quanto na parte de conexão, é a variável mais representativa, no entanto, a novidade está nos incentivos governamentais, em forma de redução de impostos, dados a projetos em infra-estrutura, principalmente geração de energia elétrica que podem alavancar mais ainda este tipo de investimento.

Enfim, com todas as informações acima, pode-se afirmar que os investimentos em geração de energia elétrica para a venda no sistema interligado nacional é viável e muito rentável principalmente no Estado de São Paulo onde os custos de conexão tendem a ser inferiores devido a ramificação da malha elétrica. Isto significa que, o aumento da participação da energia de biomassa na matriz energética brasileira dos atuais 3% para 13%, como afirma a Empresa de Pesquisa Energética, é praticável desde que o governo continue com os incentivos mencionados neste trabalho mantendo estável o marco regulatório.

## Bibliografia

ALSP - Assembléia Legislativa de São Paulo. Consulta disponível em [www.al.sp.gov.br](http://www.al.sp.gov.br) em 19/09/2008.

ANP – Agência Nacional do Petróleo: Nota técnica sobre a metodologia de Project Finance. [http://www.anp.gov.br/doc/notas\\_tecnicas/Nota\\_Tecnica\\_ANP\\_007\\_1999.pdf](http://www.anp.gov.br/doc/notas_tecnicas/Nota_Tecnica_ANP_007_1999.pdf), 2008.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Biomassa: Guia de Investimentos em Energias Renováveis no Brasil. Série Estudos e Informações Hidrológicas e Energéticas, no 04. 1998. \_ em [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br).

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 094, de 30 de março de 1998 em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/RES1998094.PDF>; Resolução nº 278, de 19 de julho de 2000 em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/RES2000278.PDF>; Resolução nº 252, de 6 de fevereiro de 2007 em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007252.pdf>; Processo nº:48500.00082/2006-65 em [http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2007252\\_2.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2007252_2.pdf).

ARRIETA, F.R.P., Lora, E.S., Pérez, S.A.N. Thermo-economic Analysis of BiG GT CC Cogeneration Plant. VIII Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas, 2000.

ARROW, K. J. The Economics of Agency, in Pratt e Zeckhauser. Principals and Agents: The Structure of Business . Harvard Business School Press, 1985.

BAIN, J.S., Barriers to New Competition, Harvard U.P., Cambridge, 1956.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Consulta disponível em [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br), 2008.

BRITTO, J. Redes de Firms e Eficiência Técnico- Produtiva: Uma Análise Crítica da Abordagem dos Custos de Transação. Anais do XXII Encontro Nacional de Economia, 1994.

CARLTON, D. E. e PERLOFF J. M., Modern Industrial Organization, Harper Collins, New York, 1994.

CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa. Consulta disponível em [www.cenbio.org.br](http://www.cenbio.org.br), 2008.

CESPEDES, J.F.P., Junior, S.O. Cogeração no Setor Terciário: Análise Energética e Termoeconômica. Workshop sobre Potencialidades da Tecnologias de Cogeração em São Paulo. Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo – IPT. São Paulo, 26 a 29 de Junho/1995.

CHAMBERLIN, E. H. The Theory of Monopolistic Competition. Cambridge, MA: Harvard University Press, 1933.

CHANDLER JR. A. Scale and scope: the dynamics of industrial capitalism. Harvard: Belknap, 1990.

COASE, R. H. The Nature of the Firm. Economica, New Series, 1937.

COELHO, S.T. Mecanismos para Implementação da Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa. um Modelo para o Estado de São Paulo. Tese (Doutorado), Universidade de São Paulo, Instituto de Eletrotécnica e Energia, São Paulo, Agosto/1999.

COELHO, S.T., Jr., A.V., Paletta, C.E.M., Silva, O.C. A Importância e o Potencial Brasileiro da Cogeração de Energia a Partir da Biomassa. CENBIO Notícias, 2001.

CORTEZ, L., Magalhães, P., Happ, J. Principais Subprodutos da Agroindústria Canaveieira e sua Valorização. Revista Brasileira de Energia, vol. 2, Unicamp. São Paulo, 1992.

DAMODARAN, Aswath. Avaliação de Investimentos – Ferramentas e Técnicas para a Determinação do Valor de Qualquer Ativo. Tradução de Bazán Tecnologia e Lingüística. 5. Reimpressão Rio de Janeiro: Qualitymark Editora, 2003.

EFEI Energy News, Dossiê semanal de notícias em energia. Aprovada a MP do Seguro-Apagão. Especial MP-14, Abril/2002 \_ Projeto da Copersucar inova geração de energia. EEN- 020507, Maio/2002. em [www.energynews.efei.br](http://www.energynews.efei.br).

