

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CÂMPUS DE BOTUCATU

**PROPOSTA DE GESTÃO ECÔNOMICO-FINANCEIRA APLICADA EM
PLANTAS INDUSTRIAIS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS A PARTIR DA
BIOMASSA: UMA ANÁLISE COMPARATIVA DE GESTÃO DE CUSTOS
ENTRE BRASIL E ESPANHA**

SÉRGIO PAIVA

Tese apresentada à Faculdade de Ciências
Agronômicas da UNESP – Campus de Botucatu,
para obtenção do título de Doutor em Agronomia
(Energia na Agricultura).

BOTUCATU-SP
Junho – 2013

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CÂMPUS DE BOTUCATU

**PROPOSTA DE GESTÃO ECÔNOMICO-FINANCEIRA APLICADA EM
PLANTAS INDUSTRIAIS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS A PARTIR DA
BIOMASSA: UMA ANÁLISE COMPARATIVA DE GESTÃO DE CUSTOS
ENTRE BRASIL E ESPANHA**

SÉRGIO PAIVA

Orientador: Prof. Dr. Osmar de Carvalho Bueno

Coorientador: Prof. Dr. José Giacomo Baccarin

Coorientador: Prof. Dr. Gregório Antolín Giraldo

Tese apresentada à Faculdade de Ciências
Agronômicas da UNESP – Campus de Botucatu,
para obtenção do título de Doutor em Agronomia
(Energia na Agricultura).

BOTUCATU-SP
Junho – 2013

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA SEÇÃO TÉCNICA DE AQUISIÇÃO E TRATAMENTO DA INFORMAÇÃO - SERVIÇO TÉCNICO DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO - UNESP - FCA - LAGEADO - BOTUCATU (SP)

P149p Paiva, Sérgio, 1971-
Proposta de gestão econômico-financeira aplicada em plantas industriais de energias renováveis a partir da biomassa: uma análise comparativa de gestão de custos entre Brasil e Espanha / Sérgio Paiva. - Botucatu : [s.n.], 2013
xiii, 231 f. : ils. color., tabs., grafs., fots. color.

Tese (Doutorado) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Ciências Agrônômicas, Botucatu, 2013
Tese em cotutela com a Universidad de Valladolid - Espanha
Orientador: Osmar de Carvalho Bueno
Orientador: Alfonso Redondo Castán
Coorientador: José Giacomo Baccarin
Coorientador: Gregorio Antolín Giraldo

Inclui bibliografia

1. Energia - Fontes alternativas - Brasil. 2. Energia - Fontes alternativas - Espanha. 3. Recursos naturais renováveis. 4. Biocombustíveis. 5. Viabilidade econômica I. Bueno, Osmar de Carvalho. II. Castán, Alfonso Redondo. III. Baccarin, José Giacomo. IV. Giraldo, Gregorio Antolín. V. Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" (Campus de Botucatu). Faculdade de Ciências Agrônômicas. VI. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CAMPUS DE BOTUCATU
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: "PROPOSTA DE GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA APLICADA EM
PLANTAS INDUSTRIAIS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS A PARTIR DA
BIOMASSA: UMA ANÁLISE COMPARATIVA DE GESTÃO DE CUSTOS
ENTRE BRASIL E ESPANHA"

ALUNO: SÉRGIO PAIVA

ORIENTADOR: PROF. DR. OSMAR DE CARVALHO BUENO

CO-ORIENTADORES: PROF. DR. JOSÉ GIACOMO BACCARIN
PROF. DR. GREGÓRIO ANTOLÍN GIRALDO

Aprovado pela Comissão Examinadora



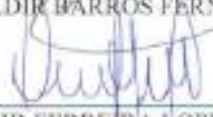
PROF. DR. JOSÉ GIACOMO BACCARIN



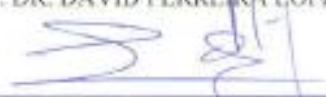
PROF. DR. WILSON KENDY TACHIBANA



PROF. DR. WALDIR BARROS FERNANDES JUNIOR



PROF. DR. DAVID FERREIRA LOPES SANTOS



PROF. DR. GREGÓRIO ANTOLÍN GIRALDO

Data da realização: 10-06-2013

Amor infinito:

*A Deus, a razão de tudo.
A minha Esposa, Cris Lara.*

AGRADECIMENTOS

A Deus por mais essa conquista e pelas forças na minha trajetória de vida.

À minha esposa Cris Lara, meu grande amor. Agradeço pelo incentivo e pelo apoio incondicional. Agradeço por não medir esforços para que eu possa alcançar meus objetivos e meus sonhos. *“Eu tenho tanto para lhe falar, mas com palavras não sei dizer. Como é grande meu amor por você!”*

Aos meus orientadores ‘espanhóis’: Prof. Dr. Alfonso Redondo Castán e Prof. Dr. Gregorio Antolín Giraldo, ambos da *Universidad de Valladolid* (Espanha), pela acolhida nessa universidade espanhola, por todo apoio e suporte que me ofereceram nessa universidade, dentre eles, a pesquisa de campo em termoeletrônica espanhola. Agradeço-lhes por permitir adentrar “por mares nunca antes navegados”, acreditando em mim e na realização desta pesquisa. Agradeço pelos ensinamentos proporcionados pela nossa convivência e pelo esforço com que se dedicaram para que eu pudesse realizar o Estágio de Doutorado e a Cotutela (Dupla Titulação) – um sonho realizado – na *Universidad de Valladolid*, fundamental na minha formação pessoal e acadêmica. *Muchas gracias por todo!*

Ao orientador e co-orientador ‘brasileiros’: Prof. Dr. Osmar de Carvalho Bueno e Prof. Dr. José Giacomo Baccarin, ambos da Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho” e responsáveis pelo meu Doutorado no Programa de Pós-Graduação em Agronomia (Energia na Agricultura), da UNESP, Campus de Botucatu, Brasil.

Aos Professores: Dra. Maria Inez Espagnoli Geraldo Martins (UNESP), Dr. Wilson Kendy Tachibana (USP) e Dr. Waldir Barros Fernandes Júnior (FATEC-RP e UNESP), os quais contribuíram largamente para a realização desta tese.

Aos meus pais, pelos ensinamentos realizados na minha formação de homem honesto e trabalhador.

Aos meus sogros, pelos conselhos imprescindíveis nesta caminhada.

Aos docentes e aos funcionários do Programa de Pós-Graduação em Agronomia (Energia na Agricultura) da Faculdade de Ciências Agrômicas de Botucatu da

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” (UNESP, Campus Botucatu) pelo apoio e compreensão nos trâmites necessários para a realização da Cotutela.

À *Universidad de Valladolid-UVA* (Espanha) e ao *Departamento de Organización de Empresas y Comercialización e Investigación de Mercados* que me receberam e me acolheram em seu Programa de Doutorado para a realização de pesquisa, essenciais na minha formação.

Ao Centro Paula Souza, especialmente à Faculdade de Tecnologia de São José do Rio Preto-FATEC, pelo apoio financeiro de minha pesquisa de Doutorado e pelo incentivo na realização do Estágio Doutoral e do Doutorado Pleno na Universidad de Valladolid.

Às usinas que prontamente me confiaram a pesquisa de campo para o desenvolvimento da parte empírica desta tese.

À CAPES pela concessão da bolsa de Doutorado na *Universidad de Valladolid*, na Espanha.

SUMÁRIO

	Página
LISTA DE TABELA	X
LISTA DE QUADROS.....	XII
LISTA DE GRÁFICOS	XIII
LISTA DE FIGURAS.....	XIV
1 RESUMO.....	1
1.1 ABSTRACT	3
2 INTRODUÇÃO	5
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
3.1 Gestão Econômico-Financeira	16
3.2 Gestão de Custos	31
3.3 Contextualização de Custos.....	39
3.3.1 Breve História dos Métodos de Custos	39
3.3.2 Conceitos de Custos	41
3.4 Custeio Baseado em Atividades (ABC)	50
3.5 Custeio Baseado no Tempo Invertido por Atividade (TDABC).....	57
3.6 Contextualização de Energias Renováveis em Cenários Contemporâneos.....	68
3.7 Geração de Energias em Alguns Países	88
4 MATERIAIS E MÉTODO	106
4.1 Procedimentos Metodológicos	107
4.2 Método de Análise dos Resultados	110
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES	114
5.1 Proposta Econômico-Financeira Aplicada em Energias Renováveis a Partir da Biomassa.....	114
5.2 Relatório do Estudo de Caso	115
5.3 Preparação-Análise.....	117
5.4 Projeto Modelo-Piloto-I	124
5.5 Demonstração das Análises.....	143
5.6 Atualização do Projeto Modelo-Piloto-I	149

5.7 Central Térmica a Partir da Biomassa Florestal na Espanha.....	155
5.7.1 Projeto Modelo-Piloto-II.....	156
5.8 Comparação Entre os Projetos Modelo-Pilotos I e II.....	169
6 CONCLUSÕES	173
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	177
APÊNDICE 1	191
APÊNDICE 2	219

LISTA DE TABELA

	Página
Tabela 1 - Demonstração do Custo de Capital Anual.....	46
Tabela 2 - Análise da Taxa do Custo de Capacidade.....	86
Tabela 3 - Relação das Atividades Operacionais.....	120
Tabela 4 - Relação de Investimentos e Melhorias	121
Tabela 5 - Relação das Atividades Operacionais.....	122
Tabela 6 - Relação dos Investimentos e das Melhorias	122
Tabela 7 - Base de Rateio do Consumo dos Recursos Financeiros	126
Tabela 8 - Rateio de Energia Térmico-Elétrica	126
Tabela 9 - Relação das Atividades Operacionais.....	127
Tabela 10 - Relação das Atividades Operacionais.....	128
Tabela 11 - Relação das Atividades Operacionais.....	131
Tabela 12 - Capacidade Prática dos Recursos Fornecidos.....	133
Tabela 13 - Relação dos Recursos Financeiros.....	134
Tabela 14 - Relação dos Gastos	134
Tabela 15 - Custos Operacionais, Investimentos e Melhorias.....	136
Tabela 16 - Relação das Atividades e Aplicação da Taxa do Custo de Capacidade	141
Tabela 17 - Receita de Venda - Cogeração de Energia Elétrica	144
Tabela 18 - Custo de Manutenção - MWh.....	144
Tabela 19 - Relação Receita-Bruta\Custo-Operacional	146
Tabela 20 - Relação Receita/Custo Operacional	147
Tabela 21 - Custo de Capital.....	148
Tabela 22 - Fracionamento do Custo da Capacidade Fornecida.....	151
Tabela 23 - Custos Operacionais, Investimentos e Melhorias	152
Tabela 24 - Relação Receita/Custo Operacional	152
Tabela 25 - Custos Operacionais, Investimentos e Melhorias	154
Tabela 26 - Relação Receita/Custo Operacional	154
Tabela 27 - Relação dos Custos Operacionais	158
Tabela 28 - Relação das Receitas.....	158

Tabela 29 - Lucro Operacional	159
Tabela 30 - Produção de Energia Térmica Equivalente ao Diesel.....	159
Tabela 31 - Produção de Energia Térmica em 2008 e 2009	160
Tabela 32 - Produção de Energia Térmica do Período Analisado (2008/2009)	160
Tabela 33 - Custos Operacionais, Investimentos e Melhorias	162
Tabela 34 - Relação das Atividades, Tempos e Valores Monetários	165
Tabela 35 - Receitas/Custos Operacionais.....	166
Tabela 36 - Custo de Capital Referente ao Período Analisado.....	167

LISTA DE QUADROS

	Página
Quadro 1 - Rol dos Objetivos Específicos Elaborados Neste Estudo	13
Quadro 2 - Cálculos das Entradas Operacionais.....	30
Quadro 3 - Relação das Publicações na Temática <i>Time-Driven Activity-Based Costing</i>	62
Quadro 4 - Potência e Energia Fornecida - Central Térmica.....	161
Quadro 5 - Comparação Entre a Planta I e a Planta II	169

LISTA DE GRÁFICOS

	Página
Gráfico 1 - Matriz Energética Brasileira Versus Mundo (produção)	85
Gráfico 2 - Matriz Energética Brasileira Versus Mundo (evolução).....	87
Gráfico 3 - Cenário Brasileiro da Produção de Cana-de-Açúcar.....	100
Gráfico 4 - Cenário de Crescimento do Setor Sucroenergético	103

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1 - Ciclo Operacional de Empresas	30
Figura 2 - Esquema de Geração de Biomassa.....	73
Figura 3 - Modelo de Central Térmica da Espanha	90
Figura 4 - Mét. Proposto: Gestão Econômico-Financeira Aplicada em Ener. Renováveis	111
Figura 5 - Escopo do Método Proposto na Planta I	119
Figura 6 - Escopo do Método Proposto na Planta II	123
Figura 7 - Custo Total do Setor Sucroenergético (Planta I).....	139
Figura 8 - Ciclo Operacional do Setor Sucroenergético (Planta I)	140
Figura 9 - Taxa do Custo da Capacidade - TCC	163
Figura 10 - Ciclo Operacional da Planta II	164

1. RESUMO

Essa pesquisa investigou o tema de energias renováveis por meio de um método proposto com a finalidade de rastrear a viabilidade econômico-financeira em duas plantas industriais a partir de biomassa. A primeira, denominada “planta industrial unidade sucroenergética” (também nomeada neste trabalho como planta I), situada no Estado de São Paulo, Brasil, produz não somente açúcar e álcool, mas também energias (mecânica, térmica e elétrica), sendo estas a partir do bagaço da cana-de-açúcar. Já a segunda, denominada “planta industrial central térmica” (também chamada neste estudo de planta II), localizada na Comunidade Autônoma de *Castilla y León* (uma das Comunidades Autônomas que pertence à região norte da Espanha), produz somente energia térmica, representada neste estudo por MWh de energia elétrica.

Essa planta II produz energias a partir de resíduos florestais provenientes de podas de árvores (pinheiros). Ambas as plantas pertencem ao Setor de Energias Renováveis a partir da Biomassa. O método proposto de análise, denominado “Proposta de Gestão Econômico-Financeira Aplicada em Energias Renováveis a partir da Biomassa, partiu dos Postulados Teóricos de Kaplan e Anderson (2008; 2007; 2004), de Kaplan e Cooper (1988), de Gitman (2004); Van Horne (1993) e de Allora et al (1995). Os resultados apresentados foram de grande relevância ao setor, como as informações geradas pelo projeto modelo-piloto-I, que atribuiu 24,81% dos custos operacionais ao produto energia elétrica e 75,19% aos produtos álcool e açúcar. A capacidade não-utilizada dessa planta apresentou-se na ordem de 7.097.752 minutos, equivalente a 24,57% do total da capacidade

prática fornecida, dos quais 1.760.952,27 minutos foram pertinentes à cogeração e 5.336.799,73 minutos, à produção do açúcar e álcool e as atividades produtivas representaram 75,43% dos custos operacionais. A viabilidade econômico-financeira foi rastreada e detectada a partir de caldeiras e turbinas com tecnologia 100 kgf/cm² no processo de cogeração de energia térmica e elétrica, funcionando em condições normais e mantendo as demais “variáveis inalteradas. Essa viabilidade gerou indicadores importantes, como, por exemplo, o *payback* na ordem de 3,63 anos, o valor presente líquido foi apurado na ordem de R\$ 39.984.621,36 e a taxa interna de retorno foi gerada na ordem de 24,42%.

O projeto modelo-piloto II também rastreou a viabilidade econômico-financeira em dois momentos: o primeiro identificou que a planta é viável de acordo com o *payback*. O segundo rastreou a viabilidade econômico-financeira a partir da hipótese de produção de energia térmica equivalente a energia elétrica na ordem de 7.699,08 MWh. O presente estudo conclui-se diante do método proposto que o grande benefício dos projetos modelo-piloto I e II desenvolvidos e aplicados neste estudo não seria reduzir, imediatamente, as atividades mais onerosas, como passar cabo, mas sim visualizar todas as atividades pertinentes ao mesmo processo produtivo a fim de gerar informações detalhadas com propósito de replanejá-las e redistribuí-las em longo prazo com vista à redução dos custos operacionais.

Botucatu, 2013. 155 p. Tese (Doutorado em Agronomia / Energia na Agricultura) - Faculdade de Ciências Agronômicas, Universidade Estadual Paulista.

Author: SÉRGIO PAIVA

Adviser: OSMAR DE CARVALHO BUENO

1.1. Abstract

This research investigated the topic of renewable energy through a proposed method in order to trace the economic and financial viability of two industrial plants from biomass. The first, called ‘sugarcane unit industrial plant’ (also named as plant I in this text), located in São Paulo State, Brazil, produces not only sugar and alcohol, but also energy (mechanical, thermal and electrical), and these types of energy are produced from sugarcane bagasse. The second, called ‘industrial thermal power plant’ (also named as plant II), located in Castilla y León (one of the Autonomous Communities in Northern Spain), produces only thermal energy, indicated by MWh.

Plant I produces energy out of forest residues from pruning pine trees. Both plants belong to Biomass Renewable Energy. The proposed method of analysis entitled as ‘Proposal of Applied Economic and Financial Management in Biomass Renewable Energy’ is based on Kaplan’s and Anderson’s (2008, 2007, 2004), Kaplan’s and Cooper’s (1988), Gitman’s (2004); Van Horne’s (1993) and Allora’s et al (1995) theoretical postulates. The

results are important to Biomass Renewable Energy as well as the information generated by pilot project-model I, which attributes 24.81% of operational costs to electricity and 75.19% to alcohol and sugar. The unused capacity of this plant is indicated in 7,097,752 minutes, equivalent to 24.57% of the provided practice total capacity, of which 1,760,952.27 minutes were to cogeneration and 5,336,799.73 minutes were to sugar and alcohol production. The activities of production accounted for 75.43% of operating costs. The economic and financial viability was detected and tracked from boilers and turbine with 100 kgf/cm² technology in the process of cogeneration of thermal and electrical energies under normal conditions and other variables unchanged. This visibility generated important indicators such as the *payback* of 3.63 years, the current net value was estimated at R\$ 39,984,621.36, and the internal return rate was calculated as 24.42%.

The pilot project-model II also tracked the economic and financial viability in two stages: the first one identified that the plant is workable according to *payback*. The second case tracked a hypothesis from 7699.08 MWh to the increased production of thermal energy which is equivalent to electricity in search of economic and financial viability. Regarding the proposed method, we conclude that the major benefit of pilot project-models I and II developed and applied in this study is to observe all production process activities in order to obtain detailed information to rearrange and redistribute them in order to reduce long-term operational costs.

Keywords: Renewable Energy. Bioenergy Generation. Biomass. Cost Management. Economic and Financial Viability.

2. INTRODUÇÃO

Este estudo analisa a viabilidade econômico-financeira de energias renováveis a partir da biomassa em duas plantas industriais. A primeira, denominada “planta industrial unidade sucroenergética” (também nomeada neste trabalho como planta I), situada no Estado de São Paulo, Brasil, produz não somente açúcar e álcool, mas também energias (mecânica, térmica e elétrica) a partir do bagaço da cana-de-açúcar, pertencendo ao Setor de Energias Renováveis a partir da Biomassa. Já a segunda, denominada “planta industrial central térmica” (também chamada de planta II), localizada na Comunidade Autônoma de *Castilla y León*¹, na região norte da Espanha, produz somente energia térmica, representada neste estudo por MWh de energia elétrica. Essa planta II produz energias a partir de resíduos florestais provenientes de podas de árvores (pinheiro²).

A biomassa é uma das fontes de energias renováveis disponíveis no mundo, como, por exemplo, o bagaço de cana-de-açúcar e os resíduos florestais oriundos de podas de árvores, resíduos agrícolas, dejetos de animais, entre outras. Essas biomassas são consideradas matérias orgânicas e podem ser utilizadas como combustível no processo de geração de energias, cujo processo é realizado por meio da queima do bagaço ou dos resíduos florestais que se transformam em vapor (energia térmica) suficiente para girar as turbinas que

¹ A Espanha está dividida por 17 Comunidades Autônomas, como, por exemplo, Castilla y Leon. Pode-se entender que cada Comunidade Autônoma seria equivalente a um Estado no Brasil, como, por exemplo, o Estado de São Paulo.

² Na língua espanhola, usa-se o termo “*piñares*”. O autor deste estudo traduz para a língua portuguesa o nome dessa árvore como “pinheiro”.

estão acopladas aos geradores, que, por sua vez, produzem energia elétrica. Essa energia térmica (vapor) pode ser utilizada como calefação (ar quente) e também para aquecer a água em uso doméstico (ducha, torneira de água quente entre outros). É significativo reiterar que essas fontes de energias renováveis (bagaço de cana-de-açúcar e pinheiro) serão investigadas neste presente estudo.

Com relação ao processo de cogeração de energias, podem-se apontar algumas vantagens e benefícios. Nesse sentido, o processo de cogeração a partir da biomassa da cana-de-açúcar contribui, positivamente, para as reduções das emissões de dióxido de carbono (CO_2), lançado pela queima de combustíveis fósseis. Autores, como Pereira Jr. (2001), Bauer (2001), Meneguelho (2006) e Pellegrini (2009) consideram que os estudos realizados são insuficientes, principalmente, no aspecto de viabilidade econômico-financeira do setor, sobretudo, em gestão de custos, uma vez que as pesquisas já realizadas focalizam outras temáticas, como, por exemplo, eficiência de processo, cenário da matriz energética, sendo, portanto, temáticas distintas daquela que será abordada neste estudo. Uma das vantagens da cogeração de energias a partir de resíduos florestais provenientes de podas de árvores é a substituição do combustível fóssil pelo combustível renovável e limpo (biomassa), contribuindo na redução de lançamentos de gases poluentes na atmosfera. Portanto, nota-se que, embora ambos os processos de cogeração sejam oriundos de biomassas distintas (cana-de-açúcar e pinheiro), as suas vantagens seguem uma mesma direção: substituição do combustível fóssil pelo combustível renovável e limpo.

No que diz respeito ao cenário brasileiro, segundo o Ministério de Minas e Energia-MME (2011), o panorama de energia renovável é de 45,3%, distribuído da seguinte forma: 14,1% de hidroelétrica e 31,20% de biomassa, a qual está subdividida em: 9,5% de lenha, 17,7% de produtos da cana-de-açúcar e 4,0% outros. Esse percentual de 45,3% de energia renovável faz com que o País se posicione em uma situação favorável em relação ao mundo. Vale considerar que ainda há um potencial energético significativo a ser explorado no setor. Assim, do total de 448 plantas industriais existentes, somente 100 estão interligadas ao Sistema Integrado Nacional-SIN, representando 20% desse total. Isto é, somente 20% das plantas industriais estão exportando energia elétrica para as concessionárias, como a Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL.

Cumprir acrescentar que, dentre um total de 448 plantas industriais ativas, existem aproximadamente 300 delas que poderiam ser modernizadas, passando pelo denominado “*Processo de Retrofit*”³ com a finalidade de aumentar a eficiência de processo de cogeração de energias a partir da biomassa da cana-de-açúcar (UDOP, 2012e). Um dos passos que o governo brasileiro poderia promover mais rapidamente essa modernização seria o desenvolvimento um programa de inserção da bioenergia por meio da definição de leilões anuais, regulares e capazes de manter e expandir a cadeia de bioeletricidade do País.

No Brasil, tempos atrás, o bagaço da cana-de-açúcar era tratado como um problema ambiental, pois o produto é muito volumoso e de difícil armazenamento, obrigando, assim, algumas plantas industriais a descartarem essa biomassa, podendo gerar crimes ambientais em suas proximidades. Já a partir de 2004, surge uma regulamentação da cogeração de energia elétrica que vem estimulando a opção de utilizar o bagaço para cogear energia elétrica com finalidade de exportação (comercialização). Atualmente, observa-se que há uma possibilidade de tornar rentável o que antes era um problema – o bagaço⁴ de cana-de-açúcar –, já que este produto é algo inevitável, sendo consequência do processo produtivo do álcool e do açúcar desse segmento. Nesse sentido, as tendências de mercado vêm sinalizando de maneira positiva à exploração de energias renováveis, uma vez que o Brasil apresenta-se em crescimento econômico (3% em 2012), necessitando, assim, de energias alternativas. Ademais, o período de safra da cana-de-açúcar ocorre de março a novembro, coincidindo com a época em que a oferta de hidroelétrica é normalmente menor por conta da diminuição das chuvas.

O segmento sucroenergético vem buscando alternativas para transformar essa biomassa (bagaço) em um produto lucrativo (energia elétrica, etanol de segunda geração, bagaço *in natura* entre outros). Assim, as opções que as plantas sucroenergéticas têm para acrescentar a lucratividade do segmento são: i) a venda do bagaço *in*

³ “*Retrofit*” é um termo utilizado principalmente em engenharia para designar o processo de modernização de algum equipamento já considerado ultrapassado ou fora de norma.

⁴ Segundo a União dos Produtores de Bioenergia - UDOP- (2006), de cada 3,7 t de Cana-de-açúcar processada, resultam em uma tonelada de bagaço *in natura*, que pode ser queimado em caldeiras próprias, gerando energias mecânica, térmica e elétrica. Pode também ser comercializada em outras usinas, para serem queimadas em caldeiras ou como matéria-prima para produção de rações e outros produtos afins.

natura, pois, essa prática não necessitaria de investimentos, tampouco de tecnologias avançadas; ii) a queima do bagaço para cogeração de energias; iii) a produção de etanol de segunda geração. A escolha da melhor opção pode variar em função da tecnologia que a planta industrial tem disponível, somada às oportunidades de mercado.

Cumpra mencionar, ainda, que com relação à venda do bagaço *in natura*, Paiva e Baccarin (2010) mostraram que esse produto *in natura* teve um preço de venda de cerca de R\$ 39,73 por tonelada com frete incluso até 25 km de distância, caso a planta sucroenergética optasse por comercializar o produto *in natura*. Com relação à cogeração de energias, Pellegrini (2009) verificou que o Custo do MWh foi apurado dentro de uma variação entre os três valores a seguir: R\$ 98,11 (processo de contrapressão sem modificação de processos); R\$ 126,56 (processo de contrapressão com modificação de processo); e R\$ 136,78 (processos de contrapressão). No que concerne ao caso da utilização do bagaço para produção do etanol de segunda geração exige investimento no segmento. Para a UDOP (2011d), uma tonelada de cana-de-açúcar produz em torno de 45 l de etanol, gerando aproximadamente 270 kg de bagaço, que pode produzir até 40 l de etanol segunda geração. Essa última opção de utilização do bagaço está sendo discutida fortemente pelos líderes desse segmento, pois, a produção do etanol pode praticamente dobrar, aproximando-se de 85 l de etanol por tonelada de cana-de-açúcar processada.

Vale acrescentar que, com relação à produção de etanol de segunda geração, existem pesquisas que buscam sua viabilidade econômico-financeira, de acordo com o Centro de Tecnologia Canavieira-CTC (2011). Para tanto, o CTC está empenhado na captação de R\$ 250 milhões junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), para financiamento de novos projetos tendo em vista à redução do custo do etanol segunda geração de R\$ 1,30 por litro para o mesmo nível do etanol convencional, cerca de R\$ 0,90 por litro. É importante ressaltar que o bagaço da cana-de-açúcar ocupa um papel fundamental, maior que o etanol. Isso, embora a energia do bagaço seja pouco comercializada, mais usada pelas próprias agroindústrias sucroalcooleiras.

Na visão da União da Indústria da Cana-de-açúcar – UNICA – (2011), estima-se que o potencial de bioeletricidade excedente a partir do bagaço da cana-de-açúcar possa atingir 8.158 MWh médios até o ano de 2016 e 13.158 MWh até 2021, que se aproxima do potencial instalado da Usina de Itaipu (a maior Usina Hidroelétrica da América de Sul,

situada entre Brasil e Paraguai). Estima-se também que, no ano de 2035, o Estado de São Paulo (Brasil) terá duplicado a demanda atual de energia e, assim, uma das principais opções de oferta de energia seria a biomassa a partir da cana-de-açúcar.

Com relação à Espanha, o setor de energias renováveis a partir da biomassa vem se desenvolvendo com o advento da mecanização no campo, composta por equipamentos de tecnologia de ponta, que são utilizados na extração e preparação da biomassa para o processo de combustão em caldeiras. Esse País também está desenvolvendo tecnologias modernas para o uso de biomassa a fim de produzir energia térmica específica para edifícios, como, por exemplo, a gasificação utilizada na implantação de cogeneradores de energia térmica. Assim, o País tem um potencial disponível em torno de 88 milhões de toneladas de biomassa primária verde (incluindo resíduos florestais e agrícolas) e 12 milhões de toneladas de biomassa secundária seca obtida a partir de resíduos de procedência agroflorestais.

Na Espanha, as energias renováveis, principalmente, por meio da fonte energética a partir da biomassa, apresentou-se da seguinte forma: a biomassa florestal representou cerca de 3.655 toneladas equivalentes ao petróleo (TEP) de consumo térmico. O processo produtivo de grande parte dessa produção é considerado ineficiente, por conta do uso de biomassa (resíduos florestais) em equipamentos obsoletos. No entanto, existe uma potência instalada de 533 MWt, abastecida com resíduos industriais e agroindustriais, principalmente de resíduos agrícolas (IDAE, 2011).

Diante desses cenários brasileiro e espanhol, surge a necessidade de se investigar a viabilidade econômico-financeira de energias renováveis a partir da biomassa. Nesse sentido, o desenvolvimento deste estudo justifica-se, de modo geral, porque, primeiramente, a demanda de energia no mundo apresenta-se uma tendência de crescimento de 1,7% ao ano, sendo que, até 2030 estima-se atingir um consumo de 15,3 bilhões TEP (toneladas equivalentes de petróleo) ao ano, de acordo com o Instituto Internacional de Economia (MUSSA, 2003). Assim, se a matriz energética mundial não for alterada, os combustíveis fósseis responderão por 90% desse aumento, sendo algo insustentável ao longo do tempo, porque as reservas de petróleo suprem a demanda mundial por somente 40 anos, se mantido o atual nível de consumo. As reservas mundiais comprovadas de petróleo somam 1,137 trilhão de barris, dos quais 78% estão disponíveis no subsolo dos Países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP. As projeções indicam que seja bem provável

que tanto as reservas quanto o consumo de petróleo crescerão nos próximos anos, porém, com maior intensidade do segundo, pressionando o aumento de preços (PLANO NACIONAL DE AGROENERGIA de 2006 a 2011, 2006).

Além disso, a geração de energias renováveis a partir da biomassa pode diminuir a necessidade de construção de novas hidroelétricas, diminuindo a devastação de florestas e danos na fauna e na flora local. Entre os danos causados pela construção de hidroelétricas, pode-se citar o caso da hidroelétrica “Belo Monte”, que afetou diretamente 29.242 pessoas num raio de 40 km, provocando várias mudanças na fauna e na flora, conforme apontou Rima (2009). Ademais, a fonte energética por meio de energias renováveis contribui, positivamente, no aspecto ambiental e na tentativa de substituir os combustíveis fósseis, tendo em vista as reduções das emissões de dióxido de carbono (CO₂), que pode diminuir a emissão de gases poluentes decorrentes da exploração de energia por meio de centrais térmicas a partir de combustíveis fósseis, como o diesel (CUNHA, 2005).

De modo específico, este estudo justifica-se também porque os estudos que envolvem gestão de energias renováveis a partir da biomassa estão voltados para a abordagem administrativas gerais, isto é, *sem critério de fracionamento dos gastos aos produtos* (açúcar, álcool e energia elétrica) e *sem detalhamento das informações inerentes à gestão de custos*, bem como, *não se enfoca o bagaço da cana-de-açúcar como fonte energética com finalidade de geração de energias*, conforme pode-se observar nas pesquisas de Zilio (2009), Corrêa Neto (2001) e Pellegrini (2009), os quais abordaram a viabilidade econômico-financeira do setor de energias renováveis a partir da biomassa tratando os três principais produtos (álcool, açúcar e energia elétrica) sem nenhum critério específico em cada derivado da cana-de-açúcar, sobretudo, no produto energia elétrica. Outros trabalhos, ainda, nem sequer abordaram a questão de viabilidade econômico-financeira do setor sucroenergético brasileiro, analisando somente o desempenho e a eficiência desse segmento, como os estudos de Souza (2003) e Dantas (2008).

Vale acrescentar que em ambiente de custos de energias renováveis surge a necessidade de controle das informações empresariais, pois, conforme apontou Paiva (2003) que, por um lado, os custeios tradicionais⁵ não apresentam técnicas que possam ser

⁵ Custeio por absorção e o custeio variável ou direto.

utilizadas facilmente para mensuração de custos nesse ambiente. Por outro lado, o custeio baseado nas atividades possibilita a identificação dos referidos custos em questão desde que haja explícita identificação do rol das atividades que agregam valores e que não agregam valores, bem como a identificação dos respectivos direcionadores (tempo de cada atividade).

O presente estudo procura investigar a viabilidade econômico-financeira por meio de um critério de fracionamento dos recursos financeiros consumidos no processo de geração de energias desse setor e, mais, especificamente a aplicação de custeio na geração de energias a partir da biomassa. Dessa forma, é de grande relevância abordar a viabilidade econômico-financeira nesse contexto mencionado, uma vez que este estudo permitirá observar diversas variáveis, como as atividades que agregam valores e as atividades que não agregam valores (ociosidades), estas são realizadas ao longo do ciclo produtivo em ambiente produtivo.

Menciona-se, ainda, que algumas partes da metodologia deste trabalho foram discutidas e publicadas pelo autor deste estudo em alguns congressos nacionais e internacionais, bem como em artigos e livro (PAIVA, 2011; PAIVA, BACCARIN e BUENO, 2011a; 2011b). Assim, este estudo considera que as novas ferramentas de gestão ligadas ao segmento de energias renováveis a partir da biomassa serão otimizadas em função da necessidade do detalhamento das informações por produto, ou seja, o administrador (tomador de decisão) terá condições de tomar decisões de maneira segura, por produto (energia elétrica), gerando, dessa forma, informações relevantes ao ambiente empresarial na obtenção de respostas tendo em vista às tomadas de decisões, como, por exemplo, a partir de quais *variáveis* (preço de venda, receitas operacionais, custos operacionais, tecnologias entre outras) que a geração de energias renováveis é viável do ponto de vista econômico-financeiro? Esse questionamento é a pergunta de pesquisa neste estudo.

Este estudo elaborará um método de análise, denominado “Proposta de Gestão Econômico-Financeira Aplicada em Energias Renováveis a partir da Biomassa”, com a finalidade de rastrear a viabilidade econômico-financeira do setor de energias renováveis a partir da biomassa, partindo dos Postulados Teóricos de Kaplan e Anderson (2008; 2007; 2004), de Kaplan y Cooper (1988), de Gitman (2004), Van Horne (1993) e de Allora et al (1995). A base teórica do método proposto será adaptada para delinear as diretrizes que nortearão este estudo no âmbito de custeio que será aplicado nas referidas plantas industriais e

tratados como o alicerce no âmbito econômico-financeiro por meio da aplicação das técnicas de orçamento de capitais em dados quantitativos analisados deste trabalho. Ademais, Allora et al (1995) servirá de ponto de partida para definir a *tecnologia ótima* em busca da viabilidade econômico-financeira deste estudo.

É muito relevante informar que esse referido método de análise foi elaborado em função das particularidades e especificidades do setor sucroenergético brasileiro e do setor de biomassa espanhol, pois, conforme já dito, o primeiro produz simultaneamente açúcar, álcool e energias térmica e elétrica, ao passo que o segundo produz somente energia térmica. Ambos os segmentos foram tratados neste estudo como setor de energias renováveis a partir da biomassa, conforme mencionado. A principal particularidade desse setor é que este depende de alguns fatores em cada País, como, por exemplo, no Brasil, a cana-de-açúcar que pode acrescentar ou diminuir a produção em função das chuvas. Já na Espanha, a poda de árvores pode variar a produção dessa biomassa em função dos nutrientes do solo da área explorada e de outros fatores como a manutenção da área explorada (safra e entressafra). Nesse sentido, o método analítico proposto tem como uma das finalidades identificar a capacidade utilizada e a capacidade não-utilizada de cada planta. Essa informação permite planejar o período de safra, no caso brasileiro, bem como estimar a área de poda das árvores no caso espanhol. Do ponto de vista econômico-financeiro, esse setor, sobretudo, no caso brasileiro, necessita de informações quantitativas de maneira isolada e detalhada por produto (açúcar, álcool e energias), servindo de apoio às tomadas de decisão, especificamente, de cada produto, como a energia elétrica.

Assim sendo, o objetivo deste presente estudo é, de modo geral, rastrear e analisar a viabilidade econômico-financeira por meio de um critério de fracionamento dos recursos financeiros consumidos no processo de geração de energias desse setor e, mais, especificamente aplicar de custeio na geração de energias por meio da biomassa, conforme método proposto. Para tanto, serão analisadas, comparativamente, duas plantas industriais que estão em ambientes econômicos distintos, uma situada no Brasil e outra na Espanha. A planta industrial brasileira produz açúcar, álcool e energia elétrica a partir da cana-de-açúcar. Já a planta espanhola produz somente energia térmica a partir da biomassa (resíduos florestais de pinheiro). Os objetivos específicos deste estudo são formulados abaixo, conforme Quadro 1:

Quadro 1 - Rol dos Objetivos Específicos Elaborados Neste Estudo

Descrever:	❖ Configuração das tecnologias de ambas as plantas analisadas;
Desenvolver e Aplicar:	❖ Projetos Modelo-Piloto I e II;
Elaborar:	❖ Atividades do processo produtivo inerente ao ciclo operacional das duas plantas (358 dias); ❖ Rol de atividades inerentes aos períodos safra e entressafra das plantas I e II; ❖ Atividade equivalente aos tempos consumidos no processo de instalação dos equipamentos novos (investimentos e melhorias); ❖ Hipóteses para rastrear a viabilidade econômico-financeira desse setor de energias renováveis a partir da biomassa; ❖ Critério de atualização de projetos analisados com vista à economia de esforço de trabalho; ❖ Elaborar um critério didático para elencar atividades produtivas e não-produtivas de um suposto projeto;
Apurar:	❖ Tempos de execução das atividades do processo produtivo total (açúcar, álcool e energia elétrica) e do processo de cogeração de energia elétrica; ❖ Taxa do custo da capacidade das plantas I e II; ❖ Custo unitário operacional dos produtos analisados das plantas I e II; ❖ Custo de depreciação de ambas as plantas analisadas; ❖ Custo de oportunidade de ambas as plantas; ❖ Custo de capital de ambas as plantas analisadas (projetos); ❖ Valor total, em unidades monetárias, de investimentos e melhorias; ❖ Tempo de dedicação dos funcionários para gerar 1 MWh nas plantas analisadas (I e II); ❖ Receitas operacionais das plantas I e II; ❖ Receitas provenientes de créditos de carbono de ambas das plantas;
Identificar:	❖ Atividades produtivas e não-produtivas; ❖ Ciclo operacional das plantas analisadas; ❖ Atividades que estão sendo executada em período desfavorável à otimização do processo produtivo (ingerência);
Demonstrar:	❖ Ociosidade das plantas analisadas (I e II); ❖ Atividades mais onerosas do processo produtivo analisado de ambas as plantas;
Calcular:	❖ Custo da capacidade fornecida ou o total do custo operacional das plantas I e II; ❖ Capacidade prática dos recursos fornecidos das plantas I e II;
Rastrear, Identificar e Analisar:	❖ Viabilidade econômico-financeira do setor de energias renováveis a partir da biomassa nas duas plantas industriais analisadas (Brasil e Espanha).

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Este estudo parte da hipótese de que a gestão de energias renováveis a partir da biomassa, principalmente, o bagaço da cana-de-açúcar e os resíduos florestais são viáveis do ponto de vista econômico-financeiro, embora na visão de Dantas (2008) a cogeração de energia elétrica não é o *core-business* das empresas do setor sucroenergético brasileiro, já que os principais produtos são o açúcar e o álcool.

No caso das centrais térmicas espanholas, este estudo parte da hipótese de que essas plantas industriais são viáveis do ponto de vista econômico-financeiro. Essa postura não apresenta os mesmos resultados dos estudos de Creus Solé (2009) para o qual a viabilidade econômico-financeira seria somente em plantas industriais com potência de 5 MWh, cuja planta demonstrou um investimento inicial 7.607.850 milhões de euros, com período de 20 anos, ao custo de capital de 2% ao ano. Essa planta, após pagar todos os gastos operacionais, no final do período de 20 anos, gerou o valor presente líquido de, aproximadamente, 18.848.615 milhões de euros; ao passo que as plantas industriais com 10 MWh, 15 MWh e 20 MWh seriam inviáveis do ponto de vista econômico-financeiro (CREUS SOLE, 2009).

O método proposto, denominado Proposta de Gestão Econômico-Financeira Aplicada em Energias Renováveis a partir da Biomassa, gerará informações quantitativas que servirão de subsídios para os gestores com finalidade às tomadas de decisões, a fim de otimizar os respectivos recursos financeiros utilizados na geração de energias, sobretudo, na utilização do bagaço da cana-de-açúcar e do resíduo florestal por meio da elaboração de projetos modelo-pilotos, isto é, será elaborado um itinerário por meio de etapas com vistas ao custo unitário operacional, conseqüentemente, uma proposta de viabilidade econômico-financeira desse segmento.

É relevante mencionar que a aplicação desse método proposto é inédita e de grande relevância tanto para os estudos dessa temática no âmbito acadêmico, como no âmbito empírico, já que os resultados deste estudo permitirão gerar informações importantes aos gerentes-proprietários, servindo de apoio às tomadas de decisões, tendo em vista a maximização de riqueza, gerando emprego e renda aos Países envolvidos desta pesquisa.

Este estudo estrutura-se em cinco capítulos:

No **Capítulo 1**, é apresentada a Introdução, na qual se expõe breve descrição dos cenários brasileiros e espanhol de energias renováveis a partir da biomassa, a justificativa, os objetivos gerais e específicos e a hipótese que parte este estudo.

O **Capítulo 2** mostra a revisão bibliográfica que norteia este trabalho, abordando duas áreas distintas, denominadas *Gestão Econômico-Financeira* e *Contextualização de Energias Renováveis em Cenários Contemporâneos*. A primeira área está subdividida em três partes: *Gestão de Custos*, *Conceitos de Custos* e *Custeio Baseado em Atividades (ABC)* e *Custeio baseado no Tempo Invertido por Atividade (TDABC)*.

No **Capítulo 3**, é demonstrada a metodologia deste estudo, subdividida em duas partes: *Procedimentos Metodológicos* e *Método de Análise dos Resultados*.

O **Capítulo 4** apresenta os resultados e as discussões deste estudo e está subdividido em oito partes: *Método Proposto: Proposta Econômico-Financeira Aplicada em Energias Renováveis a Partir da Biomassa*, *Relatório do Estudo de Caso*, *Preparação-Análise*, *Projeto Modelo-Piloto-I*, *Demonstração das Análises*, *Atualização do Projeto Modelo-Piloto-I*, *Central Térmica a Partir da Biomassa Florestal na Espanha - Projeto Modelo-Piloto-II* e *Comparação entre os Projetos Modelo-Piloto I e II*.

Para concluir este estudo, o último **Capítulo 5**, intitulado *Conclusão* apresenta uma síntese e interpretação dos resultados, além de alguns encaminhamentos para pesquisas futuras.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica deste estudo está subdividida em duas partes, que representam as duas “grandes” áreas abordadas neste trabalho: *Gestão Econômico-Financeira* e *Energias Renováveis*. A primeira está subdividida em cinco subseções: *Gestão Econômico-Financeira*; *Gestão de Custos*; *Conceitos de Custos Custeios Baseados em Atividades e*; *Custeio Baseado no Tempo Invertido por Atividade*. Já a segunda parte está subdividida em duas subseções: *Contextualização de Energias Renováveis em Cenários Contemporâneos e*; *Geração de Energias*.

3.1. Gestão Econômico-Financeira

De um ponto de vista de gestão econômica, a empresa constitui uma unidade básica de produção de bens e serviços, representando um conjunto de elementos humanos e materiais destinados ao mesmo fim: a realização de um benefício tipicamente econômico (produção). Segundo a filosofia econômica, em um contexto de economia de mercado, a empresa busca uma prática geral, entendida como compra e venda de produtos e serviços em todos os países do mundo (ÁLVAREZ, 1992). Assim, a gestão econômica é abordada com extrema relevância no cenário empresarial contemporâneo, sobretudo, para fins de tomada de decisão. Reforçando esse conceito de Gestão, Ruíz Martinez (2001) afirma que,

em linhas gerais, a gestão financeira organiza e orienta as transações financeiras de acordo com os objetivos da empresa, os quais, geralmente, estão associados à atividade fim da unidade de negócio, promovendo uma discussão com distintos pontos de vista entre *maximização de lucro e valor da empresa*.

Diante desse contexto de Gestão, segundo Van Horne (1993), para tomar decisões racionais de acordo com os objetivos da empresa, o administrador necessita de certas hierarquias analíticas, tais como a eficiência em administrar os ativos, as informações contábeis (como a depreciação). A eficiência em administrar ativos pode estar associada à eficiência em identificá-los e controlá-los. Para Martins (2003), os ativos são identificados como objetos físicos e lógicos que têm algum valor para o processo de negócio da empresa. Entre os objetos físicos estão aqueles como *hardware*, prédios e outros; ao passo que, com relação aos objetos lógicos, estão incluídos objetos, como, por exemplo, os *softwares*, o banco de dados, entre outros.

De um ponto de vista contábil, a empresa pode ser tratada também como uma organização composta tanto de bens e direitos, como de obrigações. Essa composição empresarial contábil exige uma gestão eficiente e segura para convalidar o segundo *princípio da contabilidade*, denominado *Princípio da Continuidade*, que tem como propósito estabelecer a continuidade do negócio. Para tanto, as organizações elaboram planejamentos que possam garantir a continuidade e o crescimento das empresas de modo igual (como mínimo) ao crescimento do país de origem da organização. Assim, as unidades de negócio abordam a área financeira como um dos ambientes de maior sensibilidade no cenário empresarial, elaborando planejamentos financeiros por meio das análises de fluxos de caixa de empresas em geral, que poderiam ser utilizados para planejar as tendências dos diversos investimentos, tais como período de recuperação do investimento inicial, valor do investimento inicial etc. (VAN HORNE, 1993).

Vale acrescentar que o ambiente financeiro de empresas pode ser determinado da seguinte forma: onde está a empresa, em que posição ela se encontra no momento atual e para onde ela vai. Isso se refere tanto no âmbito dos acontecimentos positivos mais prováveis, como no dos fatos negativos de ponto de vista econômico-financeiro em busca da maximização do lucro (VAN HORNE, 1993).

A teoria financeira aborda três áreas importantes, segundo Emery e Finnerty (2000): a *administração financeira corporativa*, as *inversões financeiras* (investimentos) e os *mercados de capitais*. A primeira área está voltada para as estratégias de como criar e manter valor em seus papéis (ações). Já a segunda área (inversões financeiras) aborda os investimentos (inversões financeiras) após examinar todos os projetos de investimentos, optando-se pelos investimentos que, possivelmente, possam atrair novos investidores no respectivo ambiente de negócio. Por último, a terceira área refere-se à teoria financeira que discute os mercados de capitais, denominados mercados financeiros, por meio de compra e venda dos instrumentos financeiros, como ações, títulos, entre outros.

Na visão de Emery e Finnerty (2000), a maximização de lucros de empresas pode ser o principal objetivo e único do gerente-proprietário. Nesse sentido, pode-se afirmar que a teoria econômica atribui que o uso do planejamento tático promove o benefício econômico (valor da empresa), o qual poderia ser alcançado por meio da eficácia da empresa e também por meio da identificação da participação do empresário ou do gerente-proprietário, que poderia buscar a maximização de lucro.

Essa discussão sobre planejamento financeiro pode refletir no patrimônio da unidade de negócio. Nessa mesma linha expressam-se Johnson e Melicher (1989) e Ramírez Rojo (2011).

Johnson e Melicher (1989) afirmam que os recursos financeiros deveriam ser invertidos (consumidos) em ativos fixos provenientes de projetos que obtenham rendimentos, no mínimo, igual ao custo de capital dos recursos financeiros captados e absorvidos em um suposto projeto em avaliação econômico-financeira. Além disso, a gestão econômico-financeira contemporânea sugere-se que as decisões poderiam ser tomadas como base em indicadores financeiros, como o percentual do ativo circulante em um determinado período. Essa gestão têm como suporte as técnicas de orçamentos de capitais. Ramírez Rojo (2011) menciona que a análise tradicional de dados econômico-financeiros de empresas vem sendo realizada baseando-se em rateios, ou seja, a relação por coeficiente entre duas magnitudes simples ou compostas, como, por exemplo, *payback*.

Nesse sentido, os projetos empresariais poderiam ser avaliados pelas técnicas de orçamento de capital após a elaboração dos respectivos fluxos de caixas. Gitman (2004) contribui afirmando que as três técnicas de orçamento de capitais mais utilizadas no

cenário empresarial são: i) *payback*; ii) valor presente líquido (VPL); e iii) taxa interna de retorno (TIR).

A primeira técnica (*payback*) trata do tempo necessário para que a empresa possa recuperar o investimento inicial de um determinado investimento (projeto) e pode ser utilizada em avaliações de projetos de investimentos. O *payback* é obtido a partir da divisão do investimento inicial pelo somatório das entradas operacionais (lucro operacional), estabelecendo como critério de decisão o tempo. Assim, se o período de *payback* for menor que o período máximo aceitável de recuperação definido pelo gestor financeiro de empresas, o projeto do ponto de vista teórico poderia ser rejeitado, isto é não seria aceito; ao passo que se o período *payback* for maior que o período máximo aceitável, o projeto poderia ser aceito (GITMAN, 2004).