ELETROBRÁS/MME/SEM, Avaliação de Oportunidades de Cogeração. Relatório elaborado pela Diretoria de Engenharia para o MME, subsídio às Diretrizes Específicas para o Incentivo à Atividade de Cogeração, Agosto/1999.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA: Informação sobre a conexão das usinas no sistema de transmissão de energia, em: <http://www.epe.gov.br/Lists/ICG>, 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA: Plano Nacional de Energia 2030; 2007.

ENERGIABRASIL – Destaques: Revitalização do Setor Elétrico Entrevista de Octávio Castello Branco, em: <http://www.energiabrasil.gov.br>.

FERRAZ, J. C., KUPFER, David e HAGUENAUER, Lia, Made in Brazil, Campus, RJ, 1995.

FIESP/CIESP. Ampliação da Oferta de Energia através da Biomassa, 2001, em: <http://www.fiesp.org.br>.

GALVÃO, L.C.R., Pellegrini, M.C., Udaeta, M.E.M., Pazzini, L.H.A. Regulamentação e Reguladores no Contexto da Cogeração. I Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos. Salvador, Bahia, 2003.

INFORME À IMPRENSA, Leilão de Energia de Reserva de 14/08/2008, em: [http://www.epe.gov.br/PressReleases/20080814\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/PressReleases/20080814_1.pdf).

IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas, Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e Alcool. Manual de Recomendações, 1990.

KON, A; Economia Industrial, Nobel, São Paulo, 1994.

KON, A. e CUTER J. C, Cartel internacional do estanho: a importância da indústria brasileira na quebra do conluio, Economia e Sociedade, Campinas, v. 17, n. 1 (32), p. 157-171, abr. 2008.

LABINI, P.S., Oligopólio e Progresso Técnico, Abril Cultural, São Paulo, 1984.

LEAL, M.R.L.V. Disponibilidade de Palha de Cana CENBIO Notícias, Setembro/2000.

LEAL, M.R.L.V. Ensaios de Colheita de Cana Picada com Limpeza Parcial. CENBIO Notícias, Outubro/2000.

LEVY, B. and SPILLER, P.T, The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation, Cambridge University Press, Journal of Law, Economics and Organization, Vol 10, 1996.

LEVY, B. and SPILLER, P.T, Regulations, institutions and commitment in telecommunications: a comparative analysis of five country studies. In: Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics, 1993.

NORTH, D, Custos de transação, instituições e desempenho econômico. Rio de Janeiro: Instituto Liberal, 1994.

NORTH, D, Institutions, institutional change and economic performance. Cambridge: Cambridge University Press, 1990.

SALGADO L.H. e MOTTA R.S., Marcos Regulatórios no Brasil. Ipea. 2005.

MACEDO, I.C. Energia da Cana de Açúcar no Brasil. Universidade Estadual de Campinas, São Paulo. 1999.

MARSHALL, Alfred. Principles of Economics, 8a ed. Londres: Macmillan..1920.

MICHALET, C.A., O Capitalismo Mundial, Paz e Terra, Rio de Janeiro, 1984.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA: Informações sobre os impactos do PAC para projetos de geração de energia elétrica em:

[http://www.mme.gov.br/site/menu/select\\_main\\_menu\\_item.do?channelId=1432&pageId=5304](http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=5304).

NEGRI, J.C., VIEIRA, S, OLIVEIRA, J.R.S. Análise Termoeconômica de Usinas de Geração de Energia. Revista Eletricidade Moderna, v.27, Setembro/1999.

PENROSE, E.T., The Growth of the Firm, John Wiley & Sons Inc., 1959.

PORTAL TRIBUTÁRIO: Informação a respeito dos incentivos fiscais e formas de contabilização para projetos de infra-estrutura em: <http://www.portaltributario.com.br/legislacao/lc102.htm>, 2008.

POSSAS, M.L., Estruturas de Mercado em Oligopólio, Ed. Hucitec, 1985.

POSSAS, M.L., FAGUNDES, J. E PONDÉ, J, Política Antitruste: um enfoque Schumpeteriano. Anais do XXIII Encontro Nacional de Economia, ANPEC, dezembro, 1995.

Projeto BIO.COM. Levantamento do Potencial Real de Cogeração de Excedentes no Setor Sucroalcooleiro. Relatório Final. CENBIO. São Paulo, Dezembro/2001.

Inserção de Centrais Cogeneradoras a Bagaço de Cana no Parque Energético do Estado de São Paulo: Exemplo de Aplicação de Metodologia para Análise dos Aspectos Locacionais e de Integração Energética. CENBIO. São Paulo, Dezembro/2001.

SCHUMPETER, J.A., Capitalismo, Socialismo e Democracia, Fundo de Cultura,1961.

SWEEZY, P.M., Teoria do Desenvolvimento Capitalista, Abril Cultural, 1983.

WILLIAMSON, O. E. The mechanism of governance. New York: Oxford University Press, 1996.

## **Anexo I – Questionário apresentado às Usinas para realização da pesquisa**

### **BIOMASSA – QUESTIONÁRIO 1**

#### *Brown Field* - Usinas já em operação

1. Histórico de moagem dos últimos 03 anos e projeção;
2. Histórico de fibra da cana dos últimos 03 anos;
3. Histórico de disponibilidade da planta dos últimos 03 anos;
4. Quantidade de cana própria (histórico e projeção);
5. Quantidade de cana arrendada (histórico e projeção);
6. Quantidade de cana de fornecedor (histórico e projeção);
7. Volume de palha utilizado para queima na caldeira
8. Balanço de Massa e Energia atual e proposto
9. Investimento Estimado da UTE
10. Lista de equipamentos da UTE
11. O&M previsto para a UTE
12. Cronograma de desembolso
13. Expectativa de entrada em operação da nova UTE
14. Localização (coordenadas geográficas)

### **BIOMASSA – QUESTIONÁRIO 2**

#### *Green Field* – Usinas em fase de projeto

1. Projeção de moagem;
2. Quantidade de cana própria (projeção);
3. Quantidade de cana arrendada (projeção);
4. Quantidade de cana de fornecedor (projeção);
5. Volume de palha utilizado para queima na caldeira
6. Balanço de Massa e Energia proposto
7. Investimento Estimado na UTE
8. Lista de equipamentos da UTE
9. O&M previsto para a UTE
10. Cronograma de desembolso
11. Expectativa de entrada em operação da UTE
12. Localização (coordenadas geográficas)

Fonte: Elaboração própria

## Anexo II – Balanço Patrimonial

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>DEMONSTRAÇÕES ANUAIS</b>								
<b>1. BALANÇO PATRIMONIAL</b>								
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>26.297</b>	<b>102.266</b>	<b>130.726</b>	<b>117.318</b>	<b>107.283</b>	<b>98.594</b>	<b>89.882</b>	<b>81.141</b>
<b>Ativo Circulante</b>	-	<b>0</b>	<b>6.048</b>	<b>1.271</b>	-	-	-	-
Caixa Operacional	-	0	6.048	1.271	-	-	-	-
Conta Reserva Financiamentos	-	-	-	-	-	-	-	-
Caixa Total	-	0	6.048	1.271	-	-	-	-
Contas a Receber	-	-	-	-	-	-	-	-
Impostos a Recuperar	-	-	-	-	-	-	-	-
Impostos Diferidos	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ativo Realizável a Longo Prazo</b>	-	-	<b>291</b>	<b>304</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>206</b>
IR diferido	-	-	214	221	149	149	149	149
CS diferido	-	-	77	83	57	57	57	57
<b>Ativo Permanente</b>	<b>26.297</b>	<b>102.266</b>	<b>124.386</b>	<b>115.743</b>	<b>107.077</b>	<b>98.388</b>	<b>89.676</b>	<b>80.935</b>
Imobilizado - Custo Histórico	-	-	<b>128.785</b>	<b>129.202</b>	<b>129.638</b>	<b>130.096</b>	<b>130.578</b>	<b>131.080</b>
Depreciação Acumulada	-	-	<b>(8.221)</b>	<b>(16.856)</b>	<b>(25.533)</b>	<b>(34.256)</b>	<b>(43.025)</b>	<b>(51.843)</b>
Imobilizado em Curso	26.027	98.020	-	-	-	-	-	-
Imobilizado Líquido	26.027	98.020	120.564	112.346	104.104	95.840	87.553	79.237
Diferido - Custo Histórico	271	4.247	4.247	4.247	4.247	4.247	4.247	4.247
Anortização Acumulada	-	-	<b>(425)</b>	<b>(849)</b>	<b>(1.274)</b>	<b>(1.699)</b>	<b>(2.123)</b>	<b>(2.548)</b>
Diferido Líquido	271	4.247	3.822	3.397	2.973	2.548	2.123	1.699
<b>PASSIVO TOTAL</b>	<b>26.297</b>	<b>102.266</b>	<b>130.726</b>	<b>117.318</b>	<b>107.283</b>	<b>98.594</b>	<b>89.882</b>	<b>81.141</b>
<b>Passivo Circulante</b>	-	-	-	<b>22</b>	<b>1.282</b>	<b>2.873</b>	<b>3.384</b>	<b>2.462</b>
Empréstimo de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-
Financiamentos Seniores - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos a Pagar	-	-	-	-	-	-	-	-
JCP a pagar	-	-	-	-	1.199	2.694	3.196	2.266
Fornecedores	-	-	-	-	-	-	-	-
P & D a realizar	-	-	-	-	-	-	-	-
Contas a pagar	-	-	-	-	-	-	-	-
IR/CSLL a pagar	-	-	-	22	83	179	188	196
<b>Passivo Exigível a Longo Prazo</b>	<b>20.453</b>	<b>82.024</b>	<b>104.682</b>	<b>90.878</b>	<b>77.073</b>	<b>63.269</b>	<b>49.465</b>	<b>35.661</b>
Financiamentos Seniores - Longo Prazo	20.453	82.024	104.682	90.878	77.073	63.269	49.465	35.661
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>5.844</b>	<b>20.243</b>	<b>26.044</b>	<b>26.419</b>	<b>28.928</b>	<b>32.453</b>	<b>37.033</b>	<b>43.018</b>
Capital Social	5.844	20.243	26.396	26.479	28.378	29.693	30.090	30.191
Reservas de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Reservas de Lucro	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucros Acumulados	-	-	<b>(352)</b>	<b>(60)</b>	459	2.478	6.364	11.853