O *payback* é tratado como método que identifica o prazo de recuperação do investimento inicial por meio do somatório dos fluxos de caixas operacionais, isto é, as entradas operacionais menos as saídas oriundas do respectivo projeto. O resultado desse método é obtido através da divisão do investimento inicial pelos resultados operacionais inerentes aos fluxos de caixas de projetos.

O *payback*, por um lado, apresenta-se como um método muito útil nas situações de investimentos em elevada incerteza ou não que há conhecimento do tempo exato do início da exploração do investimento. Assim esse método proporciona informações sobre o tempo mínimo necessário para recuperar o investimento inicial. Por outro lado, esse método não proporciona nenhum tipo de medida de rentabilidade e não leva em consideração o tempo dos distintos fluxos de caixas gerados pelos projetos. Além disso, não leva em consideração os fluxos de caixa positivos que possivelmente poderia produzir após o período de recuperação inicial.

A fórmula do cálculo do *payback* é demonstrada da seguinte forma (REDONDO, A.):

$$P \& B = \frac{\sum A}{\sum Q}$$

Legenda:

ΣA = Soma do investimento inicial mais os possíveis fluxos de caixas negativos

ΣQ = Soma de todos os fluxos de caixas positivos gerados pelo projeto.

O *payback* dispõe de critérios para eleger os projetos tratados como mais relevantes a partir dos investimentos com menor prazo de recuperação (REDONDO, A.; PAJARES, J.; 1999).

A segunda técnica de orçamento de capital (valor presente líquido) é obtida por meio da subtração do investimento inicial pelo somatório das entradas operacionais (lucro operacional), descontadas ao custo de capital do período analisado de um determinado projeto (GITMAN, 2004). Essa técnica considera efetivamente o valor do dinheiro no tempo tendo em vista a taxa de juros estipulada pela empresa, a qual pode ser denominada de distintas formas, levando em conta a situação do projeto: taxa de desconto, retorno exigido, custo de capital, custo de oportunidade entre outros. Um custo de capital igual à TIR permite o retorno mínimo que deverá ser obtido em um projeto para que o valor de mercado da empresa (ações) mantenha-se estável. Abaixo segue a fórmula do Valor Presente Líquido-VPL (GITMAN, 2004):

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0$$

Legenda:

$\sum_{t=1}^n$ = Somatório dos períodos onde $t = 1$;

VPL = Valor presente líquido;

FC_t = Entrada operacional ou lucro operacional em um determinado período;

$(1+i)^t$ = um mais (1+) custo de capital elevado ao período;

FC_0 = Investimento inicial ou investimento atual.

Essa fórmula é calculada por meio do valor presente das entradas de caixa menos investimento inicial. A partir desses dados quantitativos, o VPL é avaliado da seguinte forma: se ele for maior que zero, sugere-se que o projeto poderia ser aceito; ao passo que se o VPL for menor que zero, sugere-se que o projeto deveria ser rejeitado.

Seguindo a mesma linha de Gitman (2004), Emery e Finnerty (2000) afirmam que os projetos poderiam ser avaliados pelo critério do valor presente neto⁶ (VPN), que calcula o valor presente de todos os fluxos líquidos, estando relacionados com o suposto projeto em avaliação. Para tanto, utiliza-se o resultado operacional ou lucro operacional (diferença entre receitas operacionais menos custos operacionais). O projeto poderia ser implementado caso o resultado do VPN fosse positivo (as receitas operacionais teriam que ser maiores que os custos operacionais). A partir do resultado do lucro operacional desconta-se o custo de capital estipulado em um projeto em avaliação.

Para Redondo, A.; Pajares, J. (1999), o objetivo do valor presente líquido é avaliar a viabilidade de projetos de investimentos por meio do cálculo do valor presente do somatório dos fluxos de caixas (esse indicador é muito utilizado em estudos de análises de viabilidade). Valor atual é entendido como o valor presente de um determinado montante (valor futuro). Os investimentos somente poderão gerar fluxos de caixas no futuro, os quais são necessários atualizar a valor presente para compara-los com o investimento inicial. No caso do valor do investimento inicial seja inferior ao valor atual dos fluxos de caixas, o VPL é positivo e represente que o projeto é viável do ponto de vista financeiro. Para atualizar os fluxos de caixa futuros utiliza-se uma taxa que é chamada de taxa de desconto ou taxa de juros sem risco, acrescentada de um prêmio de risco intituido para o projeto em questão.

A terceira técnica (taxa interna de retorno - TIR) é entendida por Gitman (2004) como a técnica de orçamento de capital mais sofisticada. Trata-se de uma taxa de desconto que iguala o VPL de uma oportunidade de investimento igual a zero, isto é, o momento em que o somatório do valor presente das entradas operacionais seja igual ao investimento inicial. O critério de decisão da TIR é realizado diante da sua comparação com o custo de capital ou retorno exigido pelos fornecedores de capital. Assim, o projeto poderia ser aceito se a TIR for maior que o custo de capital ou rejeitado se a TIR for menor que o custo de capital. Para o autor, a TIR pode ser obtida a partir da fórmula abaixo (GITMAN, 2004):

⁶ Essa denominação de Emery e Finnerty (2000) é equivalente ao “Valor Presente Líquido” de Gitman (2004).

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - FC_0$$

Legenda:

$\sum_{t=1}^n$ = Somatório dos períodos onde $t = 1$;

FC_t = Entrada operacional ou lucro operacional em um determinado período;

$(1 + TIR)^t$ = um mais (1+) a taxa interna de retorno representada pelo custo de capital elevado ao período;

FC_0 = Investimento Inicial ou investimento atual;

Emery e Finnerty (2000) mencionam que os projetos também poderiam ser avaliados pela taxa interna de retorno (TIR). Para isso, o critério de decisão é baseado no resultado da TIR e do custo de capital. Assim o projeto poderia ser implementado caso a TIR calculada fosse maior que o custo de capital estipulado pelo projeto. Na sequência, calcular-se a última das técnicas de orçamento de capital, esta é denominada taxa interna de retorno (TIR), que iguala o VPL de um determinado projeto a zero, isto é, o valor presente das entradas de caixa se iguala ao investimento inicial. Trata-se da taxa composta do retorno anual que a empresa obterá se implantasse um suposto projeto.

Demonstrando uma visão complementar de Gitman (2004), Van Horne (1993) acrescenta a taxa de rendimento médio na avaliação de projetos e mantém os demais critérios de análise semelhantes a Gitman (2004). O Autor (1993) usa o termo “período de recuperação” como equivalente a *payback* de Gitman (2004). Segundo Van Horne (1993) os critérios de avaliação de projetos são apresentados como: i) taxa de rendimento médio; ii) período de recuperação; iii) taxa interna de retorno (TIR) e; iv) valor presente líquido (VPL).

A Taxa de Rendimento Médio representa a razão das utilidades anuais médias depois de calcular o imposto de renda. Veja-se um exemplo: a aquisição de um novo equipamento no valor de R\$ 20.000,00, com um rendimento anual médio, depois de deduzir o imposto de renda, na ordem de R\$ 3.000,00. Para se calcular a referida taxa, pede-se para dividir o rendimento anual médio (R\$ 3.000,00) por R\$ 20.000,00 (investimento inicial), obtendo-se 15% de taxa de rentabilidade do projeto. Já o período de recuperação de um

projeto busca o número de anos necessários para recuperar o investimento inicial. Observa-se um exemplo: investimento inicial de R\$ 20.000,00, dividido pelo somatório das entradas operacionais de R\$ 5.000,00, logo, obtém-se 4 anos. Isso significa que a empresa necessitaria de até 4 anos para recuperar o investimento inicial.

Esses dois primeiros critérios de avaliação de projetos mostraram-se limitados com relação aos resultados apresentados, pois não levam em consideração o valor do dinheiro no tempo. Em seguida, surge o critério de avaliação por meio da Taxa Interna de Retorno (**TIR**), cuja taxa iguala o valor presente líquido a zero. Esse critério de aceitação da TIR pode ser baseado na comparação do custo de capital do projeto com o resultado da TIR. Assim, quando a TIR se apresentar maior com relação do custo de capital, sugere-se que o projeto seja aceito; caso contrário, que seja rejeitado. O último critério de avaliação de investimento indicado por Van Horne (1993), denominado como **Valor Presente Líquido (VPL)**, traz todas as entradas operacionais ao período zero, descontado ao custo de capital de um projeto em avaliação. Redondo, A.; Pajares, J. (1999) acrescenta que a TIR utiliza de critérios gerais para saber se é viável a implementação de um determinado projeto, conforme segue:

- ❖ Se a $TIR \geq$ que o custo de capital sugere-se que o projeto seja aceito. Isso se justifica pelo fato do projeto ser mais rentável que a rentabilidade mínima exigida pela empresa;
- ❖ Se a TIR for $\leq$ que o custo de capital supostamente o projeto é rejeitado. A razão da rejeição é que o projeto gera uma rentabilidade menor que a mínima exigida pela empresa.

É importante mencionar que, para Gitman (2004), pode haver conflitos entre os critérios de decisão da TIR e do VPL. Por um lado, do ponto de vista teórico, o VPL é o melhor enfoque de decisão ao Orçamento de Capital, devido à possibilidade de reinvestimento das Entradas Intermediárias de Caixa ao Custo de Capital da empresa; ao passo que a TIR pode ter um agravante diante da avaliação do Fluxo de Caixa não Convencional. Nesse caso, a aplicação dessa Taxa poderia apresentar em duas TIR (dois resultados distintos na mesma equação) ou uma equação sem solução, isto é, nem uma TIR. Por outro lado, do ponto de vista empírico, os gestores financeiros pode apresentar uma determinada preferência pelo uso da TIR com relação ao VPL. Isso se deve à predisposição geral dos executivos às

taxas de retornos, e não aos retornos monetários. Desse modo, as taxas de juros, as taxas de rentabilidade e outras formas de mensurar o retorno são mais utilizadas para expressar as taxas anuais de retorno. Nesse caso, o uso da TIR faria mais sentido para os tomadores de decisões financeiras. Eles preferem o VPL porque é menos intuitivo e, supostamente, não mede benefícios em relação ao montante aplicado (GITMAN, 2004).

O autor acrescenta que é mais coerente afirmar que uma técnica complementa a outra e ambas produzem informações relevantes para apoiar as tomadas de decisões. Isso permite mencionar que o VPL dispõe do Valor Presente Líquido Anualizado (VPLA) e converte o valor presente líquido de projetos com durações diferentes em um montante anual equivalente (em termos de VPL), que pode ser usado para selecionar o melhor projeto. Assim, tem-se como base o VPL e pode se aplicado em projetos mutuamente exclusivos, com períodos distintos. Por exemplo, na avaliação de dois projetos distintos, que geraram VPL diferentes, o primeiro gera um VPL de R\$ 11.277,24 e o segundo, de R\$ 19.013,27.

Seguindo os cálculos do exemplo acima, após calcular o VPLA dos dois projetos mencionados como exemplo, identifica-se o mais rentável, isto é, aquele que estaria gerando um VPLA maior. Desse modo, em primeiro momento, o VPL se apresenta maior na ordem de R\$ 19.013,27 e, posteriormente, gera um VPLA menor de R\$ 4.365,59; ao passo que, o VPL que havia se apresentado menor, gera um VPLA de R\$ 4.534,74. Essa inversão de preferência dos projetos ocorre em função da linha do tempo (GITMAN, 2004). Nessa forma, os projetos poderiam ser avaliados por meio do VPL e do VPLA, os quais apresentam mais detalhamentos nas informações e mais confiança no momento das tomadas de decisões.

Para elaborar um projeto de investimento, além das entradas operacionais e das saídas operacionais, deve-se informar o custo de capital por meio da taxa de desconto ou retorno exigido pelos proprietários. Cumpre ressaltar que o custo de capital das empresas pode ser denominado como custo de capital próprio ou de capital de terceiro, dependendo do ambiente empresarial.

Com relação ao custo de capital próprio, Ross et al (2009) afirmam que a taxa de desconto de um projeto deve ser o retorno esperado do um equipamento financiado de risco semelhante. Na visão de Gitman (2004), o custo de capital próprio é a taxa

de retorno que uma empresa deve gerar em projetos que estão sendo executados para manter o valor de mercado de suas ações. Esse conceito também pode ser considerado do ponto de vista dos fornecedores de capital, que exigem uma taxa de retorno em suas adesões aos investimentos.

Para Ross et al (1991), em um determinado projeto, hipoteticamente, se a taxa mínima de atratividade fosse de 5% sobre o investimento inicial somente seria viável do ponto de vista econômico-financeira, após identificar o VPL positivo. Além disso, há outra maneira de interpretar o retorno exigido: seria observando a empresa, que poderia ganhar 5% sobre o investimento inicial realizado somente para compensar os investidores decorrentes do uso do capital necessário para financiar os respectivos projetos. Assim, pode-se entender que o custo de capital também seria de 5% associado ao investimento realizado.

No cenário de empresas, especificamente as compostas por ações, o custo de capital apresenta-se em duas vertentes. A primeira é denominada de custo de capital próprio e a segunda de custo de capital de terceiros (GITMAN, 2004). O autor afirma também que o custo de capital próprio ou retorno exigido pelos investidores poderia existir somente diante da existência de ações ordinárias em uma determinada empresa. Assim, a identificação do custo de capital próprio é realizada por meio da taxa que os investidores descontam os seus dividendos esperados de empresas para avaliar suas ações. Em seguida, cita-se outra modalidade de captação de recursos financeiros que as empresas poderiam utilizar os lucros retidos ao longo dos períodos. Essa modalidade se assemelha às ações ordinárias, distinguindo-se somente nos gastos com novas emissões, tendo em vista que o lucro retido já está disponível na empresa, não havendo, assim, necessidade de novas emissões de papéis.

Já as ações preferenciais representam um tipo distinto de participação na propriedade da empresa, pois proporcionam aos acionistas preferencias o direito de receber seus dividendos antes da distribuição de qualquer lucro aos acionistas ordinários. Essa modalidade de ações representa uma forma de propriedade e o dinheiro recebido com a sua venda tende a ser conservado por prazo indeterminado (GITMAN, 2004). Na visão de Gitman (2004), essas ações concedem ao seu titular certos privilégios que o tornam, possivelmente, distintos com relação aos acionistas ordinários. Os acionistas preferenciais estão embasados, do ponto de vista financeiro, em uma promessa de dividendo periódico e fixo definidos em termos percentuais ou em unidades monetárias por unidade. Desse modo, a maneira que o

dividendo é especificado depende da existência ou não de valor nominal dessas ações. Assim, como no caso das ações ordinárias, esse valor nominal é simplesmente para atender a legislação.

As ações preferenciais *com valores nominais possuem valor de face* declarado e o respectivo dividendo anual é definido como porcentagem desse valor; já as ações preferencias *sem valor de face* não possuem esse valor declarado, porém, seu dividendo anual pode se expresso em unidades monetárias por ação. Essas ações também podem ser definidas como modalidade de valor mobiliário híbrido, isto é, são ações efetivas, entretanto, não são consideradas como capital próprio em função de algumas características serem semelhantes às obrigações, como a data e valor de pagamento de dividendo.

Já o capital de terceiros apresenta vantagens e desvantagens com relação ao capital próprio, as quais podem variar em função do modelo de gestão adotado pelas empresas: trata-se da sensibilidade dos gestores para identificar as melhores oportunidades no sentido de captar o recurso financeiro necessário para financiar os respectivos projetos e assim fomentar o crescimento da empresa. Entre as vantagens do uso do capital de terceiros, cita-se a dedução das despesas inerente ao pagamento dos juros desse capital para efeito do cálculo de imposto de renda. Já as desvantagens são tratadas pelos gestores financeiros de maneira específica, como a dificuldade de identificar a grau de endividamento ótimo, isto é, até quanto a empresa poderia se endividar. No que diz respeito ao custo capital de terceiros, especificamente, em empresas compostas por cotas-Ltda, Gitman (2004) menciona que este custo pode ser obtido após o imposto de renda, por meio da venda de obrigações.

Com relação às fontes de capitais de terceiros, Assaf (2007) afirma que, especificamente, no Brasil, as empresas podem utilizar essas fontes de capitais por meio do sistema financeiro nacional de acordo com dois grupos: i) Mercado Monetário; e ii) Mercado de Capitais. O primeiro grupo foi criado por uma relação financeira entre fornecedores e demandantes de fundos de curto prazo (até um ano). Esse mercado é composto por agentes econômicos que dispõem de fundos temporários ociosos que desejam aplicar com algum rendimento, tais como a letra do tesouro, as notas promissórias comerciais e os certificados negociáveis de depósito emitidos por órgãos governamentais, empresas e instituições financeiras. Já o segundo grupo é composto pelas realizações de transações entre

fornecedores e demandantes de fundos de longo prazo. Nesse grupo, podem-se negociar os títulos de empresas e os títulos de órgãos governamentais. A espinha dorsal do mercado de capitais é formada pelas diversas bolsas de valores que oferecem um local para a realização de negócios compostas pelas obrigações (títulos) e ações. As obrigações são instrumentos de dívida em longo prazo usados por empresas e órgãos governamentais para levantar volumes substanciais de recursos financeiros.

Nesse contexto de captação de recursos financeiros, existem empresas que não são sociedade anônima, como as empresas compostas por cotas (LTDA). Nesse caso, o Brasil dispõe de instituições financeiras, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), o Banco do Brasil, entre outros (ASSAF NETO, 2007). O capital necessário em uma determinada empresa pode ser captado de diversas maneiras, conforme descrito acima. Trata-se de tomadas de decisões que, geralmente, os gestores deveriam assumir no sentido de obter recursos financeiros para fomentar os seus respectivos projetos, que, possivelmente, foram identificados como prioritários e necessários para fomentar o crescimento da empresa. Vale acrescentar que esses projetos, geralmente, são desenvolvidos e avaliados para adquirir ativos fixos, que são definidos pela contabilidade como bens imobilizados. Izhar e Hontoir (2001) definem o conceito de imobilizado como ativos de longo prazo não realizados, ou seja, não são adquiridos com vista à revenda, mas para uso permanente na empresa. Esses ativos fixos, conhecidos também como gastos de capitais, representam um investimento na unidade de negócio. Esses gastos (ativos fixos) são tratados com distinção com relação aos gastos de consumo, cuja finalidade é de manutenção da empresa, isto é, são os gastos necessários para manter a atividade fim da organização em funcionamento.

Os investimentos em ativos fixos têm vida finita, refletindo, assim, um decréscimo no respectivo valor em longo do prazo, cujo conceito é denominado como depreciação. Segundo Izhar e Hontoir (2001), a depreciação é definida como um evento provocado pelo desgaste de um bem: i) devido ao *uso*; ii) decorrente do *tempo*, e iii) por *obsolescência* por meio de mudança de tecnologia de mercado. Abaixo, decreve-se brevemente esses itens:

- ❖ *Uso*: esse evento considera dois aspectos. O primeiro seria o simples fato de um ativo tornar-se de segunda mão (emissão da nota fiscal), provocando a redução do

valor do bem. Já o segundo seria por conta do uso ou desgaste, que diminui o valor dos bens (máquinas, veículos etc, que podem ficar expostos à ação da natureza, como a ferrugem).

- ❖ *Tempo*: o simples fato do passar o tempo também reduz o valor de um ativo, mesmo se este não estiver sendo usado na atividade fim da empresa. Vale acrescentar que esse raciocínio só pode ser aplicado em bens com vida útil finita definida.
- ❖ *Obsolescência*: esse evento acontece quando um ativo torna-se fora de moda ou obsoleto, seja por meio de avanços tecnológicos, seja por mudança de gostos ou modas, como a máquina de escrever que foi praticamente substituído pelo computador. Outro exemplo seria quando um novo modelo de carro entra no mercado, provocando a queda do preço do antigo modelo do veículo.

Para Hicks (1999), a depreciação faz parte da contabilidade financeira, embora não seja relevante para o contexto de informação de custo atribuída a medição de desempenho. A depreciação pode ser calculada usando qualquer um dos diversos métodos disponíveis na literatura e, dentre eles, ressalta-se o método de depreciação linear – um dos mais utilizados no Brasil – o qual será usado neste estudo. Segundo Izhar e Hontoir (2001), esse método, conhecido também como o método de fração igual, provoca a perda no ativo por meio de uma fração constante (igual) ao ano. Essa fração poderia ser contabilizada em contas de ganhos (apuração do resultado do exercício). Esse método (Método de Depreciação Linear) da seguinte forma:

$$\frac{\text{Valor de aquisição} - \text{Valor residual}}{\text{Período de vida útil}}$$

O valor residual significa quanto uma empresa poderia estimar o valor do bem que poderia valer no final do período de sua vida útil. Algumas empresas mantêm seus ativos até que eles fiquem praticamente inúteis, enquanto outras empresas preferem substituí-los ainda relativamente novos.

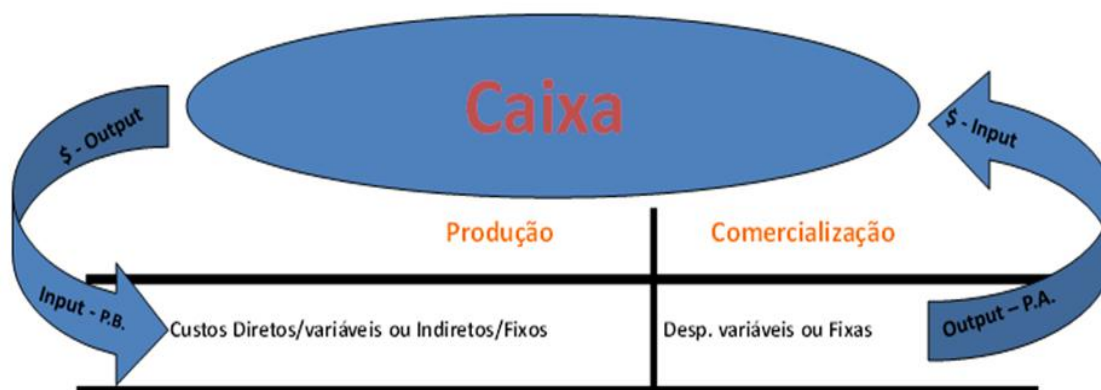
O conceito de depreciação aborda dois raciocínios distintos. O primeiro trata o custo de depreciação como valor certo e identificado. Já o segundo raciocínio demonstra que o período de vida útil dos ativos fixos é estimado de modo subjetivo pelos gerentes. Assim, todos os métodos de depreciação (exceto o método de reavaliação) são estimados e poderão ser subjetivos. Desse modo, o risco de obsolescência pode ser incorporado

no cálculo de depreciação por meio da variação, para mais ou para menos, da estimativa como relação à vida útil. O método linear permite calcular com mais precisão a perda do valor de ativos fixos em função de sua taxa constante ao longo do período de sua vida útil. Esse método poderia reduzir o referido risco. Além disso, esse método apresenta-se com simplicidade e de fácil entendimento de todos, sendo um dos métodos mais usados pelas empresas brasileiras (IZHAR e HONTOIR, 2001).

No que diz respeito ao ciclo operacional, as empresas poderiam assumir uma postura mais criteriosa no sentido de identificar todos os seus respectivos custos operacionais, estabelecendo, assim, o período necessário para produzir o produto ou serviço. Ademais, o ciclo operacional serve de base para apurar o lucro operacional, que pode ser tratado como entradas operacionais em avaliações de projetos empresariais. Baker e Powell (2005) argumentam que o ciclo operacional de empresas é tratado como o período de tempo que a unidade de negócios utiliza (consome) o recurso financeiro em curto prazo (ativos circulantes) para produzir um determinado produto ou serviço. Esse período pode ser identificado, geralmente, em dias corridos entre o período tanto do pagamento de: i) materiais (matéria-prima), ii) mão-de-obra e outros custos; como dos recebimentos em dinheiro provenientes de venda de seus respectivos produtos acabados. Mellagi (2003) contribui também nesse tema afirmando que o ciclo operacional pode ser definido como as etapas que a empresa tem que cumprir a partir da aquisição da matéria-prima, transformando-a em produto final ou produto acabado até chegar ao consumidor final e finalizando no recebimento (dinheiro) das respectivas vendas.

A Figura 1 exibiu o roteiro do recuro financeiro de unidade de negócio a partir da saída do caixa até retornar ao mesmo, passando por diversas terminologias contábeis como os custos, as despesas, tornando-se disponível no caixa, novamente, para fomentar novos projetos de acordo com a necessidade da empresa.

Figura 1 – Ciclo Operacional de Empresas



Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Ainda, na Figura 1, o *output* representa a saída do recurso financeiro do caixa após converter-se em matéria-prima, provocando, assim, o *input* do produto bruto, que percorre toda a linha de produção passando pela terminologia tratada, como os custos de produção até se transformar em produto acabado. Em seguida, o roteiro do ciclo operacional passa pela comercialização (o consumo de recurso financeiro na comercialização é denominado despesas), até o produto chegar ao consumidor final, na condição de produto acabado (*output* – PA). O processo de comercialização tem como propósito a conversão do produto acabado em dinheiro, que, novamente, retorna ao caixa da empresa. Vale acrescentar que o ciclo operacional é mensurado em dias corridos desde a saída do recurso financeiro do caixa até a entrada. Esse período é de grande relevância aos gestores, pois estão incluídos todos os custos operacionais do processo produtivo com finalidade de gerar as entradas operacionais dos (hipotéticos) projetos em análise. Assim, as entradas operacionais podem ser apuradas conforme Quadro 2:

Quadro 2 - Cálculos das Entradas Operacionais

(+) Total das Receitas Operacionais
(-) Total dos Custos Operacionais
(=) Entradas Operacionais ou Lucro Operacional

Fonte: Adaptada de Gitman (2004) e Van Horne (1993)

As receitas operacionais são oriundas das vendas de todos os produtos provenientes da produção ou da comercialização de empresas e os custos operacionais são

recursos financeiros consumidos ao longo do ciclo operacional, isto é, desde a compra da matéria-prima ou produto bruto até a venda e recebimento do produto acabado, incluindo a depreciação, o custo de oportunidade, entre outros, e excluindo os impostos. O imposto de renda foi excluído do cálculo das entradas operacionais pelo fato de não haver a devolução do valor (em unidades monetárias) da depreciação, assim, uma viável compensa a outra e as entradas seriam apuradas em uma lógica concisa.

Desse modo, apura-se o lucro operacional ou entradas operacionais da atividade produtiva de empresas mediante o confronto de receitas operacionais com os custos operacionais. Em suma, as entradas operacionais, geralmente, são utilizadas para analisar os projetos por meio das técnicas de orçamentos de capitais.

Em síntese, a gestão econômico-financeira é um tema de ampla discussão na literatura, composto por uma infinidade de conceitos que abrange todo o cenário empresarial. Para tanto, os gestores financeiros necessitam de informações detalhadas e seguras para tomar as decisões, como, por exemplo, a utilização de recursos financeiros próprios ou de terceiros. Outra decisão relevante a ser tomada seria, por exemplo, vender um produto bruto (como a biomassa) ou industrializá-lo com a finalidade de produzir mais um produto (energia elétrica) para acrescentar à atividade fim da empresa. Na Espanha a Associação Espanhola de Contabilidade e Administração de Empresas (AECA) estabeleceu em 1990 que: a gestão tem por objetivo a captação, mensuração e avaliação da circulação interna, assim como sua racionalização e controle, com a finalidade de fornecer à empresa as informações relevantes para a tomada de decisões (AECA, 1990).

3.2. Gestão de Custos

A concorrência entre as empresas tem crescido em larga escala e, conseqüentemente, surgiu a necessidade de avanços tecnológicos, bem como de novas ferramentas gerenciais. Na contemporaneidade não há fronteiras entre os mercados e essa dinâmica estimula cada empresa tentar ampliar seu *market-share* independente da sua nacionalidade. Para tanto, as organizações se deparam com um objetivo comum: produzir seus produtos e ofertá-los aos consumidores com qualidade e preços competitivos. As empresas, possivelmente, estão desenvolvendo ferramentas eficientes, sobretudo, em gestão de custos,

para que seus produtos cheguem aos consumidores com preços acessíveis e qualidade aceitável. Para Ostrenga et al (1993), o conceito de gestão total de custos originou-se da filosofia gerencial abrangente para a gerente pró-ativa dos recursos totais da empresa (materiais, de capital e humanos) e das atividades que consomem estes recursos no ambiente de negócios.

A gestão de custos se compromete com a eficiência pela redução dos custos por meio de estudos e análises dos dados quantitativos de empresas, que buscam melhorias: i) nos processos produtivos; ii) em uma gestão financeira adequada e voltada às questões relacionadas com a logística do atendimento correto aos clientes; iii) em um custeamento menos arbitrários atribuídos aos produtos; entre outras. É importante mencionar que gestão de custos está voltada à maximização dos lucros, cuja eficácia mais contundente seria a conquista natural da liderança em custos, isto é, o menor custo atrelado à melhor qualidade do produto ou serviço (POMPERMAYER et al, 2012).

Nesse, sentido, gestão de custos passa a ser uma responsabilidade dos gerentes de diversos níveis, como os contadores, os administradores, os engenheiros, entre outros. Esses profissionais usam as informações de custos para planejamento, controle e tomada de decisões, elaborando tarefas que, geralmente, não são exclusivas dos contadores de custos (HANSEN e MOWEN, 2001 p. 61). Além disso, a gestão de custos poderia ser entendida como uma questão estratégica na empresa tendo em vista a liderança de mercado. Kaplan e Cooper (2007) também entendem que a tomada de decisões estratégicas passa pela precisão e adequação das informações sobre custos de produção e pelas quais se elaboram os planejamentos.

Seguindo as definições e discussões provenientes do contexto de gestão de custos, menciona-se o conceito denominado sistema de custeio, que, por muitas vezes, vem sendo tratado na literatura como sinônimo de método de custeio ou custeio. O termo sistema tem um sentido específico dentro do ambiente empresarial.

Nesse sentido, Wilson (1988) esclarece que a definição de sistema é cada vez mais relevante dentro do ambiente empresarial. Os sistemas estão inseridos em todos os segmentos e cenários, como sistema político, sistema social, sistema de transporte, sistema de custeio, entre outros. Assim, os sistemas surgem dentro de uma hierarquia, na qual um sistema maior sobrepõe aos menores. Cada sistema comporta-se como um todo, mais seria

necessário passar a um nível mais elevado de resolução de um sistema geral para identificar os elementos compostos dentro de um sistema específico. Com isso, cada elemento poderia ser identificado como um sistema isolado, que, por sua vez, poderia se decompor em seus próprios elementos ao nível de resolução seguinte, isto é, em uma escala mais elevada inerente a um sistema geral.

Martins (2010) apresenta uma visão mais específica e interna de sistemas e dessa forma complementa a definição de Wilson (1988). O autor (2010) defende que o sistema é algo que serve para conduzir os dados quantitativos e não-quantitativos (informações) coletadas em toda a empresa a fim de emitir relatórios de acordo com esses dados em outra extremidade, isto é, para outras finalidades, como as tomadas de decisão. Por um lado, esses relatórios não poderiam conter, em hipótese alguma, qualidade além do nível de idoneidade dos dados coletados no início do processamento do método de custeio. Por outro lado, os relatórios poderiam ser pior que o nível de qualidade dos dados coletados, se o manuseio não for conduzido de modo correto. Em síntese, todos os dados iniciais, na maioria das vezes, dependem de pessoas (funcionários), e, se estas falharem ou não colaborarem de maneira idônea (correta), todo o sistema poderia ser ineficiente ao cenário empresarial.

Ainda com relação ao sistema, observa-se que o problema mais grave está na qualificação e competência do pessoal (funcionários) envolvido nas etapas iniciais do processamento desse sistema. Os primeiros informes de um sistema surgem por meio de diversos apontamentos ocorridos na produção, os quais são realizados por funcionários que, geralmente, têm um nível médio de escolaridade – o grande responsável pelo insucesso dos sistemas de custos, segundo Martins (2010) – e um grau relativamente baixo de interesse pela execução dos serviços burocráticos (MARTINS, 2010).

Nessa mesma linha se expressa Wilson (1988), segundo o qual é imprescindível o uso de um sistema de informação no ambiente de controle de custos para contribuir em cada nível de gerência com a finalidade de atender as responsabilidades inerentes à empresa. Vale acrescentar que, no caso das empresas descentralizadas, propõe-se delegar as autoridades e atribuir as responsabilidades, conseqüentemente, cada departamento ou centro de custos deveria justificar sua atuação aos demais departamentos correlacionados dentro da unidade de negócio.

No que diz respeito ao método de custeio ou custeio, este pode ser tratado como “Método de Apropriação de Custo”, e nesse método cada profissional utiliza o que mais se adequa a sua área de atuação ou o que são mais eficientes na geração de informações utilizadas pelos gestores empresariais de acordo com a necessidade dessas informações em cada empresa. Existem vários custeios e dentre os quais se podem citar: Custeio por Absorção, Custeio Direto, Custeio Padrão, Custeio Baseados em Atividades, Custeio Pleno, Custeio RKW, Custeio Meta e Custeio por Ciclo de Vida do Produto e Método de Unidade de Esforço de Produção – UEP (MARTINS, 2000, p. 41).

Martins (2006) defende que de modo algum se deve afirmar que um determinado custeio é mais eficiente que outro. Assim, um custeio pode ser melhor que outro, especificamente, em determinadas circunstância e para certas utilizações, como, por exemplo, o custeio baseado nas atividades pode ser mais eficiente no controle da ociosidade, a qual é rastreada pelos direcionadores de custos até as respectivas atividades e, conseqüentemente, aos objetos de custos (produtos ou serviços).

Nessa mesma linha se expressa Nakagawa (2001) que afirma que um custeio não substitui o outro, apenas complementa. Na verdade, a implementação de um novo custeio na empresa, em detrimento de outro já implantado, pode não ser uma boa decisão. Nesse sentido, o autor sugere que seja realizada uma inserção paralela ao método existente na unidade de negócios. Além disso, essa implantação poderá ser analógica ou incompatível ao custeio existente na organização, tendo em vista que dois ou mais custeios poderão contribuir de forma positiva para as tomadas de decisão, isto é, sem conflitos, sem antagonismos conceituais ou sistemáticos.

Stark (2007) acrescenta que, para a identificação do custeio mais eficiente e mais eficaz em uma empresa, em primeiro momento, é necessário que os gestores conheçam integralmente todo o processo produtivo e, posteriormente, devem conhecer o modelo de gestão existente na organização. O autor salienta, ainda, que a escolha de um custeio que atenda as necessidades de uma determinada empresa deve levar em consideração diversos fatores, tais como, segmento econômico de atuação, porte, participação relativa dos custos indiretos em relação aos custos totais, estágio atual de informatização, cultura financeira da empresa etc.

O custeio por absorção pode ser eficiente para a contabilidade, de acordo com a legislação vigente. Hernandez (2006) entende que o esse custeio por absorção é eficiente na apuração do lucro antes do imposto de renda (LAIR) para, posteriormente, calcular o imposto de renda. Cokins e Hicks (2007) defende também o custeio por absorção é eficiente para gerar dados quantitativos, apoiando os gestores para as tomadas de decisões. Nesse sentido, Hernandez (2006) e Cokins e Hicks (2007) ressaltam a discussão sobre a utilização e a eficiência desse método de custeio que poderiam surgir a partir dos dados gerados pela contabilidade tradicional, a qual existe, geralmente, para registrar os atos e fatos de uma unidade de negócios com vistas à legislação.

Corroborando a posição defendida pelos autores acima, Paiva (2004) afirma que, em entrevistas com gerentes de uma fábrica de rolamentos de máquinas pesadas, no interior de São Paulo, foram apresentados cinco custeio distintos, cada qual com seus pontos fortes e fracos. Desse modo, pode-se definir que não há um único custeio capaz de atender plenamente todas as necessidades da empresa. Os gestores devem identificar os custeios mais eficientes e eficazes de acordo com a necessidade da empresa.

O custeio RKW pode ser desenvolvido em duas etapas. A primeira consiste na elaboração da departamentalização de acordo com o modelo de gestão existente na empresa. Essa departamentalização é desenvolvida com base na homogeneidade dos processos produtivos, como a sinergia do departamento de vendas com o departamento produtivo. Na segunda etapa, os gastos (custos e despesas) dos respectivos departamentos ou centros de custos são alocados aos produtos. Na etapa final desse custeio, após o término dos rateios, apresenta-se o gasto total necessário para a obtenção da receita total da unidade de negócios. Stark (2007) afirma também que o custeio RKW é utilizado com grande frequência no Brasil. Essa utilização se justifica pela sua praticidade, que considera tanto os custos como as despesas com propósito de apurar o total dos recursos financeiros necessários para o desenvolvimento das atividades empresariais.

O custeio variável ou direto contribui, segundo Bruni (2008), consistentemente, com os gestores nas tomadas de decisões por meio da margem de contribuição, que pode ser considerada uma ferramenta de gestão de grande eficiência. Essa ferramenta pode identificar o produto que mais está contribuindo para diminuir os custos fixos unitários, por meio da economia de escala.

O custeio padrão torna-se ineficaz a partir do momento em que ocorre uma variação no sistema produtivo. Essa variação tem grande dificuldade de ser interpretada e relacionada com um problema específico ocorrido, como, por exemplo, a variação do *setup* de máquina da produção (SHANK e GOVINDARAJAN, 1997). Os autores também relatam que um dos pontos fracos do custeio padrão, com relação às tomadas de decisões é que os gerentes de produção dificilmente têm uma visão de ligação direta entre as medidas produtivas e os números reais, ambos são consideradas como padrão na fábrica, sendo utilizados para geração dos relatórios finais do custeio padrão.

O custeio *target cost* (custo alvo ou custo meta), surgido no Japão, foi um dos custeios mais utilizados no cenário empresarial, na década de 1970, tendo como ênfase a gestão de lucros futuros ou orçamentários. Esse custeio pode ser elaborado por produto, estimando um preço de venda que seja possível subtrair todos os custos e as despesas e restando ainda a margem de lucro desejada pelos gestores. Dessa maneira, o produto é projetado e fabricado com o referido custo já estimado, obedecendo ao padrão de qualidade desejado pelos clientes. Esse custeio incorpora a gestão de lucro na empresa como um todo, durante as etapas do desenvolvimento do produto, como:

- a) planejar produtos que tenham padrão de qualidade exigido pelo cliente;
- b) determinar todos os custos alvos, para que o novo produto gere o lucro futuro desejado pelos gestores, em médio e em longo prazo, sobretudo nas condições atuais de mercado;
- c) elaborar metodologias de execução do projeto do novo produto aos mesmos valores já projetados pelos orçamentos de custos deste custeio, tendo em vista a redução dos custos totais nas etapas de planejamento e desenvolvimento do produto. Esse processo de redução de custos é aplicado nas primeiras etapas da produção.

Vale acrescentar que o custo meta dispõe de dois objetivos: o primeiro é responsável pelo planejamento ou orçamentos das reduções dos custos totais, já o segundo integra as informações de *marketing*, engenharia e produção, bem como as variações pertinentes ao mercado, tais como, os preços dos concorrentes, o sistema econômico do País etc. (STARK, 2007).

O custo kaizen mostra-se mais flexível no tocante ao controle de custos. Em linhas gerais, esse método pode compartilhar dois tipos de atividades com o

propósito de redução de custos, como, por exemplo, as atividades direcionadas à redução de custos de cada produto e as atividades direcionadas à redução de custos por departamentos (STARK, 2007).

O custeio por ciclo de vida do produto faz parte das modernas concepções de análise e controle de custos das atividades empresariais, exigindo acompanhamento mais rigoroso do ciclo de vida dos produtos (HERNANDEZ, 2006).

O método de unidade de esforço de produção (UEP), desenvolvido pelo engenheiro francês Georges Perrin na década de 1990, foi amplamente divulgado por seu discípulo, Franz Allora. Segundo Allora e Allora et al (1995), Perin afirmava que o método de custeio alemão RKW criava e aplicava uma unidade de medida abstrata para mensurar o processo produtivo. Com base nesse pensamento, o engenheiro francês desenvolveu sua própria unidade de medida de produção, que foi denominada de “GP” (letras iniciais do seu nome). Após a morte desse engenheiro, Franz Allora modificou esse método, alterando sua denominação para unidade de esforço de produção (UEP).

Ainda com relação UEP, de acordo com Allora e Allora et al (1995), todas as informações ou decisões a tomar, supostamente, estão correlacionadas com o processo produtivo de qualquer unidade de negócio. Assim, as empresas geralmente possuem diversos procedimentos ou processos inerentes ao ambiente de produção. Desse modo, se o processo produtivo for complexo e a produção for diversificada (isto é, se produzir no mínimo dois produtos), possivelmente, os problemas serão mais recorrentes com relação à gestão das tarefas no ambiente produtivo, sobretudo, no que se refere à alocação dos custos operacionais aos itens produzidos. Nesse sentido, o autor sugere que se utilize o referido método UEP.

Contribuindo com esse tema, Bornia (2002) afirma que o UEP oferece um modo simplificado de custear os produtos em um determinado período, sob a utilização de uma unidade de medida comum a todos os produtos ou processos inerentes ao cenário empresário. Esse autor afirma também que esse método seria mais eficiente diante do desenvolvimento de um novo método de gestão com aplicação do UEP, juntamente, com o custeio baseado em atividades. Essa aplicação teria como propósito a eliminação do ponto fraco do UEP, que seria a mensuração das atividades indiretas inerente ao processo produtivo, como o aluguel de chão de fábrica.

É relevante mencionar que este trabalho utilizou os preceitos do método de unidade de esforço de produção (UEP) como parte metodológica deste estudo. Nesse sentido, esse método foi adaptado ao setor de energias renováveis a partir da biomassa. Menciona-se também que foi utilizado o raciocínio de economia de esforço de trabalho tendo em vista o avanço da tecnologia dos equipamentos inerentes ao processo de cogeração de energias.

Em gestão de custos é relevante mencionar que qualquer empresa que pretenda entrar em um novo mercado deveria tratar os preços de seus produtos e dos respectivos concorrentes como fator relevante na tomada desta decisão. A informação sobre esses preços possibilita o planejamento da empresa, estimando o patamar de custos dos seus produtos em longo prazo, ao mesmo patamar dos custos de seus concorrentes. Essa gestão estratégia de custos é denominada como custo-alvo.

Nesse sentido, o conceito de custo-alvo tem como ponto de partida o foco no mercado, isto é, os preços, geralmente, são estabelecidos aos níveis de mercado (os mesmos que são praticados pelos seus concorrentes). Vale mencionar que o custo-alvo é aplicado em empresas japonesas que utilizam as informações dos clientes e dos fornecedores para rastrear e elaborar o custeio pretendido (custo-alvo) em suas estratégias de preços. (HORNGREN e FOSTER, 1991).

Por fim, o último método de custeio abordado neste trabalho é o custeio baseado em atividades, conhecido como ABC (*Activity-Based Costing*). É relevante mencionar que aqui será apresentado um breve resumo desse método, já que será dedicada uma subseção a ele. O ABC é uma metodologia de custeio que busca reduzir as distorções provocadas pelo rateio arbitrário dos custeios tradicionais (custeio por absorção). O custeio baseado em atividades é um método simples e é usado para demonstrar as informações de custo, de maneira mais precisa e relevante, as quais são necessárias para apoiar às diversas tomadas de decisões de negócios. (HICKS, 1999).

Na visão de Kaplan e Anderson (2007), a implantação do ABC pode corrigir algumas deficiências do custeio tradicional (custeio por absorção), o qual é desenvolvido, na maioria das vezes, em três etapas: trabalho, materiais e despesas gerais indiretas. Com isso, esse método minimiza a possibilidade de arbitrariedade no controle de

custo. Esse custeio pode ser aplicado também nos custos diretos, mas pode não haver resultados significativos em relação aos referidos custeios tradicionais (MARTINS, 2010).

Pérez (2004) afirma que o custeio ABC tem como proposta a diminuição das distorções dos custeios tradicionais por meio das atividades produtivas e não-produtivas. Na sequência da evolução do custeio baseado em atividades, surgiu o custeio baseado no tempo invertido por atividade (TDABC), que, segundo esse autor, complementa o ABC e por essa razão se torna uma ferramenta mais eficiente e eficaz do que o ABC tradicional.

Em síntese, a literatura discute diversos custeios, apresentando seus conceitos, métodos etc. Essa discussão permite a formulação de tendências em gestão de custos, sobretudo, no aspecto do detalhamento das informações para fomentar as tomadas de decisões, que são cada vez mais necessárias no cenário empresarial.

Cabe ressaltar que o custeio tradicional, que há décadas vem sendo visto como ultrapassado e arbitrário, é necessário somente para atender a legislação do País (imposto de renda), ao passo que, no âmbito gerencial, as empresas necessitam de ferramentas gerenciais de custos que possam produzir informações detalhadas e de modo menos arbitrária, possibilitando, assim, a minimização do risco e a maximização do lucro operacional no mundo dos negócios.

3.3. Contextualização de Custos

Nesta subseção será desenvolvido um breve relato sobre a história da evolução dos métodos de apuração de custos. Ademais, serão abordados os diversos conceitos correlacionados com o ambiente de custos tanto na visão americana como na visão europeia.

3.3.1. Breve História dos Métodos de Custos

A evolução dos conceitos de custos passou por três métodos:

- i) custos por produtos;
- ii) custos por centros de custos e;
- iii) custos por atividades.

O primeiro é abordado como um método primitivo e classifica os custos como históricos, não havendo nele outra preocupação a não ser a questão do registro e

apuração do custo do produto. Esse método foi praticado na época do mercantilismo entre o século XV e XVIII. Nessa época, o enfoque de custos era direcionado na compra e venda de mercadorias produzidas em massa e não havia preocupação com concorrência e com qualidade, isto é, o enfoque de custos não era na produção.

O segundo método pressupõe que a empresa se organiza do ponto de vista de gestão por meio de centros de custos, departamentos, setores, os quais poderiam utilizar os diversos critérios de rateios específicos em cada centro de custo, inserido em um planejamento global de responsabilidade da alta gerência da organização. Izhar e Hontoir (2001) mencionam que os centros de custo deveriam ser efectivamente controlados por uma gestão específica de empresas. O centro de custo poderia ser abordado como uma área de responsabilidade, tal como um departamento, no qual os custos podem ser relacionados para fins de gestão e controle. Assim, a empresa pode ser dividida em vários centros de custo diferentes, considerando cada gerente de custos responsável pelas respectivas informações de custos obtidas em seu próprio centro de custos. Segundo os autores, podem-se citar dois tipos de centros de custos:

- i) Centro de custo de produção, que está diretamente envolvido na produção, por exemplo, o departamento de usinagem;
- ii) Centro de serviço, que existe para facilitar a produção, por exemplo, manutenção.

O terceiro método (modelo de custos por atividades) tem sua origem na prática de engenharia de custos da empresa *General Electric* na década de 1960-1970. Esse método foi inserido no contexto acadêmico por meio da publicação de um artigo científico de R. Johnson, denominado, *Activity-Based Information: a Blueprint for World-Class Management*, publicado no *Management Accounting* (USA), em junho de 1988, referente a finalização do programa CMS (*Cost Management System*) do consórcio mundial CAM-I.

Este representa uma nova mentalidade – inovação – tanto no modo de conceber a empresa, como no tratamento dos custos. Esse método é abordado como a *terceira geração* da contabilidade de custos (MARTÍN PEÑA e ROS RIERA, 2003). Nesse sentido, as empresas tendem a ganhar mais eficiência em suas atividades, sobretudo em períodos recessivos. Para tanto, as companhias, por uma parte, teriam que estar dispostas a renegociar todos os seus custos e por outra, melhorar a gestão dos mesmos. Isso representa a elaboração de um minucioso planejamento, sobretudo, na política de quadro de funcionários. Além disso,

o enfoque de gestão poderia ser direcionado mais precisamente para eliminar desperdícios, otimizar contas com vestígios de perdas e outras séries de atividades exigidas aos gestores financeiros na busca generalizada pela eficiência de produção e inovação de atividades (tarefas) em cada segmento do cenário empresarial.

É evidente que esse terceiro método contempla os tempos contemporâneos de gestão empresarial, pois, pode-se descrever que a criatividade consiste em desaprender, aceitar a reformulação e desenvolver a capacidade que permite mesclar atividades que se encontram em planos distintos. Este processo de desaprendizagem resulta em um dos mais difíceis fatos tratados dentro das empresas, isto é, as equipes estão acostumadas a rotinas que podem ser complexas, porém, a inovação possivelmente iria tirá-las do conforto da rotina, obrigando-as às novas aprendizagens por meio de cursos de capacitação etc (SCHUMPETER, 1952).

Nesse sentido, segundo Welton e Copeland (1995), uma empresa poderia fazer um planejamento financeiro somente depois de elaborar uma profunda análise de custos e de receitas esperadas ao longo do período analisado. Essas estimativas de receitas não seriam uma tarefa muito fácil, pois, poderiam depender das condições de mercado do produto analisado, sobretudo, da condição da economia do ambiente que a empresa estivesse inserida, como, por exemplo, ambiente econômico nacional ou ambiente econômico internacional. Este último ainda seria mais complexo, por conta da variação de moedas estrangeiras, entre outros.

3.3.2. Conceitos de Custos

A denominação custos tem diferentes significados, dependendo do contexto em que está sendo discutido. Existem diversas versões de conceitos de custos ou sinônimos de custos, já que sua definição interessa a múltiplas disciplinas, como economia, administração, direito, engenharia e, sobretudo, a contabilidade. A palavra custos, supostamente, faz parte do cotidiano da grande maioria das pessoas em todo mundo (MALLO, KAPLAN et al, 2000).

Para limitar-se a um exemplo apenas, um consumidor poderia afirmar que a compra de um objeto de consumo custou-lhe R\$ 30,00 e, praticamente, todos iriam entender perfeitamente essa afirmação. Já se alguém perguntasse quais foram os custos desse objeto ao seu fabricante, as respostas poderiam ser distintas, dependendo de quem a

respondesse. Por exemplo, o fabricante do objeto comprado poderia assumir diferentes raciocínios acerca dos custos do referido produto, como os custos contábeis, o custo de oportunidade, o custo financeiro, os custos plenos ou integrais, entre outros. Isso permite entender que os conceitos e interpretações de custos são distintos, de acordo com o contexto associado ao processo de formação e análise de custos.

Segundo Mallo, Kaplan et al (2000), o conceito econômico de custo é utilizado em duas versões gerais. A primeira é no sentido de consumo ou sacrifício de recursos de fatores produtivos. Já a segunda versão diz respeito ao custo alternativo ou de oportunidade. Isso permite considerar que a ideia de sacrifício pode ser definida como custo, sendo o consumo de recursos financeiros (avaliado em unidades monetárias) equivalente aos bens e serviços destinados à produção, que constitui a atividade fim da empresa. Além disso, esses autores definem que custo é o equivalente, em unidades monetárias, aos bens aplicados ou consumidos em função do processo produtivo.

No que concerne à definição de custos defendida pela contabilidade gerencial, esta surgiu decorrente do consumo dos fatores de produção que são utilizados na transformação econômica da cadeia de valor da empresa. Leach Albert (1991) acrescenta que do ponto de vista gerencial pode haver distinção entre a terminologia contábil europeia e a americana.

A terminologia contábil europeia aborda o termo despesa como sendo o equivalente ao total monetário de empresas. Esse termo (despesas) representa toda compra de bens e serviços realizados pela unidade de negócios e os custos são tratados como um conceito peculiar da contabilidade interna, sendo representados pelos valores das despesas, especificamente, provenientes do processo produtivo. Tejada Ponce et al (2004) acrescentam que, uma vez definido o conceito de custos, é necessário mencionar brevemente a diferenciação existente entre o conceito de custo e despesas. O termo custo, geralmente, pode ser utilizado para a determinação de resultado no âmbito da contabilidade interna e o termo despesas é mais empregado no âmbito da contabilidade externa, representando a aquisição de bens e serviços destinados a obtenção de produto ou prestação de serviços em concordância com a atividade fim da empresa (produção). Para esclarecer as referidas terminologias (custos e despesas) na visão europeia, Tejada Ponce et al (2004) defendem que:

- i) há custos que são tratados como despesas;

- ii) há custos que não são tratados como despesas;
- iii) há despesas que não são tratadas como custos;
- iv) há custos e há despesas que podem coincidir no mesmo conceito, porém, em quantidade distinta.

O primeiro caso em que os *custos são tratados como despesas* é o único que não há nenhuma distinção entre a contabilidade interna e externa, visto que os conceitos coincidem.

A segunda situação em que os *custos não são tratados como despesas* refere-se ao consumo de fatores necessário para o desenvolvimento do ciclo operacional de empresas, assim não há consideração de despesas, a partir do ponto de vista da contabilidade externa, desde que não haja uma relação da empresa com eventos externos, como os custos derivados de financiamento de recursos próprios, pois, estes são tratados como custo de capital e não se conceitua como despesa, mas como dívida dentro da contabilidade externa.

O terceiro caso em que há *despesas que não são tratadas como custo* é abordado pelos gerentes com a finalidade de assumir tarefas que, possivelmente, não seriam necessárias para o desenvolvimento do ciclo operacional, assim não há nenhuma ligação com custos.

Por fim, na quarta situação que há *custos e há despesas que podem coincidir no mesmo conceito, porém, em quantidade distinta*, o critério de avaliação entre custos e despesas pode ser distinto. Para limitar-se a um exemplo apenas, cita-se a amortização de uma despesa (aquisição de um bem), que por sua vez na visão da contabilidade de custos (contabilidade interna) poderia ser tratado como custo. Já do ponto de vista da contabilidade externa, normalmente, está sujeito a um princípio de avaliação, como o preço de aquisição ou o custo de produção, surgindo assim diferenças na avaliação de um e de outro critério. Essa diferença entre os conceitos de custos e despesas reflete em resultados distintos no âmbito da contabilidade interna e externa. Assim, no caso de coincidir ambos os conceitos, sugerem-se para levar em consideração essas distinções, que geralmente são denominadas como diferenças de incorporação em função de sua respectiva geração, que acrescentaria ou diminuiria ao resultado analítico do ponto de vista da contabilidade externa (TEJADA PONCE et al, 2004).

Ainda com relação ao ponto de vista europeu, Wilson (1988) contribui nesse tema, mencionando que conceito de custo caracteriza-se pela palavra *sacrifício*, porém sua definição exata dependerá da situação em que se pretenda estipular tal medição do sacrifício. Isso permite descrever que pode haver diferentes conceitos de custos inerentes em diferentes conjuntos de circunstâncias. O conceito de custo pode-se compor por três elementos: i) materiais (matéria-prima); ii) mão-de-obra; e iii) custos indiretos, sendo que qualquer um desses referidos elementos poderia estar relacionado com uma unidade de custo. O autor levanta um ponto relevante relacionado com os custos não-financeiros que são aqueles cuja origem não se pode inferir diretamente por meio do fluxo de caixa da empresa, como, por exemplo, deteriorar a imagem pública da empresa por meio de atos ilícitos. Já os custos sem movimentação financeira são os sacrifícios que não implicam em desembolso de dinheiro no momento de reconhecer tal sacrifício como custo. Um exemplo relevante desse conceito seria o custo de oportunidade.

Para finalizar a discussão entre os termos custos e despesas na visão europeia, Martín Peña e Ros Riera (2003) acrescentam que o termo custo é o valor dos consumos de bens e serviços que estão relacionados ao desenvolvimento de uma determinada atividade ou processo produtivo. Cumpre acrescentar que o valor atribuído em função do custo de uma atividade empresarial ou processo produtivo será sempre relativo, isto é, discutível por conta de estar geralmente condicionada a maior ou a menor arbitrariedade dos critérios de valor e de alocação empregados na realização da tarefa em questão. Tejada Ponce (2004) contribui também afirmando que se entende por custo o consumo monetário de todos os fatores que se podem incorporar racionalmente e de forma necessária ao desenvolvimento do processo de produção para a obtenção do produto acabado ou serviço prestado. Além disso, o conceito de custos pode ser definido como um sacrifício de recursos necessários para o desenvolvimento do processo de fabricação ou de prestação de serviços.

No que concerne à terminologia contábil americana, Leach Albert (1991) argumenta que os termos custos e despesas são abordados de maneira distinta com relação à terminologia contábil europeia. Assim, o termo custo pode ser definido como o valor de qualquer aquisição de bens ou serviços destinados à produção até que os produtos ou serviços prestados estejam totalmente acabados, prontos para serem vendidos; ao passo que as

despesas foram definidas como sendo os gastos necessários para a obtenção das receitas de vendas.

A definição de custos no cenário brasileiro é entendida como todos os recursos financeiros absorvidos em um determinado período com a finalidade de transformar um produto bruto (matéria-prima) em produto acabado (mercadorias) (MARTINS, 2010; BRUNI e FAMÁ, 2004).

Na visão de Martins (2010) custo está relacionado com os gastos relativos aos bens ou serviços prestados, utilizados na produção de outros bens ou serviços. Assim, custo também é um gasto, que é reconhecido como custo, no momento da utilização dos fatores de produção (bens e serviços), para fabricação de um produto ou execução de um serviço, como, exemplo, na sua aquisição, a matéria-prima foi um gasto que imediatamente se tornou investimento (estoque de matéria-prima ou produto em processo de produção incorporado no ativo permanente da empresa) e, assim, ficou durante o tempo de sua estocagem, sem que aparecesse nenhum outro gasto associado a ela; no momento de sua utilização na fabricação de um bem ou serviço, surge o custo da matéria-prima como parte integrante do bem elaborado (produto acabado). Este por sua vez, retorna como investimento, já que fica ativado (estoque de produtos acabados no ativo circulante da empresa) até sua respectiva venda. Bruni e Famá (2004) acrescentam que os custos de produção terão que estar associados aos produtos ou serviços produzidos pelas entidades (empresas). Ademais, os custos podem ser definidos como medidas monetárias dos sacrifícios com os quais uma organização tem que contemplar a fim de atingir seus objetivos gerenciais.

Com relação às despesas, Martins (2010) afirma que estas são conceituadas como bens ou serviços consumidos de forma direta ou indireta com a finalidade de obter receitas de vendas. Além disso, as despesas são itens que reduzem o patrimônio líquido e que têm a característica de representar sacrifícios no processo de obtenção de receitas de vendas. As despesas são tratadas também como o somatório dos itens que compuseram o custo de fabricação do produto ora vendido (contas de resultados contábeis). Assim, todo produto vendido e todo serviço prestado provocam despesas, ou seja, cada componente que foi tratado como custo, no processo produtivo, na baixa da contabilidade (apuração do resultado do exercício), torna-se despesa em busca do resultado do exercício contábil (demonstração do resultado do exercício).

No que diz respeito ao custo de capital, este é utilizado para mensurar quanto custa o recurso financeiro que está fomentando um determinado projeto (VAN HORNE, 1993; MALLO, KAPLAN et al, 2000; HORNGREN et al, 1996). No entanto, segundo Kaplan e Anderson (2007), alguns gestores questionam se o custo de capital do ativo imobilizado já está incluído nos gastos com depreciação. Os autores afirmam que esse questionamento não faz sentido (a resposta é negativa), pois a depreciação reflete o retorno do capital, reconhecendo ao longo do tempo, o dinheiro consumido originalmente na aquisição do ativo. Assim, o juro ou o custo de capital com base no valor histórico do ativo tem a finalidade de avaliar o retorno sobre o capital e o rendimento adicional que o suposto ativo deveria gerar para remunerar os proprietários pelo tempo em que o capital ficou investido nesse ativo.

Citando apenas um exemplo referente à apuração do custo de capital, demonstra-se um ativo que foi adquirido por R\$ 100.000,00 com vida útil estimada em cinco anos, sem valor residual (método de depreciação linear). O gasto anual com depreciação foi calculado na ordem de R\$ 20.000,00 e o custo de oportunidade foi estimado em 10% ao ano sobre o valor contábil do ativo. A partir da identificação do valor de depreciação e do valor que representa o custo de oportunidade, apura-se o custo de capital anual que está representado na Tabela 1:

Tabela 1 – Demonstração do Custo de Capital Anual

Ano	Valor Contábil do Ativo (Bem)	Custo de Depreciação	Custo de Oportunidade (10%)	Custo de Capital Anual
2005	R\$ 100.000,00	R\$ 20.000,00	R\$ 10.000,00	R\$ 30.000,00
2006	R\$ 80.000,00	R\$ 20.000,00	R\$ 8.000,00	R\$ 28.000,00
2007	R\$ 60.000,00	R\$ 20.000,00	R\$ 6.000,00	R\$ 26.000,00
2008	R\$ 40.000,00	R\$ 20.000,00	R\$ 4.000,00	R\$ 24.000,00
2009	R\$ 20.000,00	R\$ 20.000,00	R\$ 2.000,00	R\$ 22.000,00

Fonte: Adaptada de Kaplan e Anderson (2007, p. 51)

Na visão de Mallo, Kaplan et al (2000), o custo de capital é o preço pago aos fornecedores de fundos (dinheiro) de empresas pela utilização do recurso financeiro e como compensação do risco assumido na transação, isto é, a rentabilidade exigida (obtida) pelos fornecedores de capital em compensação pelo risco assumido e o valor do dinheiro no tempo. Horngren et al (1996) mencionam que o custo de capital seria um dos temas mais relevantes relacionado com a literatura financeira. Trata-se de um componente do custo total da empresa, que pode ter dupla perspectiva: como regra de decisão e como *link* de conhecimento do controle da realidade microeconômica. Ademais, Van Horne (1993)

acrescenta que custo de capital total (capital próprio e de terceiros) de uma empresa é tratado como o rendimento requerido pelos diversos componentes de financiamento.

Neste estudo, entende-se que o custo de capital pode ser tratado também como custo de oportunidade a partir do momento que a unidade de negócios dispõe de duas ou mais oportunidades para consumir o mesmo recurso financeiro, como, por exemplo, um valor de R\$ 100.000,00, aplicado na poupança, pode render aproximadamente 0,5% ao mês ou poderia render para mais ou para menos, caso o investidor optasse por adquirir e vender ações. Isso permite inferir que o custo de oportunidade pode ser definido pela opção da melhor utilização de um determinado valor monetário em detrimento de outra opção. Cita-se outro exemplo de custo de oportunidade de um negócio: o bagaço da cana-de-açúcar, que a planta industrial tem a opção de vendê-lo *in natura* ou utilizá-lo como combustível em caldeiras no setor sucroenergético com finalidade de cogeração de energias térmica e elétrica. Assim, o custo de oportunidade representa o valor alternativo que se renuncia, quando a empresa tem mais de uma opção de produção ou comercialização do um determinado produto (RIBAYA MALLADA, 1999; BRUNI e FAMÁ, 2004; ROSS et al, 2005; MALLO, KAPLAN et al, 2000).

Ribaya Mallada (1999) argumenta que o custo de oportunidade ocorre em empresas a partir do momento em que se opta por assumir um determinado investimento, vinculando os recursos financeiros a determinados fatores de produção, que se renunciam em função do valor percebido de mercado, isto é, a empresa adota uma decisão de investimento em detrimento de outra ou opta por um determinado processo produtivo em detrimento de outro. Bruni e Famá (2004) acrescentam que o custo de oportunidade representa um custo associado a uma alternativa abandonada ou preferida, da seguinte forma: se uma empresa analisa a opção de aproveitar um resíduo industrial de seu processo produtivo na elaboração de um novo produto, mesmo que não haja desembolso financeiro pelo resíduo (caso este possua um valor de mercado), esse valor deveria ser incluído no cálculo referente à apuração dos custos de produção. Esse fato consiste na ocorrência do custo de oportunidade, uma vez que a alternativa de venda desse resíduo foi eliminada, diante da opção de utilizá-lo na elaboração de um novo produto. Ademais, os valores de mercado deveriam ser computados na formação de custo do suposto novo produto.

Na visão de Ross et al (2005), qualquer empresa pode ter um ativo disponível para vender, alugar, ou utilizar em outra parte do negócio. Se esse ativo for utilizado em um novo projeto, as receitas potenciais de usos alternativos poderiam ser perdidas. Assim, essa possibilidade de perda de receitas poderia ser tratada como custos de oportunidade, isto é, tendo outro projeto, a empresa opta pela utilização de seus ativos em outras oportunidades, em detrimento da utilização desses ativos na primeira oportunidade. Além disso, Mallo, Kaplan et al (2000) contribuem que o custo de oportunidade de qualquer fator utilizado no processo produtivo é mensurado de acordo com o benefício descartado por não utilizar esse mesmo fator em sua melhor aplicação alternativa, ou seja, o custo de oportunidade pode ser o valor da melhor alternativa que é ou foi descartada.

No que concerne ao custo afundado (*sunk costs*), este é um gasto já ocorrido dentro da empresa. Tratam-se de valores que são considerados como custos irre recuperáveis, que fez parte do passado e não podem ser considerados na decisão de aceitar ou rejeitar um determinado projeto em análise. Do ponto de vista econômico-financeiro, sugere-se que ignore tais custos no cálculo de viabilidade econômico-financeira de um determinado projeto (ROSS et al, 2005).

Neste estudo define-se como custo operacional todos os valores monetários destinados à produção de um bem ou serviço prestado, sejam eles explícitos, como a matéria-prima ou intrínsecos, como custo de oportunidade, de acordo com Kaplan e Anderson (2007, p. 51). Trata-se da identificação dos eventos gerados em função da produção de bens ou serviços, que podem refletir diretamente na opção de produzir um determinado produto acabado (MWh) ou comercializar uma determinada matéria-prima utilizada na produção (bagaço de cana-de-açúcar). Cumpre acrescentar que os impostos inerentes aos produtos fabricados ou comercializados não fazem parte do referido custo de operacional.

Os investimentos são recursos financeiros que foram consumidos na aquisição de um bem, pertencente ao ativo imobilizado, subdividido no não-circulante (CHARZAT RAYMOND, 1990; VAN HORNE, 1993; MARTINS, 2010; BRUNI e FAMÁ, 2004).

Martins (2010) defende que o termo investimento é abordado como gasto ativado (pertencente aos ativos) em função de sua vida útil ou de benefícios atribuíveis a futuro(s) período(s). Toda aquisição de bens ou serviços prestados são tratadas como ativos de

empresas (imobilizado), consequentemente, na baixa contábil ou amortização são, especificamente, chamados de investimentos, os quais não fazem parte dos custos operacionais. Bruni e Famá (2004) acrescentam que o termo investimento representa os gastos na aquisição de bens, que são atribuíveis a futuros períodos contábeis, ficando temporariamente “congelados” no ativo da entidade (empresa) e, em seguida, de forma gradual, são “descongelados”, incorporando-os como custos ou despesas referentes ao seu ciclo operacional. Van Horne (1993) contribui com esse tema, afirmando que os investimentos ou inversões financeiras estabelecem uma ordem de pré-requisitos à empresa, tais como: gerar orçamento de inversões financeiras, estimar as entradas operacionais para os projetos, avaliar as entradas operacionais, selecionar os projetos por meio de critérios de aceitação e realizar uma contínua reavaliação dos projetos aceitos de inversão financeira (investimentos).

Nesse sentido, Charzat Raymond (1990) menciona também que os investimentos são abordados como inversões financeiras que representam a mudança de estado de um bem certo e líquido (dinheiro), por outro bem futuro e aleatório (máquinas, equipamentos etc), que se esperam benefícios futuros. Essas inversões se caracterizam de duas formas: o ato de inverter e o bem invertido. A primeira inversão pode ser definida em um ato de gestão, como a decisão de investir (tomada de decisão). Já a segunda inversão pode ser subdividida de duas maneiras: por natureza e por função. As inversões por natureza são abordadas como *físicas* (máquinas, equipamentos, estoque etc), *não-corporais* (fundo de comércio, patentes etc) e *financeiras* (participações em outros negócios, empréstimos etc). As inversões por função são abordadas como produtivas, cujo objeto é o desenvolvimento da capacidade produtiva e comercial da unidade de negócio (máquinas, lojas etc). Cita-se como outro exemplo de inversões por funções, as estruturais, que são inerentes ao desenvolvimento funcional de suporte administrativo, como a informática para gestão.

Em síntese, pode-se entender que os investimentos são todos os gastos, que são tratados como ativos contábeis, podem ser de diversas naturezas e de diversos períodos de ativação. Para esclarecer o termo investimento, cita-se a matéria-prima como um gasto que é contabilizado, temporariamente, como investimento (estoque de matéria-prima). Citam-se também os gastos na aquisição de máquinas, de equipamentos, de terrenos, de prédios, os quais se transformam em investimento permanente do subgrupo ativo permanente (balanço patrimonial).

3.4. Custeio Baseado em Atividades (ABC)

As ferramentas gerenciais têm como propósito subsidiar os administradores nas tomadas de decisões, possibilitando-os atingir as metas de crescimento da empresa. Para tanto, o meio digital possibilitou o surgimento de novos meios gerenciais de controle de custos no universo empresarial, como o modelo baseado nas atividades, apresentado como sistema de custeio ABC (*Activity-Based Costing*). Para adequar esse modelo com o suporte da informática, as empresas, de modo geral, estão subdividindo seu processo produtivo em atividades. Com isso, identificam-se novos elementos de análise e incorporam novos parâmetros, permitindo alcançar um cálculo de custos, possivelmente, menos arbitrário e um melhor aproveitamento de recursos financeiros (MORENO et al, 2006).

O surgimento do novo modelo baseado nas atividades teve como parâmetro o modelo de planejamento de produção (PPM), que foi introduzido por Itami e Kaplan (1980)⁷: i) o modelo activity costing; ii) a contabilidade do *input-output*, que foi desenvolvido por Staubus (1970)⁸. Esses autores estabelecem um marco conceitual, buscando o entendimento do ABC (*Activity-Based Costing*). Os dois referidos modelos baseiam em quantidade de *output* e *inputs*, que foram determinados pelos níveis das atividades ou tarefas (GUTIÉRREZ PONCE, 1994).

⁷ Itami y R. Kaplan. Na activity Analysis Approach to Unit Costing with Multiple Interactive Products, Management Science, Vol. 26, nº 8, agosto 1980.

⁸ G.J. Staubus, Activity Costing and Input-Output Accounting, Irwin, Hoomewood, Illinois, 1970.

O *Activity-Based Costing* (ABC) foi desenvolvido por Cooper e Kaplan no ano de 1988 com propósito de corrigir graves deficiências oriundas dos sistemas tradicionais, que, geralmente, utilizavam três categorias: mão-de-obra, matéria-prima e gastos gerais. Desse modo, as empresas de manufaturas consideram a mão-de-obra e a matéria-prima unitariamente, porém, os custos indiretos eram abordados de modo geral (KAPLAN e ANDERSON, 2008). Além disso, o custeio ABC divide a empresa em compartimentos, distribuindo os custos, inclusive os custos indiretos, às diversas atividades e conseguindo estabelecer a quantidade de recurso financeiro consumido em cada atividade pelos produtos ou serviços.

Moreno et al (2006) argumentam que há distinção do método de custos por atividades com relação aos demais sistemas de custos tradicionais, pois aquele possui uma metodologia, que, por sua vez, integra-se a um conjunto de medidas monetárias e não monetárias capazes de oferecer uma visão transversal, como, por exemplo, o tempo necessário para desenvolver cada atividade que compõem os centros de custos. Desse modo, essa metodologia possibilita tanto o desenvolvimento de um cálculo de custos menos arbitrário, como também melhor aproveitamento dos recursos financeiros por parte de todos os membros da empresa. Como isso, desenvolve-se uma maneira mais objetiva no desenvolvimento das estratégias empresariais, convertendo o método de custeio em um conjunto de atividades menos vulnerável. Assim, pode haver maior controle de custos, bem como proporcionar vantagens competitivas.

Nesse sentido, o custeio *activity-based costing* (ABC) é um método contemporâneo, flexível, apropriado ao ambiente de gestão e menos arbitrário que os custeios tradicionais. O ABC detalha todo o processo produtivo em atividades ou tarefas e seus respectivos tempos de execução em um determinado período, geralmente, no ciclo operacional analisado (KAPLAN e COOPER, 1988; DEAN, 2011; MARTINS, 2006; TEJADA PONCE et al, 2004; MALLO e KAPLAN et al, 2000; YEN-JU LIN, 2007; RINGELSTEIN, 2009;

Segundo Kaplan e Cooper (1988), para projetar o custeio baseado em atividades em uma unidade de negócio, é necessário coletar dados quantitativos relacionados com a mão-de-obra direta e os demais custos envolvidos no processo produtivo. Além disso, devem-se examinar as demandas dos produtos ou atividades específicas sobre os recursos indiretos. Para tanto, sugerem-se três regras básicas para orientar a projeção desse custeio: i)

identificar as atividades onerosas; ii) enfatizar os recursos que variam significativamente dentro do processo; iii) enfatizar os recursos que estabelecem demanda padrão correlacionadas com medidas tradicionais de alocação, como, por exemplo, mão-de-obra direta, materiais e os respectivos tempos de processamentos de suas tarefas.

Dean (2011) afirma que o ABC funciona por meio da atribuição de custos aos produtos e serviços com base nos recursos que eles consomem. Esse método funciona em aplicação ao princípio de que as atividades causam custos e, assim, é essencial para desenvolver essas atividades adequadas para os produtos e serviços a fim de gerar informações mais precisas sobre o quanto o produto realmente custa.

Na visão de Martins (2006), o modelo ABC pode propiciar ampla gama de informações, sendo imprescindível definir, explicitamente, o escopo do projeto (modelo):

- i) Custeio de produtos, linhas ou famílias de produtos;
- ii) Inclusão ou não de gastos com vendas e administração no custo dos produtos, linhas e famílias;
- iii) Custeio de processos;
- iv) Custeio de canais de distribuição;
- v) Custeio de clientes, mercados e segmentos de mercados;
- vi) Análise de lucratividade desses projetos custeados;
- vii) Utilização de custos históricos ou predeterminados;
- viii) Custeio de acumulação de dados para tomada de decisões em geral ou apenas de análise de custos;
- ix) Custeio permanente na empresa ou apenas por um período definido.

Martins (2006) acrescenta que uma das grandes vantagens do custeio ABC com relação aos demais métodos tradicionais é que esse custeio permite uma análise mais ampla, não restringindo apenas aos produtos acabados. Assim, o ABC contribui com o custeamento dos processos produtivos (atividades), permitindo efetuar mais precisamente pedidos de componentes do processo produtivo. O autor levanta uma questão relevante em relação ao gerenciamento de custos que tem como ponto de partida a função de ampliar o rol de informações oriundas do processo produtivo, por conta do detalhamento das atividades ou tarefas desempenhadas na produção.

Contribuindo nesse tema, Mallo e Kaplan et al (2000) afirmam que o ABC foi desenvolvido com o propósito de fornecer aos gestores uma metodologia menos arbitrária de atribuição dos custos de apoio (custos indiretos) às atividades, processos, produtos, serviços e clientes. Esse custeio reconhece que muitos dos recursos empresariais não são necessários para a produção física dos produtos, e, sim, somente para facilitar um amplo aparato de atividades de apoio (custos indiretos), que possibilita a produção de uma variedade de produtos e serviços, para atender diversos grupos de clientes. Além disso, o ABC se propõe não somente distribuir custos aos produtos, mas também elaborar e mensurar as atividades, e, posteriormente, estabelecer o valor consumido dos recursos financeiros nessas atividades. Esse valor consumido apoia a produção (centros de custos) até a entrega de produtos e serviços aos clientes.

Ainda Mallo e Kaplan et al (2000) defendem que a metodologia do ABC é descrita da seguinte forma: em primeiro lugar, identificam-se as atividades prestadas pelos recursos organizacionais de apoio, demonstrando a relação dos gastos derivados dos recursos de apoio às atividades. Com isso, obtêm-se os custos totais de cada atividade de apoio. O custeio ABC rastreia os custos das atividades até os produtos mediante a identificação de um direcionador de recursos (*cost driver*) para cada atividade, calculando-se a proporção correspondente do direcionador de custos nas atividades. Posteriormente, utiliza-se esta proporção para atribuir os custos das atividades aos produtos. Para cada produto, serviço ou cliente multiplica-se a quantidade de cada direcionador de custos utilizado durante um determinado período, pela proporção padrão do próprio condutor de custos.

Yen-ju Lin (2007) ressalta que o custeio ABC é mais eficiente na apuração dos custos indiretos, por conta da sua metodologia, que enfatiza os custos que podem estar desaparecidos no processo produtivo, como, por exemplo, custos de melhoria contínua. Ponce, Horngren et al (2007) acrescentam que o ABC aperfeiçoa a prática dos custeios ao identificar as atividades individuais como os objetivos fundamentais de custos. O ABC calcula os custos das atividades individuais e atribui esses custos aos objetos de custos (produtos e serviços). Ademais, as atividades são tratadas como parte integrante ao processo produtivo, podendo ser visualizada e controlada de forma isolada.

É significativo mencionar que a estrutura de custos contemporânea é composta por departamentos produtivos e departamentos de serviços. Assim, o papel do ABC

é, de certo modo, identificar um ponto perpendicular, ou seja, o mesmo nível dos demais custeios tradicionais existentes na empresa. Esse custeio (ABC) apenas desenvolve uma nova metodologia de gestão por atividades, sem interferir na gestão de custos tradicional. Isso permite entender que essa nova metodologia por atividades não veio para anular os custeios tradicionais. Esse novo método veio para apresentar um controle sob a ótica dos direcionadores e para mensurar os recursos financeiros consumidos no processo produtivo.

Na visão de Atkinson et al (2008), o custeio ABC é flexível e poderia ser otimizado a partir da elaboração e implementação de projeto-piloto. Assim, as atividades poderiam ser monitoradas ao longo do processo produtivo, como, por exemplo, *setup* de máquina, manutenção de equipamentos, entre outros. Para tanto, seria necessária uma equipe multifuncional tendo em vista um fluxograma esquemático das atividades operacionais com propósito de entender as relações entre os recursos consumidos e as atividades desenvolvidas no processo produtivo. Ringelstein (2009) acrescenta que a metodologia do ABC pode ser desenvolvida em uma planilha de Excel, proporcionando o desenvolvimento de um projeto-piloto mais acessível a todos os usuários.

O custeio ABC pode ser abordado também como gestão por atividades ou gestão baseada nas atividades (ABM – Activity Based Management), possibilitando a redução ou eliminação de tarefas que não atribuem valor ao cliente. Essa gestão propõe identificar os atrasos, os excessos e as irregularidades na execução das atividades em empresas. Além disso, o custeio baseado nas atividades está sendo abordado por meio da contabilidade de atividade, que capta, mensura e analisa o consumo de recursos provocado pela execução das tarefas (atividades), determinando o recurso financeiro ao portador de custos como consequência da absorção do dinheiro às atividades e dos fatores ligados aos custos diretamente atribuídos aos produtos e serviços (REDONDO CASTÁN, 1997; TEJADA PONCE et al, 2004; TALIANI e ÁLVAREZ, 1994; PONCE et al, 2004).

Na visão de Taliani e Álvarez (1994), o custeio baseado nas atividades é equivalente ao sistema de gestão e de custos baseado nas atividades (SIGECA). O ABC orienta uma parte substancial de sua filosofia denominada gestão por atividade, que se pode considerar como um conjunto de técnicas, permitindo aos gestores a estruturação e as utilidades de medição dos processos, geralmente, em unidade de tempo, assim como em tomadas de decisões tendo como base as atividades.

Segundo Redondo Castán (1997), a gestão baseada nas atividades (ABM), aborda, primeiramente, o modo que os processos estão sendo executados, tendo como base de referência não somente os recursos financeiros, mas também as tarefas que são utilizadas para o desenvolvimento de estratégias. Com isso, define-se uma utilização racional dos recursos, porém, estabelece-se um ponto de partida, como objeto de análise por atividades. Dessa maneira, sugere-se que o emprego dos recursos financeiros em um processo produtivo seja pleno somente mediante a elaboração de um rol de atividades, sejam elas produtivas ou não produtivas (TALIANI e ÁLVAREZ, 1994).

Ponce et al (2004) argumentam que o ABC é abordado como uma contabilidade por atividades que, por sua vez, capta, mensura e analisa o consumo de recursos financeiros, os quais, na maioria das vezes, são tratados como custos indiretos e estes não podem ser mensurados diretamente no momento do consumo dos recursos financeiros. Para tanto, a gestão por atividade (ABM), permite a redução ou eliminação das atividades que não agregam valor ao cliente, assim como as identificações dos atrasos, excessos, irregularidades e esbanjamento dos recursos de qualquer gênero, dentro do processo produtivo.

No que diz respeito às atividades ou às tarefas, estas são entendidas como sendo um conjunto de ações executadas por pessoas ou equipamentos produtivos necessários para desenvolver o processo de negócios empresarial, como, por exemplo, selecionar fornecedores, realizar um pedido, efetuar um controle de qualidade, entre outras. Vale acrescentar que as atividades ou tarefas são as causas de geração dos custos no ambiente produtivo de empresas (HICKS, 1992; PONCE, HORNGREN et al 2007).

Para Hicks (1992), as atividades são definidas como grupos de tarefas associadas ou procedimentos correlatos que, juntos atendem a uma determinada necessidade da unidade de negócio, como, por exemplo, as atividades do departamento de contas a pagar. Ademais, as atividades ou tarefas podem ser definidas como um conjunto de ações executadas por pessoas ou equipamentos produtivos necessários para desenvolver o processo de negócio de uma empresa, como por exemplo, selecionar fornecedor, realizar pedido, efetuar controle de qualidade etc. Essas tarefas são as causas de geração dos custos nas unidades de negócios. Ponce, Horngren et al (2007) entendem que uma atividade é um acontecimento, uma tarefa ou uma unidade de trabalho e tem um motivo específico, por exemplo, o *design* de produtos, a preparação das máquinas, a operação das máquinas e a distribuição dos produtos.

As atividades, executadas por funcionários ou equipamentos, podem ser atividades homogêneas ou heterogêneas, formando, assim, um grupo de tarefas (atividades) de mesma natureza de consumo dos recursos financeiros. Na visão de Morrow (1992), um grupo de atividades pode ser definido como sendo centros de atividades correlatas, tendo como propósito a melhoria no desenvolvimento das análises, como, por exemplo, o grupo de atividades pertencente à cadeia de fornecimento de materiais. Assim, a definição dos níveis de custos dentro da empresa poderia ser da seguinte forma: segmentos de unidades, lotes, processos, instalações, produtos, clientes, canais de distribuição, mercado e outros. As atividades seriam agrupadas de forma homogênea dentro de seu respectivo grupo, obedecendo os níveis de custos relacionados com a unidade de negócio.

Em suma, o processo de controle e gerenciamento de custos é abordado, de forma positiva, pelos autores, apontando pontos fortes do ABC e atenuando os pontos fracos dos custeios tradicionais. Vale mencionar que o ABC/ABM, foi desenvolvido com a finalidade de gerar e fomentar informações gerenciais, sobrepondo a finalidade do custeio baseado em volume denominado custeio por absorção, que é mantido pela maioria das empresas brasileiras, simplesmente, para atender a legislação vigente do País. É relevante descrever, também, que o *Time-Drive Activity-Based costing* (TDABC) é uma versão mais eficiente com relação ao ABC/ABM. Essa versão pode tratar unidades heterogêneas, como, por exemplo, diferente tipo de clientes para uma mesma atividade.

3.5. Custeio Baseado no Tempo Invertido por Atividade (TDABC)

Seguindo a evolução do custeio *activity-based costing* (ABC), na década de 1990, houve uma nova versão desse custeio: surgiu um novo planejamento denominado *Costes Basados en El Tiempo Invertido por Actividad*⁹ (TDABC). Essa versão foi abordada como um novo método de custeio, trazendo inovações e vantagens com relação ao ABC tradicional pelo fato de ser considerado mais acessível, mais simples e mais eficiente. Ademais, o TDABC simplifica o processo de atribuição de custos aos produtos em função da não necessidade da realização de novas entrevistas e pesquisas com os funcionários com a finalidade de atribuir os recursos às atividades antes de rateá-las e direcioná-las aos objetos de custos, como pedidos, produtos ou mercadorias e clientes (KAPLAN e ANDERSON, 2008).

Na aplicação do custeio TDABC é necessário desenvolver um trabalho detalhado para calcular o tempo consumido pelas atividades. Para tanto, primeiramente, deve-se calcular o custo de suprir a capacidade dos recursos. Cita-se um exemplo: em um departamento de gestão de clientes calculam-se todos os recursos (mão-de-obra, equipamentos, tecnologia etc.) para suprir os respectivos processos produtivos. Em seguida, divide-se o somatório desses recursos (necessários para a efetivação do processo) com a capacidade prática dos recursos fornecidos. Essa capacidade produtiva (capacidade prática dos recursos fornecidos), isto é, o tempo disponível dos funcionários para realizar as atividades nesse departamento tem como finalidade a obtenção do índice de custos, denominado custos de capacidade. Na sequência, utiliza-se o índice de capacidade de custos para atribuir os custos

⁹ Custos Baseados no Tempo Invertido por Atividade (tradução realizada pelo Autor deste Estudo)

dos recursos dos departamentos (mão-de-obra, energia elétrica, matéria-prima etc.) aos objetos de custos (produtos, serviços, clientes etc.), calculando, dessa forma, a demanda da capacidade de recursos (geralmente em tempo). Assim, necessita-se de cada recurso dos respectivos departamentos, tais como, salários, impostos, depreciação, para a efetivação dos cálculos do referido custeio TDABC (KAPLAN e ANDERSON, 2008).

Na Visão de Kaplan e Anderson (2008), os cálculos do TDABC podem ser desenvolvidos por meio do índice de tempo de uma atividade, como o tempo de um pedido concreto de um cliente, pois esse custeio não exige que o tempo de todos os clientes seja igual. Assim, esse custeio permite variações de tempo em atividades homogêneas de acordo com as exigências específicas de cada atividade (pedido de cliente), tais como, os pedidos manuais ou informatizados, os urgentes, os internacionais, os frágeis, os novos clientes sem históricos de créditos, entre outros. Esse custeio simula os processos reais utilizados para a execução das tarefas (atividades) em um cenário empresarial, o qual pode capturar muito mais variações ou complexidade, com relação ao armazenamento e ao processamento de dados.

No que concerne às equações de tempo, Kaplan e Anderson (2004) argumentam que essas equações fazem parte da metodologia do TDABC, permitindo incorporar as variações dos fatores de consumo de produção na necessidade de tempo dos diferentes tipos de negociações em uma unidade de negócios. Dessa maneira, os cálculos de tempo unitário de um modelo TDABC podem variar em função das características dos pedidos e das atividades. Os autores afirmam que essas equações foram abordadas como muito simples de aplicar-se, tendo em vista que as empresas, na maioria das vezes, utilizam os mesmos dados de pedidos que estejam disponíveis nos respectivos sistemas ERP. Pernot et al (2007) acrescentam que as equações temporais podem otimizar a mensuração dos custos indiretos por meio do tempo, bem como gerar informações mais seguras para todos os níveis gerenciais. Desse modo, após a identificação das atividades que consomem maior tempo, estas devem ser analisadas com detalhamento, pois são abordadas como tarefas que mais consomem recursos financeiros.

Com relação à atualização do modelo TDABC, utilizam-se dados quantitativos específicos sobre processos, que permitem calcular, rapidamente, as exigências de tempo para qualquer atividade (tarefa) por meio de um simples algoritmo que comprove a

existência de cada uma das características que possam afetar o consumo dos recursos financeiros no processo produtivo. Ademais, o TDABC permite combinar todas as atividades de um único processo, com uma única equação, com propósito de obter um resultado mais confiável, que, possivelmente, poderá servir de apoio para os gestores realizarem as tomadas de decisão de controle (planejamento) em cenários empresariais. Esse modelo pode ser atualizado facilmente para substituir ou atualizar o processo produtivo (KAPLAN e ANDERSON, 2008).

Kaplan e Anderson (2008) afirmam também que a atualização do modelo TDABC pode ocorrer com simplicidade, não havendo necessidade de entrevistar novamente os funcionários para incluir novas atividades em um determinado departamento, setor e centro de custos, estimando o tempo para as novas atividades. Para exemplificar, cita-se uma empresa de serviços de alimentação alterou o algoritmo de cálculo de tempo de serviços de clientes, de modo a refletir o tempo adicional necessário para processar pedidos e aqueles que necessitam de histórico de crédito. Assim, os modelos TDABC evoluem de maneira integrada e contínua, à medida que aumenta o aprendizado da equipe que está desenvolvendo e aplicando o TDABC com relação à variedade e complexidade dos processos, dos pedidos, dos fornecedores e dos clientes.

Nesse sentido, a atualização do modelo TDABC tem como base dois fatores que provocam alterações nas taxas dos direcionadores de custos: a variação de preço dos recursos fornecidos e a variação na eficiência das atividades ou do processo produtivo. O primeiro afeta a taxa de custo da capacidade decorrente das variações de preço dos recursos fornecidos, como, por exemplo, se os funcionários receberem aumento salarial de 8%, a taxa do custo de capacidade aumentará de mesma proporção. Já o segundo fator ocorre na substituição de equipamentos na linha de produção, que, conseqüentemente, pode variar a taxa do custo da capacidade por conta da alteração dos custos operacionais relacionados com a inserção de novos equipamentos no processo produtivo. Essas alterações são ocasionadas pelos programas de qualidade, melhorias contínuas, reengenharia ou novas tecnologias entre outras.

O TDABC ignora a fase de definição da atividade, eliminando a necessidade de alocar os custos de departamento, que executam as várias atividades pertinentes. Essa abordagem (TDABC) pode evitar trabalhos dispendiosos, complexos,

demorados e subjetivos exigidos pelo ABC tradicional referente à pesquisa de atividades. Essa nova versão do ABC (TDABC) usa as equações de tempo que de forma direta ou automática distribuem recursos de custo das atividades executadas e as transações processadas. Para desenvolver e aplicar o custeio TDABC devem-se seguir somente dois parâmetros: a taxa do custo da capacidade para o departamento e o uso da capacidade por cada transação processada em departamentos. Assim, ambos os parâmetros podem ser estimados com facilidade e objetividade por meio da fração ou fórmula abaixo (KAPLAN e ANDERSON, 2008):

$$\text{Taxa do Custo da Capacidade} = \frac{\text{Custo da Capacidade Fornecida}}{\text{Capacidade Prática dos Recursos Fornecidos}}$$

Com base em um exemplo, pode-se afirmar que o custo da capacidade fornecida é de R\$ 567.000,00 ao mês, isto é, o total dos custos operacionais em uma suposta empresa. Já a capacidade prática dos recursos fornecidos pode ser estimada pela equipe que está desenvolvendo e aplicando o TDABC, identificando a quantidade de recursos (pessoas ou equipamentos), que realmente execute o trabalho no dia-dia de empresas. Assim, estima-se que o suposto departamento tenha 28 funcionários de linha de frente, exceto os gerentes ou pessoal de apoio. Cada funcionário da referida linha de frente que trabalha, em média 20 dias ao mês, com uma remuneração baseada em 7,5 horas de trabalho ao dia. Isso permite afirmar que cada funcionário estaria presente no local de trabalho em média cerca de 150 horas o equivalente a 9.000,00 minutos ao mês. Vale mencionar que cada funcionário disponibiliza um determinado tempo, embora não se utiliza todo esse tempo em trabalho (atividades) produtivo. Assim, cada funcionário utiliza, em média, 75 minutos em intervalos, em treinamentos, em formação profissional ao dia. Com essa informação, delimita-se a capacidade prática de cada funcionário em cerca de 375 minutos ao dia. Para finalizar o exemplo, a referida empresa possui 28 funcionários, que desempenham atividade produtivas diárias na ordem de 375 minutos por funcionário, totalizando 10.500 minutos ao dia, equivalente a 630.000 minutos ao trimestre. Desse modo, apura-se uma taxa do custo da capacidade de R\$ 0,90 ao minuto (R\$ 567.000,000, dividido por 630.000,00 minutos) (KAPLAN e ANDERSON, 2008). Vale acrescentar que, por um lado, o TDABC propoe que a

taxa do custo de capacidade seja a menor possível. Por outro lado, isso não garante que um projeto com menor taxa de custo de capacidade seja o melhor (REDONDO y OLMO, 1998).

É significativo mencionar que a capacidade prática dos recursos fornecidos pode ser identificada em trabalhos realizados por pessoas (funcionários) ou equipamentos utilizados na produção. Sugere-se que se opte pelo mais oneroso para calcular a referida capacidade prática. É importante acrescentar que, por um lado, o TDABC propõe que a taxa do custo de capacidade seja a menor possível. Por outro lado, isso não garante que um projeto com menor taxa de custo de capacidade seja o melhor (REDONDO y OLMO, 1998).

Segundo Kaplan e Anderson (2004), em linhas gerais, pode-se, simplesmente, assumir que a capacidade prática completa de uma empresa seria de 80% a 85% da capacidade plena teórica. Cita-se como exemplo de mensuração de atividades dos funcionários: se um funcionário empregado estiver disponível à empresa para trabalhar 40 horas por semana, a sua capacidade prática completa seria de 32 a 34 horas por semana. Geralmente, os gerentes consideram 32 horas (80% da capacidade plena teórica por funcionário), permitindo que 20% de seu tempo sejam destinados às pausas de chegada e de partida, comunicação e treinamento etc. Já a mensuração das atividades desenvolvidas pelas máquinas poderia ser desenvolvida pelos gestores em um patamar (diferencial) de 15% entre capacidade plena teórica e a capacidade prática, levando em consideração o tempo de inatividade devido à manutenção, programação, reparação e flutuações, entre outros.

Kaplan e Anderson (2004) ilustram uma situação onde a capacidade ociosa está muito além do mencionado como aceitável: o gerente da empresa *Lewis-Goetz*, um fabricante de mangueira, após a implantação do custeio por atividades, identificou que a planta produtiva da referida empresa estava operando com apenas 27% da capacidade plena teórica. A reação dos gerentes ocasionada por essa informação provocou um corrida em busca de novos clientes para assumir novos contratos, tendo em vista a utilização da capacidade ociosa de 73%, ao invés de tentar reduzir o tamanho da planta (KAPLAN e ANDERSON, 2004).

No que concerne ao objeto de custo, Hicks (1997) menciona que este foi abordado como elemento final por meio do qual se realiza a acumulação de custos de forma temporal que acumula os custos com a finalidade de “reciclá-los” dentro da empresa, isto é, redistribuí-los, replanejá-los com propósito de reduzir os custos em longo prazo. Horngren et al (1996) acrescentam que o objeto de custo foi definido como um parâmetro de

mensuração de custo de forma separada ou isolada (custeamento por produto). Assim, pode-se entender como objetos de custos os produtos ou serviços prestados que uma empresa fornece aos seus clientes, tais como produtos acabados, produto em processo, serviço de engenharia, entre outros.

Em suma, o TDABC vem demonstrando-se uma relevante ferramenta de gestão de custos em diversas situações empresariais. Apresenta-se no Quadro 3 trabalhos desenvolvidos e aplicados em distintos contextos econômicos dos últimos cinco anos com a finalidade de rastrear os trabalhos desenvolvidos à luz do TDABC, descriminando o autor, o título da obra, breve contextualização da pesquisa, o país onde houve a aplicação desse método e a modalidade de publicação do estudo.

Quadro 3 – Relação das Publicações na Temática *Time-Driven Activity-Based Costing*

Autor e Título	Breve Contextualização da Pesquisa	País da Aplicação da Pesquisa	Modalidade de Pesquisa e/ou Tipo de Publicação
Paiva (2012). Eficiência de custeio a partir da aplicação simultânea do custeio baseado em atividades e do custeio baseado em tempo.	O objetivo deste trabalho foi descrever o formato mais eficiente e eficaz dos custeios ABC e TDABC em uma empresa brasileira de usinagem de peças agrícolas. Os resultados apresentaram diversos aspectos relevantes, como, por exemplo, a identificação da “conta facear e furar”, que é tratada como onerosa dentro do processo produtivo, cabendo ao gestor de custos um gerenciamento mais detalhado, tendo em vista a diminuição do seu tempo de execução. Essa atitude pode diminuir o custo da referida atividade. Esse modo de custeio demonstrou também a necessidade de se elaborar um projeto modelo-piloto, que teria os dados quantitativos fomentados por um sistema de base de dados paralelo ao sistema da contabilidade. Caso contrário, podem obter-se os mesmos resultados apresentados pelos custeios tradicionais.	BRASIL	Artigo publicado em periódico com Qualis “B”.

Paiva (2011). Gestão Operacional Baseada em Atividades	Propôs-se uma ferramenta de gestão operacional baseada em atividades, demonstrando ao leitor uma possibilidade de identificação das deficiências ocorridas pelo custeio operacional tradicional. Essa proposta de gestão apresenta uma nova versão do custeio baseado em atividades (ABC), denominada Custeio Baseado no Tempo Invertido por Atividades (TDABC), que trouxe um novo conceito do ABC tradicional. Assim, o TDABC apresenta inovações e vantagens com relação ao ABC tradicional, pelo fato de ser mais acessível, mais simples e mais eficiente.	BRASIL	Livro
Paiva et al (2011). Time-Driven Activity-Based Costing (TDABC) Aplicado em Planta Sucroenergética.	Discutiu-se a aplicação do Time-Driven Activity-Based Costing (TDABC) no segmento sucroenergético, delimitando-se no centro de custo casa de força. A metodologia utilizada foi adaptada de Kaplan e Anderson (2008). O objetivo foi identificar as atividades produtivas, bem como a ociosidade desse centro de custo. Além disso, apurou o custo de manutenção unitário do Mwh baseado no modelo-piloto (TDABC) e no volume do Mwh cogerado.	BRASIL	Artigo em Anais de Congresso Nacional
Paiva et al (2011). Gestão de Bioenergia a partir da Biomassa da Cana-de-açúcar	Discutiu-se a gestão de bionergia no segmento sucroenergético, que foi aplicada em uma planta sucroalcooleira. A metodologia utilizada deste trabalho foi adaptada de Kaplan e Anderson (2008). O objetivo deste artigo foi a implementação de um modelo-piloto de gestão de bionergia, denominado, <i>Time-Driven Activity-Based Costing</i> (TDABC).	BRASIL	Artigo em Anais de Congresso Internacional
Duarte et al (2008). Integração da Teoria Das Filas ao Time-Driven ABC Model: Uma Análise da Capacidade Ociosa	Teve como objetivo estudar a possibilidade de utilizar o modelo da teoria das filas como instrumento de medição da capacidade ociosa, apurando assim a capacidade prática, para agregar ao modelo Time-Driven ABC. Foi utilizada uma simulação de dados para demonstrar a utilidade da teoria das filas neste modelo, apresentando os cálculos de custos antes e após a inclusão dos dados da capacidade ociosa obtida por meio da teoria das filas.	BRASIL	Artigo publicado em periódico

Dalmácio et al (2006). Uma Aplicação do Time-Driven ABC Model no Setor de Serviço Hospitalar: A Nova Abordagem do ABC Proposta por Kaplan e Anderson	Teve por objetivo aplicar e analisar a nova proposição do ABC – <i>Time-Driven ABC Model</i> (Kaplan e Anderson, 2004) – a partir de um estudo de caso realizado em um hospital. O TDABC foi defendido como útil por permitir a identificação do resultado apurado nos diferentes elos da cadeia de valor de uma empresa, em contraposição à visão tradicional que analisa apenas o processo de produção. Mesmo diante dessa vantagem, pesquisas no ambiente organizacional brasileiro têm demonstrado que apenas 15% das empresas apuram custos utilizando o ABC (Frezatti, 2005). Conclui-se que, embora esse modelo traga simplificações ao processo de apuração de custos, sua prática não pode ser generalizada, podendo ser útil, principalmente, em organizações que atuam na área de serviços.	BRASIL	Artigo em Anais de Congresso
SOUZA et al (2009). Análise dos Estudos Empíricos Realizados Sobre o Time-Driven ABC entre os Anos de 2004 e 2008.	Analísaram-se os trabalhos sobre o TDABC publicados de 2004 a 2008. Apesar do limitado número de publicações existentes na literatura, pode-se concluir que grande parte das vantagens do TDABC apregoadas por Kaplan e Anderson (2004; 2007) são realmente observadas na prática. Acredita-se que, se as dificuldades e limitações são relatadas, novas pesquisas já poderiam contemplá-las e assim expandir o conhecimento sobre esta nova ferramenta. Entretanto, acredita-se que tais estudos deveriam ser mais críticos, no sentido de analisar o TDABC sob diferentes perspectivas, sob pena de se manter uma ferramenta gerencial pouco aplicável.	BRASIL	Artigo em Anais de Congresso
SOUZA et al (2010). Análise da Aplicabilidade do Time-Driven Activity-Based Costing em Empresas de Produção por Encomenda	Analísou a aplicabilidade da abordagem Time-driven do Custeio Baseado em Atividades (<i>Time-driven Activity-Based Costing</i> – TDABC) em uma empresa de produção por encomenda (EPE) localizada na região metropolitana de Belo Horizonte/MG. Verificou-se que a aplicação do TDABC em um ambiente de produção por encomenda é bastante complexa. A imprevisibilidade inerente às EPEs dificulta a elaboração das equações de tempo (<i>time equations</i>), fundamentais para a implantação do TDABC, normalmente, limitando seu uso por parte desse tipo de empresa.	BRASIL	Artigo publicado em periódico com Qualis “B”.