DEMONSTRAÇÕES ANUAIS

2017

2018

2019

2020

2021

2022

2023

2024

1. BALANÇO PATRIMONIAL

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>73.875</b>	<b>69.362</b>	<b>66.535</b>	<b>61.351</b>	<b>62.286</b>	<b>63.274</b>	<b>64.319</b>	<b>64.627</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>1.504</b>	<b>5.794</b>	<b>11.798</b>	<b>15.469</b>	<b>24.870</b>	<b>34.363</b>	<b>43.953</b>	<b>52.847</b>
Caixa Operacional	1.504	5.794	11.798	15.469	24.870	34.363	43.953	52.847
Conta Reserva Financiamentos	-	-	-	-	-	-	-	-
Caixa Total	1.504	5.794	11.798	15.469	24.870	34.363	43.953	52.847
Contas a Receber	-	-	-	-	-	-	-	-
Impostos a Recuperar	-	-	-	-	-	-	-	-
Impostos Diferidos	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ativo Realizável a Longo Prazo</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>206</b>
IR diferido	149	149	149	149	149	149	149	149
CS diferido	57	57	57	57	57	57	57	57
<b>Ativo Permanente</b>	<b>72.165</b>	<b>63.363</b>	<b>54.531</b>	<b>45.676</b>	<b>37.210</b>	<b>28.705</b>	<b>20.160</b>	<b>11.574</b>
Imobilizado - Custo Histórico	131.604	132.151	132.723	133.329	133.961	134.619	135.305	136.018
Depreciação Acumulada	(60.714)	(69.637)	(78.617)	(87.653)	(96.751)	(105.914)	(115.144)	(124.444)
Imobilizado em Curso	-	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado Líquido	70.891	62.513	54.106	45.676	37.210	28.705	20.160	11.574
Diferido - Custo Histórico	4.247	4.247	4.247	4.247	4.247	4.247	4.247	4.247
Amortização Acumulada	(2.973)	(3.397)	(3.822)	(4.247)	(4.247)	(4.247)	(4.247)	(4.247)
Diferido Líquido	1.274	849	425	-	-	-	-	-
<b>PASSIVO TOTAL</b>	<b>73.875</b>	<b>69.362</b>	<b>66.535</b>	<b>61.351</b>	<b>62.286</b>	<b>63.274</b>	<b>64.319</b>	<b>64.627</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>1.395</b>	<b>1.617</b>	<b>6.047</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Empréstimo de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-
Financiamentos Seniores - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos a Pagar	-	-	5.824	-	-	-	-	-
JCP a pagar	1.190	1.404	-	-	-	-	-	-
Fornecedores	-	-	-	-	-	-	-	-
P & D a realizar	-	-	-	-	-	-	-	-
Contas a pagar	-	-	-	-	-	-	-	-
IR/CSLL a pagar	205	213	224	-	-	-	-	-
<b>Passivo Exigível a Longo Prazo</b>	<b>21.857</b>	<b>8.052</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Financiamentos Seniores - Longo Prazo	21.857	8.052	-	-	-	-	-	-
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>50.624</b>	<b>59.693</b>	<b>60.487</b>	<b>61.351</b>	<b>62.286</b>	<b>63.274</b>	<b>64.319</b>	<b>64.627</b>
Capital Social	30.296	30.405	30.519	30.641	30.767	30.899	31.036	31.178
Reservas de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Reservas de Lucro	1.464	2.047	2.727	3.470	4.277	5.134	6.042	6.207
Lucros Acumulados	18.864	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241