Everaert et al (2008). SANAC INC.: From ABC to Time-Driven ABC (TDABC) – an Instructional Case.	Tratou da decisão de SANAC INC., uma empresa belga de produtos em atacado, sobre a continuidade da implementação do (ABC) por meio do (TDABC). Decisão sobre o método de custeio mais adequado, rastreando o cliente mais rentável.	BÉLGICA	Artigo publicado em periódico
Pernot (2007). Time-Driven Activity-Based Costing for Inter-Library Services: A Case Study in a University	Pretendeu-se definir um <i>time-driven</i> baseado em atividades sistema de custeio (TDABC) para o empréstimo inter-bibliotecas (ILL) serviço da biblioteca. Torna possível a partir do TDABC para distinguir a digitalização de Arquivos PDF como uma atividade intensiva de recursos, o gestor da biblioteca pode usar esta informação para considerar o investimento em um digitalizador profissional. Além disso, a análise do TDABC mostrou que o <i>Feedback</i> consome grande quantidade de recursos. Com base nisso, poderiam-se buscar alternativas de melhorias, como no processo de <i>feedback</i> por meio de um site de FAQ.	BÉLGICA	Artigo publicado em periódico
Stouthuysen et al (2010). Time-driven activity-based costing for a library acquisition process: A case study in a Belgian University.	Analisou a aplicação do TDABC em Bibliotecas. Os gestores de bibliotecas são continuamente exortados a prestar melhores serviços de bibliotecário a um custo menor. Para lidar com essas pressões de custos, a gestão de biblioteca precisa melhorar sua compreensão da direcionadores de custos relevantes. Esse trabalho foi desenvolvido por meio de um estudo de caso, demonstrando como implementar TDABC em uma biblioteca da Universidade da Bélgica. Resultados: Em primeiro lugar, o modelo TDABC indicou que a aquisição de livros locais era muito mais caro do que a aquisição de outros itens, devido ao uso de software de aquisição específicos. Em segundo lugar, a informação TDABC revelou que o agrupamento de atividades, em longo prazo, pode reduzir os custos, por meio de tarefas que poderiam ser combinadas: as ordens de serviços poderiam ser colocados para vários itens ao mesmo tempo.	BÉLGICA	Artigo publicado em periódico

Demeere et al (2009). Time-driven activity-based costing in an outpatient clinic environment: Development, relevance and managerial impact.	Tratou da aplicação de TDABC na área da saúde. Os gestores de saúde são continuamente exortados a prestar melhores serviços aos pacientes a um menor custo. Para lidar com essas pressões de custos, a gestão de saúde precisa melhorar a sua compreensão dos direcionadores de custos relevantes. Esse trabalho demonstrou a aplicação do método TDABC por meio de estudo de caso, apresentando as atividades dos departamentos, contendo cinco ambulatorios, os quais fornecem evidências em busca de benefícios de tal análise.	BÉLGICA	Artigo publicado em periódico
García Marquéz et al (2010). El uso del Time Driven Activity Based Costing (TDABC) en la industria de componentes plásticos para automóvil.	Apresentou uma descrição de experiências de um fornecedor de componentes plásticos para a indústria automobilística com o sistema de custos: Tempo Impulsionada Activity Based Costing (TDABC). Resultados: Após a aplicação do método permitiu observar que havia uma quantidade relevante de processos indiretos, como, gestão de materiais que se tornou tão importante quanto o processo de montagem. O método demonstrou também a utilização eficaz dos recursos, comparando as horas utilizadas versus horas pagas. Observou-se uma nova visão do retorno de peças, que depende do caminho seguido no processo produtivo, isto é, uma concatenação de processos, trazendo a visão de operações de valor adicionado e transações com valor não agregado.	ESPAÑA	Artigo publicado em periódico
Arbulo Lopes et al (2011). Innovación en gestion de costes: del ABC al TDABC	Desenvolveu-se um estudo de caso que mostrou um certo número de vantagens e dificuldades na aplicação do método TDABC. Os resultados deste estudo mostraram como o sistema fornece informações sobre custeio TDABC. O modelo distingue os materiais que estão na linha de montagem 1 e 2 ou para a linha de montagem 3. O mesmo se aplica à atividade de controlo de qualidade, em que o custo se apresentou diferente como isso depende do número de pontos revisão.	ESPAÑA	Artigo publicado em periódico

Dean et al (2011). Time-Driven Activity-Based Costing.	Teve o cliente sendo o principal objetivo do estudo. No início da implantação do método, a equipe de vendas fez uma série de alterações. A análise nas atividades ou tarefas mostrou que os vendedores estavam gastando muito tempo com viagens destinadas às reuniões gerenciais. A empresa “Bord Gáis” desenvolveu suas atividades, tendo como base três categorias de produtos, eletricidade, gás e serviço de manutenção em equipamentos domésticos, por exemplo, serviços de caldeiras. Com isso, a empresa obteve valores de custos de cada um dos produtos. Resultados: após a aplicação do método apurou-se um custo mais preciso por cliente em todos os três produtos e em cada um deles demonstrou-se o custo para adquirir, servir e conservar clientes.	IRLANDA	Artigo publicado em periódico
Mcgowan et al (2009). Time-Driven Activity-Based Costing.	A aplicação do TDABC, permitiu aos gerentes informar os respectivos custos de certo modo em uma base contínua. Isso revela ambos os custos das atividades de um negócio e o tempo gasto pelas mesmas. O TDABC foi utilizado como ferramenta gerencial na busca da estabilidade econômico-financeira, que vem afetando a Irlanda, bem como o mundo. Os executivos estão pressionados a lidar com muito mais cautela a questão da rentabilidade e controle de custo. Isso permitiu afirmar que a existência de um foco renovado em dupla função: a primeira foi tratada como redução de custos e a segunda como uma possível perda de competitividade de mercado.	IRLANDA	Artigo publicado em periódico

Dalci et al (2009). Customer Profitability Analysis With Time-Driven Activity-Based Costing: A Case Study In A Hotel.	O objetivo foi demonstrar a aplicação da lucratividade do cliente, utilizando TDABC em um hotel de quatro estrelas com 100 quartos na região Cukurova da Turquia. Os resultados mostraram que, por um lado, alguns clientes foram identificados como não-rentáveis pelo método ABC convencional. Por outro lado, foram identificados como rentáveis pelo método TDABC. O estudo de caso também revelou que os recursos estavam sendo consumidos com maior intensidade nas seguintes tarefas: <i>front office</i>, limpeza, preparação de alimentos, e atividades de marketing. As implicações práticas com base nos resultados do estudo, a gerência do hotel é mais capaz de entender a rentabilidade de diferentes segmentos de clientes e implementar estratégias apropriadas em busca da maximização do lucro.	TURQUIA	Artigo publicado em periódico
---	---	----------------	--------------------------------------

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

O Quadro 3 demonstrou diversos trabalhos (artigos e livros) desenvolvidos e publicados em diversos Países distintos em ordem alfabética dos Países onde ocorreram as respectivas publicações. Essas publicações demonstram a aplicação da metodologia do custeio TDABC nos últimos cinco anos.

3.6. Contextualização de Energias Renováveis em Cenários Contemporâneos

Com o advento da mecanização industrial e a inserção de novas tecnologias no cenário empresarial, o mundo está cada vez mais dependente de energias, buscando fontes energéticas alternativas e limpas com a intenção de diminuir a dependência das fontes de energias fósseis (no caso o petróleo e seus derivados). Essas tendências se fortaleceram a partir do Protocolo de Kyoto (1996), uma vez que ficou estabelecido um acordo com o objetivo de reduzir em 5,2% as emissões dos gases poluentes, tendo como base os níveis de emissões de 1990 para o período de 2008-2012.

Na tentativa de renovar e avançar os acordos firmados nesse Protocolo de Kyoto, foi realizada a 15ª Conferência das Partes sobre o Clima (COP-15), nos dias 7 a 18 de dezembro de 2009, na cidade de Copenhague, Dinamarca. O resumo dessa Conferência foi classificado pelos especialistas do setor como um “fracasso”, pois a expectativa de dar

continuidade ao Protocolo de Kyoto foi frustrada em função dos impasses estruturais entre os Países Desenvolvidos (PDs) e os Países em Desenvolvimento (PEDs). Assim, a referida Conferência resultou-se somente em declarações políticas assinadas por algumas delegações sem grandes avanços. Nesse sentido, essas declarações estabeleceram somente uma estimativa de redução geral de 20% nas emissões até 2020, isto é, não foram definidas novas reduções de emissões de gases poluentes para os Países Desenvolvidos, além das reduções já estipuladas em acordos anteriores. Ademais, os Países em Desenvolvimento declararam uma intenção voluntária de redução de emissões sem grandes comprometimentos nesse tema. Na visão dos especialistas, a intenção de reduzir essas emissões em 20%, não poderia ser classificada com satisfatória, já que os estudos apontaram a necessidade de reduções de 25%, sendo este o mínimo estimado para conter o aumento de temperatura global de cerca de 2° C até o final deste século.

Ainda sobre a renovação do Protocolo de Kyoto, acentue-se a 18ª Conferência das Partes (COP18) da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática (UNFCCC) em Doha, em Qatar entre os dias 26 de novembro a 08 de dezembro de 2012. O resultado dessa conferência foi também entendido como tímido do ponto de vista dos especialistas. Embora alguns países se desvincularam do acordo, os 194 países que se reuniram aprovaram a prorrogação do período de validade do Protocolo de Kyoto até 2020. Com um dia de atraso e após uma intensa noite de negociações, as autoridades presentes confirmaram a validade do Protocolo de Kyoto (que estava previsto para terminar no final de 2012) por mais oito anos, isto é, até 2020. Nessa prorrogação não estão participando do Acordo o Japão, a Rússia, o Canadá e a Nova Zelândia.

A discussão da inserção de energias renováveis e limpas no contexto mundial é tratada como complexa do ponto de vista de interesses particulares de cada país, sobretudo, dos Países Desenvolvidos e dos Países em Desenvolvimento, porque envolve o setor industrial, sendo este o principal responsável pela emissão de gases poluentes. Assim, uma proposta de redução na emissão de gases poluentes, muitas vezes, poderia refletir em decréscimo no setor produtivo desses países. Essa informação permite afirmar que esses países poderiam propor metas de reduções de gases poluentes mais satisfatórias, caso houvesse o desenvolvimento de novas tecnologias na geração de energias renováveis menos onerosas e, assim, mais competitivas com as energias provenientes de fontes fósseis (AGÊNCIA

EUROPEIA DE MEIO AMBIENTE, 2009). Nesse sentido, alguns países vêm planejando o seu crescimento econômico juntamente com a preocupação ambiental, sobretudo, na exploração de fontes de energias renováveis, como Portugal que estabeleceu que em seus programas nacionais de política a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis pudessem atingir cerca de 45% do total fornecido até 2010, juntamente com a estratégia da União Europeia (VIANA et al, 2010).

Nesse contexto de energias, menciona-se que elas são amplamente consumidas em todo o planeta, com intenção de transformar movimentos em trabalho. A literatura oferece diversos conceitos sobre energia, como, por exemplo, Fernández Salgado (2009), que conceituou energia como algo que não se pode tocar, ver, pesar e que não ocupa lugar, com o objetivo de transformar movimento em trabalho. Assim, são ações (movimentos) que se pode realizar sobre qualquer objeto, sobre qualquer sistema material.

No que diz respeito às fontes de energias renováveis, Madrid (2009) afirma que essas fontes energéticas são de origem natural e pode-se explorá-las ilimitadamente, ou seja, de maneira abundante e inesgotável. Essas fontes de energia, geralmente, causam baixo impacto ambiental durante a sua exploração. Ademais, para a Agência Europeia de Meio Ambiente (2009), as fontes de energia disponíveis no mundo são abundantes, embora possam apresentar altos custos de exploração.

Em linhas gerais, o consumo de energia é essencial no mundo contemporâneo, porém pode haver consequências negativas no Planeta, que pode ser observado, por exemplo, tanto no aumento de emissão de gases tóxicos na atmosfera, como na contaminação nos mares provocados por possíveis vazamentos ocorridos no processo de exploração do petróleo. Para tentar amenizar esse risco eminente no Planeta, discute-se a exploração e o uso de energias renováveis, que podem ser exploradas por meio de diversas fontes energéticas, como a biomassa. Essas fontes energéticas regeneram de maneira natural e são, praticamente, inesgotáveis ao longo do tempo com relação à exploração humana (SOLÉ 2009). Fernández Salgado (2009) contribui sobre energias renováveis afirmando que estas são obtidas por meio da identificação das fontes energéticas e são definidas como algo que, se administrada de forma adequada, podendo haver uma exploração ilimitada, isto é, a quantidade disponível não diminui na medida em que se explora uma suposta fonte energética renovável.

As energias renováveis podem ser obtidas de duas formas. A primeira, diretamente da energia solar como, por exemplo, energia solar térmica, energia fotovoltaica, energias geotérmicas, energias a partir da biomassa, entre outras. Já a segunda não há uma dependência direta do sol e pode ser obtida por meio das energias eólicas (vento), hidráulicas, energia proveniente de orlas marítimas, entre outros. Abaixo, descrevem-se, brevemente, as principais fontes de energias renováveis:

- ❖ Fonte Solar - é abordada como sendo à base da maioria das energias. Cita-se como exemplo de exploração dessa fonte energética, o processo de captação da luz solar (fotovoltaica);
- ❖ Fonte Eólica – trata-se de energia proveniente do vento, cuja produção pode ser em grande escala, promovidos pelos parques eólicos ou em pequenas escala, utilizado em granjas, em edifícios, entre outros.
- ❖ Fonte Geotérmica – esse potencial energético encontra-se armazenado no interior da Terra, decorrente de altas temperaturas, de acordo com a profundidade, podendo-se obter até 5.000 °C no núcleo do Planeta.
- ❖ Fonte Hidráulica – é a energia encontrada por meio do movimento das águas provenientes de rios e mares que é explorada pelas hidroelétricas;
- ❖ Fonte da Biomassa – essa energia é gerada por meio da matéria orgânica, que ao entrar em combustão ou fermentação, libera energia térmica, de acordo com o poder calorífico de cada matéria orgânica. (MADRID 2009). Para Fernández Salgado (2009), essa fonte energética pode ser explorada da seguinte forma: queima em caldeiras, pirólise ou reação anaeróbica, entre outras.

No que diz respeito, especificamente, a fonte de energia renovável a partir da biomassa, o seu uso, ao longo da história, sempre foi intenso, uma vez que, até o final do século XVIII, usava-se como fonte energética a madeira, a palha seca ou o esterco. Assim, uma das fontes energéticas usada nessa época para a iluminação eram velas ou lâmpadas que utilizavam como combustível o óleo vegetal. Com o passar do tempo, diante do advento da industrialização, houve a necessidade de aperfeiçoar o processo de transformar essas fontes energéticas em energias, como, por exemplo, o processo de pirólises ou decomposição de matérias orgânicas realizadas em fornos de alta temperatura com finalidade de produzir o carvão vegetal. O carvão vegetal era utilizada para atingir elevadas temperaturas em caldeiras.

Além disso, seu uso permitiu a construção das primeiras máquinas térmicas a vapor, sendo utilizadas na produção, viabilizando as primeiras exportações de alguns produtos industrializados. Outro fator provocado pela intensificação do uso do carvão foi a redução dos preços dos produtos em função do aumento da oferta destes provenientes do aumento da respectiva produção. O carvão vegetal foi utilizada fortemente até a metade do século XIX, quando surgiu a exploração do petróleo. Na sequência surgiu também a energia elétrica para fortalecer a matriz energética mundial (GONÇALEZ VELASCO, 2009).

Carta González (2009) e Fernandez González (2003) contribuem mencionando que a energia a partir da biomassa procede originalmente do sol (energia química armazenada), constituindo-se em biomassa primária (energia primária convertida pela vegetação). Além disso, essa biomassa primária pode ser transformada em outros seres vivos que se alimentam com a mesma vegetação e assim gerando-se em biomassa animal ou em resíduos animais.

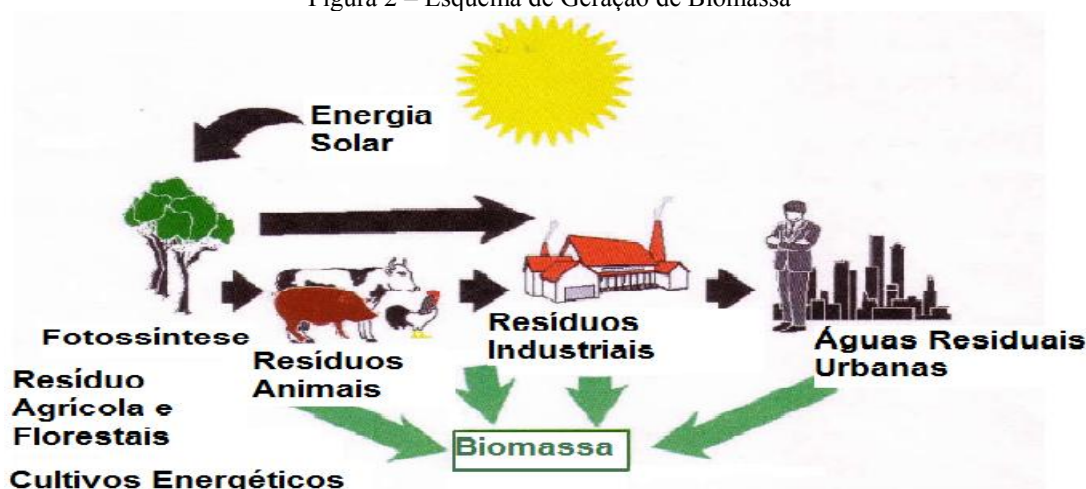
Os autores afirmam, ainda, que a biomassa é o somatório total da matéria dos seres vivos de determinado lugar e pode ser expressa, habitualmente, em peso atômico estimado por unidade de área ou de volume, cuja medida é de interesse ecológico. Assim, o conceito mais amplo de biomassa pode ser definido como matéria viva existente em um instante de tempo situada na biosfera (conjunto de todos os ecossistemas da terra). A biomassa também pode ser definida como recursos biológicos de origem vegetal ou animal, incluindo os materiais orgânicos procedente de sua respectiva transformação, dos quais se pode obter um biocombustível, como, por exemplo, o biodiesel.

Ainda nas definições de biomassa, González Velasco (2009) afirma que essa matéria é toda massa orgânica existente sobre a terra, constituindo-se em um sistema utilizado pela natureza para armazenar energia. Estima-se que a massa orgânica seja insignificante, comparada com a luz solar lançada no Planeta, sendo representada por uma quantidade imensurável de energia. Vale mencionar que essa energia está se renovando diariamente por meio da luz solar que lança sobre a terra, aproximadamente, 173.000 TW, sendo convertidos somente 40 TW em matéria orgânica pelo processo de fotossíntese. Outra definição, ainda, Segundo Fernandez González (2003), em linhas gerais, a biomassa refere-se a qualquer tipo de matéria orgânica que haja tido sua origem imediata em um processo biológico, sendo de origem animal ou vegetal.

Na visão de Esteire et al (2010), a energia renovável a partir da biomassa é extraída de matéria orgânica por meio da combustão, fermentação, ruptura celular etc, como, por exemplo, produtos vegetais, dejetos de animais, lixo urbano (resíduos orgânicos sólidos).

Em síntese, a biomassa constitui-se como um sistema natural de armazenamento de energia solar equivalente à energia química, sendo demonstrada na Figura 2, que apresenta o processo de captação de energia primária (luz solar), denominada fotossíntese.

Figura 2 – Esquema de Geração de Biomassa



Fonte: Adaptada pelo autor deste estudo a partir de Esteire Eva (2010)

A Figura 2 demonstrou o processo de constituição da fonte energética a partir da biomassa, enfatizando o sol como a principal fonte de energia primária, e a partir de então constitui as demais fontes de energias renováveis e limpas, tais como fontes vegetais, fontes animais, fontes industriais, atividade humana (resíduos sólidos urbanos), entre outras. Esteire Eva et al (2010) acrescentam que o processo de captação de energia solar por meio da biomassa (fotossíntese) é realizado pelas plantas (árvores, vegetais etc) que absorvem a energia da luz solar em células, denominadas cloroplasto, a qual contém uma substância chamada clorofila (pigmento que absorve a energia luminosa do sol).

Vale acrescentar ainda que a energia existente na matéria orgânica dos animais é formada pelas ligações dos tecidos que compõem os organismos fotossintéticos, os quais são transferidos aos animais pelas cadeias tróficas, que, por sua vez, liberam-se ao meio ambiente em processos de oxidação, como, por exemplo, a decomposição dos materiais

biológicos residuais ou mortos. Isso acontece de maneira muito mais rápida, com relação ao processo de combustão das matérias orgânicas de origem vegetal (ESTEIRE et al, 2010).

Em suma, a biomassa é constituída a partir da energia solar, onde a captação, conversão e armazenamento de energia se realizam diante do processo de fotossíntese, transformando-a em matéria-prima, como, por exemplo, o bagaço da cana-de-açúcar, que pode ser utilizado como combustível no processo de cogeração de bioenergia.

Nesse sentido, a biomassa é tratada como uma fonte energética que pode liberar a referida energia captada do sol de duas formas: combustão direta e indireta. A primeira ocorre quando se aplica calor na madeira, nas folhas, nas ramas secas, liberando a energia que está armazenada nessa matéria orgânica. Já na segunda forma, cita-se como exemplo, *mosto de uva* (caldo de uva), que mediante a ação de levedura, os respectivos açúcares se transformam em álcool, podendo ser utilizada como bioenergia (biocombustível), como, por exemplo, o bioetanol (ESTEIRE EVA et al, 2010).

No que diz respeito às denominações de biomassa, estas podem ser abordadas de diversas maneiras: i) biomassa natural; ii) biomassa residual seca; e iii) biomassa residual úmida.

A primeira é produzida pela natureza, sendo encontrada nas localidades de altas densidades de vegetação nativas. Fernández Salgado (2009) afirma que essa matéria orgânica proveniente de podas naturais dos bosques é um exemplo de biomassa natural, cuja utilização exige uma gestão de logística, iniciado a partir do mecanismo de transporte até a comercialização do produto final. Vale mencionar que o aproveitamento dessa matéria orgânica pode tornar-se oneroso, inviabilizando, assim, o negócio. Nesse sentido, os estudos de viabilidade econômico-financeira podem elaborar ferramentas de gestão que, possivelmente, servirão de suporte aos gestores desse segmento com finalidade de identificar a viabilidade desse negócio.

Outro exemplo de biomassa natural é o bagaço da cana-de-açúcar, que pode ser transformado em três energias: térmica (vapor d'água), mecânica (acionamento mecânico) e elétrica (por meio de geradores) que é utilizada em equipamentos elétricos. Após a extração do caldo, que é processado para produção de açúcar e de álcool, obtém-se o bagaço de cana-de-açúcar, representado por fibra (46%), água (50%), e sólidos dissolvidos (4%). Menciona-se que a quantidade de bagaço obtido a partir da cana-de-açúcar varia de 240 a 280

kg por tonelada de cana e o açúcar nele restante representa uma perda do processo produtivo. A queima do bagaço irá alimentar as caldeiras (com pressão média de 18-21 kgf/cm²), transformando água em vapor, o qual é utilizado no acionamento das turbinas, ocorrendo, dessa forma, a transformação da energia térmica (vapor) em energia mecânica (acionamento dos picadores, desfibradores e moendas). Além disso, esse vapor também pode acionar turbinas acopladas em geradores com finalidade de gerar energia elétrica (COPERSUCAR, 2008).

A segunda fonte, denominada biomassa residual seca, é proveniente dos resíduos secos gerados, por exemplo, pelas atividades agrícolas, florestais, agroindustriais, os quais podem ser aproveitados como fonte energética. Segundo Fernández Salgado (2009), os resíduos secos podem ser tratados de maneira distinta entre os resíduos florestais e os dejetos agrícolas. O primeiro é tratado como uma relevante biomassa que, atualmente, está sendo pouco explorada em função de possíveis barreiras do ponto de vista econômico-financeira do negócio, como o custo de transporte dessa biomassa. Ademais, a exploração dessa fonte energética pode provocar alguns fatores ambientais negativos, como o risco de erosão e a perda de nutrientes no solo em áreas exploradas, entre outros. Já o segundo (dejetos agrícolas) são abordados estabelecendo-se percentuais de exploração, como, por exemplo, 60% dessa biomassa são provenientes de resíduos de árvores e de 20% a 40% são de origens de processos agroindustriais, ambas as explorações são realizadas com biomassas de origens de podas de árvores utilizadas em indústrias têxteis e de resíduos de processo produtivo de cereais (óleo, azeites, entre outros).

Com relação, especificamente, à biomassa florestal, esta foi abordada como uma das fontes energéticas mais eficientes para a geração de energia elétrica realizada por diversas nações, como a China que está explorando essa biomassa florestal por meio de sua indústria florestal, que é representada por um dos maiores grupos da indústria madeireira nesse País: *The Longjiang group*. Esse Grupo controla 40 gabinetes florestais (áreas de exploração), representando 624 explorações agrícolas provenientes de árvores. Isso representa uma área explorada de 10.054.000 hectares dentro de uma floresta de 8.293.000 hectares, que pode armazenar até 605 milhões de metros cúbicos de biomassa florestal. Toda essa exploração exige uma taxa de cobertura florestal de 82,7%, isto é, uma área de preservação

florestal 2.837.000 hectares, sendo que a legislação daquele país permite até 10% de exploração das áreas não florestais para fins energéticos (YANG, 2009).

A terceira fonte energética, a biomassa residual úmida, é abordada como matéria biodegradável, tais como dejetos residuais urbanos, dejetos industriais, resíduos agrícolas e pecuários (por exemplo, esterco de animais de granja, os quais podem ser aproveitados na geração de bioenergia elétrica ou biogás). A biomassa é de origem de centros urbanos, que geram grande quantidade de matéria orgânica de diversas formas, como, por exemplo, resíduos de alimentos, papéis, cartões, madeiras. Creus Solé (2009) afirma que essa fonte energética a partir da biomassa úmida é derivada da natureza, a qual é representada por plantas terrestres, aquáticas, resíduos materiais ou animais, entre outros. Todas essas matérias orgânicas armazenam energia solar, contendo hidrato, carbono, hidrogênio e oxigênio, todos estes produzidos por organismos específicos em determinadas áreas da superfície terrestres.

Na visão de Fernández Salgado (2009), o resíduo urbano é tratado como um problema de difícil solução por grande parte das nações, sobretudo, pelos Países em Desenvolvimento. Essa biomassa requer investimentos em novas tecnologias, bem como em pesquisas científicas para transformar um problema (lixo) em benefícios (energias) à disposição da humanidade. Vale lembrar que o conteúdo energético referente à biomassa pode ser medido com uma bomba calorimétrica durante o processo de combustão dessas matérias orgânicas.

Os projetos advindos a partir do lixo urbano são abordados de maneira vantajosa por meio de implantação de processo de compostagem e de processo anaeróbico. O processo de compostagem é tratado como um conjunto de técnicas aplicadas para controlar a decomposição desses materiais orgânicos, com a finalidade de obter, em menor tempo possível, um material estável, com grande concentração de húmus e de nutrientes minerais. Já o processo anaeróbico depende da ação dos fungos e das bactérias (FERNÁNDEZ SALGADO, 2009).

Diante das abordagens sobre a biomassa que envolvem conceitos e fontes, destacam-se as vantagens (Madrid, 2009; Fernández Salgado, 2009; Esteire Eva et al, 2010; Kinoshita, 2009), e as desvantagens (Fernández Salgado, 2009; Esteire et al, 2010; Thiffaut et al, 2010; Deborah et al, 2010; Ralevic et al, 2010) a respeito da exploração dessa fonte energética.

As vantagens são apontadas por Madrid (2009) que classifica a fonte energética a partir da biomassa como fontes inesgotáveis, abundantes, menos poluentes, com menos riscos à saúde humana. Fernández Salgado (2009) acrescenta que a geração de energias oriundas de fontes renováveis pode proporcionar vantagens, como mais uma oportunidade de negócio no setor agrícola, embora isso somente seria possível, caso houvesse estoques de alimentos excedentes ao consumo humano, exceto a biomassa disponível que não é utilizada como alimento humano, como, por exemplo, o bagaço da cana-de-açúcar, a biomassa florestal, entre outros.

Esteire Eva et al (2010) contribuem nesse tema afirmando que as vantagens decorrentes da exploração da biomassa se dá: i) pois são fontes inesgotáveis; ii) são fontes renováveis; iii) estão disponíveis em toda parte do mundo, ; v) não produzem resíduos tóxicos de difícil eliminação, como no caso das centrais nucleares; vi) não necessitam de medidas especiais de segurança em suas instalações;

Na visão de Wang et al (2010), a China apresenta vantagem com relação à exploração de biomassa por meio de estudos, que afirmam que as florestas chinesas estão sendo exploradas através de raízes de árvores em grande escala sem precedentes negativos ao meio ambiente. Nesse estudo, foram utilizadas 515 medições de campo de biomassa, na parte nordeste da China, auxiliando no controle das fontes energéticas menos acessíveis, isto é, em localidades de difícil acesso. Para tanto, a China utiliza o Sistema de Informação Geográfica (GIS). Com esse sistema foi possível visualizar toda a área explorada dentro da florestal e assim coibindo possíveis degradações ambientais.

Além da China, o Japão também vem utilizando esse sistema de informação (GIS) para visualizar e controlar a exploração de biomassas florestais sem grandes impactos ambientais. Segundo Kinoshita (2009), foi realizada uma avaliação espacial do uso da biomassa florestal por meio desse sistema de informação, na cidade japonesa de Yusuvara. Essa avaliação identificou que aquele País tem mais de 60% da terra coberta por floresta, a qual pelo menos 40% pode ser tratada como floresta artificial. O governo japonês está subsidiando a indústria de geração de energia elétrica por meio da biomassa florestal.

Com relação às desvantagens das fontes de energias renováveis, citam-se a dificuldade de concentração por unidade dessas fontes; os parques eólicos e os parques solares que podem prejudicar a visibilidade e a beleza do local; as centrais hidrelétricas podem

afetar a cadeia alimentar da região, por meio de supostas extinções de espécies. Além disso, essas centrais hidroelétricas poderiam provocar a extinção das correntes de águas, por conta dos grandes represamentos, podendo afetar algumas espécies de peixes e répteis da região (FERNÁNDEZ SALGADO, 2009).

Ainda a respeito das desvantagens, Esteire Eva et al (2010) contribuem nesse tema, afirmando que as fontes de energias renováveis são tratadas como:

i) energias difusas, isto é, sua concentração por unidade é baixa, como no caso da energia solar, que necessita de grandes extensões de áreas para produzir energia para uma cidade; ii) as tecnologias ainda estão em desenvolvimento, proporcionando um rendimento ineficiente; iii) poluição visual provocados pelos enormes parques eólicos e também, em algumas situações, os aerogeradores podem prejudicar os pássaros; iv) investimentos de grande magnitude em função do desenvolvimentos de novas tecnologias. Esses investimentos podem afetar outros segmentos produtivos referentes à economia dos países, sobretudo, por conta da crise mundial.

Nesse contexto, Thiffaut et al (2010) ressaltam outros pontos preocupantes em virtude da exploração dessa fonte energética, citando, por exemplo, o caso da América do Norte. Para os autores, o acréscimo intensivo da exploração de biomassa florestal, como fonte de bioenergia na América do Norte está despertando preocupações sobre os impactos ambientais dessa prática causados no solo em função da produção e exploração das florestas. Além disso, no Canadá, essas preocupações estão sendo discutidas desde a década de 1970 por meio de estudos que foram iniciados para investigar e relatar o impacto da remoção intensa da biomassa florestal no local de exploração.

Deborah et al (2010), contribuindo com outro exemplo sobre os riscos de exploração da biomassa florestal, afirmam que podem provocar impactos por meio de alterações físicas, químicas e propriedades biológicas no solo das florestas exploradas. Esses impactos causados por essa atividade podem variar dentro de uma área de exploração como possíveis perdas de nutrientes orgânicos do solo e o uso de áreas de tráficos pode reduzir a compactação do solo, causando riscos de erosões etc.

Ainda sobre as desvantagens, possivelmente, provocadas pela exploração da fonte de energias renováveis, sobretudo, a da biomassa florestal, Ralevic et al (2010) argumentam que as avaliações da sustentabilidade do Planeta, baseada na biomassa

florestal como fonte energética, podem estar sendo negligenciadas com relação aos desafios operacionais que as centrais termoelétricas vêm enfrentando nos dias contemporâneos. Dessa forma, pode-se mencionar que existem amplas preocupações com essa matéria orgânica à medida que essa fonte se intensifica no mundo, aumentando também os possíveis impactos ambientais, sobretudo, a degradação do solo, entre outros.

Em síntese, o balanço da discussão teórica sobre as vantagens e desvantagens da exploração de fontes energéticas renováveis e seu uso mostra que as vantagens sobressaem com relação às desvantagens, embora, trata-se de tendências positivas em longo prazo. Vale mencionar que a economia mundial vem atravessando uma crise econômico-financeira, provocando escassez dos recursos financeiros, que pode refletir no financiamento de novos projetos desse setor.

No que diz respeito, especificamente, ao contexto espanhol de energias renováveis, este País vem desenvolvendo novas tecnologias, como o carro elétrico que está sendo comercializado em toda Espanha. O cenário espanhol no ambiente de energias renováveis vem sendo discutido pelas autoridades competentes, bem como pelos especialistas, sobretudo, os pesquisadores das principais universidades desse País, como, por exemplo, o Professor Doutor Gregorio Antolín Giraldo, da Universidad de Valladolid, o qual vem contribuindo no sentido de assessorar as localidades que instalaram novas centrais térmicas alimentadas por combustíveis renováveis e limpos, como a biomassa florestal.

Assim, segundo IDAE (2011), esse crescimento no setor de energias renováveis espanhol é demonstrado por dados numéricos da seguinte forma: de 6,3% em 2004, passou para 11,3% em 2010 de energias renováveis gerado no País. Para EurObserv'ER¹⁰ (2012), o consumo final bruto de energia nacional na Espanha representou 13,60% em 2010, 15,10% em 2011 e estima-se que até 2020 seja de 20%. Já a energia elétrica mostrou um crescimento mais acentuado de 18,50% em 2004, para 32,40% em 2010, distribuído da seguinte forma: hidroelétrica 14,1%, eólica 14,6%, fotovoltaica 2,1%, termoelétrica 0,2% e biomassa 1,4%. Segundo o Plano de Energias Renováveis 2011-2020, o cenário de energias renováveis na Espanha está sinalizando um crescimento de aproximadamente de 66% no seu consumo final ao longo dos próximos 10 anos. Além disso, o

¹⁰ http://www.eurobserv-er.org/pdf/press/year_2012/RES/English.pdf

balanço elétrico nacional reforça a possibilidade de crescimento de energias renováveis, estimando-a um aumento de 66,48% em médio-longo prazo.

No que concerne ao cenário espanhol de energias renováveis, especificamente, ao biocombustível, demonstra-se um panorama de quatro milhões de toneladas equivalentes ao petróleo (TEP) de biocombustível, distribuídas em 464.000 toneladas de etanol e 4.318.400 toneladas de biodiesel em diversas plantas industriais ao longo do território nacional. Contudo, esse segmento (biocombustível) vem atravessando entraves comerciais nos últimos anos, que contribuíram para uma produção aquém da capacidade instalada. Ademais, tanto o biocombustível, como o biogás contribui acentuadamente ao cenário de energias renováveis na Espanha, sobretudo, o biogás proveniente de aterros compostos por resíduos biodegradáveis de origem agrícola, produzido em digestores anaeróbicos com eficiência de aproximadamente 1,8 toneladas equivalente ao petróleo (TEP), destacando o biogás agroindustrial que representa 78% deste potencial.

É relevante acrescentar a biomassa no contexto de fontes de energias renováveis da Espanha, a qual corresponde, aproximadamente, a 3.655 TEP de consumo térmico, sendo de origem florestal, que representa 1,4% do total da geração de energia no País, embora, o processo produtivo de grande parte dessa produção foi considerado ineficiente, por conta do uso de equipamentos obsoletos. Desse modo, a fonte energética a partir da biomassa na Espanha, por um lado, existem equipamentos industriais que podem ser considerados obsoletos, como caldeiras, por outro lado, com o advento da mecanização no campo, vem se desenvolvendo equipamentos de tecnologia de ponta, utilizados na extração e preparação da biomassa para o processo de combustão em caldeiras. Ademais, a Espanha também está desenvolvendo tecnologias modernas para o uso de biomassa na produção de energia térmica específica para edifícios. Trata-se de gasificação em ciclos ORC (*Organic Rankine Cycle*) utilizados na implantação de cogeneradores em edifícios (IDAE, 2011). EurObserv'ER (2012) acrescenta afirmando que a biomassa sólida produzida na Espanha foi de 4,535 Mtep em 2010 e 4,813 Mtep em 2011. Dessa cifra foram consumidos 3,65 Mtep em 2010 e 3,77 Mtep em 2011.

Com relação ao potencial energético da Espanha, estima-se uma disponibilidade de 88 milhões de toneladas de biomassa primária verde, incluindo resíduos florestais e agrícolas. Além disso, podem-se acrescentar 12 milhões de toneladas de biomassa

secundária seca obtida de resíduos de procedência agroflorestais, totalizando cerca de 100 milhões de toneladas de biomassa, que poderiam ser transformadas em energias renováveis e limpas.

Para compor ao cenário de energias renováveis espanholas, cita-se a energia proveniente do mar, que geralmente têm altos custos de geração e, portanto, não são comercializadas atualmente, tampouco, espera-se comercializar a médio prazo. Ao passo que, estima-se uma possível exploração dessa fonte, em longo prazo, na costa “*Cantábrica*” e no norte das ilhas Canárias, levando em consideração o surgimento de novas tecnologias que pudessem torná-la viável do ponto de vista econômico-financeiro (IDAE, 2011). Já o caso de energias renováveis provenientes do vento é, atualmente, uma das mais exploradas no País na ordem de 43.700 GWh, representando 16% do total consumo e podendo alcançar até 50% do total consumido em horas. Essa forte tendência na exploração dessa fonte energética direciona esse País rumo ao desenvolvimento de novas tecnologias, que exigirão novos investimentos, como o desenvolvimento de turbinas mais eficientes compostas por materiais resistentes, sobretudo, com menores custos associados à integração da rede de transmissão e distribuição até o consumidor final.

Para dar continuidade na contextualização das energias renováveis espanhola, menciona-se a energia geotérmica, que é tratada como uma das fontes mais importantes e menos conhecida, no cenário de energias renováveis e limpas, a qual poderia ser aproveitada em determinadas condições técnicas, econômicas e ambientais, para a produção de energias térmica e elétrica. Vale mencionar que, atualmente, a Espanha não está explorando esta fonte energética, no entanto, existem projetos que estão sendo desenvolvidos para uma suposta exploração dessa fonte em médio prazo.

Ainda com relação às energias renováveis na Espanha, vale citar as hidroelétricas. A Espanha está explorando essa fonte de maneira consistente e eficiente, consolidando-a juntamente com as demais fontes de energias renováveis do País. Cumpre esclarecer que há um grande potencial hidroelétrico a ser explorado nessa Nação, sendo uma opção segura tendo em vista o aumento da produção de energia em médio e longo prazo (IDAE, 2011). Trata-se de uma tecnologia já consolidada em todo o mundo e pode ser mais explorada, também, na Espanha, produzindo energia com eficiência, segurança e sempre levando em conta a preocupação com o meio ambiente.

Outra fonte energética renovável é aquela explorada por meio dos resíduos biodegradáveis municipais. Estima-se que a Espanha tenha disponibilidade de 2,5 milhões de toneladas de resíduos orgânicos, equivalente a 10% do total de energia elétrica gerado no País. Desse total, relata-se que 58% são advindos do lixo doméstico, que representa cerca de quatro milhões de Toneladas Equivalentes ao Petróleo (IDAE, 2011). A tecnologia aplicada nessa fonte energética é considerada como consolidada por conta da prática ao longo dos séculos por meio de grelhas de forno, fornos de cimento e leito fluidizado entre outros, assim, não se espera que haja grandes desenvolvimentos tecnológicos aplicados nessa referida exploração de energias.

Acrescenta-se no cenário de energias renováveis a fonte energética solar fotovoltaica, que na Espanha está sendo desenvolvida e praticada em grande escala. Para tanto, em 2010, a capacidade instalada era de 3.787 MW, sendo explorado por mais de 500 empresas. Para fortalecer a exploração dessa fonte, foram desenvolvidos estudos que demonstraram que há uma tendência de crescimento nesse segmento, por conta das pequenas centras que poderiam ser instaladas em edifícios. Essas instalações são, geralmente, de pequena potência, baseadas em um modelo anterior de instalações terrestres de grande porte. Trata-se de um recurso de alta disponibilidade e versatilidade, que permite sua instalação próxima dos grandes centros de consumo, possibilitando uma distribuição menos onerosa ao consumidor final.

Pode-se ainda mencionar a exploração na Espanha da fonte energética solar térmica, por mais de 100 empresas, produzindo 2.128 GWh, equivalente a 183 TEP (IDAE, 2011). Essa produção de energia térmica é consumida, mais precisamente, em alguns setores sociais, tais como, residenciais, prestação de serviços, industriais compostos por instalações de médio e grande porte. O uso dessa energia térmica é realizado por meio de aquecimento e arrefecimento, uma vez que as instalações são feitas em ambientes ensolarados, que são considerados adequados para esse tipo de tecnologia tendo em vista à exploração da fonte energética solar térmica.

Ainda é importante se afirmar que entre as energias renováveis espanholas, a fonte energética solar termoeletrica, em 2010, contribuiu com 632 MW de potência instalada, produzindo 691 GWh. Para atingir essa produção de energia, as empresas espanholas se apresentaram como detentoras de uma das tecnologias mais avançadas em nível

mundial. Além disso, espera-se que nos próximos anos ocorra uma redução significativa nos custos de instalações causados pela otimização dos processos de fabricação de componentes específicos, como o receptor central (IDAE, 2011).

Para concluir a exposição do cenário de energias renováveis na Espanha, demonstrou-se que a maior parte dessa energia está sendo explorada pelas fontes eólica e hidroelétrica, que representam 28,70% do total consumido no País. A fonte proveniente da biomassa representou 1,40% do total da geração de energia elétrica proveniente de energias renováveis no País, embora haja um potencial a ser explorado em torno de 88 milhões de toneladas de biomassa primária verde, incluindo resíduos florestais e agrícolas, mais 12 milhões de toneladas de biomassa secundária seca obtida de resíduos de procedência agroflorestais, que totalizam cerca de 100 milhões de toneladas.

Essas energias limpas enfrentam entraves provocados pela baixa tecnologia ou até mesmo por tecnologias obsoletas dos equipamentos industriais utilizados. Ao passo que, com relação ao manejo da biomassa no campo, o País apresentou-se como detentor de altas tecnologias em equipamentos específicos do campo, como, por exemplo, tratores utilizados na colheita e preparo da biomassa para o processo de combustão em caldeiras de plantas centrais térmicas espanholas.

Com relação, especificamente, ao cenário brasileiro, em 2011 as energias renováveis representaram 44,10% do total de oferta energética no Brasil (EPE, 2012). Para Castro (2011), esse percentual poderá alcançar até 48%, em curto-médio prazo, estimando que desse total, de acordo com o Plano Decenal de Energia 2012, poderá ser explorado 37% proveniente da biomassa, 36% de eólica e 27% PCH até 2019.

No que concerne, especificamente, a exploração das fontes energéticas de biomassa e do vento (eólica), demonstraram-se, respectivamente, na ordem de 37% e 36%. Ainda segundo Castro (2011), os projetos de energia eólica, atualmente, estão em crescimento, tornando-se uma promissora fonte de energia renovável brasileira. Cumpre esclarecer que a grande maioria desses projetos (parques eólicos) estaria em funcionamento até 2013, representando um investimento inicial de cerca de 25 bilhões de reais. Com isso, a energia eólica passará de 0,5% para, aproximadamente, 4% com relação ao total da matriz energética brasileira. Esse autor acrescenta que o custo de implementação dos parques eólicos vem

reduzindo nos últimos anos, tornando-se uma possível fonte de energia renovável competitiva com relação às demais, especialmente, a biomassa.

Menciona-se também como fonte de energia renovável, a energia primária proveniente do sol, a qual utiliza tecnologia fotovoltaica para gerar energia elétrica a partir de luz solar. Os investimentos nessa fonte de energia estão acontecendo, gradativamente, rumo à produção em escala comercial. Menciona-se, como exemplo, a empresa Ceming Holding que está desenvolvendo um dos maiores projetos de energia solar na América Latina, na cidade de Sete Lagoas, no Estado de Minas Gerais. Os painéis utilizados nesse parque foram fornecidos pela empresa Espanhola Solaria, representando um investimento na ordem de 25 milhões de reais, destinados a produção de 3 MWh, suficiente para abastecer cerca de 3 mil residências dessa região.

Dando continuidade na demonstração das energias renováveis no Brasil, menciona-se as Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) de até 30 MWh. Essas novas plantas industriais estão surgindo para contribuir a matriz elétrica do País, como, por exemplo, as plantas PCHs de Conceição de Ipanema (Usina Várzea Alegre), no Estado de Minas Gerais; Nova Aurora, no Estado de Goiás; Macro Baldo, no Estado do Rio Grande do Sul; e, Taió (Bruno Heidrich Neto), no Estado de Santa Catarina (CASTRO, 2011).

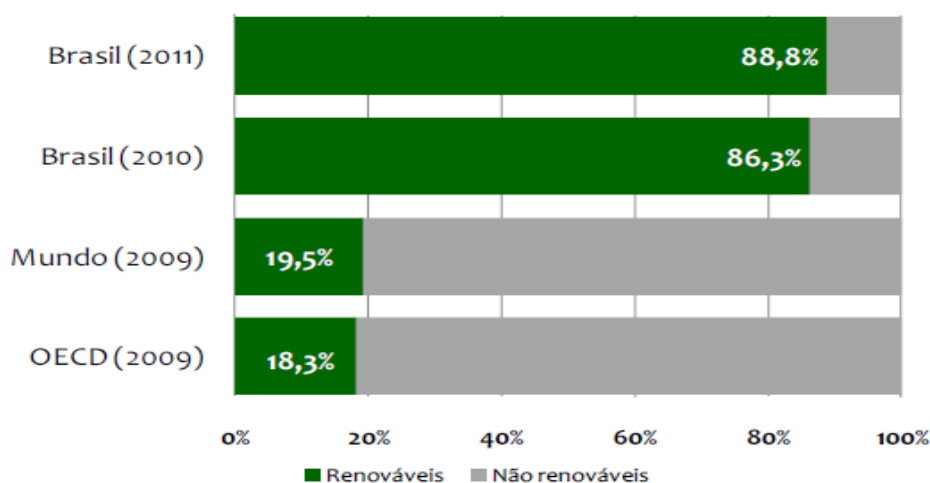
Com relação à matriz elétrica brasileira, o Brasil segue sendo um dos Países que mais produz energias elétricas a partir de fontes renováveis do mundo. Segundo EPE (2012), a participação de fontes renováveis de energia elétrica brasileira acrescentou 2,5 pontos percentuais na matriz elétrica do País, alcançando o percentual de 88,8% em 2011, contra 86,3% em 2010. Esse fato se deve ao aumento na produção de energia elétrica por meio de hidroelétrica. Por um lado, houve uma redução na produção de energia a partir da biomassa da cana-de-açúcar (cogeração) na ordem de 3,8% em função da redução do plantio da cana-de-açúcar. Por outro lado, houve um aumento compensador na produção de energia por meio de recursos hídricos de 6,3%, resultando em um acréscimo de 2,5% na matriz elétrica brasileira.

Vale acrescentar que a energia proveniente do vento (eólica) está apresentando-se em crescimento, cuja geração de energia no período de 2011 foi de 2,7 GMh, representando um crescimento de 24,2% com relação a 2010. Além disso, estima-se que a exploração dessa fonte permanecerá em crescimento durante os próximos anos, devido aos

projetos que estão sendo desenvolvidos, como, por exemplo, o parque eólico de Brotas de Macaúbas, na Bahia.