**DEMONSTRAÇÕES ANUAIS**

2025

2026

2027

2028

2029

2030

2031

**1. BALANÇO PATRIMONIAL**

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>64.804</b>	<b>64.988</b>	<b>65.181</b>	<b>65.381</b>	<b>65.589</b>	<b>65.806</b>	<b>66.032</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>61.654</b>	<b>62.371</b>	<b>62.959</b>	<b>63.397</b>	<b>63.894</b>	<b>64.454</b>	<b>65.077</b>
Caixa Operacional	61.654	62.371	62.959	63.397	63.894	64.454	65.077
Conta Reserva Financiamentos	-	-	-	-	-	-	-
Caixa Total	61.654	62.371	62.959	63.397	63.894	64.454	65.077
Contas a Receber	-	-	-	-	-	-	-
Impostos a Recuperar	-	-	-	-	-	-	-
Impostos Diferidos	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ativo Realizável a Longo Prazo</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	-	-	-	-	-
IR diferido	149	149	-	-	-	-	-
CS diferido	57	57	-	-	-	-	-
<b>Ativo Permanente</b>	<b>2.944</b>	<b>2.411</b>	<b>2.222</b>	<b>1.984</b>	<b>1.695</b>	<b>1.352</b>	<b>955</b>
Imobilizado - Custo Histórico	136.761	137.535	138.341	139.180	140.054	140.964	141.911
Depreciação Acumulada	(133.817)	(135.124)	(136.119)	(137.196)	(138.359)	(139.611)	(140.956)
Imobilizado em Curso	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado Líquido	2.944	2.411	2.222	1.984	1.695	1.352	955
Diferido - Custo Histórico	4.247	4.247	4.247	4.247	4.247	4.247	4.247
Amortização Acumulada	(4.247)	(4.247)	(4.247)	(4.247)	(4.247)	(4.247)	(4.247)
Diferido Líquido	-	-	-	-	-	-	-
<b>PASSIVO TOTAL</b>	<b>64.804</b>	<b>64.988</b>	<b>65.181</b>	<b>65.381</b>	<b>65.589</b>	<b>65.806</b>	<b>66.032</b>
<b>Passivo Circulante</b>	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimo de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-
Financiamentos Seniores - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos a Pagar	-	-	-	-	-	-	-
JCP a pagar	-	-	-	-	-	-	-
Fornecedores	-	-	-	-	-	-	-
P & D a realizar	-	-	-	-	-	-	-
Contas a pagar	-	-	-	-	-	-	-
IR/CSLL a pagar	-	-	-	-	-	-	-
<b>Passivo Exigível a Longo Prazo</b>	-	-	-	-	-	-	-
Financiamentos Seniores - Longo Prazo	-	-	-	-	-	-	-
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>64.804</b>	<b>64.988</b>	<b>65.181</b>	<b>65.381</b>	<b>65.589</b>	<b>65.806</b>	<b>66.032</b>
Capital Social	31.327	31.482	31.643	31.811	31.985	32.167	32.357
Reservas de Capital	-	-	-	-	-	-	-
Reservas de Lucro	6.236	6.265	6.296	6.329	6.362	6.397	6.433
Lucros Acumulados	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241