Diante do crescimento da participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, o País distancia-se, ainda mais, sua posição favorável de liderança em produção de energia limpa com relação ao resto do mundo. O Gráfico 1 torna-se visível o cenário brasileiro de produção de energia elétrica com relação aos demais Países do mundo

Gráfico 1 - Matriz Elétrica Brasileira Versus Mundo



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (Ben 2012)

O Gráfico 1 demonstrou a situação privilegiada do Brasil referente a sua matriz elétrica por meio, especificamente, da produção de energia elétrica, com relação aos demais Países do Mundo e dos Países membros da OECD, respectivamente, de 19,50% e 18,30%.

Já a matriz energética brasileira demonstra todas as energias que são produzidas no País, inclusive os combustíveis utilizados nos automóveis, o gás natural utilizado na indústria, entre outros. Assim a Tabela 2 exibe os resultados numéricos com base no balanço energético brasileiro de 2012, relacionando todas as energias geradas e consumidas no País.

Tabela 2 – Matriz Energética do Brasil - 2012

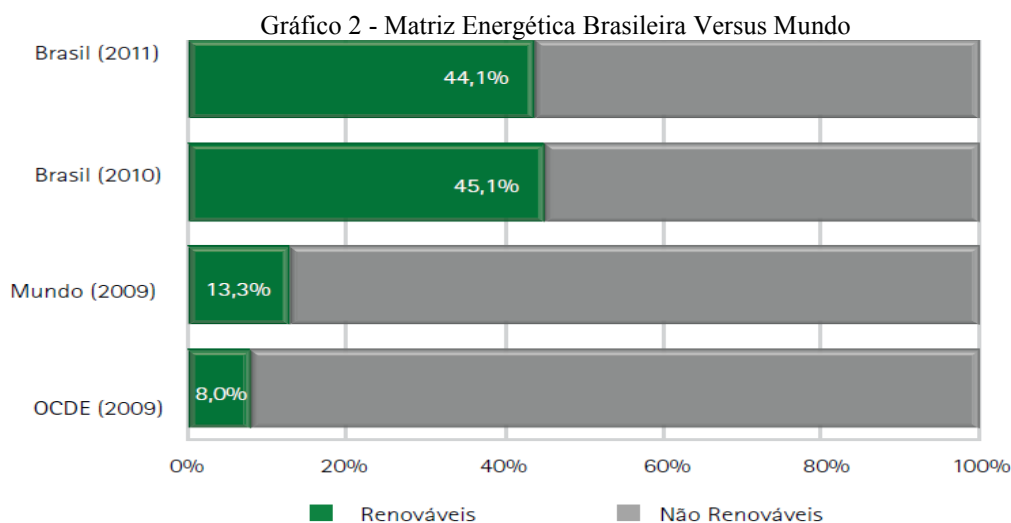
FONTES	2011	Percentual (%)
Oferta Total (mil TEP)	272.346,00	100,00
ENERGIA NÃO-RENOVÁVEL	152.187,00	55,90
Petróleo de Derivados	105.200	38,62
Gás Natural	27.601	10,13
Carvão Mineral e Derivados	15.243	5,59
Urânio (U308) e Derivados	4.143	1,52
ENERGIA RENOVÁVEL	120.159	44,10
Energia Hidráulica e Eletricidade	39.943	14,66
Lenha e Carvão Vegetal	26.333	9,66
Produtos da Cana-de-açúcar	42.778	15,70
Outros Renováveis	11.105	4,07

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo a partir da EPE (BEN 2012)

As cifras visualizadas na Tabela 2 expressam a relevante situação do Brasil com relação ao mundo referente à exploração das fontes de energias renováveis e o consumo das respectivas de energias, como energia térmica, energia elétrica, combustíveis, entre outros. As fontes energéticas não-renováveis representaram 55,90% do total gerado e consumido. Já as fontes energéticas renováveis e limpas atingiram o percentual de 44,10% da oferta energética total do País, sendo que a média mundial é de 13,30%. Vale mencionar que a diferença da matriz energética brasileira com relação ao mundo é na ordem de 30,81%. Teoricamente, o Brasil estaria deixando de lançar menos 30,81% de gases poluentes, que contribuem para a formação do efeito estufa em comparação com o resto do mundo.

Em suma, cumpre ressaltar que há duas maneiras de mensurar as energias ofertadas e consumidas em um determinado País. A primeira é denominada de matriz elétrica que ilustra somente o contexto de oferta e consumo de energia elétrica. Já na segunda, é definida com matriz energética, que demonstra todas as energias disponíveis, como, por exemplo, combustíveis automotivos e industriais, energia elétrica e outras.

O Gráfico 2 expõe o cenário brasileiro evolutivo, comparando com os demais Países do mundo.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (Ben 2012)

O Gráfico 2 mostra uma pequena queda no percentual de energias renováveis, devida à redução da oferta do etanol.

Esse Gráfico 2 mostrou que o Brasil tem uma matriz energética privilegiada de energias renováveis com relação aos Países membros da OECD e aos demais Países do mundo. Pode-se afirmar que o Brasil vem explorando suas fontes de energias renováveis em um ritmo maior que os demais Países do planeta, principalmente, na geração de energia elétrica a partir de hidroelétrica e na produção de biocombustível, como o etanol. Além disso, é muito significativo acrescentar que a diferença entre a energia renovável utilizada no Brasil com relação ao mundo representa menos 30,81% de emissão de gases tóxicos lançados na atmosfera.

Para concluir a exposição do cenário de energias renováveis, pode-se sintetizar que as fontes de energia renováveis estão sendo tratadas como aliadas na luta contra degradação do planeta, porém há dificuldades na exploração dessas fontes, como a incerteza de viabilidade econômico-financeira, decorrente dos altos custos de exploração que, na maioria das vezes, são arcados pelas empresas exploradoras desse segmento. Assim, o mundo está cada vez mais adepto aos projetos inerentes às energias renováveis, como, por exemplo, os projetos ligados à indústria sucroenergética brasileira, os projetos inerentes ao uso de biomassa como combustível utilizado em centrais térmicas espanhola, entre outros.

3.7. Geração de Energias em Alguns Países

O Processo de geração de energias no mundo vem se desenvolvendo ao longo dos séculos por meio de inserções de novas tecnologias e de tendências de mercado, uma vez que a humanidade contemporânea é, inteiramente, dependente de energias para fomentar sua evolução ou o crescimento do sistema econômico global, e, em algumas partes do mundo, para subsidiar a sobrevivência da raça humana, como no inverno europeu (Espanha) que os indivíduos dependem de energia térmica (calefação) para se aquecerem durante as noites com temperaturas baixas (negativas), podendo atingir até 10 °C negativos. Já no Brasil, a dependência de energias está mais acentuada no segmento industrial, uma vez que as empresas dependem dessas energias para fomentar o segmento produtivo.

As fontes energéticas mundiais dispõe de diversos meios para produzir essas energias demandadas em cada região, que por sua vez não depende de posição geográfica para produzi-las, pois, a tecnologia encarrega-se de apoiar todo e qualquer entrave com relação às regiões mais isoladas, independente da fonte energética disponível, como, por exemplo, em áreas ribeirinhas no Brasil, que são atendidas por meio da produção de energia elétrica proveniente de centrais termoelétricas.

No que diz respeito às centrais termoelétricas ou centrais térmicas, estas consistem em plantas industriais utilizadas para geração de energias em forma de calor gerado pela combustão de biomassa ou de combustível fóssil em caldeiras, que produzem vapor (energia térmica) a partir do aquecimento da água. Ademais, essa energia térmica pode produzir energia elétrica por meio de turbinas acopladas em geradores. Essas plantas industriais são compostas por um processo de geração de energias semelhante, embora o combustível utilizado nesse processo possa ser distinto, como, por exemplo, carvão, gás, biomassa, combustível fóssil, entre outros.

Nesse sentido, para Bovolato (2009), as centrais termoelétricas ou centrais térmicas podem ser definidas como um conjunto de obras e de equipamentos, cuja finalidade é gerar energias (térmica, mecânica e elétrica), por meio de um processo que consiste em três etapas. A primeira etapa é a queima de um combustível, como biomassa, carvão, óleo ou gás, transformando a água em vapor com o calor gerado em caldeiras. Já, na segunda etapa, utiliza-se esse vapor, em alta pressão, para girar a turbina, que por sua vez, aciona o gerador elétrico para produzir energia elétrica. Em seguida, na terceira etapa, o vapor

é condensado, transferindo o resíduo de sua energia térmica para um circuito independente de refrigeração, retornando a água à caldeira e assim completando o ciclo fechado em turbinas de condensação.

Além disso, ainda segundo Bovolato (2009), existem centrais termoeletricas ou térmicas de ciclo combinado, que podem ser definidas também como um conjunto de obras e equipamentos, cuja finalidade é a geração de energia elétrica, através de um processo que combina a operação de uma *turbina a gás*, movida pela queima de gás natural ou óleo diesel, diretamente acoplada a um gerador com uma *turbina a vapor*. Assim, os gases de escape da turbina a gás, devido à alta temperatura, provocam a transformação da água em vapor (energia térmica), que por sua vez aciona outra turbina a vapor nas mesmas condições estabelecidas no processo de operação de uma termelétrica convencional.

Cumprir observar que as centrais térmicas ou termoeletricas poderiam utilizar o biogás como combustível, o qual pode ser queimado em caldeiras, produzindo alta temperatura e assim gera-se o vapor para mover as turbinas e, conseqüentemente, acionar os geradores com finalidade de produzir energia elétrica. Essa temperatura obtida torna-se mais elevada do que as temperaturas atingidas pelas turbinas acionada pelo vapor, obtendo-se rendimentos superiores de até 55%. Essas plantas que utilizam o biogás como combustível apresentam um custo operacional menor que as demais plantas alimentadas por outros combustíveis, como diesel. Isso ocorre pelo fato de proporcionar uma eficiência maior de cogeração, em função da alavancagem operacional. Já no caso dessas plantas industriais que utilizam o combustível fóssil, como diesel, além de ser mais oneroso do que o biogás, são também mais poluentes, provocando desgastes excessivos nos equipamentos (caldeiras, turbinas e geradores). Essas referidas plantas que embora apresentem-se com desvantagens em relação às alimentadas por combustíveis renováveis, como o biogás, ainda são ativadas com grande frequência, em alguns países, como no Brasil. Assim, as principais plantas industriais brasileira que utilizam combustível fóssil são: Nutepa (24 MW), UTE Brasília (10 MW), Igarapé (131 MW), Carioba (36 MW) e Alegrete (66 MW). O transporte desse combustível fóssil utilizado nessas unidades é realizado por caminhões tanques até as plantas, sendo, normalmente, aquecido antes da queima para obter uma eficiência maior em seu manuseio e uso (consumo).

No contexto de centrais térmicas e termoeletricas, a Figura 3 apresenta um modelo de central térmica que gera calefação e água quente em uma determinada localidade da Espanha para uso em residências e repartições públicas.

Figura 3 – Modelo de Central Térmica da Espanha



Fonte: Adaptada pelo autor deste estudo a partir do IDAE (2004).

A Figura 3 demonstrou uma central térmica a partir de biomassa que produz vapor e água quente, os quais são utilizados em residências e repartições públicas. Essa planta mostra com ciclo fechado de ida e volta do vapor (calefação). Assim, as centrais térmicas ou termoeletricas na Espanha são utilizadas em áreas que não são favoráveis à implantação de outras fontes de energia, como, por exemplo, a energia eólica. Esse País procura diversificar a matriz energética de acordo com as condições geográficas e climáticas de cada região.

Vale acrescentar que, as centrais térmicas ou termoeletricas podem ser abordadas como centrais nucleares, como no Brasil. A exploração dessa fonte energética teve como marco inicial na década de 1980, quando foram instaladas duas plantas em Angra dos Reis, Rio de Janeiro, Brasil (GUENA, 2007). Essa fonte energética tem como combustível o reator nuclear, que utiliza a energia contida no interior do átomo (reator) para aquecer a água e assim gerar o vapor que é empregado em um ciclo termodinâmico para mover o alternador, que produz energia elétrica. Vale mencionar que o funcionamento dessas plantas é, na maioria das vezes, semelhante ao funcionamento das demais plantas industriais (centrais termoeletricas), independente do combustível utilizado.

Com relação ao carvão mineral, este também pode ser utilizado como combustível nas centrais térmicas ou termoeletricas, tendo um custo moderado, comparando-

se com os demais combustíveis, como o diesel, embora seja um combustível de origem fóssil. Vale mencionar que a geração de energias por meio de centrais termoelétricas ou térmicas representa um terço das emissões antropogênicas de dióxido de carbono e outros gases poluentes no mundo, sendo seguida pela emissão de gases poluentes dos segmentos *transportes e industriais*. Cumpre acrescentar que, os principais combustíveis utilizados em todo o mundo para geração de energias, ainda são os fósseis, como o petróleo, o carvão mineral, gás natural, diesel, entre outros.

As centrais termoelétricas térmicas podem também cogear energias (mecânicas, térmicas e elétricas) a partir de um único combustível. Coelho (1999) corrobora afirmando que a cogeração de energias é tratada como a geração simultânea de energia térmica, mecânica e elétrica a partir do mesmo combustível (bagaço da cana-de-açúcar, resíduos de madeira etc). Para tanto, as usinas sucroenergéticas (plantas industriais) poderiam utilizar dois tipos de turbinas: ciclo aberto e ciclo fechado. A primeira é denominada de turbina de contrapressão, que possui o vapor de escape, servindo para manter o vapor utilizado no processo produtivo (açúcar e álcool). A segunda é tratada como turbina de condensação, possuindo um ciclo fechado, condensando o vapor que não foi utilizado na cogeração e dando início ao ciclo novamente. Segundo a Organização Internacional de Açúcar (2009), o conceito de cogeração é abordado como um processo de produção de energias mecânica, elétrica e térmica (calor ou resfriamento) com alta eficiência.

É significativo esclarecer que a cogeração de energias pode ocorrer em plantas industriais de formas distintas, como, por exemplo, no Brasil, que existem plantas industriais que cogeram energias térmicas e mecânicas, como algumas *Destilarias de Alcool ou Cachaça*, as quais somente destila o produto. Essas plantas produzem energia térmica (vapor) que é utilizada para acionar (funcionar ou ligar) os picadores, as moendas etc por meio de turbinas a vapor e assim gera-se a energia mecânica. Já as plantas sucroenergéticas brasileiras cogeram energias térmicas, mecânicas e elétricas. Essas energias são geralmente utilizadas no processo produtivo da seguinte forma: a energia térmica é utilizada no processo de extração do caldo da cana-de-açúcar, cristalização do açúcar, entre outros e também, em algumas plantas, para acionar as turbinas a vapor dos picadores e das moendas entre outros, produzindo, assim, a energia mecânica. Além disso, a energia térmica também pode ser conduzida às turbinas acopladas aos geradores com finalidade de gerar a energia elétrica.

No que diz respeito à produção de energias por meio de cogeração a partir da biomassa, menciona-se que as plantas industriais pioneiras desse processo de cogeração foram ativadas no Havaí e na Ilha Maurício por volta de 1926, que representavam, nessa época, respectivamente, 26% e 10% da geração de energia elétrica daquelas localidades. Assim, o processo de cogeração foi bastante utilizado na indústria do açúcar proveniente da cana-de-açúcar, da beterraba etc, utilizando a energia térmica, basicamente, em todas as etapas do processo, como extração do caldo, evaporação e cristalização, entre outros.

O processo de cogeração de energias a partir da biomassa foi evoluindo-se em todo o mundo. Menciona-se que o Continente Asiático vem explorando esta fonte energética, como, por exemplo, a Índia. Segundo a Organização Internacional de Açúcar (2009), esse País apresentou um crescimento de demanda de energia elétrica a partir da década de 1990. Para tanto, existem aproximadamente 499 plantas sucroenergéticas, das quais apenas 107 estão interligadas à rede nacional de distribuição, que exporta 2.200 MWh, podendo aumentar para 3.000 MWh após a interligação de novas plantas energéticas em curto-médio prazo. Assim, esses dados numéricos estão indicando um crescimento acentuado nesse setor, embora ainda esteja muito aquém do potencial do segmento, estimado em cerca de 10.500 MWh, incluindo 3.500 MWh destinados ao consumo interno e 7.000 MWh atribuídos para exportação à rede nacional.

Ainda no Continente Asiático, observa-se que as Filipinas vêm desenvolvendo projetos inerentes à cogeração de energias e apresenta-se com potencial instalado de 21 MWh, utilizando o bagaço da cana-de-açúcar com combustível em caldeiras das plantas industriais. Dentre essas plantas, foi identificada a existência de algumas delas que estão interligadas ao Sistema Integrado Nacional por meio da *Corp do FFHC Phippines*, sendo uma cooperativa composta de empresas agroindustrial, contendo projetos registrados e aprovados, inclusive contemplando créditos de carbono proveniente desse segmento. Cita-se também a Tailândia que vem investindo fortemente em projetos inerentes à cogeração de energias. Estima-se que este País investiu cerca de 71 milhões de euros, excluindo as obras com construção civil, estimando a recuperação desse investimento inicial em 5 anos. Cumpre mencionar que a capacidade média instalada nessas plantas industriais seja de 37 a 39 MWh (ORGANIZAÇÃO INTERNACIONAL DE AÇÚCAR, 2009).

Ainda no Continente Asiático, menciona-se que na Ilha Maurício, a cogeração de energias tem sido utilizada há décadas. O modelo de cogeração que foi desenvolvido e aplicado nesse país funciona da seguinte forma: ao lado de cada engenho de açúcar, constitui-se uma planta industrial de cogeração, tendo como combustível base, o bagaço da cana-de-açúcar descartado pelo engenho no período de safra e no período de entressafra, essas plantas de cogeração utilizavam combustíveis fósseis para dar continuidade no processo de cogeração durante todo o ano. Ao seguir esse modelo, conseguiu-se triplicar a cogeração de energias entre os anos 1990 a 2007. Em 2007 havia 10 engenhos de açúcar, que estavam moendo de 100 a 350 toneladas de cana-de-açúcar por hora, sendo que, somente três plantas industriais funcionavam o ano todo. Vale acrescentar que, a capacidade instalada na indústria de açúcar da Ilha Maurício estava em torno de 240 MWh, desse total, 140 MWh foram cogerados na entressafra com uso de combustíveis fósseis. Menciona-se que o potencial do segmento está estimado em 750 GWh por ano. Além disso, esse potencial poderia aumentar em 350 GWh com uso do palhiço da cana-de-açúcar e novos investimentos em tecnologia, como, por exemplo, caldeiras de alta pressão (ORGANIZAÇÃO INTERNACIONAL DE AÇÚCAR, 2009).

Com relação ao Continente Africano, cita-se a África do Sul, sendo que produz cana-de-açúcar em 14 plantas sucroalcooleiras, estimando uma capacidade instalada de 400 MWh até 2013. Ainda no continente africano, cita-se, também, a Uganda, que vem investindo em projetos de cogeração de energias, sobretudo, em plantas industriais compostas por turbinas de condensação tendo em vista o aumento de eficiência de cogeração energias. Esses investimentos são, na maioria das vezes, fomentados pelo Banco Mundial (Banco Africano de Desenvolvimento - EADB). Ademais, nesse País também foi identificado projetos que estão contemplando créditos de carbono.

Cita-se também como País que cogera energia a partir da biomassa, no Continente Africano, o Quênia, que vem avaliando e desenvolvendo projetos de cogeração de energias. Dentre esses referidos projetos, destaca-se uma planta de cogeração com capacidade total de 32,5 MWh, 7,5 MWh para consumo interno da unidade, e 25 MWh para exportação.

No que diz respeito à América Central, menciona-se El Salvador, que vem desenvolvendo projetos de cogeração de energias nas regiões de *El Angel Mill e Central Izalco*. Assim, esse País apresenta-se em crescimento no cenário de cogeração de energias,

representado pela estimativa de crescimento de 27,6 MWh em 2004 para 34 MWh em 2008. Já na Nicarágua o panorama nacional de cogeração de energias é representado, mais precisamente, por meio de plantas industriais destinadas a produção de açúcar, como a unidade denominada San Antonio com potência instalada de 15 MWh, utilizando como combustível a madeira de eucalipto e o bagaço de cana-de-açúcar. Além disso, observa-se também o Moinho Monte Grossa, que a partir de 2008 estava com capacidade estalada de 23 MWh. Vale lembrar que esse País possui uma tecnologia de baixa eficiência produtiva no período mencionado (ORGANIZAÇÃO INTERNACIONAL DE AÇÚCAR, 2009).

Ainda na América Central, a Guatemala é um dos países que utiliza a cogeração de energias térmica e elétrica. A partir de 1994, o País iniciou-se um programa do governo com vista à redução da dependência dos combustíveis fósseis, que foi firmado o primeiro contrato entre a Empresa Elétrica de Guatemala (EEGSA), contendo 6 plantas industriais destinadas à produção de açúcar. Esse País contratava 160,4 MWh durante a estação de britagem e 128,7 MWh disponíveis durante a safra. Para garantir o fornecimento de energia ao longo do ano, essas plantas ativavam as caldeiras a vapor, utilizando dois tipos de combustíveis, bagaço de cana e combustível fóssil. O primeiro na safra e o segundo na entressafra, garantindo, assim, o abastecimento de energias o ano todo. Com vistas à evolução do processo de cogeração de energias na Guatemala, a partir do ano de 2007, visualizava-se cenário favorável à redução do uso dos combustíveis fósseis, por conta da instalação de caldeiras de alta pressão denominadas *flexfuel*, que poderiam queimar tanto a biomassa, como outro combustível qualquer. Essa flexibilidade proporcionava maior capacidade de cogeração, sendo de 296,8 MWh durante o período de safra e de 200 MWh durante o período de entressafra.

No que diz respeito à Europa, a partir de 2008 foi apresentado um pacote de propostas legislativas prevendo o desenvolvimento e a sustentabilidade de temas que envolvem as questões ambientais, sobretudo a exploração e o uso de energias renováveis (Pacote Energia e Clima 20-20-20). Essa proposta estabeleceu ações concretas para a execução de três objetivos em longo prazo (até 2020) no sentido de reduzir as emissões de gases poluentes (efeito estufa): i) no mínimo de 20% aos níveis de 1990; ii) consumir no mínimo de 20% de energias oriundas de fontes renováveis; iii) otimizar a eficiência energética no mínimo de 20% (ENERGÍAS RENOVADAS, 2012).

O cenário contemporâneo a respeito das energias renováveis na União Européia (EU-27) apresenta-se um consumo bruto final de energias renováveis na ordem de 12,50% em 2010 e 13,40% em 2011. Já a participação, especificamente, de energia elétrica foi de 19,80% em 2010 e 20,60% em 2011. Esse consumo bruto de energias renováveis representou 148,6 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) em 2010 e 151,1 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) em 2011. Vale ressaltar que o consumo final total (fósseis e renováveis) de energias na EU-27 foi de 1.184,60 Mtep em 2010 e 1.126,60 Mtep milhões em 2011, demonstrando um decréscimo de 58 Mtep (4,90%) decorrente de invernos menos intensos nos últimos anos e da desaceleração da economia européia. Ressalta-se também que houve um acordo com os 27 membros da Eunião Européia (EU-27) no sentido de manter um limite mínimo de 20% de utilização de energias renováveis até 2020 em cada País da EU-27 (EurObserv'ER, 2012).

Ainda com relação às energias renováveis no Continente Europeu, salienta-se que a Comissão Européia Directiva de Biocombustível apresentou proposta que estabelece restrições na produção de biocombustíveis a partir de cultivos alimentícios, como, por exemplo, milho, mandioca, soja, entre outros. Essa proposta determina um nível máximo de 5% para produção de biocombustível proveniente desses cultivos, restando 15% do total previsto (20%) para ser produzidos a partir de biomassas alternativas, isto é, produção de biocombustível de segunda geração (SEDE TECNICA, 2012). É importante acrescentar que atualmente o potencial de cogeração nesse Continente está estimado em cerca de 150 GW, tendo possibilidade de duplicar essa cifra até 2020 (GUÍA DE LA COGENERACIÓN, 2010).

Nesse contexto, menciona-se a Espanha que vem desenvolvendo projetos de cogeração de energias, representando, aproximadamente, 12% do total da energia elétrica consumida no País, sendo equivalente ao total de 40 GWh. Desse total, 10 GWh são destinados ao autoconsumo e 30 GWh são exportados para a rede de distribuição. Para tanto, existem diversas plantas industriais distribuídas em toda a Espanha com uma potência de cerca de 7 GW e uma intensa utilização de mais de 5.500 h ao ano. Além disso, estima-se que até 2020 sejam incluídos mais 3.700 MW a partir da cogeração no cenário de energia espanhol (ARZOZ DEL VAL, 2012).

Com relação à América do Sul, observa-se a Colômbia coggerando energias, cuja regulamentação foi realizada pela lei 1.215 de 2008. A partir daí houve grandes

avanços no setor sucroalcooleiro, como, por exemplo, a possibilidade de comercialização de energia elétrica excedente com as empresas distribuidoras de energia. Com isso, houve o aquecimento nesse segmento com a execução de 8 projetos de cogeração de energias e o planejamento de uma série de novos projetos de cogeração de energias que foram, possivelmente, implementados nos três anos seguintes, equivalendo a cerca de 325 milhões de dólares de investimento inicial (ORGANIZAÇÃO INTERNACIONAL DE AÇÚCAR, 2009).

Ainda na América do Sul destaca-se o Brasil como País que vem desenvolvendo, fortemente, diversos projetos de cogeração de energias sucroenergéticas. A Nação brasileira apresenta-se com cenário relevante com relação ao segmento sucroenergético, a começar pelo clima propício ao plantio de cana-de-açúcar. Ademais, pode-se dizer que boa parte desse País tem clima tropical úmido, com intensa radiação solar, que contribui na obtenção de altos teores de sacarose da cana-de-açúcar, resultando em elevada produção de seus derivados, como açúcar, álcool, entre outros. Vale mencionar que o cultivo da cana-de-açúcar existe desde o descobrimento do País, sempre com grande importância na economia brasileira.

Assim, ao longo do tempo, o segmento vem se desenvolvendo, na tentativa de otimizar o processo produtivo, tendo em vista o aumento da gama de produtos a partir da cana-de-açúcar. Além do açúcar e do álcool, há outros produtos que resultam da cana-de-açúcar, como o bagaço, a palha etc, que, até há pouco tempo, eram considerados de pouca utilidade comercial.

Com o advento do Proálcool, as empresas sucroalcooleiras vêm investindo em tecnologias no sentido de aproveitar o bagaço como fonte de energia renovável e limpa. Com isso, nos últimos anos, o Brasil consolidou-se como um dos Países mais relevantes dentre os produtores de cana-de-açúcar, conseqüentemente, vem disponibilizando um considerável potencial energético por meio do bagaço da cana-de-açúcar. Para aproveitar esse potencial, na década de 1990, foi autorizado a comercialização de energia elétrica excedente à rede nacional. Além disso, a exportação de energia elétrica tornou-se amplamente discutida pelo segmento a partir da constituição do Sistema Integrado Nacional,¹¹ que

¹¹ O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de coordenação e controle, formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, que congrega o sistema de produção e

incentivou a comercialização legalizada de energia elétrica excedente das plantas sucroenergética. Para comercializar a energia excedente os fornecedores de energia (plantas sucroenergéticas) são obrigados a efetuar o pagamento de uma tarifa estabelecida pelo governo, a qual foi regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para comercializar a energia excedente com as distribuidoras, como, por exemplo, a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

Cabe mencionar que, o Operador Nacional do Sistema (ONS) é o órgão encarregado de supervisionar a adequação entre a oferta e a demanda, por meio dos compradores e dos vendedores regulados (legalmente autorizado) de energia elétrica, os quais podem firmar contratos de longo prazo. Essas negociações podem ser realizadas por leilões, como, por exemplo, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Nesse contexto, de compra e venda de energia, as estimativas de futuras demandas são projetadas pelos distribuidores, como a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), que encaminham as projeções ao governo por meio da Empresa de Pesquisa de Energia (EPE), sob a supervisão do Ministério de Minas e Energia.

Após a regulamentação na comercialização de energia excedente, o Brasil vem se destacando perante o mundo, com relação à cogeração de energia elétrica a partir do bagaço da cana-de-açúcar. É significativo mencionar que o segmento sucroalcooleiro, no passado, era composto por empresas que produziam açúcar e álcool.

Segundo o senhor Eduardo Sousa Leão¹², o segmento sucroalcooleiro tem sofrido importantes mudanças há mais de 30 anos, permitindo considerar que o Brasil vem destacando-se em três importantes “marcos”: i) o programa do Proálcool, concebido no meado da década de 1970, o qual visava o incentivo do consumo do etanol; ii) a desregulamentação do segmento, que forçou ganhos de competitividade por meio da transformação tecnológica e de gestão empresarial; iii) o surgimento da tecnologia brasileira de motores bicom bustíveis ou flex fuel e; iv) o esforço do segmento na tentativa de cogear energia elétrica a partir da biomassa da cana-de-açúcar. Esses fatores foram relativamente

transmissão de energia elétrica do Brasil, que é um sistema hidrotérmico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e proprietários múltiplos, estatais e privados.

¹² <http://www.fnq.org.br/site/ItemID=1428/449/default.aspx>

relevantes no sentido de alterar a distribuição de receitas e de estratégias operacionais das atividades afins desse segmento.

É relevante acrescentar que o segmento sucroalcooleiro brasileiro sofreu alteração em sua denominação nos últimos anos. Assim, esse segmento que produz, atualmente, açúcar, álcool e energia elétrica foi denominado setor sucroenergético em função da inserção de mais um produto, a energia elétrica. As plantas industriais que são consideradas sucroenergéticas, são aquelas que estão interligadas no Sistema Nacional Integrado, com a finalidade de exportação de MWh excedentes.

Para corroborar com essa nova denominação desse segmento, o Professor Doutor Plínio Nastari¹³, foi um dos primeiros a usar o termo sucroenergético¹⁴. Ele explicou que, o segmento teve mudanças na atividade fim, que, no passado, somente produzia álcool e açúcar, porém, atualmente, propôs-se a produzir, também, energia elétrica para comercializar. Além disso, a partir do racionamento de energia, em 2001 e do surgimento do veículo flex em 2003, o segmento se fortaleceu, criando expectativas em novos projetos.

Cabe acrescentar que no passado as plantas sucroalcooleiras eram equipadas com caldeiras de baixa pressão, proporcionando baixa eficiência energética do ponto de vista tecnológico. Já, atualmente, o segmento vem criando expectativas na indústria com propósito de aproveitar o potencial energético existente no segmento. Nos últimos cinco anos houve crescimento de 67%, cogerando 8.357 GWh, que representa 2% da produção total de eletricidade do País. Estima-se que até 2015 o total cogerado possa atingir 15 GWh, que corresponde 15% do total de eletricidade produzido no Brasil (ORGANIZAÇÃO INTERNACIONAL DE AÇÚCAR, 2009).

Em linhas gerais, há uma preocupação com o segmento, devido à importância que vem representando, ao longo dos anos, na economia do País. Souza (2010) reforça esse raciocínio afirmando que a indústria de cana-de-açúcar no Brasil, há décadas, está sendo um dos principais pilares da economia brasileira. Essa discussão do segmento vem sendo abordada há anos, como no Workshop realizado em 2008, na ESALQ (USP, *campus* Piracicaba), o Sr. Vadson Bastos, da indústria de equipamentos Dedini discutiu com a plateia durante a sua apresentação, a seguinte questão: qual seria a estratégia específica de empresas

¹³ Doutor em economia agrícola e um dos maiores especialistas em açúcar e álcool do Brasil

¹⁴ <http://www2.uol.com.br/JC/especial/penovageracao/pub3/m3.html>

para o desenvolvimento de tecnologias que possam viabilizar a combustão eficiente da palha e a gaseificação da biomassa residual da cana-de-açúcar? O palestrante respondeu que as empresas esperam as propostas futuras de demais pesquisadores que venham a coletar e discutir as questões peculiares no aspecto de redução de custos associados ao efeito de aprendizado, o qual já deveria ter sido observado ao longo dos últimos 30 anos.

Ainda no mesmo Workshop, o Senhor Leonardo Santos Caio Filho, da COGEN-SP, por um lado, apresentou uma visão otimista em relação ao potencial que pode ser efetivamente viabilizado em curto-médio prazo, citando condições de se viabilizar mais de 10.000 MWh de capacidade instalada. Por outro lado, o Sr. Celso Zanatto, da Crystalsev, apresentou uma visão bem mais pessimista, em função das restrições existentes, principalmente no que diz respeito aos custos de interligação à rede elétrica, uma vez que de acordo com a legislação em vigor, os custos de interligação são de responsabilidade do empreendedor (planta industrial), e devem ser considerados no ambiente de oferta de venda apresentado em leilões.

Seguindo a evolução do segmento sucroenergético no Brasil, destaca-se a importância de investimentos com vistas à evolução tecnológica. Segundo o Datagro (2008), o panorama desse segmento vem se apresentando em crescimento exigindo altos investimentos de cerca de 12 milhões de dólares para exportar 15 MWh de energia excedente. Com isso, a venda de 75.000 MWh durante o período de safra, uma média de 5.000 horas de moagem, poderia gerar uma receita equivalente a 4,89 milhões de dólares. Nessas condições, o investimento inicial seria pago em um período de quatro anos.

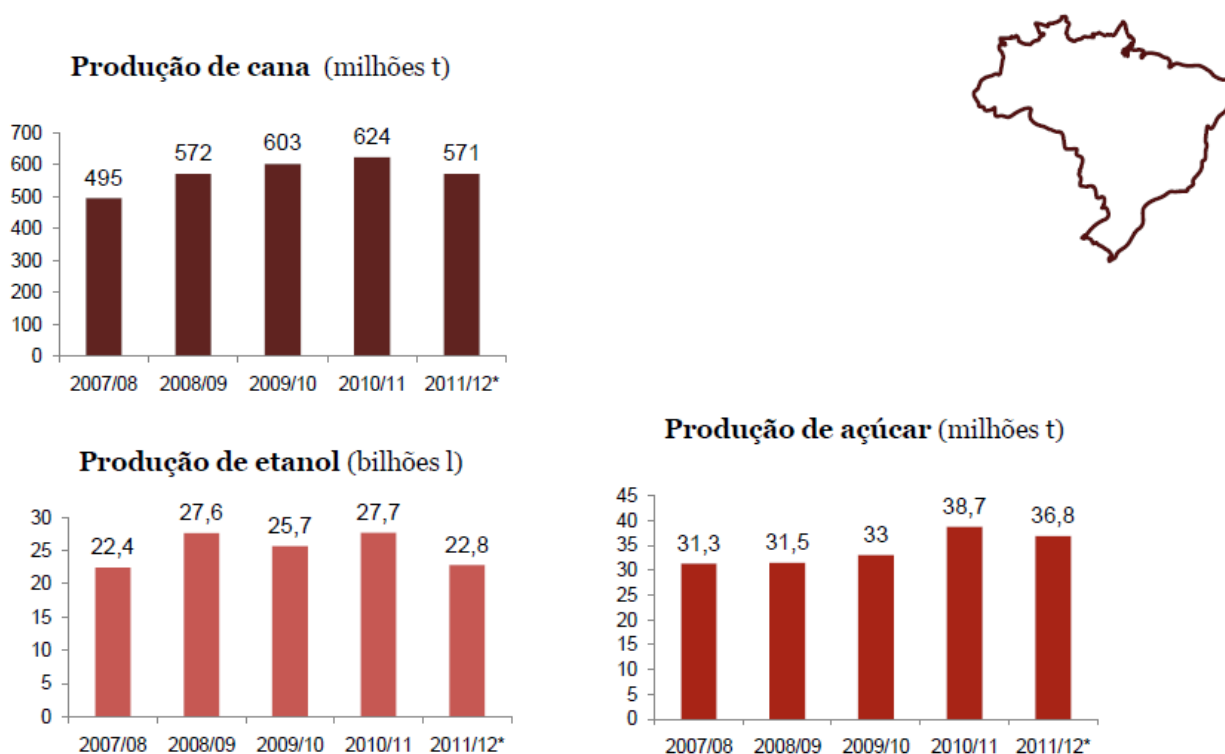
Com relação aos custos de cogeração de energia elétrica do segmento sucroenergético, os quais estão sendo abordados em três etapas do processo produtivo. A primeira etapa seria identificar o menor custo de capital. Já na segunda etapa seria a escolha da melhor tecnologia no “kit de linha de produção” (moenda, caldeira e turbina). Assim, de acordo com Castro e Dantas (2008), o custo de instalação de uma planta de cogeração que tenha tecnologia de extra-condensação está na ordem de, aproximadamente R\$ 3.000,00 por kW instalado. Já na visão de Costa (2006), o custo de investimento na cogeração sucroenergética tem variado entre US\$ 222/kW e US\$ 1650/kW, de acordo com a tecnologia implementada na planta cogeradora. Na terceira etapa, foi tratado como um *trade-off* a

comercialização do bagaço in natura e a queima do bagaço para fins de cogeração excedente de energia elétrica.

Para contextualizar o cenário contemporâneo da produção de açúcar, álcool e energia elétrica do segmento brasileiro, é significativo expor que, na safra 2010/2011, houve uma estimativa de área plantada de cana-de-açúcar de 8.033,6 mil hectares, estimando-se uma produção nacional de 624.998,01 toneladas, com uma média de 77,798 kg/ha. Baseando-se nesses dados quantitativos, o potencial energético dessa safra foi de 168.918,30 toneladas de bagaço de cana-de-açúcar, que poderia cogerar, em média, 11.824,29 MWh¹⁵ (CONAB, 2011).

Já a safra 2011/2012, estima-se que, possivelmente, haverá uma redução de 8%, equivalente a 571 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, conforme Gráfico 3.

Gráfico 3 - Cenário Brasileiro de Produção de Cana-de-açúcar



Fonte: Mapa e Estimativa CONAB (2011), adaptada por PWC Agribusiness Research e Knowledge Center

O Gráfico 3 mostrou que a estimativa da safra 2011/2012 está sinalizando uma redução na produção de cana-de-açúcar de cerca de 53 milhões de toneladas

¹⁵ Safra 2010/2011=> Base de cálculo: 8.033,6 mil hectares, multiplicando-se por 77.918,30 kg/ha, que totaliza 624.998,01 t de cana-de-açúcar, dividido por 3,7 t, que gera 168.918,38 t de bagaço de cana-de-açúcar, equivalente a 11.824,29 MWh (168.918,38 multiplicado por 70 kWh, totalizando 11.824,29 MWh).

com relação à safra passada (2010/2011). Essa informação permite considerar que, supostamente, haverá uma redução em proporções aproximadas na produção do açúcar e do etanol (safra 2010/2011 foi de 624 milhões de toneladas e estima-se que a safra 2011/2012 seja de 571 milhões de toneladas). Essa redução na produção justifica-se na ausência de incentivos do governo federal no segmento. Além disso, está faltando um planejamento (política pública) de investimento nesse segmento, que ao invés de estimular o crescimento do biocombustível (etanol), está incentivando o consumo de combustíveis fósseis (petróleo), como a redução de impostos sobre a gasolina e o diesel, praticamente, zerou a CIDE¹⁶, deixando de arrecadar R\$ 400 milhões ao mês em prol ao consumo de gasolina. Nesse sentido, as incertezas com relação ao segmento refletem no crescimento e nas tomadas de decisões das plantas industriais. Segundo Souza (2011), existem 438 usinas sucroenergética no Brasil, porém apenas 100 Unidades estão interligadas ao Sistema Nacional, provocando um hiato entre o potencial existente e o praticado pelas unidades de negócios.

No que diz respeito à autossuficiência das plantas sucroenergética brasileiras, Castro (2008a) argumenta que as empresas do segmento sucroenergético são autossustentáveis na cogeração de energia elétrica, contudo usam apenas 15% do potencial de energia contido no bagaço. Além disso, a capacidade de produção de energia fica ainda maior, ao considerar que com a proibição da queima da cana-de-açúcar ficará disponível a palha, que também poderia ser usada como fonte energética disponível para a cogeração de energias. Diante desse cenário, retrata-se a necessidade de novas regulamentações para o segmento, bem como a elaboração de técnicas de gerenciamento e análise de viabilidade econômico-financeira com o objetivo de investimentos futuros.

Cumprir acrescentar, ainda, com relação ao pequeno incentivo do governo federal, o potencial de cogeração está distante de transformar-se em produção efetiva de energia elétrica. Para tanto, o segmento sucroenergético tornaria-se mais atrativo após novas regulamentações de comercialização do excedente cogerado, bem como a mediação entre a remuneração do MW/h excedente e a garantia da modicidade tarifária, sobretudo, estudos de cunho científico para levantar e demonstrar dados quantitativos que possam

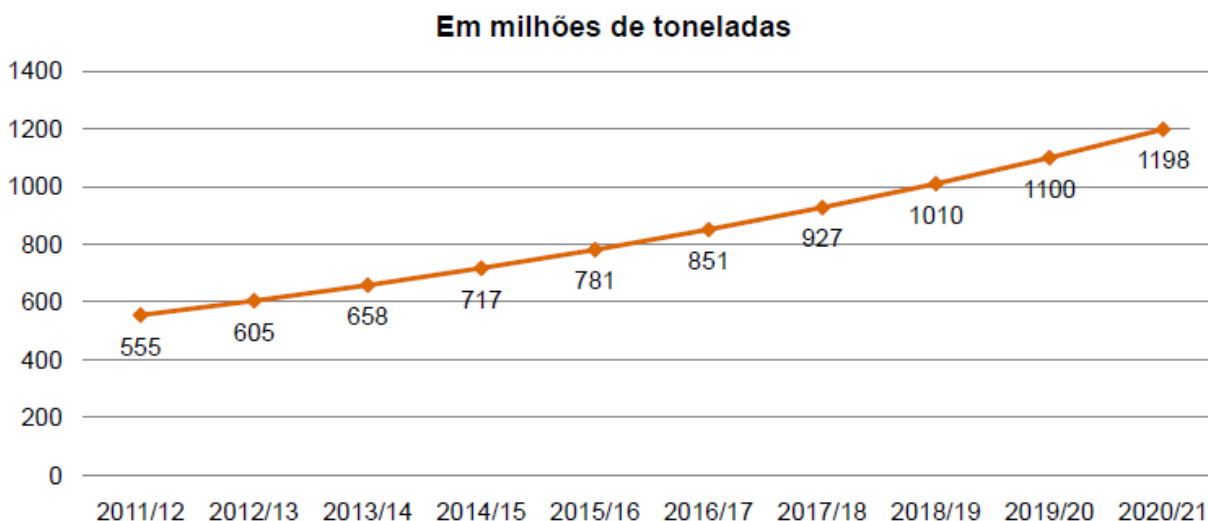
¹⁶ Imposto denominado Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE)

contribuir no sentido de encontrar medidas de curto prazo, buscando soluções, em longo prazo, para tal segmento tornar-se mais atrativo do ponto de vista econômico-financeiro.

No que diz respeito às expectativas e sugestões de gestão no segmento sucroenergético, esta vem sendo discutidas ao longo dos anos, tendo em vista a maximização de riqueza dos proprietários. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2008), o mecanismo de custeio praticado no segmento sucroenergético vem sendo conduzido da seguinte forma: elabora-se um fluxo de caixa do empreendimento, o qual irá analisar a viabilidade econômico-financeira dos projetos vigentes, apresentando um valor médio, que seria viável ao negócio. Em seguida, será elaborado cálculo, de competência do MME, para o preço inicial, denominado índice competitividade dos empreendimentos (ICE), no caso da energia de reserva.

É significativo acrescentar que o preço apresentado pelas empresas ofertantes dos MWh excedente pode ser maior com relação ao preço inicial proposto em um leilão. Para isso, o MME tem com base no Plano Decenal de Energia PDE 2007-2016, aprovado pela Portaria MME nº 48 de 22 de fevereiro de 2008. Essas projeções utilizadas em leilões de energias vêm apresentando-se positivas do ponto de vista de crescimento do segmento sucroenergético. Assim, o Gráfico 4 demonstra um suposto crescimento no segmento sucroenergético, em toneladas de cana-de-açúcar ao longo dos próximos 10 anos (de 2010/2011 até 2020/2021).

Gráfico 4 - Cenário de Crescimento do Setor Sucroenergético



Fonte: ÚNICA (2011), adaptada por PWC Agribusiness Research e Knowledge Center

De acordo com o Gráfico 4 há uma perspectiva de crescimento no segmento sucroenergético brasileiro da safra 2011/2012 a safra 2020/2011. Assim, para chegar a 1 bilhão de toneladas de cana-de-açúcar seria necessário mais 150 novas plantas industriais de 2 milhões de toneladas ou de 100 novas plantas industriais de 3 milhões de toneladas. Essa estimativa de crescimento teria como base duas vertentes: o mercado mundial de açúcar e o aumento da frota de veículos com combustíveis *flex*. A primeira representa 53% do mercado mundial e para manter a posição de principal exportador, o Brasil necessitaria aumentar suas exportações em 13 milhões de toneladas de cana-de-açúcar até 2020, fato que demandaria um aumento de 100 milhões de tonelada de cana-de-açúcar. A segunda vertente refere-se à participação atual de 51% de veículos compostos por combustíveis *flex*, estimando que até 2020 a frota brasileira de veículos *flex* esteja na ordem de 80% da frota nacional. Assim, o Brasil necessitará de mais 823 milhões de toneladas de cana-de-açúcar para atender essa referida demanda. Vale acrescentar que a seca nos Estados Unidos e na Índia pode reduzir a produção de grãos e de cana-de-açúcar, refletindo na produção mundial de açúcar e de etanol, dando ao Brasil a possibilidade de mercado crescente em nível mundial.

Nesse sentido, para contemplar essa perspectiva de crescimento é significativo mencionar que, no Brasil, o Estado que mais se apresentou favorável ao crescimento da produção da cana-de-açúcar na safra 2011/2012 foi o do Mato Grosso do Sul. Assim, segundo AGRON (2011), o levantamento realizado pela Companhia Nacional de

Abastecimento mostra que esse estado foi o terceiro no País que mais aumentou a produção na referida safra, passando de 23,3 milhões de toneladas para 34,3 milhões de toneladas, crescimento de 47,4%. Ademais, foram construídas mais sete novas plantas industriais, resultando em um total de 21 plantas industriais ativas. Com isso houve crescimento na safra 2011/2012 de 1,2% com relação à safra passada (2010/2011), de 429,95 milhões de toneladas (IEA, 2011).

Ainda com relação às perspectivas de crescimento no segmento sucroenergético, segundo o levantamento do IEA (2011), a área de cana para a produção destinada à indústria será praticamente a mesma, variando de 5,71 milhões a 5,72 milhões de hectares entre os dois períodos, alta de apenas 0,2%. Com isso, a produtividade da cultura também terá uma pequena variação, de 0,3%, entre 2010/2011 e 2011/2012, de 83,72 t/ha para 84,01 t/ha. De acordo com a UNICA (2011), a estimativa para a safra 2011/2012 é de 568,5 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, crescimento de 2,11% em relação ao processado na safra 2009/2010, que foi de 556,74 milhões de toneladas de cana moída.

Nesse contexto otimista do segmento sucroenergético é relevante acrescentar que há mais uma possibilidade de captar receitas no setor de energias renováveis a partir da biomassa, baseando-se na comercialização de projetos de crédito de carbono (CASTRO, 2008b). Assim, segundo CARBONO BRASIL (2008), o comércio global de créditos de carbono cresceu 56% em 2008, equivalente a 4,2 bilhões de toneladas de CO₂, com geração de receitas equivalente a 90 bilhões de dólares. Para calcular essa receita é necessário estimá-la por tonelada de cana-de-açúcar processada, a qual poderia produzir, em média, 0,1 MWh de energia excedente. Com base nesses MWh excedentes, seria necessário multiplicar o resultado (produção em MWh) por 0,3 (30%) para que seja obtido o volume de CO₂, podendo ser comercializado, em média, por US\$ 10,00, a tonelada nesse período analisado.

Vale acrescentar que, de acordo com Baccarin (2005), o cenário de energias renováveis demonstra-se com saldo positivo, destacando-se uma posição favorável do Brasil com relação ao Mundo, como, por exemplo, a legislação que autoriza a mistura de 20% a 25% do bioetanol na gasolina (combustível fóssil). Além disso, embora pouco discutido, exige um volumoso consumo de energias renováveis por meio do bagaço e da palha de cana-de-açúcar que, geralmente, é queimado em todas as plantas industriais do setor com a finalidade de auto-consumo de energias térmicas e elétricas.

Em síntese, a geração de energias no mundo vem se desenvolvendo há décadas, buscando a otimização dos processos de geração de energias e tentando acrescentar energias renováveis e limpas na matriz energética mundial. Nesse contexto, apresentaram-se alguns entraves, como a crise mundial esta afetando o desenvolvimento de novo projetos, entre outros.

4. MATERIAIS E MÉTODO

A modalidade de pesquisa deste estudo pode ser entendida como não experimental. Segundo Kerlinger (1980), a pesquisa não experimental é tratada como sendo de impossível manipulação de variáveis, de condição aleatoriamente ou de designação de sujeitos.

O estudo constitui-se em uma pesquisa exploratória - descritiva e delinea-se em três formas de investigação: bibliográfica, documental e estudo de caso. Segundo Gil (1994), uma pesquisa exploratória envolve levantamento bibliográfico, entrevista, análise ou estudo de caso. O autor afirma também que a pesquisa descritiva delinea a descrição das características de determinada população ou fenômeno ou ainda o estabelecimento de relação entre variáveis. Cervo e Bervian (1996) corroboram dessa conceituação descrevendo que a pesquisa descritiva registra, analisa e correlaciona fatos ou fenômenos sem manipulá-los.

Para Sachramm (1971 apud Yin 2001), a definição de estudo de caso como estratégia de pesquisa pode ser definida como essência da pesquisa, cuja principal tendência em todos os tipos de estudo de caso é esclarecer uma decisão ou um conjunto de decisões: o motivo pelo qual foram tomadas as decisões, como foram implementadas e quais resultados foram alcançados. Yin (2001) contribui nesse tema afirmando que o estudo de caso pode ser tratado como uma investigação empírica de um fenômeno contemporâneo dentro de seu contexto de vida real, especialmente, quando os limites entre o fenômeno e o contexto não estão explicitamente definidos. Em outras palavras, o estudo de caso como estratégia de

pesquisa compreende um método que abrange tudo, tendo uma lógica de planejamento que incorpora abordagens específicas à coleta de dados e à análise de dados. Nesse sentido, o estudo de caso não é uma tática para coleta de dados, tampouco uma característica do planejamento em si, mas uma estratégia de pesquisa abrangente.

O processo metodológico de pesquisa delineado deste estudo foi o estudo de caso, tendo em vista que esta opção tem como embasamento teórico a descrição de YIN (2001). Esse autor afirma que o estudo de caso é mais apropriado para testar teorias bem fundamentadas, como, por exemplo, *Time-Driven Activity-Based Costing*. Desse modo, para confirmar, contestar, comparar ou estender a teoria, deveria existir dois casos, que satisfaçam todas as condições para aplicar teorias e fazer uma comparação, a qual significa uma relevante contribuição à base de conhecimento e à construção de teorias. Além disso, esse autor, afirma que o estudo de caso pode ser utilizado para determinar se as proposições de uma teoria são corretas ou se algum outro conjunto alternativo de explicações possa ser mais relevante. Tal estudo pode até mesmo ajudar a redirecionar pesquisas futuras em um determinado segmento.

4.1. Procedimentos Metodológicos

A pesquisa científica deste estudo foi realizada considerando-se dois casos, o primeiro uma agroindústria do segmento sucroenergético, que torna como objeto de análise uma planta sucroenergética (planta I) situada no interior do Estado de São Paulo, Brasil, da qual se focou exclusivamente a cogeração de energia elétrica a partir do bagaço da cana-de-açúcar. Esse estudo foi desenvolvido em todo o processo produtivo da planta I, composto por preparo, moenda, caldeira e casa de força. A pesquisa de dados quantitativos (pesquisa de campo) foi realizada no período da entressafra, de 21 de novembro de 2008 a 16 de abril de 2009 e no período de safra, de 17 de abril a 14 de dezembro de 2009.

O segundo caso analisado foi uma central térmica (planta II), situada no norte da Espanha, com propósito de fazer uma comparação de gestão de custos com a planta I.

No segundo caso, o estudo teve como foco a identificação dos custos operacionais equivalente ao MWh consumido na planta. Para tanto, a análise dos dados quantitativos foi estabelecida da seguinte forma: central de calefação, rede de distribuição, funcionamento da planta e conexão aos usuários. Assim, os dados quantitativos foram

calculados no mesmo período (de 21 de novembro de 2008 a 16 de abril de 2009) do primeiro caso, seguindo os mesmos critérios.

O caso brasileiro teve como finalidade a elaboração de um rol de atividades, que agregam valores no decorrer do processo produtivo por meio de centros de custos, pelos quais foram agrupadas todas as atividades homogêneas, tais como as tarefas do preparo da cana-de-açúcar, processo de moenda, caldeira e casa de força, que posteriormente foram agrupadas em duas planilhas, uma da entressafra e outra da safra. Ademais, uma das principais relevâncias na identificação do rol dessas atividades foi à delimitação do processo produtivo, uma vez que tal processo foi tratado como único e contínuo na produção do álcool, do açúcar e da energia elétrica, isto é, todos os produtos seguem a mesma linha de produção em um único processo produtivo. Desse modo, foi relevante identificar exatamente onde termina o processo de produção do álcool e do açúcar e onde exatamente inicia-se o processo produtivo de energia elétrica (cogeração de energias), tendo em vista que as moendas e as caldeiras estão sendo alimentadas para o processo produtivo como um todo (álcool, açúcar e cogeração de energia elétrica, além de outros subprodutos de menor importância, como, levedura). Para solucionar o procedimento de delimitação do processo produtivo, foi definida uma base de rateio a partir do consumo de energia térmico-elétrica da planta I, tratado neste estudo, como, fracionamento do total dos custos operacionais. Assim, foi possível fracionar o total desses custos do processo produtivo, na mesma proporção do consumo de energia térmico-elétrica na planta analisada.

Já no segundo caso, o estudo foi desenvolvido com viés aos custos operacionais, que ocorreram dentro da referida planta. Na apuração desses custos operacionais foram descartados os demais custos ocorridos no campo, como, por exemplo, os custos de corte, preparação, transporte etc da biomassa. Nesse caso, a planta II não produzia energia elétrica, gerando somente energia térmica (calefação e água quente). Nesse sentido, a energia térmica foi convertida em energia elétrica, medida pelo próprio consumo de energia elétrica consumida nessa planta. Além disso, estimou-se uma equivalência em energia térmica produzida (calefação e água quente) com energia fóssil (diesel), caso fosse utilizada na planta.

A metodologia proposta ou método proposto para o desenvolvimento e aplicação de ambos os casos partiu (adaptado) da nova versão *Activity-Based Costing* (ABC), denominada *Time-Driven Activity-Based Costing* (TDABC), tendo como postulados

teóricos, Kaplan e Anderson (2008); (2007); (2004); Kaplan y Cooper (1988); Gitman (2004); Van Horne (1993) e, Allora et al (1995).

Esses postulados teóricos habilitaram o método proposto, denominado proposta de gestão econômico-financeira aplicada em energias renováveis, em qualquer unidade de negócios, tendo como propósito a simplificação do processo de aplicação do método de custeio e das técnicas de orçamento de capitais (*payback*, valor presente líquido e taxa interna de retorno), com a aplicação da calculadora Hp12c. Além disso, adaptou-se o método de unidade de esforço de produção (UEP), tendo em vista a economia de esforço de trabalho.

Ainda com relação à metodologia, desenvolveu-se um fluxo da caixa para orçamento de capital, tendo como base os custos obtidos pelos projetos modelos piloto I e II, os quais foram utilizados para a elaboração de entradas operacionais. Vale ressaltar que a depreciação foi tratada como uma variável que recompensou os ônus do imposto de renda, isto é, a depreciação não foi restituída para a formação do fluxo de caixa (entradas operacionais) com a finalidade de recompensa do ônus sobre o imposto de renda devido no período calculado. Com isso, cria-se um método sintetizado e prático para elaboração das entradas operacionais de qualquer projeto.

Em seguida, o investimento inicial foi estimado da seguinte forma: no caso brasileiro, segundo o diretor comercial dessa planta, o custo de aquisição da planta analisada estava na ordem de R\$ 200,00 por tonelada de cana-de-açúcar processada (moída). A depreciação dos equipamentos dessa planta foi calculada pelo método linear.

Já no caso espanhol, o valor de investimento inicial foi baseado no valor real em euros do projeto, convertido em moeda reais na data de 31-12-2009. A depreciação foi calculada também com base no método linear.

Os dados quantitativos foram coletados pelo autor deste estudo sob a supervisão dos respectivos orientadores (UNESP e UVA).

De acordo com Yin (2001), a coleta de dados direcionada ao estudo de caso, pode ser realizada por meio de seis fontes distintas: documentos, registros em arquivo, entrevistas, observação direta, observação participante e artefatos físicos. Além disso, o pesquisador pode: a) utilizar das fontes de evidências que convergem em relação ao mesmo conjunto de fatos ou descobertas; b) elaborar um banco de dados para armazenar todas as

informações pertinentes ao estudo proposto; c) desenvolver ligações explícitas entre as questões feitas, dados coletados e as conclusões estabelecidas. Com isso, o estudo de caso, possivelmente, fica substancialmente com mais qualidade. Desse modo, a coleta de dados deste estudo foi realizada por meio de questionários, entrevistas, relatórios cedidos pela empresa, observação direta e artefatos físicos, como mensurar o tempo das atividades produtivas.

Ainda segundo Yin (2001), sugere-se que a coleta de dados seja realizada por um pesquisador bem treinado e experiente para conduzir um estudo de caso de alta qualidade devido à contínua interação entre as questões teóricas que estão sendo estudadas e os dados que estão sendo coletados. Isso poderá trazer vantagens nas inúmeras oportunidades inesperadas durante a realização da coleta de dados.

Neste sentido, o próprio pesquisador responsável foi a campo coletar as informações e observar a rotina das tarefas que são realizadas no processo produtivo em ambos os casos. Em seguida, foram identificadas as atividades de maior relevância, que foram responsáveis pelo consumo de recurso financeiro.

Após a coleta de dados pode-se emitir relatórios de cada caso estudado. Para Yin (2001), a emissão de relatórios não é algo recorrente na maioria dos projetos de estudo de caso. Os pesquisadores, geralmente, se preocupam com o esboço, no formato ou no público do estudo de caso. O relatório de um estudo de caso não segue qualquer fórmula estereotipada, como um artigo de revista científica. O autor sugere que esse relatório poderia ser desenvolvido de forma fácil e simples, apenas descrevendo os pontos mais relevantes que foram identificados durante o andamento da pesquisa. Vale ressaltar que o relatório não substitui o banco de dados da pesquisa, apenas resume e descreve as informações mais relevantes para a aplicação do método proposto nos dados quantitativos pesquisados e armazenados em bancos de dados.

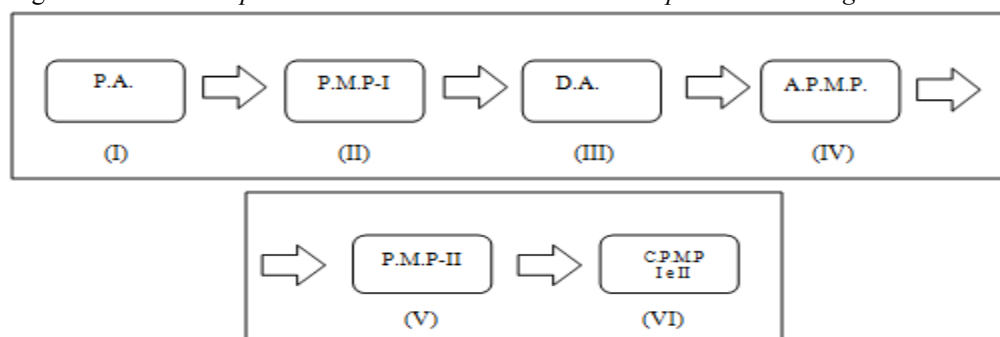
4.2. Método de Análise dos Resultados

Yin (2001) sugere que a análise de dados consista em: examinar, categorizar, classificar em tabelas, analisar as evidências e comparar as informações no mínimo entre dois casos. Em seguida, cada pesquisador poderá iniciar seu trabalho com uma estratégia analítica geral, isto é, estabelecer prioridades do que deverá ser analisado e por que.

Para tanto, propõe-se quatro técnicas analíticas dominantes: a) adequação ao padrão; b) construção da demonstração dos dados; c) análise de séries temporais; d) modelos lógicos de programas.

Assim, o método de análise dos resultados deste estudo foi desenvolvido de acordo com a estratégia analítica geral. Após examinar, categorizar, classificar em tabelas, analisar as evidências percebidas e comparar os dois casos, foi elaborada uma estratégia analítica geral da seguinte forma: padronizar todas as análises para a construção da demonstração dos dados em função do uso dos recursos do Excel; produzir variáveis de correlação entre tempo (em minuto) e demonstrar o consumo do recurso financeiro. Na sequência, foram agrupadas todas as atividades duplicadas ou repetidas durante o processo produtivo. Foram analisados, também, o custo da capacidade fornecida e a capacidade prática dos recursos fornecidos, para calcular a taxa do custo da capacidade da referida empresa. Além do mais, foi identificada a capacidade utilizada e não utilizada de ambos os casos. Todas essas informações foram geradas com a finalidade de analisar a viabilidade econômico-financeira do setor de energias renováveis a partir da biomassa. Em seguida, a aplicação do método proposto ocorreu conforme Figura 4:

Figura 4: Método Proposto: Gestão Econômico-Financeira Aplicada em Energias Renováveis



Fonte: Elaborado pelo autor deste estudo¹⁷

Legenda: P.A. (Preparação-Análise); P.M.P-I (Projeto Modelo-Piloto-I); D.A. (Demonstrações das Análises); A.P.M.P. (Atualização do Projeto Modelo-Piloto); P.M.P-II (Projeto Modelo-Piloto-II) e C.P.M.P. (Comparação entre o Projeto Modelo Piloto I e II).

¹⁷ A metodologia proposta neste estudo parte de Kaplan e Anderson (2008); (2007); (2004); Kaplan y Cooper (1988); Gitman (2004); Van Horne (1993 e Allora (1995).

A Figura 4 demonstrou todo o itinerário do método proposto, denominado proposta de gestão econômico-financeira de acordo com os referidos postulados metodológicos:

- I. Preparação-Análise (P.A.): o processo de preparação-análise teve como finalidade demonstrar as atividades responsáveis pelo consumo do recurso financeiro, oferecendo aos gestores informações detalhadas e confiáveis, tendo em vista as tomadas de decisões, no âmbito financeiro, sobretudo no processo produtivo do setor de energias renováveis a partir da biomassa, considerando a apuração de custo unitário operacional do MWh coggerado. A análise foi desenvolvida em função dos dados quantitativos de maneira organizada e detalhada por meio de tabelas.
Essas análises foram realizadas com o suporte do Excel, utilizando o filtro de planilhas para agrupar as atividades produtivas, assim como para calcular a capacidade de trabalho dos centros de custos (preparo, moenda, caldeira e casa de força) e o tempo de realização de cada atividade executada e, posteriormente, foram agrupadas em duas planilhas, uma para entressafra e outra para safra.
- II. Projeto Modelo-Piloto (P.M.P.): teve-se como propósito acumular os dados quantitativos oriundos da pesquisa de campo do primeiro caso (planta I), desenvolver as atividades inerentes ao processo produtivo, calcular a capacidade de trabalho fornecida pelo centro do custo, calcular o tempo em minuto das atividades elencadas e apurar o custo unitário operacional com base no método proposto.
- III. Demonstração das Análises (D.A.): nesta fase, foram desenvolvida tabelas com intuito de demonstrar o custo unitário operacional do MWh apurado na aplicação do projeto modelo-piloto e do custo unitário com base em volume coggerado em MWh.
- IV. Atualização do Projeto-Modelo Piloto (A.P.M.P.): propõe atualizações desse projeto em busca de resultados mais eficientes ao ambiente gerencial. Para tanto, os gestores podem atualizar com facilidade o método proposto tendo em vista mudanças em suas condições operacionais. Assim, não há necessidade de novas entrevistas nos centros de custos analisados. Nessa etapa, foi definida uma base de cálculos com a finalidade de

estabelecer alterações de tecnologias, melhorias de processos, economia de esforço de trabalho¹⁸, em busca de viabilidade econômico-financeira no setor analisado.

- V. Projeto Modelo-Piloto II (P.M.P. II): este item desenvolveu meios para acumular dados quantitativos referentes ao segundo caso (planta II), sobretudo, desenvolver as atividades produtivas e não produtivas, calcular a capacidade de trabalho fornecida pelo centro do custo, calcular o tempo em minuto das atividades elencadas e apurar o custo unitário operacional com base no método proposto.
- VI. Comparação entre o Projeto Modelo-Piloto I e II: apresentou-se uma comparação entre os casos da planta I e da II por meio de tabelas a fim de visualizar todas as informações geradas pelos projetos modelos piloto I e II. Além disso, demonstrou também a viabilidade econômico-financeira sob a aplicação das técnicas de orçamentos de capitais (GITMAN, 2004; VAN HORNE, 1993).

¹⁸ Allora (1995)

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo demonstrou como o método proposto identificou as atividades produtivas e as não-produtivas com os custos totais absorvidos no processo produtivo dos três produtos (açúcar, álcool e energia elétrica). Em seguida, demonstraram-se, também, as atividades produtivas e não-produtivas somente do processo de cogeração de energia elétrica, aplicando-se o projeto modelo-piloto-I, cabendo a atualização do projeto modelo-piloto-I para finalizar as análises diante da planta I. Além do mais, seguiu-se demonstrando as análises da planta II por meio do projeto modelo piloto-II e finalmente, fez-se uma comparação entre ambos os projetos I e II por meio do método proposto.

5.1. Proposta Econômico-Financeira Aplicada em Energias Renováveis a Partir da Biomassa

O método proposto, no caso brasileiro foi elaborado com base no consumo de energia térmica necessária para cogerar à energia elétrica (energia térmico-elétrica), detalhando da seguinte forma: a planta total foi subdividida em quatro centros de custos: preparo, moenda, caldeira e casa de forças. Esses centros de custos consumiram energia térmico-elétrica para executar as suas respectivas atividades, que estão ligadas ao processo produtivo, as quais foram fracionadas na mesma proporção e, posteriormente, foram direcionadas às atividades do processo de cogeração, que, por sua vez, consumiram os respectivos recursos financeiros.

Já no caso espanhol, a aplicação do método proposto se deu de acordo com a estrutura da planta, que foi apresentada pelo engenheiro responsável (central de calefação, rede de distribuição, funcionamento e conexão de usuários). Vale ressaltar que o método proposto foi aplicado em ambas as plantas I e II.

5.2. Relatório do Estudo de Caso

As plantas I e II foram escolhidas para análise e aplicação do método proposto (projetos modelos piloto I e II) tendo em vista que os dados quantitativos fornecidos estão de acordo com as exigências do método proposto para a aplicação, geração dos resultados, atualização dos resultados e discussões finais.

❖ Planta I

Os dados quantitativos pesquisados na Planta I foram coletados entre 21-11-2008 a 14-12-2009 (entressafra e safra). Para tanto, foram utilizadas planilhas de Excel para registros desses dados, com finalidade de filtrar e agrupar os dois períodos e em seguida demonstrar o total dos custos operacionais bem como os investimentos e melhorias desses períodos (safra e entressafra).

A empresa foi apresentada e demonstrada pelo engenheiro elétrico e seus auxiliares, da seguinte forma: preparo (nivelador, picador, desfibrador, picador), moenda, caldeira e casa de força (turbina, redutor, gerador). O preparo é alimentado, basicamente, pela energia térmica que aciona as respectivas turbinas do processo de moendas.

Essa Planta estava composta por quatro ternos de moendas acionadas por turbinas a vapor (energia térmica), sendo que no último terno, direciona-se o bagaço da cana-de-açúcar à lavagem com água quente, disponibilizando-o para ser queimado nas caldeiras, com umidade em torno de 48% a 50%.

Já no caso do processo de caldeiras, que são alimentadas pelo bagaço da cana-de-açúcar, que é queimado para a produção da energia térmica (vapor), a qual é conduzida à casa de força, dando início ao processo de cogeração de energia elétrica. A casa de força é um local que abriga os equipamentos elétricos, tais como, turbinas, geradores e redutores. Esses equipamentos são responsáveis pela cogeração de energia elétrica, tendo como combustível a energia térmica gerada em função da queima do bagaço da cana-de-açúcar nas caldeiras.

O vapor gerado pelas caldeiras é conduzido à casa de força por meio de dutos, alimentando as três turbinas de contrapressão, sendo duas de 21 kgf/cm e uma de 42 kgf/cm² (que trabalha abaixo de sua capacidade, que é de 67 kgf/cm²). Nesse caso, o vapor de escape das três turbinas é utilizado para manter o processo produtivo, como, por exemplo, a energia térmica consumida pelas turbinas do preparo (nivelador, picador, desfibrador, picador) e dos quatro ternos de moenda. As quatro caldeiras são responsáveis pela produção de energia térmica, tanto no processo produtivo do açúcar e álcool, assim como no processo de cogeração de energia elétrica.

As caldeiras de 21 kgf/cm² queimam 1 TBh para produzir 2,4 TVh e a caldeira que trabalha com 42 kgf/cm² consome 1 TBh para produzir 2,2 TVh. Com isso, as turbinas de 21kgf/cm² consomem 13 TVh para produzir 1MWh e a turbina que trabalha com 42 kgf/cm² consome 9 TVh para cogerar 1 MWh.

Após a quantidade de vapor produzido pela caldeira, identifica-se a quantidade consumida no processo (açúcar e álcool) e a quantidade consumida no processo de cogeração (casa de força), excluindo-se as perdas de vapor em cada um deles.

O consumo de energia elétrica no processo produtivo foi de 11 MWh e o restante foi destinado à exportação (12 MWh), totalizando 23 MWh.

Cumprе ressaltar que as informações que foram descritas acima se referem à situação da planta de 21-11-2008 a 14-12-2009, 11 meses e 22 dias de análise.

❖ Planta II

Os dados quantitativos pesquisados na planta II foram obtidos entre 21-11-2008 a 14-12-2009, totalizando 358 dias. No processo de registros dos dados foram utilizadas planilhas de Excel para registros dos dados, com finalidade de filtrar e agrupar os dois períodos, com intuito de demonstrar o total dos custos operacionais bem como os investimentos desse período.

A demonstração da planta foi realizada pelo vereador da cidade conforme segue: central de calefação, rede de distribuição, funcionamento, conexão dos usuários. Argumenta-se também que a planta está composta por diversos equipamentos, como caldeira de 4.500.000 kcal/h, caldeira de 600.000 kcal/h, silo de armazenagem de 100 m³, sistemas de esteiras para abastecimento, funil e sistema de descarga, bombas elétricas, multiciclone e purificador de fumaça, rede de distribuição e equipes auxiliares de controle.

A planta possui 02 caldeiras de grelhas móveis, que são responsáveis pela geração de energia térmica. A caldeira de 4.500.000 kcal/h produz energia térmica para o inverno no período de 11 outubro a 14 de maio. Ao passo que a caldeira de 600.000 kcal/h gera energia térmica para o verão no período de 15 de maio a 10 de outubro.

A biomassa florestal, proveniente da limpeza dos “pinheiros”, é queimada nas caldeiras em formato de chips de $\Phi^{19} = 3$ ou 4 cm de comprimento. A biomassa é transportada por uma esteira inclinada, na parte da frente da planta, por conta da gravidade e a descarga da cinza é realizada na retaguarda da central térmica.

O sistema funciona por meio de um conjunto de bombas, que possibilitam que se leve a água quente das caldeiras aos usuários (residencial ou comercial) por meio de dutos com três km de extensão. O abastecimento de água quente e calefação atende cerca de 250 famílias, aproximadamente 1.000 pessoas, que representam 10% da população da cidade, 600 alunos do colégio, repartições públicas e a piscina municipal, um ginásio poliesportivo e algumas dependências municipais.

O sistema de água quente da planta a 95° C é fechado e, após o seu uso, a água retorna praticamente a uma temperatura entre 85 e 65° C (depende da demanda em cada momento do dia) à central de distribuição. Este circuito primário de distribuição de água quente é composto por um tubo pré-isolado, a um metro de profundidade ao longo da rede de distribuição, fazendo com que a perda máxima de energia térmica seja de apenas 0,5° C.

5.3. Preparação-Análise

Neste item foram demonstradas todas as atividades responsáveis pelo consumo do recurso financeiro do processo produtivo, nos períodos entressafra e safra da planta I.

O processo de preparação ocorreu na escolha da ferramenta que poderia ser utilizada no processo de análise e desenvolvimento do projeto modelo-piloto-I. Para tanto, foi escolhido o uso de planilhas de excel tendo em vista o agrupamento das contas homogêneas que consumiram recursos financeiros ao longo do processo produtivo. As

¹⁹ Em Termologia, o Φ (maiúscula) é usado para representar o fluxo de calor

informações inerentes ao processo de preparação-análise foram filtradas e sintetizadas para uma posterior apreciação e análise.

Foi determinado o escopo do projeto modelo-piloto-I, iniciando os procedimentos de implantação do método proposto em uma planta sucroenergética. Pode-se afirmar que desta etapa do desenvolvimento do estudo cria-se condições para que se revelem com relativa rapidez os benefícios da implantação do projeto modelo-piloto-I, evitando-se desde o início determinados inconvenientes, como, por exemplo, risco de não ter as informações necessárias para a aplicação do projeto modelo-piloto-I, como, por exemplo, as “*times*” das atividades.

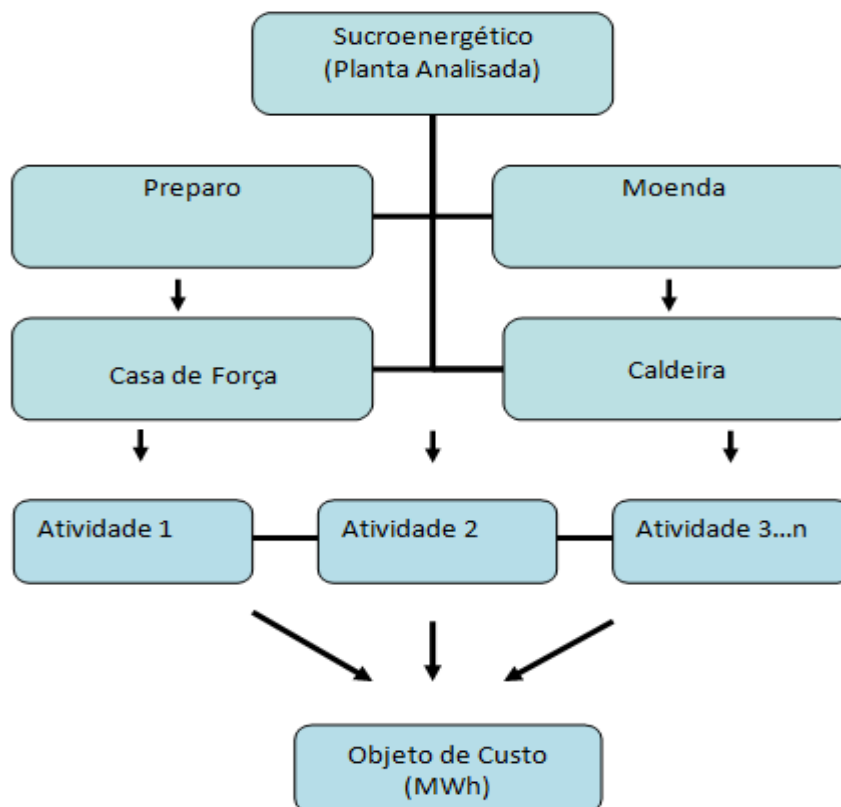
A partir do escopo definido do projeto, estipulando-se a data de início e de término, as fontes de dados a serem coletados, a delimitação da aplicação desse projeto somente no processo de cogeração de energia elétrica.

No período de entressafra houve um consumo de recurso financeiro de R\$ 2.388.390,96, utilizado na manutenção da planta sucroenergética no período de 116 dias, distribuídos nos centros de custos: preparo R\$ 857.704,82, moenda R\$ 1.043.845,27, caldeira R\$ 370.243,72 e casa de força R\$ 116.597,15. Já no período de safra foram consumidos R\$ 3.643.254,17 no processo produtivo do açúcar, álcool e energia elétrica ao longo de 242 dias, distribuídos da seguinte forma: preparo R\$ 1.398.857,51, moenda R\$ 1.243.574,34, caldeira R\$ 250.001,14 e casa de força R\$ 750.821,18. Vale ressaltar que esses dados quantitativos acima se referem apenas aos custos de manutenção da planta, sendo que os demais custos operacionais, tais como: salários da produção, de oportunidade do bagaço da cana-de-açúcar, depreciação dos bens tangíveis da produção, serão tratados ao longo dos resultados deste estudo.

A definição de dados quantitativos analisados será demonstrada pelo método proposto, que exige acesso a dados detalhados sobre a realização das tarefas (atividades) desempenhadas no processo de cogeração de energia elétrica, como condição para realizar e explorar a capacidade prática da empresa com mais exatidão, caso contrário, a diversidade das tarefas que consumiram recursos aos diferentes tipos de atividades produtivas, possivelmente, não seriam demonstradas nos cálculos dos custos operacionais e, conseqüentemente, no resultado operacional.

A Figura 5 expõe a fase de definição dos dados de acesso à preparação-análise do processo de implementação do projeto modelo-piloto-I:

Figura 5 – Escopo do Método Proposto na Planta I



Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

A Figura 5 permitiu a demonstração dos recursos consumidos pelas atividades da planta analisada por meio dos centros de custos: preparo, moenda, caldeira e casa de força. Para tanto, todas as atividades foram elencadas em planilhas de excel e em seguida foram agrupadas com intuito de sintetizar a demonstração das contas mais relevantes inerentes ao ciclo produtivo de todos os produtos (açúcar, álcool e energia elétrica). Enfatiza-se que essa etapa tratou todas as atividades como pertencente ao processo produtivo de todos os produtos (açúcar, álcool e energia elétrica). Esse método proposto irá analisar as atividades de modo específico no processo de cogeração de energia elétrica da planta I a partir da aplicação do projeto modelo-piloto-I, demonstração das análises e a atualização do projeto modelo-piloto-I (Tabela 7 a Tabela 26).

A Tabela 3 inicia a etapa de preparação-análise do método proposto, estabelecendo como foram identificadas e demonstradas as atividades responsáveis pelo consumo dos recursos financeiros no período de entressafra:

Tabela 3 - Relação das Atividades

Denominação das Atividades (agrupadas)	Tempo das Atividades em Minutos
Reparar Caldeira	315.644
Reparar Conjunto de Válvulas	74.430
Reparar Conjunto de Acionamento	64.721
Reparar Conjunto Turbo Gerador	48.381
Reparar Desfibrador DH ¹	36.975
Reparar Conjunto de Grelha	34.782
Reparar Conjunto Moto Bomba	32.779
Reparar Conjunto Moto Redutor	16.255
Reparar Cush-Cush de Palha	11.519
Reparar Dosador de Bagaço	10.304
Ajustar Instrumentos de Automação e Controle	8.619
Reparar Caixa de Caldo para Embebição	5.200
Reparar Abrandador 01	4.520
Reparar Conjunto de Purgadores e Filtros Y	3.915
Reparar Caixa de Produtos Químicos	1.560
Demais Atividades	2.036.225
Total	2.705.829

Fonte: Elaborada pelo autor

Nessa etapa, exibiu-se as atividades produtivas e os respectivos tempos de execução em ordem decrescente de minutos (tempo), que consumiram os recursos financeiros no período de entressafra, para produzir o açúcar, álcool e a energia elétrica, possivelmente, destinados à manutenção da planta, isto é, as tarefas que foram executadas pelos funcionários no referido período, de modo detalhado, apoiando os usuários a identificar as causas básicas dos problemas provocados pela acurácia das informações. É significativo ressaltar que as atividades com tempo inferior a 1.500 minutos foram somadas e totalizadas em uma única conta analítica, denominada Demais atividades.

Na Tabela 3, observou-se que a atividade “reparar caldeiras” consumiu 315.644 minutos, sendo uma das atividades que mais absorveu recursos. Assim, na aplicação do método proposto ressalta-se que as atividades que mais consomem tempo são tratadas como as mais onerosas, havendo a necessidade de acompanhamento dos gestores, na tentativa de reduzir o tempo consumido.

Já na Tabela 4, apresenta-se o recurso financeiro que foi consumido no período de entressafra destinando aos investimentos e as melhorias da estrutura da planta estudada.

Tabela 4 – Relação de Investimentos e Melhorias

Descrição - Investimentos e Melhorias	Total Geral (R\$)	Minutos
Caldeira	8.792.143,83	1.129.988
Prédio e Instalações em Geral	3.055.789,26	556.938
Painéis Elétricos	1.047.797,90	312.208
Conjunto Turbo Gerador	338.520,29	35.893
Equipamentos da Extração	67.135,25	4.977
Esteira de Elevação	64.969,04	90.192
Esteira Distribuidora	95.736,38	14.700
Linha de Energia Alta /Media/ Baixa Tensão	66.114,94	69.901
Sistema Adiabático	32.825,28	00
Esteira Principal	22.272,19	45.045
Esteira de Retorno	2.175,34	6.910
Conjunto Moto Bomba	432,99	165
Esteira de Recirculação Transversal	341,79	2.400
Equipamentos da Geração de Vapor	35,92	210
Total	13.587.228,68	2.272.310

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Torna-se visíveis todas as contas de investimentos e melhorias em ordem decrescente de valor monetário (R\$), que foram executadas no período entressafra, totalizando R\$ 13.587.228,68. Isso permite ressaltar que a maior parte dos recursos financeiros aplicados em investimentos e melhorias foram consumidos no período entressafra, justamente para dar manutenção aos equipamentos inerentes à produção e assim dar condições à empresa para suportar a capacidade de trabalho no período de safra seguinte.

Cumpramos ressaltar que os valores inerentes aos investimentos e as melhorias não fazem parte do somatório utilizado para a apuração dos custos operacionais deste estudo. Esses valores simplesmente foram demonstrados na Tabela 4 e 6 a título de ilustração.

A Tabela 5 demonstra as atividades em ordem decrescente e os respectivos tempos que compuseram o período safra e por sua vez foram elaborados para expressar como o recurso financeiro foi consumido no processo produtivo (safra) de modo detalhado. Com isso, tornou-se possível uma visualização desses recursos consumidos na produção do açúcar, álcool e energia elétrica.

Tabela 5 - Relação das Atividades

Descrição das Atividades	Tempo das Atividades em Minutos
Passar de Cabo	2.834.304
Auxiliar Operador de Caldeira	1.475.232,00
Faxinar Chão de Fábrica	1.068.672,00
Operar de Hilo	929.280,00
Operar Pá Carregadeira	882.816,00
Operar Caldeira I	778.272,00
Operar Pannel Moenda	638.880,00
Operar Caldeira II	580.800,00
Operar Mesa Alimentadora	557.568,00
Operar Pannel de Caldeira	464.640,00
Operar mesa de Turbo Gerador	487.872,00
Liderar de Turno Moenda	383.328,00
Liderar Turno – Caldeira	348.480,00
Operar Moenda II	348.480,00
Operar Moenda I	255.552,00
Expecionar Moenda	232.320,00
Operar de Turbina	209.088,00
Operar de Ponte Rolante	116.160,00
Coordenar Indústria Geral	116.160,00
Liderar Recepção de Cana	116.160,00
Somatório das Demais Atividades (Não-Contínuas)	3.091.949,00
Total Geral	15.916.013,00

Fonte: Elaborado pelo autor deste estudo

Observou-se na Tabela 5, que as atividades que mais consumiram tempo, foram as tarefas executadas pelos funcionários em função contínua, como, por exemplo, passar cabo. Essas informações poderiam ser utilizadas em orçamentos inerentes ao processo produtivo, embora pouco se poderia fazer para alterar os tempos de execução, tendo em vista que essas atividades são contínuas e indispensáveis na produção.

No que concerne a Tabela 6, esta relaciona os investimentos e as melhorias que ocorreram no período safra tanto em unidades monetárias quanto em minutos.

Tabela 6 – Relação dos Investimentos e das Melhorias

Descrição - Investimentos e Melhorias	Total Geral (R\$)	Minutos
Prédio e Instalações em Geral	1.135.931,66	252.177
Caldeira	612.033,74	212.164,00
Esteira para Deposito de Bagaço	270.916,04	311.814,00
Conjunto Turbo Gerador	266.515,24	16.187,00
Caixa de Caldo para Embebição	7.657,51	24.413,00
Caixa Metálica de Bagacilho	2.761,30	7.782,00
Conjunto de Acionamento	3.528,98	9.633,00
Conjunto Separador de Partículas	1.849,19	12.495,00
Desfibrador DH ¹	174,77	2.080,00
Equipamentos da Casa de Força	152,92	340,00
Somatório dos demais investimentos e melhorias	207.029,29	46.419,00
Total	2.508.550,64	895.504,00

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

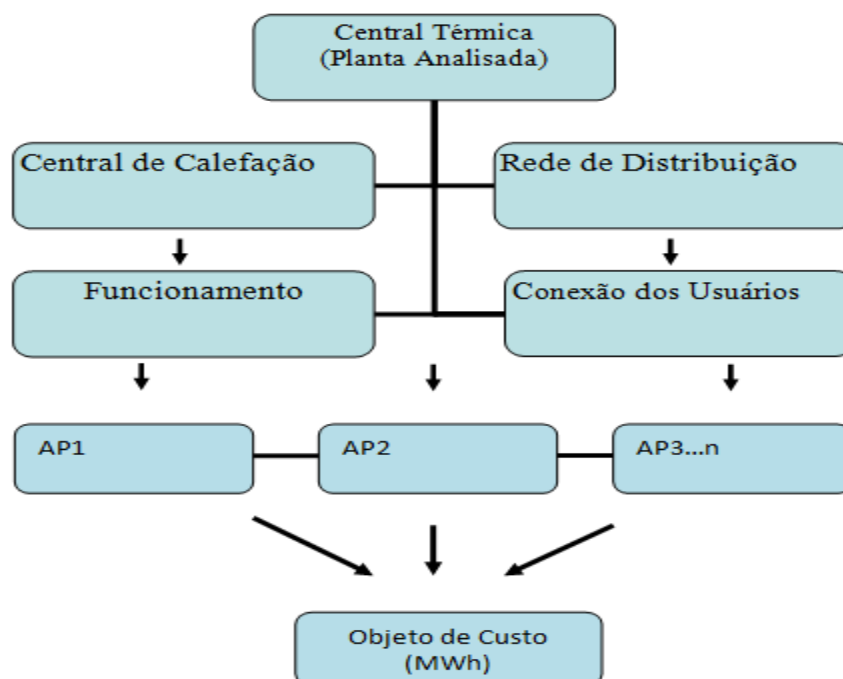
Os investimentos e as melhorias foram menores que os referente a entressafra e somaram R\$ 2.508.550,64, equivalentes a 895.504 minutos. Cabe mencionar que as contas foram elencadas na Tabela 6 em ordem decrescente de valor monetário (R\$). Na safra, a planta I estava em pleno funcionamento, executando apenas as manutenções necessárias para o andamento da produção do álcool, açúcar e energia elétrica.

Na Tabela 6, observa-se que houve um consumo maior de recursos financeiro na conta analítica prédios e instalações em geral, possivelmente, porque os investimentos e melhorias em equipamentos foram realizados no período antecedente de entressafra.

O recurso financeiro classificado como investimentos e melhorias foi tratado de modo distinto ao recurso que foi consumido no processo produtivo, diante do ciclo operacional da referida planta. Para tanto, essa classificação está ligada a otimização da estrutura dessa planta, tendo como finalidade o aumento da produção, minimização dos custos operacionais e a maximização de riquezas dos proprietários.

No que diz respeito à etapa de preparação e análise da planta II (caso espanhol), foi elaborado conforme Figura 6:

Figura 6 – Escopo do Método Proposto na Planta II



Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

O método proposto foi desenvolvido para percorrer o itinerário dos recursos financeiros referente à central termica da seguinte forma: Central de Calefação, rede de distribuição, funcionamento e conexão dos usuários até chegar ao objeto de custos (MWh). O método proposto será aplicado no caso espanhol (planta II) na quinta etapa, conforme Figura 4.

5.4. Projeto Modelo-Piloto-I

A aplicação do projeto modelo-piloto-I foi conduzida como a segunda fase e uma das principais etapas da implantação do método proposto. Nessa fase, foram utilizadas os “*times*” cedidos pela planta I, para direcionar os custos operacionais inerentes ao processo produtivo, transformando-os em atividades (tarefas) ao objeto de custo (MWh). Além disso, foi proposto o fracionamento dos custos operacionais de acordo com o consumo da energia térmica necessário para cogerar energia elétrica.

Esse fracionamento pode ser de grande relevância no ambiente sucroenergético, uma vez que as informações ligadas ao gerenciamento de custos operacionais, como, por exemplo, depreciação, custo de capital etc, na maioria das plantas brasileiras são controladas de maneira geral referente à produção do açúcar, álcool e energia elétrica. Cumpre ressaltar que, de modo geral, na apuração dos custos operacionais de cogeração de energia elétrica, geralmente, são calculados sem levar em consideração a depreciação dos equipamentos, tampouco o custo de oportunidade do bagaço *in natura*.

Na sequência das análises, a planta estudada, no período safra, utilizou duas frentes de trabalhos para executar todas as atividades ligadas ao processo produtivo. A primeira foi denominada deste estudo, de frente de trabalho em funções contínuas, com funcionários executando uma única atividade o dia todo. A segunda foi denominada frente de trabalho em funções não contínuas ou apontadas, para as quais os funcionários eram requisitados em qualquer parte (centro de custo) da planta. Nesse caso, quando havia necessidade dos serviços desses funcionários, o centro de custo responsável abria uma requisição registrando o horário de início do serviço e de término. Isso permitia a realização do controle de tempo das atividades realizadas pelos funcionários em funções não contínuas durante o período estudado.

Na continuidade foi definido o custo da capacidade fornecida (total dos custos operacionais do período), em unidades monetárias. Na sequência, definiu-se também a capacidade prática dos recursos fornecidos (tempo das tarefas), em minutos. Finalmente, apurou-se a taxa do custo de capacidade, que foi utilizada para atribuir todos os custos operacionais ao objeto de custo (MWh).

A apuração da taxa do custo de capacidade foi calculada para safra e entressafra. O primeiro período foi subdividido em duas frentes de trabalhos (função contínua e não contínua), totalizando 110,40 funcionários em função contínua, distribuídos em três turnos: das 7h00 às 15h20, das 15h20 às 23h40 e das 23h40 às 7h00. Já em funções não-contínuas havia 84,90 trabalhadores que estavam disponíveis à planta da seguinte forma: com início do expediente às 7h00 e término às 17h00 de segunda-feira a sexta-feira e aos sábados, com início das 7h00 e término às 15h20, totalizando 52,20 horas semanais, composta por 44 h normais e 8 h e 20 minutos de horas extras em 1 turno, ao longo de 242 dias do período safra. Nesse sentido, os funcionários disponibilizavam à planta sucroenergética cerca de 22.686.048 minutos, representados por 195,30 funcionários.

No caso do segundo período, entressafra, a planta analisada contou com 110,40 funcionários, que alteravam suas funções habituais executadas na safra, em funções alternativas do período entressafra, de forma permanecerem empregados. Cita-se como exemplo, a função de operador de mesa alimentadora, que foi exercida por um determinado funcionário do período safra, que na entressafra exerceu a função de soldador. No período entressafra havia 90 funcionários, que estavam disponíveis à empresa, com início do expediente às 7h00 e término às 17h00 de segunda-feira a sexta-feira e aos sábados com início das 7h00 e término às 15h20. A jornada desses funcionários foi de 52,20 semanais, composta por 44 h normais e 8 h e 20 minutos de horas extras em um turno, em um período de 116 dias, incluindo domingos e feriados, equivalendo a 5.011.200 minutos.

Em suma, no período de safra, a planta possuía capacidade prática dos recursos fornecidos de 195,30 funcionários, equivalente a 22.686.048 minutos. Já no período entressafra a empresa contou com capacidade prática fornecida de 90 funcionários, representando 6.201.360,00 minutos. Portanto, o total da capacidade prática dos recursos fornecidos foi na ordem de 28.887.408 minutos, que poderiam ser consumidos em atividades inerentes ao processo produtivo do açúcar, álcool e energia elétrica.

A partir dessa etapa, o método proposto trata o fracionamento dos recursos financeiros somente no processo de cogeração de energia elétrica por meio de uma base de rateio denominada energia térmico-elétrica.

Na Tabela 7, expõe a referida base de rateio dos recursos financeiros, tendo em vista, o consumo de energia térmica necessário para cogear energia elétrica, de acordo com as tecnologias disponíveis de cada equipamento (caldeira, turbina e gerador) utilizados no processo de cogeração de energia elétrica da planta I.

Tabela 7 – Base de rateio do consumo dos recursos financeiros

Descrição	(1) Escape Proc. Produtivo	(2) Energia elétrica consumida Processo Produtivo	(3) Energia exportada (vendida)	(4) Total
Quantidade de Vapor Produzido na Planta	170 TVh	134,50 TVh	100,50 TVh	405 TVh
Cogeração de Energia Elétrica	13 MWh	11 MWh	12 MWh	36 MWh

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Ainda na Tabela 7, a segunda coluna descreveu o escape da planta, que representa 170 toneladas vapor horas que foi consumido no processo produtivo, como, por exemplo, o vapor consumido nas turbinas utilizadas para movimentar os ternos de moenda da planta. Na terceira coluna, demonstrou a quantidade de toneladas vapor horas que foi consumida para cogear a energia elétrica utilizada na planta (auto-consumo). Finalmente, na quarta coluna mostrou o total de tonelada vapor horas (405 TVh) que foi necessário para cogear 36 MWh na planta I, de acordo com a tecnologia disponível dos equipamentos, na entressafra e safra.

Diante dos dados quantitativos apresentados na Tabela 7, estima-se que a planta sucroenergética consome energia térmica para cogear energia elétrica, conforme Tabela 8:

Tabela 8 – Rateio de Energia Térmico-Elétrica

Base de cálculo	Percentual do Processo Produtivo (Açúcar e Álcool)	Percentual Cogeração (Energia Elétrica Exportada)	TOTAL
Base de Rateio	75,19%	24,81%	100%

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

De acordo com as Tabelas 7 e 8, a planta I produziu 405 TVh, equivalente a 36 MWh, rateado da seguinte forma: processo produtivo do açúcar e do álcool, acrescentando a energia elétrica consumida na planta, que totalizou 304,50 TVh, equivalente a

24 MWh, representando 75,19% do total produzido pela planta. Já no caso da cogeração de energia elétrica, consumiu 100,50 TVh, equivalente a 12 MWh, representando 24,81% da capacidade total da planta.

O projeto modelo-piloto-I proposto tomou como base de cálculo (Tabelas 7 e 8) para ratear todos os recursos financeiros consumidos na planta I. A Tabela 9 exhibe a relação das atividades fracionadas do período entressafra, de acordo com o critério de rateio das Tabelas 7 e 8.

Tabela 9 - Relação das atividades

Descrição das Atividades	Minutos (100%) Total	Minutos (24,81%) Cogeração	Minutos (75,19%) Açúcar e Alcool
Montar e Calibrar Equipamentos Novos	2.272.310,00	563.760,11	1.708.549,89
Reparar Terno	689.734,00	171.123,01	518.610,99
Reparar Esteira	416.809,00	103.410,31	313.398,69
Reparar Caldeira	315.644,00	78.311,28	237.332,72
Reparar Conjunto	275.263,00	68.292,75	206.970,25
Reparar Prédio e Instalações	256.580,00	63.657,50	192.922,50
Reparar Mesa	193.420,00	47.987,50	145.432,50
Reparar Picador	105.652,00	26.212,26	79.439,74
Reparar Equipamentos	78.072,00	19.369,66	58.702,34
Reparar Tanque	42.448,00	10.531,36	31.916,64
Reparar Painéis	38.741,00	9.611,64	29.129,36
Reparar Desfibrador	36.975,00	9.173,50	27.801,50
Reparar Tubulações	33.625,00	8.342,36	25.282,64
Reparar Malha	26.641,00	6.609,62	20.031,39
Reparar Sistema	26.545,00	6.585,80	19.959,20
Reparar Hidrolisador	22.013,00	5.461,43	16.551,57
Reparar Peneira	20.531,00	5.093,74	15.437,26
Reparar Válvula	18.798,00	4.663,78	14.134,22
Reparar Exaustor	18.256,00	4.529,31	13.726,69
Reparar Ventilador	15.076,00	3.740,36	11.335,64
Reparar <i>Cush-Cush</i>	11.519,00	2.857,86	8.661,14
Reparar Dosador	10.304,00	2.556,42	7.747,58
Reparar Turbo	9.961,00	2.471,32	7.489,68
Reparar Rosca	9.473,00	2.350,25	7.122,75
Ajustar Instrumentos	8.619,00	2.138,37	6.480,63
Reparar Caixa	6.760,00	1.677,16	5.082,84
Reparar Abrandador	4.520,00	1.121,41	3.398,59
Reparar Subestação	4.274,00	1.060,38	3.213,62
Reparar Ponte	1.211,00	300,45	910,55
Reparar Linha	844,00	209,40	634,60
Capacidade Utilizada (1)	4.978.139,00	1.235.076,28	3.743.062,72
Capacidade Prática dos Recursos Fornecidos (2)	6.201.360,00	1.538.557,42	4.662.802,58
Capacidade Não-Utilizada (1-2)	1.223.221,00	267.151,47	919.739,87
Investimento e Melhoria (R\$)	R\$ 13.587.228,68	R\$ 3.370.991,44	R\$ 10.216.237,24

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

A Tabela 9 demonstrou que a capacidade prática dos recursos fornecidos foi na ordem de 6.201.360 minutos. Além disso, as análises identificaram também que nesse período havia uma capacidade utilizada de cerca de 4.978.139 minutos, representando 80,27% da capacidade prática. Consequentemente, apenas 80,27% dos custos operacionais foram atribuídos aos objetos de custos (açúcar, álcool e energia elétrica) desse período, restando 19,73% identificado como capacidade não utilizada.

Já na questão de investimentos e melhorias foi consumido um total de 2.272.310 minutos, subdivididos em 563.760,11 minutos para montar e calibrar os equipamentos inerentes ao processo de cogeração de energia elétrica e em 1.708.549,89 minutos para montar e calibrar os equipamentos ligados ao processo produtivo do açúcar e o álcool, absorvendo um total de R\$ 13.587.228,68, alocados da seguinte forma: R\$ 3.370.991,44 em equipamentos ligados ao processo de cogeração de energia elétrica e R\$ 10.216.237,24 em equipamentos inerentes ao processo produtivo do açúcar e álcool.

Para dar continuidade nas análises, a Tabela 10, mostra as atividades que foram executadas pelos funcionários que trabalham em funções contínuas dentro de suas respectivas jornadas de trabalho do período safra. Essas atividades foram somadas com as tarefas dos funcionários em função não-contínuas, que desempenham atividades por toda planta, como, por exemplo, na caldeira, na moenda e entre outras.