# Anexo III – Evolução do Fluxo de Caixa do projeto.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>DEMONSTRAÇÕES ANUAIS</b>									
<b>1. FLUXO DE CAIXA ANALÍTICO</b>									
Saldo Inicial de Caixa		0	0	6.048	1.271	0	0	0	-
<b>Fluxo das Operações</b>			<b>16.471</b>	<b>17.265</b>	<b>17.845</b>	<b>18.546</b>	<b>19.446</b>	<b>20.429</b>	<b>21.244</b>
( + ) Receita Bruta		-	19.743	21.509	21.509	22.561	23.733	24.911	25.911
( - ) PIS/Cofins		-	(902)	(940)	(1.010)	(823)	(866)	(909)	(946)
( - ) Custo Variável		-	(2.314)	(2.405)	(2.496)	(2.592)	(2.699)	(2.813)	(2.932)
Encargos Setoriais e Despesas Operacionais		-	(356)	(370)	(384)	(399)	(415)	(433)	(451)
TUST / TUSD		-	(170)	(180)	(191)	(201)	(211)	(221)	(231)
Taxa de Fiscalização ANEEL		-	(44)	(46)	(48)	(49)	(51)	(53)	(56)
Taxa ONS/CCCE		-	(10)	(10)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)
Seguros		-	(1.849)	(1.849)	(1.849)	(1.849)	(1.849)	(1.849)	(1.849)
( - ) Pagamento de IR e CS		-	(130)	(135)	(140)	(146)	(152)	(159)	(166)
		-	(57)	(29)	(155)	(599)	(722)	(758)	(790)
<b>Fluxo dos Investimentos</b>		<b>(26.027)</b>	<b>(30.766)</b>	<b>(416)</b>	<b>(436)</b>	<b>(458)</b>	<b>(482)</b>	<b>(503)</b>	<b>(524)</b>
Investimentos		(26.027)	(30.766)	(416)	(436)	(458)	(482)	(503)	(524)
Participação da Usina		-	-	-	-	-	-	-	-
Capex Manutenção		-	-	(416)	(436)	(458)	(482)	(503)	(524)
<b>Fluxo da Pré-Compra de Energia</b>		-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fluxo dos Financiamentos</b>		<b>20.183</b>	<b>14.264</b>	<b>(21.708)</b>	<b>(20.579)</b>	<b>(19.305)</b>	<b>(18.096)</b>	<b>(17.065)</b>	<b>(15.958)</b>
Recebimento de Financiamentos Seniores		20.183	24.613	(21.708)	(20.579)	(19.305)	(18.096)	(17.065)	(15.958)
Participação da Usina		-	(10.349)	-	-	-	-	-	-
Of. sobre empréstimos e financiamentos		-	-	-	-	-	-	-	-
Recebimento de empréstimo de giro		-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamento de empréstimo de giro		-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fluxos Não Operacionais</b>		-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de Aplicações Financeiras		-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de Crédito de Carbono		-	-	-	-	-	-	-	-
IR/CS sobre Ganho de Capital		-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Aporte (Redução) de Capital</b>		<b>5.844</b>	<b>6.153</b>	<b>83</b>	<b>1.899</b>	<b>1.315</b>	<b>397</b>	<b>101</b>	<b>105</b>
<b>Dividendos e JCP</b>		-	<b>(73)</b>	-	-	<b>(98)</b>	<b>(1.266)</b>	<b>(2.962)</b>	<b>(3.363)</b>
Pago JCP corrente		-	(73)	-	-	(98)	(1.266)	(2.962)	(3.363)
Pago JCP contabilizado e retido por falta de caixa		-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamento de Dividendos		-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamento de Lucros Acumulados / Redução de Capital por Dividendos		-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Final</b>		<b>0</b>	<b>6.048</b>	<b>1.271</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.504</b>
<b>5. FLUXO DE CAIXA DO PROJETO</b>									
Receita Líquida		-	18.841	19.699	20.496	21.737	22.867	24.002	24.966
Receita Não Operacional		-	-	-	-	-	-	-	-
Custo Variável		-	(2.314)	(2.405)	(2.496)	(2.592)	(2.699)	(2.813)	(2.932)
Encargos Setoriais e Despesas Operacionais		-	(244)	(449)	(780)	(695)	(731)	(767)	(798)
IR e CSLL sobre Resultado Operacional		-	(30.766)	(416)	(436)	(458)	(482)	(503)	(524)
Investimentos		(26.027)	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Operacional Residual		-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fluxo de Caixa do Projeto</b>		<b>(26.027)</b>	<b>(14.482)</b>	<b>16.429</b>	<b>16.784</b>	<b>17.992</b>	<b>18.955</b>	<b>19.919</b>	<b>20.711</b>
<b>5. FLUXO DE CAIXA DO AÇONISTA</b>									
Fluxo de Caixa do Projeto		(26.027)	(14.482)	16.429	16.784	17.992	18.955	19.919	20.711
Investimentos - Líquido da Participação da Usina		20.183	24.613	(21.708)	(20.579)	(19.305)	(18.096)	(17.065)	(15.958)
Recebimento de Empréstimos e Financiamentos		-	183	396	552	564	464	512	458
Efeito Fiscal sobre Despesa Financeira		-	715	931	841	747	687	645	611
(Aplicação)/ Resgate da conta de reserva		-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração da conta de reserva (líquida de IR)		(5.844)	(11.195)	(3.415)	(1.801)	(2)	2.009	4.011	5.822
<b>Fluxo de Caixa do Acionista</b>		<b>(5.844)</b>	<b>(11.195)</b>	<b>(3.415)</b>	<b>(1.801)</b>	<b>(2)</b>	<b>2.009</b>	<b>4.011</b>	<b>5.822</b>