Tabela 10 - Relação das Atividades Operacionais

Relação das Atividades	Minutos Trabalhados Safra	Minutos (24,81%) Cogeração	Minutos (75,19%) Açúcar e Álcool
Passar de Cabo	2.834.304,00	703.190,82	2.131.113,18
Auxiliar Operador de Caldeira	1.475.232,00	366.005,06	1.109.226,94
Reparar Terno de Moenda	1.176.873,00	291.982,19	884.890,81
Faxinar	1.068.672,00	265.137,52	803.534,48
Montar e Calibrar Equipamentos Novos	895.504,00	222.174,54	673.329,46
Operar Hilo	929.280,00	230.554,37	698.725,63
Operar Pá Carregadeira	882.816,00	219.026,65	663.789,35
Operar Caldeira I	778.272,00	193.089,28	585.182,72
Operar Painele Moenda	638.880,00	158.506,13	480.373,87
Operar Caldeira II	580.800,00	144.096,48	436.703,52
Operar Mesa Alimentadora	557.568,00	138.332,62	419.235,38
Operar Turbo Gerador	487.872,00	121.041,04	366.830,96
Operar Painele De Caldeira	464.640,00	115.277,18	349.362,82
Liderar Turno Moenda	383.328,00	95.103,68	288.224,32
Liderar Turno Caldeira	348.480,00	86.457,89	262.022,11
Operar Moenda II	348.480,00	86.457,89	262.022,11
Reparar Picador de Cana	301.199,00	74.727,47	226.471,53
Reparar Equipamentos	261.738,00	64.937,20	196.800,80
Reparar Esteiras	261.293,00	64.826,79	196.466,21

Operar Moenda I	255.552,00	63.402,45	192.149,55
Gerenciar Moendas	232.320,00	57.638,59	174.681,41
Operar Turbina	209.088,00	51.874,73	157.213,27
Reparar Desfibrador	169.872,00	42.145,24	127.726,76
Reparar Sistemas	117.687,00	29.198,14	88.488,86
Coordenar Indústria Geral	116.160,00	28.819,30	87.340,70
Operar de Ponte Rolante	116.160,00	28.819,30	87.340,70
Liderar Recepção De Cana	116.160,00	28.819,30	87.340,70
Reparar conjunto	110.747,00	27.476,33	83.270,67
Reparar Prédio e Instalações em Geral	79.714,00	19.777,04	59.936,96
Reparar Picador Nivelador de Cana	76.305,00	18.931,27	57.373,73
Reparar Caldeira	47.069,00	11.677,82	35.391,18
Reparar Mesa Alimentadora	38.544,00	9.562,77	28.981,23
Reparar Hidrolisador de Bagaço	23.341,00	5.790,90	17.550,10
Reparar	16.758,00	4.157,66	12.600,34
Linha/Energia/Alta/Media/Baixa/Tensão			
Reparar Malha	14.902,00	3.697,19	11.204,81
Reparar Painéis	13.121,00	3.255,32	9.865,68
Reparar Tubulações	12.805,00	3.176,92	9.628,08
Reparar Caixa	11.501,00	2.853,40	8.647,60
Reparar Exaustor	11.242,00	2.789,14	8.452,86
Reparar Guincho Hillo	11.177,00	2.773,01	8.403,99
Reparar Tanque	9.804,00	2.432,37	7.371,63
Reparar Peneira Rotativa	6.178,00	1.532,76	4.645,24
Reparar Rosca Sem Fim	5.288,00	1.311,95	3.976,05
Reparar Ventilador	4.739,00	1.175,75	3.563,25
Reparar Turbobomba	4.546,00	1.127,86	3.418,14
Reparar Ponte Rolante	2.960,00	734,38	2.225,62
Reparar Tanque	1.491,00	369,92	1.121,08
Reparar Subestação de Media Tensão	1.426,00	353,79	1.072,21
Diversas Atividades	1.193,00	295,98	897,02
Reparar Dosador	810,00	200,96	609,04
Capacidade Utilizada (1)	16.811.517,00	4.170.937,37	12.640.579,63
Capacidade Prática dos Recursos Fornecidos (2)	22.686.048,00	5.628.408,51	17.057.639,49
Capacidade Não-Utilizada (1-2)	5.874.531,00	1.457.471,14	4.417.059,86
Investimento e Melhoria (R\$)	R\$ 2.508.550,64	R\$ 622.371,41	R\$ 1.886.179,23

Fonte: Elaborada pelo Autor deste estudo

A safra foi composta por 242 dias, registrando-se capacidade prática dos recursos fornecidos de 22.686.048 minutos, subdividindo em 5.628.408,51 minutos destinados à cogeração de energia elétrica e 17.057.639,49 minutos ao processo produtivo do açúcar e álcool.

Identificou-se que a capacidade utilizada foi de 16.811.517,00 minutos, dos quais 4.170.937,37 minutos no processo de cogeração de energia elétrica e 12.640.579,63 minutos no processo de produção do açúcar e álcool. Observou-se também que a capacidade não utilizada desse período foi de 5.874.531,00 minutos, 1.457.471,14 minutos na cogeração e 4.417.059,86 minutos na produção de açúcar e álcool. Essa capacidade não-

utilizada representou 25,89% do total da capacidade prática dos recursos fornecidos pela planta I.

É significativo mencionar que a Tabela 10 identificou a atividade “reparar terno de moenda”, que consumiu 1.176.873 minutos no processo produtivo total, sendo que 291.982,19 minutos foram alocados ao processo de cogeração de energia elétrica do período safra. Essa atividade não deveria participar do período safra, pois, é uma tarefa exclusivamente do período entressafra. Nesse caso, ressalta-se que houve execução de atividades de manutenção de equipamento em período de plena produção, causando parada ou diminuição no processo produtivo. Isso permite observar que houve um erro de gestão no âmbito da manutenção da planta I.

Os investimentos e as melhorias foram usados nesse período na ordem de R\$ 2.508.550,64, distribuídos em R\$ 622.371,41 para cogeração de energia elétrica e R\$ 1.886.179,23 na produção do açúcar e álcool. Destacam-se os investimentos e as melhorias que consumiram um total de 895.504 minutos por meio da atividade, montar e calibrar equipamentos novos em toda a planta, os quais foram alocados pelo método proposto conforme segue: 222.174,54 minutos consumidos no processo de cogeração de energia elétrica e 673.329,46 minutos absorvidos na produção do açúcar e álcool.

Na Tabela 11, descreve-se a relação das atividades fracionadas do período safra e entressafra, de acordo com o critério de rateio tendo como base a energia térmico-elétrica da planta I.

Tabela 11 – Relação das Atividades Operacionais

Descrição das Atividades	Minutos	Minutos	Minutos
	Total	Cogeração	Açúcar e Alcool
Montar e Calibrar Equipamentos Novos	3.167.814,00	785.934,65	2.381.879,35
Passar de Cabo	2.834.304,00	703.190,82	2.131.113,18
Auxiliar Operador de Caldeira	1.475.232,00	366.005,06	1.109.226,94
Operar Turbo Gerador	1.475.232,00	366.005,06	1.109.226,94
Reparar Terno de Moenda	1.176.873,00	291.982,19	884.890,81
Faxinar Chão de Fábrica	1.068.672,00	265.137,52	803.534,48
Operar de Hilo	929.280,00	230.554,37	698.725,63
Operar Pá Carregadeira	882.816,00	219.026,65	663.789,35
Operar Caldeira I	778.272,00	193.089,28	585.182,72
Operar Painele Moenda	638.880,00	158.506,13	480.373,87
Reparar Esteira	633.102,00	157.072,61	476.029,39
Operar Caldeira II	580.800,00	144.096,48	436.703,52
Operar de Mesa Alimentadora	557.568,00	138.332,62	419.235,38
Reparar Picador de Cana	528.156,00	131.035,50	397.120,50
Operar Painele de Caldeira	464.640,00	115.277,18	349.362,82
Reparar Conjunto	386.010,00	95.769,08	290.240,92
Liderar de Turno Moenda	383.328,00	95.103,68	288.224,32
Reparar Caldeira	362.713,00	89.989,10	272.723,90
Operar Moenda II	348.480,00	86.457,89	262.022,11
Liderar Turno Caldeira	348.480,00	86.457,89	262.022,11
Reparar Equipamentos	339.810,00	84.306,86	255.503,14
Reparar Prédio e Instalações em Geral	336.294,00	83.434,54	252.859,46
Operar Moenda I	255.552,00	63.402,45	192.149,55
Expecionar Moenda	232.320,00	57.638,59	174.681,41
Reparar Mesa Alimentadora	231.964,00	57.550,27	174.413,73
Operar de Turbina	209.088,00	51.874,73	157.213,27
Reparar Desfibrador	206.847,00	51.318,74	155.528,26
Reparar Sistema Adiabático	144.232,00	35.783,96	108.448,04
Operar de Ponte Rolante	116.160,00	28.819,30	87.340,70
Liderar Recepção de Cana-de-açúcar	116.160,00	28.819,30	87.340,70
Coordenar Indústria Geral	116.160,00	28.819,30	87.340,70
Reparar Tanque	52.252,00	12.963,72	39.288,28
Reparar Painéis Elétricos	51.862,00	12.866,96	38.995,04
Reparar Tubulações	46.430,00	11.519,28	34.910,72
Reparar Hidrolisador	45.354,00	11.252,33	34.101,67
Reparar Malha	41.543,00	10.306,82	31.236,18
Reparar Exaustor	29.498,00	7.318,45	22.179,55
Reparar Peneira Rotativa	26.709,00	6.626,50	20.082,50
Reparar Válvula	20.289,00	5.033,70	15.255,30
Reparar Ventilador	19.815,00	4.916,10	14.898,90
Reparar Guincho	18.698,00	4.638,97	14.059,03
Reparar Caixa	18.261,00	4.530,55	13.730,45
Reparar Linha de Energia Alta /Media e Baixa Tensão	17.602,00	4.367,06	13.234,94
Reparar Rosca Sem Fim	14.761,00	3.662,20	11.098,80
Reparar Turbobomba	14.507,00	3.599,19	10.907,81
Reparar Cush-Cush de Palha	12.009,00	2.979,43	9.029,57
Reparar Dosador	11.005,00	2.730,34	8.274,66
Ajustar Instrumentos de Automação e Controle	9.079,00	2.252,50	6.826,50
Reparar Subestação de Media Tensão	5.700,00	1.414,17	4.285,83
Reparar Abrandador	4.520,00	1.121,41	3.398,59

Reparar Ponte Rolante	4.171,00	1.034,83	3.136,17
Reparar Instrumentos	200,00	49,62	150,38
Reparar Dosagem de Cloro na Água do Poço da Moenda	109,00	27,04	81,96
Reparar Maquina de Girar Rolos p/ Enchimento	43,00	10,67	32,33
Capacidade Utilizada	21.789.656,00	5.406.013,65	16.383.642,35
Capacidade Prática dos Recursos Fornecidos	28.887.408,00	7.166.965,92	21.720.442,08
Capacidade Não-Utilizada	7.097.752,00	1.760.952,27	5.336.799,73

Fonte: Elaborada pelo autor deste Estudo

A tabela 11 exibiu a capacidade prática dos recursos fornecidos totalizaram 28.887.408 minutos que foram designados às atividades do total do processo produtivo (açúcar, álcool e energia elétrica) proveniente à planta sucroenergética (planta I).

Observa-se que do total da capacidade práticas dos recursos fornecidos²⁰ (28.887.408 minutos), 7.166.965,92 minutos foram para o processo de cogeração de energia elétrica e 21.720.442,08 minutos ao processo de produção de açúcar e álcool.

Nesse sentido, identificou-se uma capacidade utilizada²¹ de 21.789.656 minutos, subdivididos no processo de cogeração e de produção do açúcar e álcool, respectivamente de 5.406.013,65 minutos e 16.383.642,35 minutos. Essa informação permitiu visualizar a capacidade não-utilizada da planta I que se apresentou na ordem de 7.097.752 minutos, equivalente a 24,57% do total da capacidade prática fornecida, dos quais 1.760.952,27 minutos pertinentes à cogeração e 5.336.799,73 minutos à produção do açúcar e álcool. Assim, as atividades produtivas representaram 75,43% dos custos operacionais.

Em síntese, a planta I, por um lado, desenvolveu atividades produtivas que representou 75,43% dos custos operacionais, os quais foram atribuídos aos objetos de custos (açúcar, álcool e energia elétrica) no período entressafra e safra. Por outro lado, identificaram-se 24,57% de atividades não produtivas.

Do ponto de vista dos investimentos e das melhorias provenientes a planta sucroenergética, relata-se que a atividade montar e calibrar equipamentos novos consumiu 3.167.814 minutos utilizados na planta, subdivididos da seguinte forma: 785.934,65 minutos referentes ao processo cogeração e 2.381.879,35 minutos relacionados à produção do açúcar e álcool.

A partir da análise de todas as atividades da Tabela 11, cabe ressaltar que algumas atividades consumiram mais tempo do que a grande maioria das demais tarefas,

²⁰ Tempo disponível à planta

²¹ Tempo trabalhado ou utilizado na planta (atividades produtivas)

como, por exemplo, a conta “passar cabo” que absorveu 2.834.304 minutos em toda a planta, alocados aos processos de cogeração e produção do açúcar e álcool, respectivamente de 703.190,82 minutos e de 2.131.113,18 minutos.

A Tabela 12 demonstrou o resumo do total da capacidade prática dos recursos fornecidos na ordem de 28.887.408 minutos, detalhando-os nas duas referidas frentes de trabalhos. A primeira frente (funções contínuas) demonstrou uma capacidade utilizada na ordem de 12.824.064 minutos, atribuídos aos dois processos (cogeração de energia e produção de açúcar e álcool) respectivamente de 3.181.650,28 minutos e de 9.642.413,72 minutos. Já a segunda frente (funções não-contínuas) apresentou uma capacidade utilizada de 5.797.778,00 minutos, alocados aos dois referidos processos da seguinte forma: 1.438.428,72 minutos inerentes à cogeração de energia e 4.359.349,28 minutos à produção de açúcar e álcool.

Tabela 12 - Capacidade Prática dos Recursos Fornecidos

Descrição	Produção Total Minutos	Cogeração Minutos	Álcool e Açúcar Minutos
Funcionários em Funções Contínuas	12.824.064	3.181.650,28	9.642.413,72
Funcionários em Funções Não-Contínuas	5.797.778,00	1.438.428,72	4.359.349,28
Investimentos e Melhorias	3.167.814,00	785.934,65	2.381.879,35
Capacidade Utilizada	21.789.656,00	5.406.013,65	16.383.642,35
Capacidade Prática dos Recursos Fornecidos	28.887.408,00	7.166.965,92	21.720.442,08
Capacidade Não-Utilizada	7.097.752,00	1.760.952,27	5.336.799,73

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

O projeto modelo-piloto-I utilizou, como denominador, o tempo encontrado a partir da Tabela 12, para calcular a fração da taxa do custo de capacidade por meio da capacidade prática dos recursos fornecidos referente à coluna cogeração, totalizando 7.166.965,92 minutos. Para tanto, o método proposto estabeleceu que, do total da capacidade prática dos recursos fornecidos (28.887.408 minutos), apenas 7.116.965,92 minutos foram consumidos em atividades provenientes ao processo produtivo de cogeração de energia elétrica e as demais atividades estiveram relacionadas ao processo produtivo de açúcar e álcool.

Em seguida, com vista à taxa do custo da capacidade, a Tabela 13 exhibe o somatório dos recursos financeiros, em unidades monetárias, absorvidos no processo produtivo do período safra, fracionando-o de acordo com o método proposto.

Tabela 13 – Relação dos Recursos Financeiros

Descrição	Produção Total R\$	Cogeração R\$	Álcool e Açúcar R\$
Custos de Manutenção	3.643.254,17	903.891,36	2.739.362,81
Investimento e Melhorias	2.508.550,64	622.371,41	1.886.179,23
Total Geral	6.151.804,81	1.526.262,77	4.625.542,04

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Os custos de manutenção do período safra foram apurados na ordem de R\$ 3.643.245,17 para produzir açúcar, álcool, energia elétrica e outros derivados, alocando-se o valor de R\$ 903.891,36 provenientes ao processo de cogeração de energia elétrica.

Os investimentos e as melhorias da planta absorveram R\$ 2.508.550,64 no período safra, subdivididos em R\$ 622.371,41 consumidos na cogeração de energia elétrica e R\$ 1.886.179,23 destinados à produção do açúcar e álcool.

O período safra consumiu R\$ 6.151.804,81, fracionados em R\$ 1.526.262,77 para os processos de cogeração e R\$ 4.625.542,04 para produção de açúcar e álcool.

Na Tabela 14, põem em exposição os recursos financeiros consumidos no período entressafra da planta I.

Tabela 14 – Relação dos Gastos

Descrição	Produção Total R\$	Cogeração R\$	Álcool e Açúcar R\$
Custos de Manutenção (Entressafra)	2.388.390,96	592.559,80	1.795.831,16
Investimentos e Melhorias (Entressafra)	13.587.228,68	3.370.991,44	10.216.237,24
Total Geral	15.975.619,64	3.963.551,24	12.012.068,40

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Os recursos financeiros absorvidos no período foram de R\$ 2.388.390,96 com a finalidade de manutenção nos equipamentos destinados à produção em toda da planta. Apurou-se também um somatório de R\$ 13.587.228,68 em investimentos e melhorias da planta. Assim, ressalta-se que no período entressafra foram absorvidos R\$ 15.975.619,64 com intuito de revisar os equipamentos utilizados na safra, cabendo ainda, aquisições de equipamentos que possivelmente foram utilizados na próxima safra.

Diante do método proposto, demonstrou-se que do total dos recursos consumidos na planta, fracionou-se R\$ 3.963.551,24 ao processo de cogeração de energia elétrica e R\$ 12.012.068,48 ao processo de produção de açúcar e álcool, dos quais foram subdivididos em custos de manutenção na ordem de R\$ 592.559,80 designados às tarefas de

cogeração e R\$ 1.795.831,16 destinados às atividades de produção de açúcar e álcool. Já os investimentos e as melhorias apresentaram-se cerca de R\$ 3.370.991,44 absorvidos na aquisição de equipamentos proveniente ao processo de cogeração e R\$ 10.216.237,24 ao processo de produção de açúcar e álcool.

Para avançar nas demonstrações do custo da capacidade fornecida, isto é, o total dos recursos financeiros consumidos, em toda a planta, nos períodos de entressafra e safra, surgiu a necessidade de atribuir um valor financeiro, em unidades monetárias, em todos os bens tangíveis e intangíveis da planta analisada

Nesse contexto, segundo o diretor comercial dessa empresa, o custo de aquisição da referida planta estudada está na ordem de R\$ 200,00 por tonelada de cana-de-açúcar processada. Sabendo-se que a planta moeu em torno de três milhões de toneladas de cana-de-açúcar na safra analisada, atribui-se um valor R\$ 600 milhões à planta.

Após a apuração do valor de aquisição da planta sucroenergética, estima-se que a depreciação poderia ser calculada pelo método linear da seguinte forma: valor total dos bens tangíveis na ordem de 600 milhões, vezes dez por cento (10%) durante 10 anos, logo, têm-se 60 milhões ao ano, dividido por 12 meses, obtêm-se cinco milhões ao mês, que por sua vez, foi dividido por 30 dias, representando R\$ 166.666,67 mil diários. Diante desses cálculos, pode-se descrever que a empresa analisada teve uma depreciação acumulada no período de entressafra e safra de R\$ 58.666.666,74.

A unidade estudada considerou que a depreciação de bens do ativo imobilizado (contábil) representa o desgaste ou a perda da capacidade de utilização dos elementos tangíveis classificados, que resultaram do desgaste pelo uso, da ação da natureza ou de obsolescência normal (provocada pela evolução tecnológica).

Assim, o cálculo de depreciação da planta analisada foi apurado pelo método linear ou por cotas constantes ao longo de dez anos, sem valor residual estimado. O início do período mensurado foi de 21-11-2008 a 14-12-2009, totalizando 11 meses e 22 dias.

O custo de oportunidade foi calculado por meio da quantidade total de cana-de-açúcar processada (moída) na safra analisada, tendo como base três milhões de toneladas de cana-de-açúcar processada, sendo que cada tonelada produzia, em média, 250 kg de bagaço *in natura*, totalizando 750 mil toneladas de bagaço, que no período estudado teve um preço médio de mercado na ordem de R\$ 30,00 por tonelada *in natura*.

A Tabela 15 sintetiza todos os custos operacionais do período estudado, denominando cada referência e sua respectiva origem referente à planta I.

Tabela 15 – Custos Operacionais, Investimentos e Melhorias

Descrição	Produção Total R\$	Cogeração R\$	Álcool e Açúcar R\$
Custos de Manutenção do Processo Produtivo	6.031.645,13	1.496.451,16	4.535.193,97
Custos de Mão-de-obra da Produção	2.429.973,72	602.876,48	1.827.097,24
Outros Custos Operacionais	16.781.931,00	4.163.597,08	12.618.333,92
Custo de Depreciação Acumulada do Período (estimado)	58.666.666,74	14.555.200,02	44.111.466,72
Custo de Oportunidade (estimado)	22.500.000,00	5.582.250,00	16.917.750,00
Total do Custo da Capacidade Fornecida	106.410.216,59	26.400.374,74	80.009.841,85
Investimentos e Melhorias	16.095.779,32	3.993.362,85	12.102.416,47
Subtotal Geral	228.916.212,50	56.794.112,32	172.122.100,18
Valor Total da Planta (estimado)	600.000.000,00	148.860.000,00	451.140.000,00
Valor Total dos Recursos Financeiros do Período	828.916.212,50	205.654.112,32	623.262.100,18

Fonte: Elaborada pelo autor deste Estudo

Em suma, pode-se descrever que o total do custo da capacidade fornecida (total dos custos operacionais) foi estimado em R\$ 106.410.216,59. Portanto, após a aplicação do projeto modelo-piloto-I, apurou-se R\$ 26.400.374,74 que foram designados às atividades inerentes ao processo de cogeração de energia elétrica e R\$ 80.009.841,85 destinados às atividades do processo de produção de açúcar e álcool.

Para detalhar a Tabela 15, observou-se que os custos de manutenção do processo produtivo da planta alcançaram R\$ 6.031.645,13. Desse total, alocou-se R\$ 1.496.451,16 às atividades ligadas ao processo de cogeração e R\$ 4.535.193,97 consumidos em atividades tratadas no processo de produção de açúcar e álcool. Os custos de mão-de-obra de produção foram apurados em R\$ 2.429.973,72 destinados a toda a planta, subdividindo no processo de cogeração e produção de açúcar e álcool, respectivamente em R\$ 602.876,48 e R\$ 1.827.097,24.

Ainda detalhando a Tabela 15, surgiram outros custos operacionais, que representaram os custos de clarificação e desmineralização de água que foi utilizada em caldeiras da planta, equipamentos de proteção individual (EPI), alugueis de máquinas da produção, serviços de terceiros na produção, produtos químicos, ferramentas e utensílios e entre outros. Esses custos totalizaram R\$ 16.781.931,00, alocando-os ao processo de cogeração R\$ 4.163.597,08 e ao processo de produção de açúcar e álcool R\$ 12.618.333,92.

O custo de depreciação foi calculado em R\$ 58.666.666,74, baseando-se em todos os bens tangíveis. Em seguida, esse custo foi alocado aos dois referidos processos, R\$ 14.555.200,02 para cogeração e R\$ 44.111.466,72 para açúcar e álcool.

Na continuidade do detalhamento das análises referente à Tabela 15, o custo de oportunidade foi estimado na ordem de R\$ 22.500.000,00, R\$ 5.582.250,00 distribuídos para cogeração e R\$ 16.917.750,00 para açúcar e álcool. Esse valor apurado referente ao custo de oportunidade representou 3,75% do valor total de aquisição da planta.

Na busca da descrição dos dados quantitativos analisados, a Tabela 15, mostrou também que o total dos custos operacionais foi de R\$ 106.410.216,59 absorvidos em toda a planta referente à produção de açúcar, álcool e energia elétrica. Esse valor foi alocado pelo método proposto, fracionando-o aos processos produtivos, R\$ 26.400.374,74 para cogeração e R\$ 80.009.841,85 para açúcar e álcool.

Cumprе ressaltar que o valor alocado ao processo de cogeração foi utilizado como numerador da fração que se calculou a taxa do custo da capacidade do método proposto, tendo em vista o custo da capacidade fornecida.

Já no caso dos investimentos e das melhorias os gastos somaram R\$ 16.095.779,32, sendo R\$ 3.993.362,85 para cogeração e R\$ 12.102.416,47 para açúcar e álcool.

Vale mencionar que neste estudo não se considerou os gastos em investimentos e melhorias como custo da capacidade fornecida (total dos custos operacionais), pois, entende-se que, por um lado, esses gastos são recursos consumidos em bens permanentes (contábil), os quais são tratados como recursos que possivelmente trariam benefícios em longo prazo, como, por exemplo, compra de equipamentos para aumentar a potência de caldeira etc. Além disso, os equipamentos e as melhorias são depreciados e assim fazem parte de uma denominação contábil distinta. Por outro lado, o custo da capacidade fornecida (total do custo operacional) foi tratado como recurso que efetivamente foi consumido na execução das atividades produtivas e não-produtivas.

Os períodos analisados totalizaram R\$ 228.916.212,59 absorvidos no ciclo operacional referente à produção de açúcar, álcool e energia elétrica. Desse valor foram consumidos R\$ 56.794.112,32 para a cogeração e R\$ 172.122.100,18 para o processo de produção de açúcar e álcool.

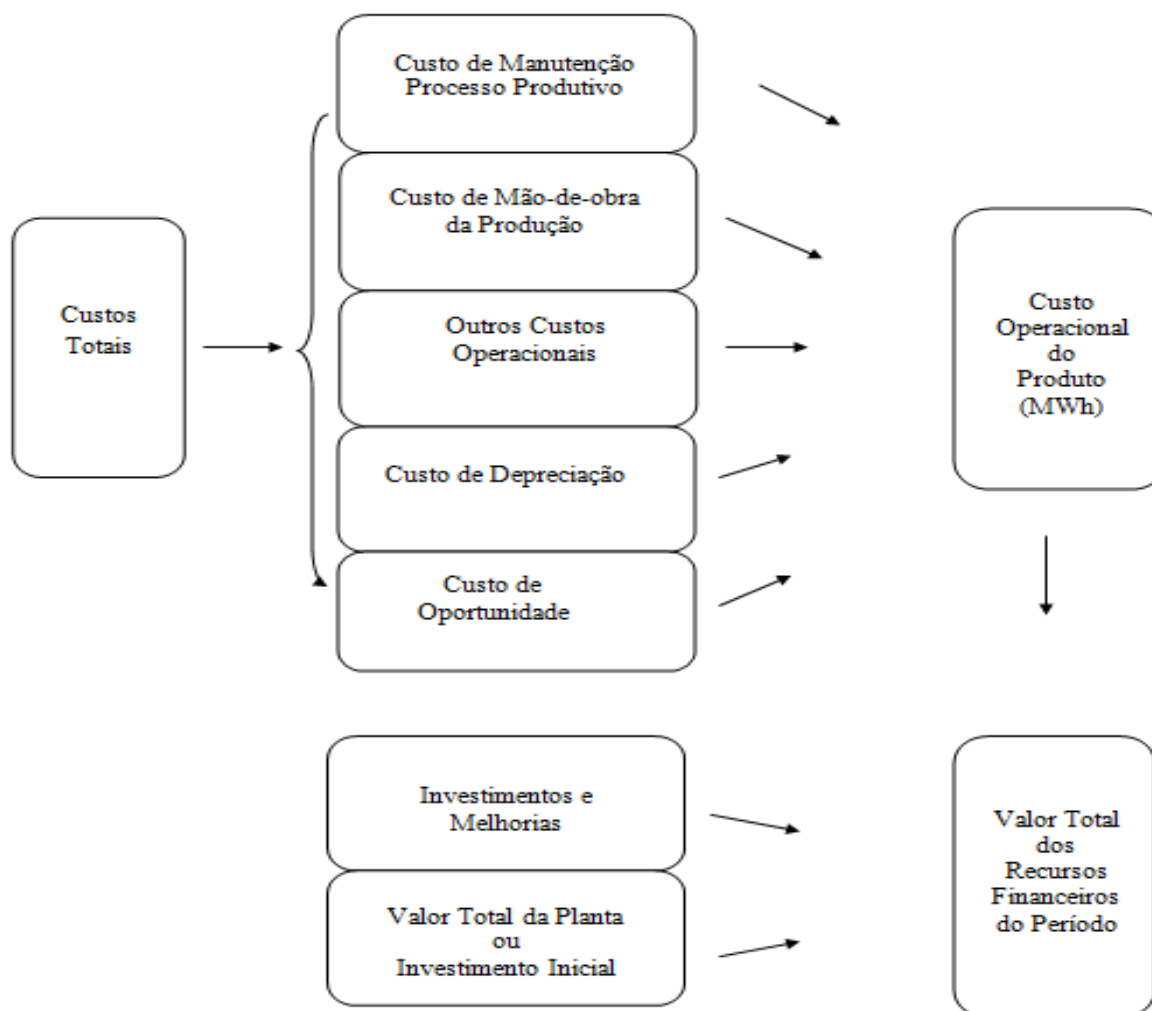
Do ponto de vista econômico-financeiro definiu-se, de acordo com a Tabela 15, que o valor de investimento inicial da planta analisada ficou estimado na ordem de R\$ 600.000.000,00, designando uma fração de R\$ 148.860.000,00 ao processo de cogeração de energia elétrica e de R\$ 451.140.000,00 ao processo de produção de açúcar e álcool.

Ademais, salienta-se que o projeto modelo-piloto-I exibiu por meio da Tabela 15, que o total dos recursos financeiros consumidos pelas atividades produtivas e não-produtivas somando-os com os recursos financeiros que foram estimados em bens tangíveis na planta analisada foi na ordem de R\$ 828.916.212,50, sendo R\$ 205.654.112,32 para cogeração e R\$ 623.262.100,18 para a produção de açúcar e álcool.

A planta analisada consumiu R\$ 228.916.212,50 no ciclo operacional estudado com a produção de todos os produtos (açúcar, álcool e energia elétrica) e estimou-se a estrutura dos bens permanentes (bens tangíveis e intangíveis) na ordem de R\$ 600.000.000,00. Portanto, deste estudo estima-se que o total dos recursos financeiros, do referido ciclo operacional, totalizaram R\$ 828.916.212,50.

A Figura 7 esboça a trajetória do total dos custos até o objeto de custos deste estudo (MWh). Observa-se o detalhamento dos gastos da seguinte forma: custo de manutenção do processo produtivo, custo de mão de obra da produção, outros custos operacionais, custo de depreciação, custo de oportunidade. Para tanto, todos os referidos custos operacionais foram alocados ao objetivo de custos (MWh). Além disso, os recursos financeiros que foram absorvidos como investimentos e melhorias bem como o valor total da planta (estimado) foram conduzidos neste estudo somente para fins de base de cálculo com vista à viabilidade econômico-financeira.

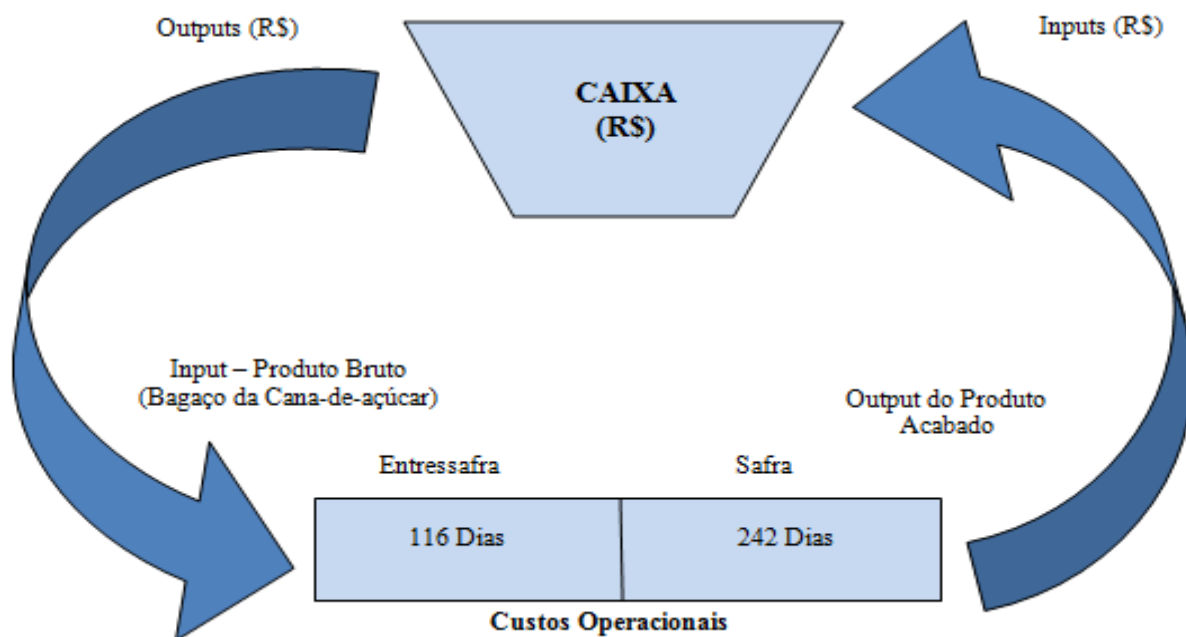
Figura 7 - Custo Total do Setor Sucroenergético (Planta I)



Fonte: Elaborada pelo autor, a partir de Ribaya Mallada (1999)

Na sequência, a Figura 8 exibe os períodos que formaram o ciclo operacional da planta I. Esse ciclo foi apurado a partir do período entressafra (produção desativada), o qual foi destinado à manutenção da planta para que no período safra fosse possível iniciar mais um ciclo produtivo (açúcar, álcool e energia elétrica).

Figura 8 - Ciclo Operacional do Setor Sucroenergético (Planta I)



Fonte: Elaborada pelo autor deste Estudo

A Figura 8 demonstrou o ciclo operacional da referida planta analisada, que se apresentou a partir do período entressafra (116 dias), acrescentado ao período safra (242 dias), totalizando 358 dias.

Na continuidade do desenvolvimento do projeto modelo-piloto-I, calcula-se a taxa do custo da capacidade referente ao período analisado (ciclo operacional) do processo de cogeração de energia elétrica da planta I, da seguinte forma:

$$TCC = \frac{R\$ 26.400.374,74}{7.166.965,92 \text{ min}} \Rightarrow R\$ 3,683619405/\text{minuto}$$

A partir dessa fórmula, determinou-se a taxa do custo de capacidade na ordem de R\$ 3,68/min. Esse valor é de grande relevância no processo de gestão de custos uma vez que quanto mais tempo consumido entre as atividades selecionadas, maior foi o custo identificado diante do método proposto, conforme exposto na Tabela 15.

A taxa de custo da capacidade foi um dos principais elementos apurados diante do método proposto. Para tanto, no numerador responsável pelo cálculo dessa taxa está incluído os custos de todos os recursos necessários ao ciclo operacional para executar as tarefas do processo produtivo, tais, como: custo de manutenção, custo de salários, custo de depreciação, custo de oportunidade e outros custos operacionais.

Já no caso do denominador de cálculo da taxa de custo da capacidade, isto é, a capacidade real dos recursos que executaram o trabalho (tarefas) na planta I, o qual foi encontrado por meio do total da capacidade teórica (quantidades de minutos que estão disponíveis durante o período analisado).

A Tabela 16 demonstra as atividades correlatas ao processo de cogeração de energia elétrica com aplicação da taxa do custo de capacidade (TCC) nos períodos entressafra e safra.

Tabela 16 - Relação das Atividades e Aplicação da Taxa do Custo de Capacidade

Descrição das Atividades	Minutos Cogeração	TCC	Custos da Atividade R\$	Tempo Consumido (%)
Montar e Calibrar Equipamentos Novos	785.934,65	3,683619405	2.895.084,13	10,9661
Passar Cabo	703.190,82	3,683619405	2.590.287,35	9,8116
Auxiliar Operador de Caldeira	366.005,06	3,683619405	1.348.223,34	5,1068
Operar Turbo Gerador	366.005,06	3,683619405	1.348.223,34	5,1068
Reparar Terno de Moenda	291.982,19	3,683619405	1.075.551,26	4,074
Faxinar Chão de Fábrica	265.137,52	3,683619405	976.665,71	3,6994
Operar de Hilo	230.554,37	3,683619405	849.274,55	3,2169
Operar Pá Carregadeira	219.026,65	3,683619405	806.810,82	3,0561
Operar Caldeira I	193.089,28	3,683619405	711.267,42	2,6942
Operar Painele Moenda	158.506,13	3,683619405	583.876,26	2,2116
Reparar Esteira	157.072,61	3,683619405	578.595,71	2,1916
Operar Caldeira II	144.096,48	3,683619405	530.796,59	2,0106
Operar de Mesa Alimentadora	138.332,62	3,683619405	509.564,72	1,9301
Reparar Picador de Cana	131.035,50	3,683619405	482.684,91	1,8283
Operar Painele de Caldeira	115.277,18	3,683619405	424.637,26	1,6085
Reparar Conjunto	95.769,08	3,683619405	352.776,84	1,3363
Liderar de Turno Moenda	95.103,68	3,683619405	350.325,76	1,327
Reparar Caldeira	89.989,10	3,683619405	331.485,59	1,2556
Operar Moenda II	86.457,89	3,683619405	318.477,96	1,2063
Liderar Turno Caldeira	86.457,89	3,683619405	318.477,96	1,2063
Reparar Equipamentos	84.306,86	3,683619405	310.554,39	1,1763
Reparar Prédio e Instalações em Geral	83.434,54	3,683619405	307.341,09	1,1642
Operar Moenda I	63.402,45	3,683619405	233.550,50	0,8846
Expecionar Moenda	57.638,59	3,683619405	212.318,63	0,8042
Reparar Mesa Alimentadora	57.550,27	3,683619405	211.993,29	0,803
Operar de Turbina	51.874,73	3,683619405	191.086,76	0,7238
Reparar Desfibrador	51.318,74	3,683619405	189.038,71	0,716
Reparar Sistema Adiabático	35.783,96	3,683619405	131.814,49	0,4993
Operar de Ponte Rolante	28.819,30	3,683619405	106.159,33	0,4021
Liderar Recepção de Cana	28.819,30	3,683619405	106.159,33	0,4021
Coordenar Indústria Geral	28.819,30	3,683619405	106.159,33	0,4021
Reparar Tanque	12.963,72	3,683619405	47.753,41	0,1809
Reparar Paineis Elétricos	12.866,96	3,683619405	47.396,98	0,1795
Reparar Tubulações	11.519,28	3,683619405	42.432,64	0,1607
Reparar Hidrolisador	11.252,33	3,683619405	41.449,30	0,157
Reparar Malha	10.306,82	3,683619405	37.966,40	0,1438

Reparar Exaustor	7.318,45	3,683619405	26.958,38	0,1021
Reparar Peneira Rotativa	6.626,50	3,683619405	24.409,50	0,0925
Reparar Válvula	5.033,70	3,683619405	18.542,23	0,0702
Reparar Ventilador	4.916,10	3,683619405	18.109,04	0,0686
Reparar Guincho	4.638,97	3,683619405	17.088,20	0,0647
Reparar Caixa	4.530,55	3,683619405	16.688,82	0,0632
Reparar Linha/Energia/Alta/Media/ Baixa Tensão	4.367,06	3,683619405	16.086,59	0,0609
Reparar Rosca Sem Fim	3.662,20	3,683619405	13.490,15	0,0511
Reparar Turbo Bomba	3.599,19	3,683619405	13.258,05	0,0502
Reparar <i>Cush-Cush</i> de Palha	2.979,43	3,683619405	10.975,09	0,0416
Reparar Dosador	2.730,34	3,683619405	10.057,53	0,0381
Ajustar Instrumentos de Automação e Controle	2.252,50	3,683619405	8.297,35	0,0314
Reparar Subestação de Media Tensão	1.414,17	3,683619405	5.209,26	0,0197
Reparar Abrandador	1.121,41	3,683619405	4.130,85	0,0156
Reparar Ponte Rolante	1.034,83	3,683619405	3.811,92	0,0144
Reparar Instrumentos	49,62	3,683619405	182,78	0,0007
Reparar Dosagem\Cloro\Água Poço da Moenda	27,04	3,683619405	99,61	0,0004
Reparar Maquina de Girar Rolos p/ Enchimento	10,67	3,683619405	39,3	0,0001
<i>Capacidade Não-Utilizada</i>	<i>1.760.952,27</i>	<i>3,683619405</i>	<i>6.486.677,95</i>	<i>24,5704</i>
Total da Capacidade Prática Fornecida	7.166.965,91	3,683619405	26.400.374,74	100,00

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Nessa etapa da aplicação do método proposto, a Tabela 16 exibiu várias informações relevantes que foram sintetizadas e demonstradas a partir da aplicação do projeto modelo-polito-I, tais como: as tarefas inerentes às funções contínuas foram às atividades que apresentaram maior consumo de tempo, justamente pelo fato dos funcionários realizarem a mesma tarefa o dia todo, como, por exemplo, passar cabo, auxiliar operador de caldeira etc.

Já diante das atividades (tarefas) em função não-contínua, estas se apresentaram menor consumo de tempo (minutos) em primeiro momento. Essa informação contribui tanto na visualização dos dados quantitativos como nos rastreamentos das atividades no sentido de identificar que essas mesmas atividades estavam contribuindo na formação da ociosidade da planta analisada, gerando a capacidade não-utilizada, na ordem de 1.874.984,99 minutos, que representaram um custo operacional de R\$ 6.577.272,38, equivalente a 24,57% do total do custo da capacidade fornecida pela planta I.

Cumpramos ressaltar que o método proposto identificou várias atividades que consumiram maior tempo com relação às demais tarefas, como, por exemplo, a atividade passar cabo consumiu 8,91% do total da capacidade prática dos recursos fornecidos.

Nesse sentido, o grande benefício do projeto modelo-piloto-I não seria reduzir imediatamente essa referida atividade (passar cabo), pois, esta foi necessária para o andamento do processo do produtivo, o qual necessitou de vários funcionários ao longo dos três turnos de trabalho, do período safra, mas visualizar todas as atividades pertinentes ao mesmo processo produtivo, a fim de gerar informações com finalidade de replanejá-las, redistribuí-las em longo prazo com vista à redução dos custos da capacidade fornecida.

Outro grande benefício desse método foi à visualização da capacidade utilizada e não- utilizada, pois, assim haveria a possibilidade dos gestores planejarem o nível de produção em quantidades produzidas, para mais ou para menos, sem necessidade de novos investimentos em ativos.

Embora, o setor sucroenergético tenha particularidades, como a dependência do rendimento da cana-de-açúcar com relação às condições climáticas. Assim, se o clima estiver favorável à cana-de-açúcar no campo, conseqüentemente, a indústria terá uma produção maior, isto é, uma oferta maior de cana-de-açúcar na indústria. Desse modo, a ociosidade poderia ser uma aliada aos gestores, uma vez que a indústria teria uma capacidade de trabalho ocioso em 24,57%, ou seja, a produção poderia aumentar até este percentual sem necessidade de contratar novos funcionários ou até mesmo de novos investimentos em ativos.

Vale ressaltar, que a literatura trata como normal, o uso de 80% da capacidade prática fornecida às empresas. Essa informação permite mencionar que a planta sucroenergética (planta I) teria 4,57% de ociosidade acima do normal, cabendo aos gestores medidas administrativas com vistas à redução dessa ociosidade em curto prazo, como, por exemplo, o aumento da cana-de-açúcar processada na indústria.

5.5. Demonstração das Análises

A demonstração das análises gerados a partir da aplicação do projeto modelo-piloto-I foi tratada com a terceira etapa do desenvolvimento e aplicação do método proposto, que se apresentou por meio de tabelas compostas por colunas, tendo como propósito a apresentação do custo unitário operacional do MWh cogerado por meio de duas bases de cálculos: com base em volume-equipamento (capacidade processada dos equipamentos, como, turbina, gerador etc) e com base no método proposto, aplicando-se ao período estudado (entressafra e safra).

A tecnologia utilizada na planta I dispõe de uma cogeração de 11 MWh para Auto-Consumo, de 12 MWh para exportação (venda) e 13 MWh, equivalente a 170 TVh consumido no processo produtivo. O preço de venda do MWh foi, definido neste estudo, em R\$ 150,00, dando possibilidade à referida planta de gerar uma receita total, na ordem de R\$ 5.400,00 por hora, oriunda da possibilidade de cogerar 36 MWh, dos quais de 12 MWh poderiam ser exportados e possivelmente gerar uma receita bruta de R\$ 1.800,00 por hora.

A Tabela 17 descreve uma possível receita de venda calculada em função dos MWh, que foi cogeração para exportação e a quantidade de energia térmica equivalente a energia elétrica.

Tabela 17 - Receita de Venda - Cogeração de Energia Elétrica

Descrição	Quantidade (MWh)	Quantidade (hora)	Valor - R\$150,00 (MWh)	Valor Total (receita)
Geração de Energ. Elétrica (Auto Consumo)	11	5.808	1.650,00	9.583.200,00
Geração de Energia Elétrica (Exportação)	12	5.808	1.800,00	10.454.400,00
Consumo de Energia Térmica no Processo Produtivo – equivalente a Cogeração em MWh	13	5.808	1.950,00	11.325.600,00

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Na Tabela 17, exibiu-se a receita gerada na exportação de 12 MWh de energia elétrica foi de R\$ 10.454.400,00, no período de 242 dias (safra). Além disso, o volume de 304,50 TVh, equivalente a 24 MWh, que foi consumido na planta. Esses MWh poderiam gerar uma receita de R\$ 20.908.800,00, caso fossem cogeração e exportados (vendidos).

Dando continuidade na aplicação do método proposto, a Tabela 18 apresenta o custo operacional por MWh, tendo como base o total de MWh cogeração na planta por meio de volume-equipamento (capacidade processada) e o projeto modelo-piloto-I proposto.

Tabela 18 - Custo de Manutenção - MWh

Descrição	Quantidade (MWh)	Quantidade (Minutos)	Total (MWh)	Custo Operacional Unitário - (MWh)	Total R\$
Cogeração de Energia Elétrica – Volume-Equipamento (1)	36	5.808 h (242 dias)	209.088	R\$126,2644	26.400.374,74
Projeto Modelo-Piloto-I (2)	36	7.166.965,92 min.	209.088	R\$126,2644	26.400.374,74

Fonte: Elaborado pelo autor deste estudo

Na Tabela 18, foi calculado o Custo Operacional por MWh, baseando-se no Volume-Equipamento (1), isto é, o total dos recursos financeiros consumidos na referida

Planta, de acordo com a Capacidade Processada (realizado) dos Equipamentos (Turbina, Gerador etc), que representa R\$ 26.400.374,74, dividido pela quantidade de MWh cogerado no período estudado (36 MWh, multiplicado por 5.808 h²², igual 209.088 MWh), apurando-se um Custo Operacional por MWh de R\$ 126,26 por cada MWh cogerado.

O custeio baseado em volume, por um lado, levou em consideração somente o período safra (242 dias, equivalente a 5.808 h), tendo em vista que a planta I cogerou energia elétrica somente nesse período. Por outro lado, os custos operacionais envolvidos no cálculo desse custeio foram considerados os períodos entressafra e safra, na ordem de R\$ 26.400.374,74.

Já com base no método proposto, observou-se um custo operacional de R\$ 126,26 por MWh cogerado, tendo como suporte a capacidade prática dos recursos fornecidos, isto é, a quantidade de minutos disponíveis à planta do período entressafra e safra. Assim, os funcionários dedicaram-se 34,27 minutos para cogerar um MWh, que multiplicado pela taxa do custo da capacidade R\$ 3,50, apurou-se um custo operacional de R\$ 126,26 por MWh cogerado.

Observou-se que, tanto o custeio baseado em volume como o projeto modelo-piloto-I apurou-se o mesmo custo unitário operacional. Essa informação permite ressaltar que quando se aplicam dois métodos de custeios distintos sobre os mesmos dados quantitativos, sobretudo, extraídos do mesmo sistema de informação (planejamento e controle da manutenção - PCM), os resultados de ambos podem ser idênticos, exceto quando os sistemas de informações forem distintos, como, por exemplo, um custeio com base no sistema oriundo da contabilidade e outro custeio com base em um sistema paralelo (*management*).

Em seguida, a Tabela 19 demonstra a relação receita-bruta/custo-operacional por MWh cogerado, baseando-se em volume-equipamento.

²² Equivalente ao período safra (242 dias multiplicado por 24 horas, totalizam-se 5.808 horas).

Tabela 19 - Relação Receita-Bruta\Custo-Operacional

Descrição	Quantidade (MWh)	Receita Valor - R\$	Custo Total (R\$)
Cogeração – Auto-Consumo	63.888	9.583.200,00	8.066.781,16
Cogeração – Exportação	69.696	10.454.400,00	8.800.124,91
Consumo de Energia Térmica no Processo Produtivo – Equivalente a Cogeração em MWh Bagaço ” <i>in natura</i> ” (37.500 t x R\$30,00)	75.504	11.325.600,00	9.533.468,65
		1.125.000,00	
Crédito de Carbono (20.908,80 toneladas) X R\$20,00 ²³		418.176,00	
Relação Receita-Bruta/Custo-Operacional	209.088	32.906.376,00	26.400.374,74
Lucro Operacional ou Resultado Operacional		6.506.001,26	

Fonte: Elaborada pelo autor deste Estudo

Os dados quantitativos oriundos da Tabela 19 exibiram cenários a partir de situações administrativas, que poderiam auxiliar os gestores em tomadas de decisões, subdivididas da seguinte forma: i) na questão da cogeração de energia elétrica para auto-consumo, parte do pressuposto, que se a planta I não tivesse investido em ativos para cogerar energia elétrica suficiente para o auto-consumo, assim, teria que comprá-la; ii) o consumo de energia térmica no processo de produção do açúcar e álcool (vapor) equivalente a cogeração de energia elétrica, também, poderia consumir recursos financeiros excedentes, caso não houvesse os ativos disponíveis à planta para produzir a energia térmica (vapor) necessária aos processos produtivos do açúcar e álcool.