DEMONSTRAÇÕES ANUAIS

2026

2025

2024

2023

2022

2021

2020

2019

2018

1. FLUXO DE CAIXA ANALÍTICO

	2026	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
<b>Saldo Inicial de Caixa</b>	<b>61.654</b>	<b>52.847</b>	<b>43.953</b>	<b>34.363</b>	<b>24.870</b>	<b>15.469</b>	<b>11.798</b>	<b>5.794</b>	<b>1.504</b>
<b>Fluxo das Operações</b>	<b>30.944</b>	<b>29.711</b>	<b>28.614</b>	<b>27.391</b>	<b>26.300</b>	<b>26.252</b>	<b>24.096</b>	<b>23.205</b>	<b>22.151</b>
(+) Receita Bruta	37.656	36.161	34.818	33.346	32.022	30.750	29.608	28.269	27.013
(-) PIS/COFINS	(1.374)	(1.320)	(1.271)	(1.217)	(1.169)	(1.122)	(1.081)	(1.032)	(986)
(-) Custo Variável Operacionais e Despesas Operacionais	(4.178)	(4.016)	(3.960)	(3.711)	(3.567)	(3.428)	(3.295)	(3.172)	(3.053)
(-) TUST TUSD	(844)	(619)	(595)	(572)	(550)	(529)	(508)	(489)	(470)
Taxa de Fiscalização ANEEL	(80)	(77)	(74)	(71)	(68)	(66)	(63)	(61)	(58)
O&M	(18)	(17)	(16)	(16)	(15)	(14)	(14)	(13)	(13)
Seguros	(235)	(226)	(208)	(208)	(200)	(193)	(185)	(178)	(172)
(-) Pagamento de IR e CS	(1.160)	(1.114)	(1.072)	(1.027)	(986)	(947)	(860)	(850)	(823)
<b>Fluxo dos Investimentos</b>	<b>(774)</b>	<b>(743)</b>	<b>(714)</b>	<b>(685)</b>	<b>(658)</b>	<b>(632)</b>	<b>(607)</b>	<b>(572)</b>	<b>(546)</b>
Investimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participação da Usina	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex Manutenção	(774)	(743)	(714)	(685)	(658)	(632)	(607)	(572)	(546)
<b>Fluxo da Pré-Compra de Energia</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Fluxo dos Financiamentos</b>	<b>155</b>	<b>149</b>	<b>143</b>	<b>137</b>	<b>132</b>	<b>126</b>	<b>121</b>	<b>114</b>	<b>109</b>
Recebimento de Financiamentos Seniores	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamento de Financiamentos Seniores	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participação da Usina	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IDF sobre empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recebimento de empréstimo de giro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamento de empréstimo de giro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fluxos Não Operacionais</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Receita de Aplicações Financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de Câmbio	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IRCS sobre Ganho de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Aporte (Redução) de Capital</b>	<b>155</b>	<b>149</b>	<b>143</b>	<b>137</b>	<b>132</b>	<b>126</b>	<b>121</b>	<b>114</b>	<b>109</b>
<b>Dividendos e JCP</b>	<b>(29.607)</b>	<b>(20.310)</b>	<b>(19.149)</b>	<b>(17.253)</b>	<b>(16.280)</b>	<b>(15.346)</b>	<b>(19.940)</b>	<b>(8.496)</b>	<b>(2.482)</b>
Pagto JCP corrente	(3.240)	(3.231)	(3.216)	(3.164)	(3.114)	(3.068)	(3.024)	(3.078)	(3.078)
Pagto JCP contabilizado e retido por falta de caixa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamento de Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamento de Lucros Acumulados / Redução de Capital por Dividendi	(26.367)	(17.079)	(15.933)	(14.089)	(13.166)	(12.279)	(16.915)	(4.014)	(2.482)
<b>Saldo Final</b>	<b>62.371</b>	<b>61.654</b>	<b>52.847</b>	<b>43.953</b>	<b>34.363</b>	<b>24.870</b>	<b>15.469</b>	<b>11.798</b>	<b>5.794</b>

3. FLUXO DE CAIXA DO PROJETO

Receita Líquida	36.281	34.841	33.547	32.129	30.853	29.628	28.527	27.237	26.027
Receita Não Operacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo Variável	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos Setoriais e Despesas Operacionais	(4.178)	(4.016)	(3.960)	(3.711)	(3.567)	(3.428)	(3.295)	(3.172)	(3.053)
IR e CSLL sobre Resultado Operacional	(1.160)	(1.114)	(1.072)	(1.027)	(986)	(947)	(860)	(850)	(823)
Investimentos	(774)	(743)	(714)	(685)	(658)	(632)	(607)	(572)	(546)
Ativo Operacional Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fluxo de Caixa do Projeto</b>	<b>30.170</b>	<b>28.968</b>	<b>27.901</b>	<b>26.706</b>	<b>25.642</b>	<b>24.620</b>	<b>23.713</b>	<b>22.622</b>	<b>21.596</b>

3. FLUXO DE CAIXA DO AÇIONISTA

Fluxo de Caixa do Projeto	30.170	28.968	27.901	26.706	25.642	24.620	23.713	22.622	21.596
Investimentos - Líquido da Participação da Usina	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recebimento de Empréstimos e Financiamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamento de Empréstimos e Financiamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efeito Fiscal sobre Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Apliação)/ Resgate da conta de reserva	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração da conta de reserva (líquida de IR)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fluxo de Caixa do Acionista</b>	<b>30.170</b>	<b>28.968</b>	<b>27.901</b>	<b>26.706</b>	<b>25.642</b>	<b>24.620</b>	<b>23.713</b>	<b>22.622</b>	<b>21.596</b>

DEMONSTRAÇÕES ANUAIS

2027

2028

2029

2030

2031

I. FLUXO DE CAIXA ANALÍTICO

	2027	2028	2029	2030	2031
Saldo Inicial de Caixa	62.371	62.959	63.397	63.894	64.454
<b>Fluxo das Operações</b>	<b>22.531</b>	<b>23.291</b>	<b>24.162</b>	<b>25.138</b>	<b>26.668</b>
(+) Receita Bruta	39.213	40.944	42.523	44.281	46.969
(-) PIS/Cofins	(3.227)	(3.367)	(3.493)	(3.634)	(3.860)
(-) Custo Variável	(4.346)	(4.522)	(4.704)	(4.894)	(5.091)
(-) Encargos Setoriais e Despesas Operacionais	(670)	(697)	(725)	(755)	(785)
TUST / TUSD	(83)	(86)	(90)	(94)	(97)
Taxa de Fiscalização ANEEL	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
O&M	(3.330)	(3.465)	(3.604)	(3.750)	(3.901)
Seguros	(244)	(254)	(264)	(275)	(286)
(-) Pagamento de IR e CS	(9.108)	(9.764)	(10.164)	(10.616)	(11.350)
<b>Fluxo dos Investimentos</b>	<b>(806)</b>	<b>(839)</b>	<b>(874)</b>	<b>(910)</b>	<b>(948)</b>
Investimentos	-	-	-	-	-
Participação da Usina	-	-	-	-	-
Capex Manutenção	(806)	(839)	(874)	(910)	(948)
<b>Fluxo da Pré-Compra de Energia</b>	-	-	-	-	-
<b>Fluxo dos Financiamentos</b>	-	-	-	-	-
Recebimento de Financiamentos Seniores	-	-	-	-	-
Pagamento de Financiamentos Seniores	-	-	-	-	-
Participação da Usina	-	-	-	-	-
IOF sobre empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-
Recebimento de empréstimo de giro	-	-	-	-	-
Pagamento de empréstimo de giro	-	-	-	-	-
<b>Fluxos Não Operacionais</b>	-	-	-	-	-
Receita de Aplicações Financeiras	-	-	-	-	-
Receita de Crédito Carbono	-	-	-	-	-
IR/CS sobre Ganho de Capital	-	-	-	-	-
<b>Aporte (Redução) de Capital</b>	<b>161</b>	<b>168</b>	<b>175</b>	<b>182</b>	<b>190</b>
<b>Dividendos e JCP</b>	<b>(21.299)</b>	<b>(22.181)</b>	<b>(22.966)</b>	<b>(23.851)</b>	<b>(25.287)</b>
Pagto JCP corrente	(3.249)	(3.269)	(3.289)	(3.279)	(3.290)
Pagto JCP capitalizado e retido por falta de caixa	-	-	-	-	-
Pagamento de Dividendos	(18.050)	(18.922)	(19.697)	(20.572)	(21.996)
Pagamento de Lucros Acumulados / Redução de Capital por Dividendi	-	-	-	-	-
<b>Saldo Final</b>	<b>62.959</b>	<b>63.397</b>	<b>63.894</b>	<b>64.454</b>	<b>65.077</b>
<b>II. FLUXO DE CAIXA DO PROJETO</b>					
Receita Líquida	35.986	37.576	39.030	40.648	43.110
Receita Não Operacional	-	-	-	-	-
Custo Variável	(4.346)	(4.522)	(4.704)	(4.894)	(5.091)
Encargos Setoriais e Despesas Operacionais	(8.235)	(8.861)	(9.252)	(9.694)	(10.416)
IR e CSLL sobre Resultado Operacional	(806)	(839)	(874)	(910)	(948)
Investimentos	-	-	-	-	-
Ativo Operacional Residual	-	-	-	-	955
<b>Fluxo de Caixa do Projeto</b>	<b>22.599</b>	<b>23.354</b>	<b>24.201</b>	<b>25.150</b>	<b>27.610</b>
<b>III. FLUXO DE CAIXA DO AACIONISTA</b>					
Fluxo de Caixa do Projeto	22.599	23.354	24.201	25.150	27.610
Investimentos - Líquido da Participação da Usina	-	-	-	-	-
Recebimento de Empréstimos e Financiamentos	-	-	-	-	-
Pagamento de Empréstimos e Financiamentos	(873)	(903)	(912)	(921)	(934)
Efeito Fiscal sobre Despesa Financeira (Aplicação)/ Resgate da conta de reserva (Remuneração de conta de reserva (líquida de IR))	-	-	-	-	-
<b>Fluxo de Caixa do Aacionista</b>	<b>21.725</b>	<b>22.451</b>	<b>23.289</b>	<b>24.229</b>	<b>26.676</b>

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)