Cumprе mencionar que somente as entradas oriundas de exportação (venda) de energia elétrica poderiam gerar receitas brutas à planta I. Este estudo tratou como lucro operacional de cogeração de energias térmica e elétrica, o resultado proveniente da capacidade de cogeração da planta, tanto para auto-consumo como para exportação na ordem de R\$ 6.506.001,26.

A Tabela 20 torna-se visível o resultado da aplicação do projeto modelo-piloto-I, apresentando o custo unitário operacional diante da aplicação desse método.

²³ O cálculo do Crédito de Carbono foi realizado diante da seguinte fórmula: 69.696 MWh gerado, multiplicado por 0,30, igual a 20.908,80 tonelada de Crédito de Carbono, com preço médio de venda na ordem de R\$ 20,00 no período analisado.

Tabela 20 - Relação Receita/Custo Operacional

Descrição	Quantidade (MWh)	Receita Valor - R\$	Custo Total (R\$)
Cogeração – Auto-Consumo	63.888	9.583.200,00	8.066.781,16
Cogeração – Exportação	69.696	10.454.400,00	8.800.124,91
Consumo de Energia Térmica no Processo Produtivo – Equivalente a Cogeração em MWh	75.504	11.325.600,00	9.533.468,65
Bagaço “ <i>in natura</i> ” (tonelada)	37.500	1.125.000,00	
Crédito de Carbono (20.908,80 toneladas) X R\$20,00		418.176,00	
Total Relação Receita\Custo Operacional	209.088	32.906.376,00	26.400.374,74
Lucro Operacional		6.506.001,26	

Fonte: Elaborada pelo Autor deste Estudo

Para cogerar 69.696 MWh destinado à exportação, foi consumido 712.500 toneladas de bagaço *in natura*, restando um estoque de segurança de 37.500 toneladas de bagaço *in natura*.

Diante das informações geradas pela Tabela 20, fica evidente que o custo unitário operacional de ambos os critérios são idênticos, em função do mesmo sistema de informação utilizado nos dois métodos.

Nesse sentido, essas informações foram demonstradas a partir da tecnologia disponível da planta nos referidos períodos analisados. Cumpre ressaltar que os cenários poderiam se alterar em função da inserção de novas tecnologias na unidade estudada.

O projeto modelo-piloto-I simulou os processos produtivos diários da planta analisada para executar o trabalho em toda a empresa. Portanto, esse método foi capaz de detalhar as informações de modo expressivo, com relação ao custeio baseado em volume. Além disso, foi possível abarcar a complexidade do processo produtivo de uma planta sucroenergética (planta I), analisando e demonstrando cada atividade e fracionando-a conforme o método proposto.

Após a identificação do lucro operacional, o projeto modelo-piloto-I busca a identificação do custo de capital do período analisado, assim, a Tabela 21 demonstra os indicadores econômico-financeiros.

Tabela 21 - Custo de Capital

Valor Contábil - Início do Período Analisado	(1) Custo de Depreciação (10%)	(2) Custo de Oportunidade, a 3,75%	(1+2) Custo de Capital do Período Analisado (13,75%)
R\$148.860.000,00	R\$14.886.000,00	R\$5.582.250,00	R\$20.468.250,00

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

A Tabela 21 apresentou o custo de capital, demonstrando como os cálculos foram desenvolvidos com base em Kaplan e Anderson, (2008, p. 71), levando em consideração o projeto modelo-piloto-I, o qual permitiu apurar-se um valor contábil no início do período analisado (investimento inicial) de R\$ 148.860.000,00, sendo depreciado em 10% ao período e com custo de oportunidade de 3,75% ao período, totalizando o custo de capital de 13,75% ao período analisado (4,312%)²⁴.

Salienta-se que o custo de oportunidade na ordem de 3,75% nesse período, não seria muito atrativo do ponto de vista dos investidos do setor de energias renováveis a partir da Biomassa, tendo em vista que esse percentual não seria suficiente para corrigir a inflação do período analisado (.

Do ponto de vista Econômico-Financeiro, o projeto modelo-piloto-I apresentou-se da seguinte forma: i) investimento inicial = R\$ 148.860.000,00; ii) entradas operacionais = R\$ 6.506.001,26; iii) período = 10 Anos; iv) custo de capital = 13,75% ao ano.

Diante desses dados quantitativos, a análise econômico-financeira desse projeto seria, em primeiro momento, rejeitada, pois, o *payback* do projeto foi de 22,0804 anos; o vapor presente líquido (VPL) foi de (R\$ 114.590.228,50); a taxa interna de retorno (TIR) foi nula ou negativa, de (12,77%). Cumpre esclarecer que tanto o VPL como a TIR apresentaram-se negativas.

Baseando-se em Gitman (2004) e Van Horne (1993), segundo as técnicas de orçamentos de capitais, em linhas gerais, o projeto modelo-piloto-I demonstrou-se inviável do ponto de vista econômico-financeiro, onde as entradas operacionais seriam suficientes para pagar 43,70% do investimento inicial isento de custo de capital (zero).

Em suma, o projeto modelo-piloto-I aplicado no setor de energias renováveis a partir da biomassa em uma planta sucroenergética do Estado de São Paulo,

²⁴ <http://es.global-rates.com/estadisticas-economicas/inflacion/2009.aspx>

Brasil, no período entressafra e safra demonstrou que os investimentos seriam, em primeiro momento, inviáveis diante das condições analisadas, como, preço de venda do MWh, tecnologia disponível na planta, quantidade de cana-de-açúcar processada, quadro de funcionários e entre outros.

Vale ressaltar que, o resultado operacional exibido neste estudo, após a aplicação do referido projeto modelo-piloto-I, poderia apresentar-se viável ao cenário econômico-financeiro, a partir de um preço de venda disponível no mercado na ordem de R\$ 254,0450 por MWh cogeração.

Essas informações poderiam produzir indicadores econômico-financeiros positivos, tais como: *payback* na ordem de 5,26 anos, levando em consideração que a gerência fixou um período máximo de recuperação do projeto em até 6 anos. O valor presente líquido seria apurado próximo de zero, dando possibilidade a gerência de tomar a decisão com relação ao aceite ou rejeição do projeto. Além do mais, essas condições do referido projeto poderia gerar a taxa interna de retorno próxima ao custo de capital. Portanto, as condições de mercado poderiam contribuir para uma possível viabilidade econômico-financeira ao setor de energias renováveis a partir da biomassa.

Cumprido ressaltar, também, que existem outras possibilidades de produção de energia elétrica limpa, como, por exemplo, a energia elétrica proveniente do processo eólico. Desse modo, os preços de venda podem comportar-se em função da oferta e procura das energias renováveis disponíveis no mercado.

5.6. Atualização do Projeto Modelo-Piloto-I

O projeto modelo-piloto-I permite, também, a aplicação em outras plantas industriais ou outras situação na mesma planta industrial, como, projeto *retrofits*, com distintas tecnologias, configurações de equipamentos (KAPLAN e ANDERSON, 2008, p. 35-37).

Para tanto, pretendeu-se propor a “atualização do projeto-modelo piloto-I” por meio de base de cálculo, que pode ser definido como uma medida de grandeza que dimensiona a materialidade da hipótese de incidência, que pode medir as proporções reais do fato por meio de função comparativa. Em um plano normativo, a base de cálculo pode ser

uma referência estimada e aplicada em caso concreto, tendo em vista a economia de esforço de trabalho (Allora et al, 1995).

Essa base de cálculo foi estabelecida a partir de uma tecnologia mínima, que deste estudo, tem-se como ponto de partida à tecnologia da planta I referente ao projeto modelo-piloto-I.

Nesse sentido, essa referida planta, naquele período, possuía 03 caldeiras de 21 kgf/cm² e uma de 67 kgf/cm², que funcionou com 42 kgf/cm², por conta da ineficiência da turbina (turbina de 42 kgf/cm²). A eficiência teórica do processo de cogeração foi descrito da seguinte forma: as caldeiras de 21 kgf/cm² queimam 1 TBh para produzir 2,4 TVh. Já a caldeira de 67 kgf/cm², que trabalhou com apenas 42 kgf/cm², consome 1 TBh para produzir 2,2 TVh. Com isso, as turbinas de 21 kgf/cm² consome 13 TVh para produzir 1 MWh. Já para a turbina de 67 kgf/cm², que funcionou somente com 42 kgf/cm² consumiu 9 TVh para cogerar 1 MWh.

Assim, a Caldeira de 67 kgf/cm², que funcionou somente com 42 kgf/cm², ficou delimitada, deste estudo, a fim de mensurar a eficiência de cogeração de energia térmico-elétrica, onde 100,50 TVh cogerou 12 MWh, apresentando uma eficiência de processo de 8,37 TVh para cogerar 1 MWh. Esse dado quantitativo permitiu calcular a variação de otimização de processo de cogeração, uma vez que, qualquer planta industrial desse setor, em outras condições de distintas tecnologias, como, o funcionamento na capacidade normal da caldeira de 67 kgf/cm², poderia elevar a eficiência de processo em 6 TVh para cogerar 1 MWh.

Diante dessa elevação de eficiência de processo produtivo, apurou-se uma variação de eficiência de processo de cogeração na ordem de 28,31%, que foi tratado, neste estudo, como economia de esforço de trabalho referente ao processo produtivo. Desse modo, o projeto modelo-piloto identificou um percentual de fracionamento de 24,81% anteriormente, que aplicado à economia de esforço de 28,31%, em virtude da otimização do processo de cogeração, apurou-se um novo percentual de fracionamento do custo da capacidade fornecida (R\$ 26.400.374,74) na ordem de 17,78% (8,37 TVh para 6 TVh $\Delta\%$).

Cumprе ressaltar que o método proposto sugeriu-se que se encontrasse a variação de otimização de processo produtivo somente no processo de cogeração de energia térmico-elétrica, levando em consideração que este é o responsável pela cogeração de energia

elétrica para exportação, fato de extrema relevância, pois, somente a exportação de energia poderia gerar receitas brutas à empresa. Além do mais, os dados quantitativos inerentes às energias térmica e elétrica cogeraadas e consumidas (auto-consumo) da planta I permaneçam inalterados, servindo apenas para projetar a otimização de eficiência de processo de cogeração.

Essas informações também poderiam ser utilizadas para a elaboração de orçamentos empresariais destinados à gestão de custos, sobretudo, em busca de viabilidade econômico-financeira do setor de energias renováveis a partir da biomassa.

A Tabela 22 estabelece como base de cálculo, os dados quantitativos proveniente do processo de cogeração de energia elétrica identificado na planta analisada anteriormente.

Tabela 22 – Fracionamento do Custo da Capacidade Fornecida

Descrição	Energia exportada (vendida)	Total
Quantidade de Vapor Consumido na Planta referente à Cogeração de Energia Elétrica (Exportação)	100,50 TVh	100,50 TVh
Cogeração de Energia Elétrica	12 MWh	12 MWh

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

A partir da Tabela 22, calculou-se o ganho de processo em função do avanço da tecnologia, isto é, houve uma economia de esforço de produção (trabalho) referente aos equipamentos de processo de cogeração. Isso permitiu, por analogia, uma redução no custo da capacidade fornecida de mesma proporção (28,31%), isto é, o percentual de fracionamento reduziu de 24,81% para 17,78% em função da economia de esforço de produção.

A Tabela 23 demonstra a aplicação do novo percentual de fracionamento (17,78%) referente à “atualização do projeto modelo-piloto-I”, que foi utilizado para alocar todos os dados quantitativos da planta analisada ao processo de cogeração de energia térmica e elétrica:

Tabela 23 – Custos Operacionais, Investimentos e Melhorias

Descrição:	Produção Total R\$	Cogeração R\$
Custos de Manutenção do Processo Produtivo	6.031.645,13	1.072.426,50
Custos de Mão-de-Obra da Produção	2.429.973,72	432.049,33
Outros Custos Operacionais	16.781.931,00	2.983.827,33
Custo de Depreciação Acumulada do Período (estimado)	58.666.666,74	10.430.933,35
Custo de Oportunidade (Estimado)	22.500.000,00	4.000.500,00
Total do Custo da Capacidade Fornecida	106.410.216,59	18.919.736,51
Investimentos e Melhorias	16.095.779,32	2.861.829,56
Subtotal Geral	228.916.212,50	40.701.302,58
Valor Total da Planta (Estimado)	600.000.000,00	106.680.000,00
Valor Total dos Recursos Financeiros do Período	828.916.212,50	147.381.302,58

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Em síntese, a Tabela 23 exibiu o custo da capacidade fornecida (primeira hipótese) inerente ao processo de cogeração após a “atualização do projeto modelo-piloto-I” por meio de base de cálculo (economia de esforço da produção).

O referido custo da capacidade fornecida foi estimado na ordem de R\$ 18.919.736,51, sendo utilizado como numerador na fração, que resulta na taxa do custo de capacidade, conforme abaixo:

$$\text{Taxa do Custo da Capacidade} = \frac{\text{R\$ } 18.919.736,51}{7.166.965,92 \text{ min}} \Rightarrow \text{R\$ } 2,6398530 \text{ (por minuto)}$$

Após a apuração da taxa do custo da capacidade, a Tabela 24 exhibe a aplicação desses dados quantitativos de modo hipotético:

Tabela 24 - Relação Receita/Custo Operacional

Descrição	Quantidade (MWh)	Receita Valor - R\$	Custo Total (R\$)
Cogeração – Auto-Consumo	63.888	9.583.200,00	5.107.168,13
Cogeração – Exportação	97.284	14.592.600,00	7.776.824,20
Consumo de Energia Térmica no Processo Produtivo – Equivalente a Cogeração em MWh	75.504	11.325.600,00	6.035.744,15
Bagaço “in natura” (37.500 ton. x R\$ 30,00)		1.125.000,00	
Crédito de Carbono (29.185,20 X R\$ 20,00)		583.704,00	
Total Relação Receita/Custo Operacional	236.676	37.210.104,00	18.919.736,51
Lucro Operacional		18.290.367,49	

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Diante da “atualização do projeto modelo-piloto-I” por meio de base de cálculos, identificou-se um custo unitário operacional na ordem de R\$ 79,93 por MWh cogorado.

Salienta-se que, nessa etapa do estudo, os cálculos foram desenvolvidos utilizando somente os dados quantitativos referentes à cogeração de energia elétrica destinada à exportação com vista à atualização do projeto modelo-piloto-I proposto. Embora tenha descrito anteriormente, para reforçar o entendimento desse método proposto, vale esclarecer que os demais dados quantitativos provenientes do processo de cogeração de energia térmica e elétrica (auto-consumo) não foram alterados, tendo em vista que essas informações foram relevantes, somente do ponto de vista gerencial, pois, a cogeração de energia térmica e elétrica consumida na planta (auto-consumo) não poderia gerar receitas brutas à empresa. Ressalta-se, também, que essas informações gerenciais poderiam ser utilizadas para fins orçamentários, projetando ações futuras que poderiam refletir em tomadas de decisões em longo prazo no setor de energias renováveis a partir da biomassa.

A análise do ponto de vista econômico-financeiro diante da “atualização do projeto modelo-piloto-I” aplicado por meio de base de cálculo apresentou-se da seguinte forma: i) investimento inicial = R\$ 106.680.000,00; ii) entradas operacionais = R\$ 18.290.367,49; iii) período = 10 anos; iv) custo de capital = 13,75% ao ano.

Diante das técnicas de orçamentos de capitais, esse projeto poderia ser aceito com base no resultado do *payback* na ordem de 6 anos aproximadamente, desde o período máximo de recuperação fixado pela gerência estivesse sido estabelecido até o sexto ano. Na continuidade das análises desse projeto, o valor presente líquido foi apurado na ordem de (R\$ 10.337.148,38), sinalizando que o projeto poderia ser ainda rejeitado. Ademais, a taxa interna de retorno foi gerada na ordem de 11,23%, sendo menor que o custo de capital, a qual também poderia rejeitar o referido projeto proposto (atualização do projeto modelo-piloto-I).

Em síntese, as análises da primeira hipótese foram mais otimistas do que as análises da planta I, necessitando ainda de uma segunda hipótese em busca de viabilidade econômico-financeira de uma suposta planta sucroenergética.

A Tabela 25 demonstra outro exemplo (segunda hipótese) de “atualização do projeto modelo-piloto-I” por meio de base de cálculos, rastreando a viabilidade econômico-financeira do setor de energias renováveis a partir da biomassa. Nesse caso, considera-se equipamentos (caldeira e turbina) de pressão 100 kgf/cm² em condições normais de funcionamento, com eficiência estimada de 5 TVh para cogerar 1 MWh. Essa eficiência poderia refletir uma economia de esforço de trabalho na ordem de 40,26% no

processo de cogeração de energia elétrica, apurando um percentual de fracionamento de 14,82% do total dos custos operacionais, em segunda hipótese, com relação ao processo de cogeração de energia térmica e elétrica.

Tabela 25 – Custos Operacionais, Investimentos e Melhorias

Descrição	Produção Total R\$	Cogeração R\$
Custos de Manutenção do Processo Produtivo	6.031.645,13	893.979,92
Custos de Mão-de-obra da Produção	2.429.973,72	360.158,41
Outros Custos Operacionais	16.781.931,00	2.487.332,90
Custo de Depreciação Acumulada do Período (Estimado)	58.666.666,74	8.695.276,49
Custo de Oportunidade (Estimado)	22.500.000,00	3.334.836,15
Total dos Custos Operacionais	106.410.216,59	15.771.583,87
Investimentos e Melhorias	16.095.779,32	2.385.634,97
Subtotal Geral	228.916.212,50	33.928.802,70
Valor Total da Planta (Estimado)	600.000.000,00	88.928.964,00
Valor Total dos Recursos Financeiros do Período	828.916.212,50	122.857.766,70

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Na Tabela 25, foi exposta a segunda hipótese, onde o custo da capacidade fornecida inerente ao processo de cogeração após a “atualização do projeto modelo-piloto-I” por meio de base de cálculo foi identificado na ordem de R\$ 15.771.583,87, a fim de compor a fração da taxa do custo da capacidade como numerador, conforme segue:

$$\text{Taxa do Custo da Capacidade} = \frac{\text{R\$ } 15.771.583,87}{7.166.965,92 \text{ min}} \Rightarrow \text{R\$ } 2,200594233 \text{ (por minuto)}$$

Após a apuração da taxa do custo da capacidade na ordem de R\$ 2,20, a Tabela 26 exhibe a relação receita/custos dessa segunda hipótese, que busca a viabilidade econômico-financeira do setor de energias renováveis a partir da biomassa:

Tabela 26 - Relação Receita/Custo Operacional

Descrição	Quantidade (MWh)	Receita Valor - R\$	Custo Total (R\$)
Cogeração – Auto-Consumo	63.888	9.583.200,00	3.933.952,09
Cogeração – Exportação	116.741	17.511.150,00	7.188.415,68
Consumo de Energia Térmica no Processo Produtivo – Equivalente a Cogeração em MWh	75.504	11.325.600,00	4.649.216,11
Bagaço “in natura” (37.500 ton. x R\$30,00)		1.125.000,00	
Crédito de Carbono (35.022,30 X R\$20,00)		700.446,00	
Total Relação Receita\Custo Operacional		40.245.396,00	15.771.583,87
Lucro Operacional		24.473.812,13	

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

A Tabela 26 demonstrou que houve 40,26% de economia de esforço de produção (8,37 TVh para 5 TVh Δ %), gerando um percentual de fracionamento do total dos custos operacionais na ordem de 14,821494% da suposta planta.

Essas informações permitiram que, a “atualização projeto modelo-piloto-I” por meio de base de cálculo, rastreasse suposta viabilidade econômico-financeira do setor de energias renováveis a partir da biomassa, da seguinte forma:

As análises produzidas, nesse exemplo, foram da seguinte forma: i) investimento inicial = R\$ 88.928.964,00; ii) entradas operacionais = R\$ 24.473.812,13; iii) período = 10 anos; iv) custo de capital = 13,75% ao ano. Para tanto, segundo as técnicas de orçamentos de capitais, esse projeto poderia ser aceito com base no resultado do *payback* na ordem de 3,63 anos aproximadamente, desde que o período máximo de recuperação fixado pela gerência estivesse sido estabelecido até o sexto ano. Na continuidade das análises desse projeto, o valor presente líquido foi apurado na ordem de R\$ 39.984.621,36, indicando que o projeto seria aceito. Além disso, a taxa interna de retorno foi gerada na ordem de 24,42%, sobre o custo de capital de 13,75%. Desse modo, o projeto seria aceito, pois a taxa interna de retorno foi maior com relação ao custo de capital, apurando um percentual de ganho na referida hipótese na ordem de 10,67% (23,49 menos 13,75%).

Em suma, a atualização do projeto modelo-piloto-I por meio de base de cálculo rastreou a viabilidade econômico-financeira no setor de energias renováveis a partir da biomassa, diante das informações analisadas neste estudo, a partir de caldeiras e turbinas de 100 kgf/cm² pertinentes ao processo de cogeração de energia térmica e elétrica, funcionando em condições normais e mantendo as demais variáveis inalteradas, em uma suposta planta industrial do segmento de energias renováveis.

5.7. Central Térmica a Partir da Biomassa Florestal na Espanha

A planta industrial analisada neste estudo está situada na Comunidade Autônoma de *Castilla y León*, uma das Comunidades que pertence à na região norte da Espanha, mais precisamente na *Villa de Cuellar* que faz parte da micro-região de *Segovia*. Essa região possui um clima Oceânico Continental com inverno muito rigoroso (até 16° C negativos) e verão muito quente (até 40° C positivos), com temperatura média anual de 13° C.

Essa Planta é composta por duas caldeiras de grelhas móveis, que geralmente são utilizadas separadamente, uma no inverno e outra no verão. A maior possui potência de 4.500.000 kcal/h, sendo utilizada unicamente no inverno para fornecer calefação aos usuários: condomínios (apartamentos), colégio e algumas dependências municipais da cidade de Cuellar. O processo no inverno é realizado por meio de aquecimento em uma piscina que é feito à noite por conta da Inércia Térmica da água utilizada na entrada de energia térmica solar para manter a piscina aquecida durante o dia (sistema hídrico de energias renováveis).

Já a menor possui 600.000 kcal/h, que fornece serviços de ACS (água quente) durante o verão às mesmas dependências e condições citadas anteriormente, funcionando como auxiliar da primeira. O rendimento das duas caldeiras é de aproximadamente 60% do potencial instalado. A eficiência do sistema é realizada por meio da utilização do ar de combustão secundário (caldeira grande e pequena) e terciário (caldeira grande), ambos pré-aquecidos na saída de fumaça (respiro).

As caldeiras são alimentadas por biomassa florestal proveniente da limpeza dos pinheiros, que são queimados em formato de briquetes de $\Phi = 3$ ou 4 cm de comprimento. A biomassa é transportada por uma esteira inclinada, na parte da frente da planta, por conta da gravidade e a descarga da cinza é feita na retaguarda da central térmica.

O sistema de água quente da planta é fechado, pois, a água é enviada às residências ou prédios a 90° C. Assim, a rede de distribuição é composta por um tubo duplo, que leva a água quente aos usuários e após o uso, retorna a água praticamente a uma temperatura entre 85 e 65° C (dependendo do momento do consumo energético do dia) natural à central de distribuição. Este circuito primário de distribuição de água quente está composto por um tubo pré-isolado, que está a um metro de profundidade ao longo das ruas da cidade. Assim, quando não há consumo de energia térmica ocorre uma perda máxima de 0,5° C ao longo do total da rede, que tem cerca de 3 km de dimensão.

5.7.1. Projeto Modelo-Piloto-II

A aplicação do projeto modelo-piloto-II foi conduzida como a quinta fase e uma das principais etapas da implantação do método proposto. Nessa fase, foram elaboradas as atividades e os respectivos tempos de execução de cada atividade.

A planta analisada é composta por 02 funcionários que trabalharam 08 horas diárias, de acordo com legislação do País em 2009 (DIEESE, 2010). Vale mencionar que o período de análise foi de 358 dias, de 21-11-2008 a 14-12-2009.

Em seguida, foi definido o custo da capacidade fornecida ou o total dos custos operacionais do período. Definiu-se, também, a capacidade prática dos recursos fornecidos (tempo das tarefas), em minutos. Finalmente, apurou-se a taxa do custo de capacidade, que foi utilizada para atribuir todos os custos operacionais ao objeto de custo (MWh).

O raciocínio dos cálculos foi desenvolvido tendo em vista que a planta está substituindo um suposto combustível fóssil por um combustível limpo (biomassa). O MWh foi mensurado na mesma medida que foi consumido no período analisado. Ademais, foi feita uma equivalência entre MWh e o diesel, a fim de visualizar o CO₂ não lançado no meio ambiente.

A planta estudada foi constituída por meio de um projeto com investimento inicial de R\$ 3.654.731,86, equivalente a 1.465.116 € (euros), com período de recuperação do investimento inicial máximo de 20 anos. Os custos operacionais foram mensurados somente dentro da central térmica, isto é, todo o recurso financeiro consumido no processo produtivo da energia térmica (água quente). Vale ressaltar que os custos inerentes ao processo de campo (moagem da biomassa, frete, combustível e lubrificante) não foram incluídos nos cálculos da apuração dos custos operacionais. Assim, neste estudo foram tratados como custos operacionais somente os custos de produção incorridos dentro da planta central térmica de biomassa.

A Tabela 27 demonstra os custos operacionais da central térmica estudada (planta II) referente ao período de 21-11-2008 a 14-12-2009, equivalente a 358 dias.

Tabela 27 – Relação dos Custos Operacionais

Descrição	€/ano (2009)	R\$/ano (2009) ²⁵
Energia Elétrica Consumida na Planta	75.382,96	188.042,80
Salários e Vencimentos (Produção)	48.947,07	122.098,47
Empresa de Segurança Social (Produção)	16.201,48	40.414,60
Roupas Específicas (Funcionários)	118,75	296,21
Materiais Diversos (Produção)	614,99	1.534,09
Telefônica (Planta)	257,91	643,35
Seguro da Planta	1.563,61	3.900,41
Despesas Diversas (Produção)	374,33	933,77
Subtotal dos Custos Operacionais	143.461,10	357.863,70
Instituto Diversificação e Economia de Energia (IDAE) ²⁶	111.418,16	277.932,59
Valor da Central Térmica (Estimado)	1.465.116,00	3.654.731,86
Total Geral de Recurso Financeiro no Período Analisado	1.719.995,26	4.290.528,15

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Cumpre mencionar que a conta analítica denominada “energia elétrica consumida na planta, refere-se aos custos inerentes ao consumo de energia elétrica da planta II, que nesta estudo foi tratado como uma equivalência entre a energia elétrica consumida nessa planta e a energia produzida na mesma planta. Essa equivalência justifica-se pelo fator de estar produzindo energias sem o uso de combustível fóssil, isto é, por meio do uso da biomassa florestal, que foi tratada deste estudo como uma energia renovável e limpa.

Ainda na Tabela 27, tornaram-se visíveis todos os custos operacionais, sobretudo, os custos referentes à energia elétrica e salários, que foram os mais expressivos no período analisado, os quais representaram 86,66% do total dos custos operacionais apresentados.

Na Tabela 28, relacionam-se as receitas e demonstra sua origem dentro unidade de negócio no período analisado.

Tabela 28 – Relação das Receitas

Receitas	€/ano (2009)	R\$/ano (2009)
Cooperativas (Pessoas Jurídicas)	311.556,36	777.177,35
Pessoas Físicas (Consumidor)	40.405,19	100.790,74
Subvenções Públicas	39.106,84	97.552,01
Total	391.068,39	975.520,10

Fonte: Elaborada pelo Autor deste Estudo

²⁵ <http://pt.exchange-rates.org/Rate/EUR/BRL/31-12-2009> (1 EUR = 2,4945 BRL em 31/12/2009)

²⁶ Amortização de financiamento realizado pelo IDAE (Investimento)

A maior parte da receita foi de origem de cooperativas de prédios privados na ordem de R\$ 777.177,35, que representou 79,66% do total das receitas do período analisado.

A Tabela 29 torna-se visível o resultado operacional referente ao período analisado, confrontando as receitas operacionais com os custos operacionais.

Tabela 29 – Lucro Operacional

Descrição	€/ano (2009)	R\$/ano (2009)
Total das Receitas Operacionais do Período	391.068,39	975.520,10
Subtotal dos Custos Operacionais do Período	143.461,10	357.863,70
Lucro Bruto	247.607,29	617.656,40

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

O lucro operacional foi identificado, na Tabela 29, na ordem de R\$ 617.656,40, confrontando as receitas operacionais com os custos operacionais no período de 21-11-2008 a 14-12-2009.

A Tabela 30 exibe a quantidade de energia térmica equivalente ao consumo de energia elétrica e também a quantidade de litros de óleo diesel, caso a planta tivesse utilizado o diesel como combustível.

Tabela 30 – Produção de Energia Térmica Equivalente ao Diesel

Descrição	Quantidade
Produção (equivalente ao consumo) de Energia na Central (2009)	5.205,34 MWh
Litros de Diesel Equivalente (2009)	506.355,88 l

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

A Tabela 30 apresentou a produção de energia térmica durante o período estudado na ordem de 5.205,34 MWh, que equivale a 506.355,88 l de diesel. Vale ressaltar que foram evitadas 1.499,99 toneladas de CO² em função da utilização do combustível renovável (biomassa florestal) em substituição ao combustível fóssil, como, por exemplo, o óleo diesel.

A produção de energia, que foi mensurada nos meses de novembro e dezembro de 2008 totalizou 1.149,10 MWh, sendo 275,20 MWh no mês de novembro de 2008 e 873,90 MWh no mês de dezembro 2008.

Em seguida, a Tabela 31, relaciona a produção de energia térmica ao longo do ano de 2009, detalhando-se mês a mês.

Tabela 31 – Produção de Energia Térmica em 2008 e 2009

Ano de 2009	
Mês	Produção MWh
Janeiro	903,30
Fevereiro	751,10
Março	627,40
Abril	585,60
Maio	278,80
Junho	161,90
Julho	121,20
Agosto	118,30
Setembro	134,20
Outubro	363,40
Novembro	627,50
Dezembro	354,10
Total	5.026,80

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

A Tabela 31 demonstrou a produção de energia térmica equivalente ao diesel na central térmica analisada, identificando os meses de maior consumo, como, por exemplo, os meses de janeiro a abril de 2009, que representaram 57,04% do total do período estudado, justificando-se em função do período de inverno.

Em suma a Tabela 32 apresenta o somatório da produção de energia térmica referente ao período estudado (2008/2009).

Tabela 32 – Produção de Energia Térmica do Período Analisado (2008/2009)

Ano de 2008/2009	
Descrição	Produção MWh
Total Geral	6.175,90

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

A produção de energia térmica foi analisada a partir de 21-11-2008 até 14-12-2009, totalizando 358 dias, representando 6.175,90 MWh de energia.

A potência da central térmica analisada é demonstrada no Quadro 4, discriminando as caldeiras e suas respectivas potências.

Quadro 4 – Potência e Energia Fornecida - Central Térmica

Potência da caldeira grande: $P = 4,5 \text{ milhões kcal/h} = 4,5 \text{ Gcal/h} = (4.500.000 \text{ kcal/h}) \times 0,001163 \text{ kW/kcal/h} = 5.233,50 \text{ kW} = 5.233,50 \text{ kJ/s}$	Energia fornecida - caldeira grande: 11 outubro a 14 de maio → 6 meses e 35 dias ❖ $214 \text{ dias} \times 24 \text{ h/dia} = 5.160 \text{ h}$ ❖ $5.160 \text{ h} \times 5.233,50 \text{ kW} = 27.004.860 \text{ kWh}$
Potência da caldeira pequena: $P = 600.000 \text{ kcal/h} = 0,6 \text{ Gcal/h} = (600.000 \text{ kcal/h}) \times 0,001163 \text{ kW/kcal/h} = 697,80 \text{ kW} = 697,80 \text{ kJ/s}$	Energia fornecida - caldeira pequena: 15 de maio a 10 outubro → 4 meses e 25 dias ❖ $144 \text{ dias} \times 24 \text{ h/dia} = 3.480 \text{ h}$ ❖ $3.480 \text{ h} \times 697,80 \text{ kW} = 2.428.344 \text{ kWh}$
Potência grande: $P = 5.233,50 \text{ kW}$ Potência pequena: $P = 697,80 \text{ kW}$	Energia grande: $E = 27.004.860 \text{ kW h}$ Energia pequena: $E = 2.428.344 \text{ kW h}$ ❖ Energia → $29.433.204 \text{ kW h}$ ❖ Energia → $29.433,204 \text{ MW h} = 29,43 \text{ GW h}$
Potência: → Potência: →	5.931,30 kW 5,9313 MW

Fonte: Elabora pelo autor deste estudo

No Quadro 4 foram identificadas e demonstradas as potências das duas caldeiras existências na central térmica analisada. Uma caldeira foi denominada caldeira grande e outra caldeira pequena, contendo, respectivamente, a potencia de 5.233,50 kW e 697,80 kW, que totalizam 5,9313 MW de potencia total dessa planta.

Na sequência das análises, apresenta-se a Tabela 33, que se encarrega de expor o total dos custos operacionais e também o valor total dos recursos financeiros consumidos ao longo do período analisado.

Tabela 33 – Custos Operacionais, Investimentos e Melhorias.

Descrição	Custos (€)	Custos (R\$)
Custos de Produção	143.461,10	357.863,70
Custo de Depreciação Acumulada do Período (estimado)	73.255,80	182.736,59
Custo de Oportunidade (estimado)	87.402,00	218.024,28
Total dos Custos Operacionais	304.118,90	758.624,57
Investimentos e Melhorias	32.456,37	80.962,41
Valor Total da Planta (estimado)	1.465.116,00	3.654.731,86
Valor Total dos Recursos Financeiros do Período	1.801.691,27	4.494.318,84

Fonte: Elabora pelo autor deste estudo

O total dos custos operacionais foi exposto, na Tabela 33, na ordem de R\$ 758.624,57. Esse valor será denominado neste estudo como custo da capacidade fornecida, que foi utilizado para calcular a taxa de custo da capacidade, a qual custeou as atividades desenvolvidas ao longo do processo produtivo.

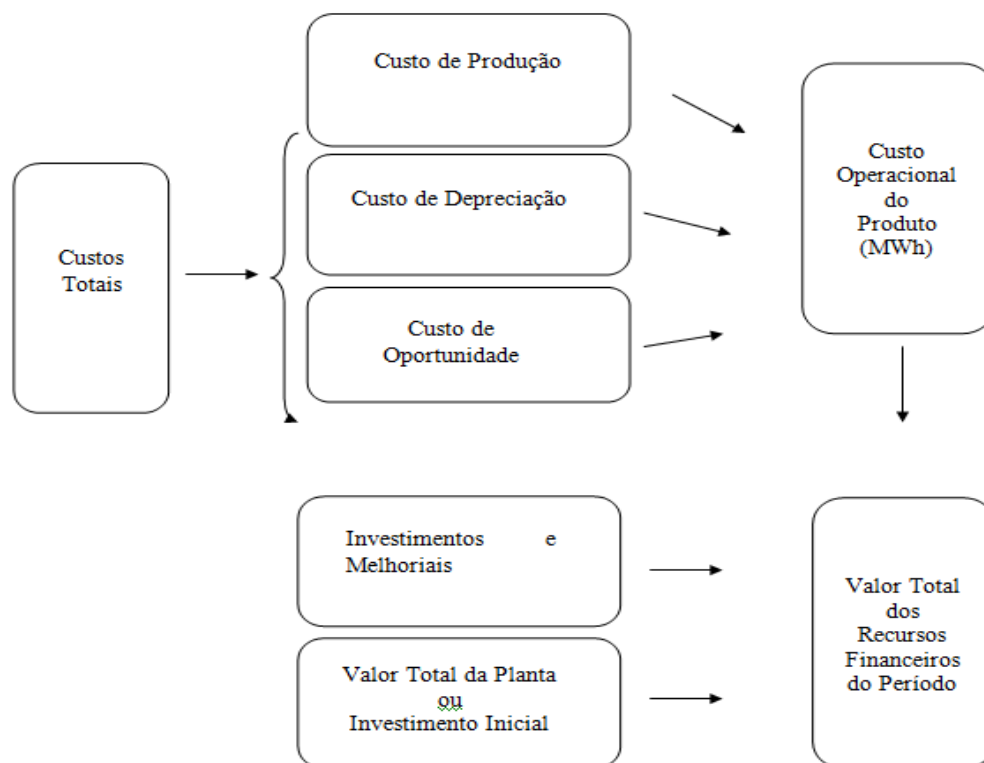
Cumprе ressaltar que neste estudo foram utilizados somente os custos operacionais absorvidos no processo produtivo, isto é, o recurso financeiro necessário para produzir a energia térmica (calefação e água quente).

Os investimentos e as melhorias não fazem parte do contexto dos custos operacionais, pois, estes fazem parte de outro grupo temático tratado pela contabilidade, que são denominados de investimentos, os quais consomem recursos financeiros com intuito de atribuir melhorias em longo prazo, isto é, nos anos seguintes.

O cálculo de crédito de carbono foi realizado em função da produção de energia térmica de 6.175,90 MWh no período analisado, multiplicado por 0,3, totalizando-se em 1.852,77 tonelada de crédito de carbono, que foi comercializado, na época, pelo preço médio de R\$ 20,00 por tonelada, gerando uma receita bruta de R\$ 37.055,40.

A Figura 9 exibe o percurso do total dos custos operacionais, detalhando os gastos da seguinte forma: custo de produção, custo de depreciação e custo de oportunidade.

Figura 9 - Custo Total do Setor Sucroenergético (Planta II)

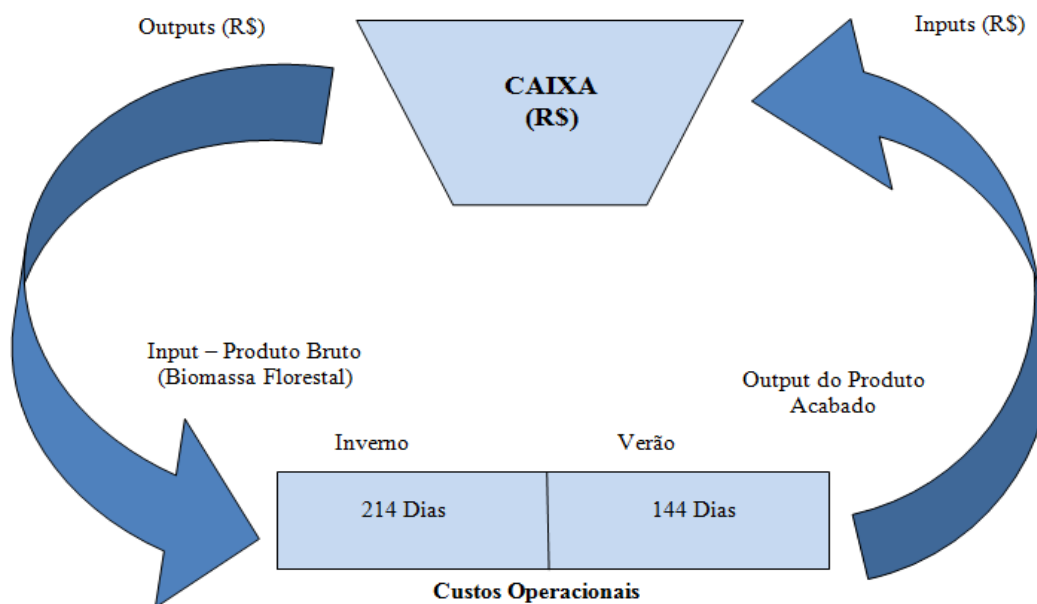


Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo a partir de Ribaya Mallada (1999)

A Figura 9 tornou visível o trajeto dos recursos financeiros até o objeto de custos (MWh), acrescentando-se os recursos consumidos no ativo permanente (ativo não-circulante), que foram tratados como investimentos e melhorias e valor total da planta ou investimento inicial do projeto em análise (planta II).

Na sequência, a Figura 10 mostra os períodos que formaram o ciclo operacional da planta “II”.

Figura 10 - Ciclo Operacional da Planta II



Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

A Figura 10 demonstrou o ciclo operacional da referida planta analisada, distribuído em dois períodos: inverno (214 dias) e verão (144 dias), totalizando 358 dias.

Para dar continuidade nos cálculos, apurou-se a taxa do custo da capacidade, sendo uma relevante informação gerada pelo projeto modelo-piloto-II.

$$\text{Taxa do Custo da Capacidade} = \frac{\text{R\$ } 758.624,57}{122.880 \text{ min}} \Rightarrow \text{R\$ } 6,1737 \text{ (por minuto)}$$

É significativo relatar que o custo da capacidade fornecida foi de R\$ 758.624,57, sendo o recurso financeiro consumido para pagar todos os custos operacionais do período estudado. Em seguida, identificou-se a capacidade prática dos recursos fornecidos em 122.880 minutos disponíveis ao processo produtivo durante 358 dias.

Com a apuração da taxa do custo da capacidade, a Tabela 34 demonstra sua aplicação às atividades pertinentes ao processo produtivo da planta II.

Tabela 34 – Relação das Atividades, Tempos e Valores Monetários

Descrição Atividades	Percentual (%)	Minutos	TCC ²⁷ (R\$)	Custos/Atividades (R\$)
Receber Materiais (Biomassa) – AP ¹	15%	18.432,00	6,1737	113.793,63
Carregar Materiais (Biomassa) - AP2	12%	14.745,60	6,1737	91.031,20
Queimar Materiais (Biomassa) - AP3	9%	11.059,20	6,1737	68.276,18
Reparar Caldeiras - AP4	8%	9.830,40	6,1737	60.689,94
Reparar Sistemas de Abastecimento - AP5	7%	8.601,60	6,1737	53.103,69
Reparar Sistemas de Descargas - AP6	5%	6.144,00	6,1737	37.931,21
Reparar Sistema de Distribuição - AP7	5%	6.144,00	6,1737	37.931,21
Reparar Equip. Auxiliares de Controle - AP8	6%	7.372,80	6,1737	45.517,45
Reparar Bombas Elétricas - AP9	5%	6.144,00	6,1737	37.931,21
Filtrar Fumaça - AP10	3%	3.686,40	6,1737	22.758,72
Capacidade Não-Utilizada – ANP	25%	30.720,00	6,1737	189.656,06
Total				R\$758.624,57

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

A Tabela 34 tornou visível todas as atividades que foram desenvolvidas na central térmica analisada, elencadas em ordem crescente de grandeza monetária da maior para a menor. As atividades produtivas foram relacionadas e denominadas em “AP” e as Atividades não-produtivas foram descritas em “ANP”. Ademais, demonstrou-se também que das atividades “AP1” a “AP5” foi consumido 51% do total do recurso financeiro e das atividades relacionadas de “AP6” a “AP10” supostamente consumiram 24% do total dos recursos financeiros inerente ao período estudado. Na sequência, identificou-se que existiu atividades não-produtivas (ANP), que representaram 25% do total do custo da capacidade fornecida (total dos custos operacionais) da planta estudada. É muito relevante acrescentar que essa planta poderia captar mais 25% de usuários tendo em vista uma capacidade não-utilizada na mesma proporção (25%). Essa capacidade não-utilizada gerou um custo operacional de R\$ 189.656,06.

A Tabela 35 demonstra a relação receitas/custos operacionais representada pelos dados quantitativos do período analisado.

²⁷ Taxa do Custo da Capacidade

Tabela 35 - Receitas/Custos Operacionais

Descrição	Quantidade (MWh)	Receita (R\$)	Custo Operacional (R\$)
Produção de Energias	6.175,90	975.520,10	
Receitas Operacionais			
Receitas (Créditos de Carbono) ²⁸		37.055,40	
Custos Operacionais			758.624,57
Total da Relação Receita\Custo Operacional		1.012.575,50	758.624,57
Lucro Operacional		253.950,93	

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

A Tabela 35 apresentou a relação receitas/custos operacionais da planta II, que foram distribuídos da seguinte forma: produção de energia térmica na ordem de 6.175,90 MWh, gerando uma receita bruta de R\$ 975.520,10, que representa R\$ 157,95 por MWh gerado.

Diante das informações descritas, pode-se afirmar que cada MWh poderia ser comercializado por R\$ 157,95 no período analisado. Além do mais, o crédito de carbono poderia gerar receitas, demonstrando que cada MWh de energia gerado poderia angariar receitas na ordem de R\$ 6,00 (R\$ 37.055,40 dividido por 6.175,90 MWh).

Assim, a Tabela 35 totalizou, também, as receitas operacionais brutas na ordem de R\$ 1.012.575,50 e custos operacionais na ordem de R\$ 758.624,57, apurando um lucro operacional de R\$ 253.950,93 ao longo do período analisado (358 dias).

Os custos operacionais foram apurados na ordem de R\$ 122,8363, da seguinte forma: os funcionários dedicam-se 19,8967 minutos, que são equivalentes a 1 MWh consumido na planta, multiplicando-se pela taxa do custo de capacidade de R\$ 6,173703, apurou-se o custo unitário operacional da central térmica na ordem de R\$ 122,8363. Além disso, apurou-se, também, o custo total operacional na ordem de R\$ 758.624,57 (multiplicando R\$ 122,8363 por 6.175,90 MWh de energia).

A Tabela 36 visualiza os cálculos desenvolvidos para apurar o custo de depreciação, custo de oportunidade e custo de capital.

²⁸ O cálculo do Crédito de Carbono foi realizado diante da seguinte fórmula: 6.175,90 MWh gerado, multiplicado por 0,30, igual a 1.852,77 tonelada de Crédito de Carbono, com preço médio de venda na ordem de R\$ 20,00 no período analisado.

Tabela 36 - Custo de Capital Referente ao Período Analisado

Valor Contábil - Início do Período Analisado	(1) Custo de Depreciação (5%)	(2) Custo de Oportunidade, (5,9573%)	(1+2) Custo de Capital do Período (10,9573%)
R\$ 3.654.731,86	R\$ 182.736,59	R\$ 218.024,28	R\$ 400.760,87

Fonte: Elaborado pelo autor deste estudo

Do ponto de vista econômico-financeiro, os dados quantitativos apresentaram-se da seguinte forma: investimento inicial de R\$ 3.654.731,86, entradas operacionais de R\$ 253.950,93, com período de recuperação de 20 anos e custo de capital de 10,95%.

A depreciação foi tratada conforme o período de recuperação do projeto (20 anos), calculada por meio do método de depreciação linear, que considera a perda do valor como frações iguais de 5% ao longo do período de recuperação estimado (20 anos).

Nesse sentido, o custo de oportunidade foi apurado a partir da teoria de Kaplan e Anderson, (2008), onde poderia tratar a biomassa florestal como um produto que, possivelmente, poderia ser comercializado pelo valor monetário médio de R\$ 20,00 por tonelada no período estudado. Isso permitiu estimar que a planta, possivelmente, consumiu (queimou) 2.182,05 toneladas de biomassa florestal, que poderia ser vendida por R\$ 99,78, equivalente a 40 € (euros), que representaria um valor de R\$ 218.024,28 no período estudado. Vale acrescentar que no caso espanhol o custo de oportunidade seria suficiente para suprir a inflação gerada no período analisado (0,794%²⁹).

Para apurar o custo de oportunidade neste estudo, estimou-se um respectivo valor monetário de R\$ 218.024,28, dividido por R\$ 3.654.731,86 (valor contábil da planta analisada), representando um custo de oportunidade de 5,95%.

Em seguida, apurou-se o custo de capital, que foi identificado após o somatório dos custos de depreciação e custo de oportunidade (R\$ 182.736,59 + R\$ 218.024,28), totalizando R\$ 400.760,87, o qual foi dividido pelo valor contábil da planta analisada (R\$ 3.654.731,86), gerando um custo de capital de 10,95%.

O *payback* encontrado neste projeto (central térmica de biomassa) foi de 14,39 anos. Desse modo, o projeto (planta II) seria viável do ponto de vista econômico-

²⁹ <http://es.global-rates.com/estadisticas-economicas/inflacion/2009.aspx>

financeiro, pois, o período de recuperação do projeto está aquém do seu período de depreciação do projeto.

Cumprе ressaltar que, os gestores de projetos, geralmente, estipulam um determinado período de recuperação do investimento inicial menor do que o período de depreciação (20 anos). Nesse caso, poderia-se estipular um período máximo de recuperação do investimento inicial no décimo quinto ano (15 anos). Essa informação contribuiu para afirmar que o projeto em análise seria viável de acordo com o resultado do *payback* (14,39 anos), isto é, as entradas operacionais seriam suficientes para recuperar o investimento inicial a custo de capital zero.

Na sequência da análise do projeto em questão, utilizou-se a segunda técnica de orçamento de capital denominada valor presente líquido (VPL), a qual identificou um VPL de (R\$ 1.625.86,86). Esse resultado indica que o projeto analisado seria não viável com base no método do VPL. Em última instância, na questão das técnicas de orçamento de capital, aplicou-se a taxa interna de retorno (TIR), que apurou um percentual de 3,36, indicante que a taxa mínima de atratividade seria inferir a taxa exigida pela empresa (custo de capital) e assim o projeto seria não viável como base no método da TIR.

O método proposto rastreou a viabilidade econômico-financeira na planta II a partir da hipótese de geração de energia térmica equivalente a 7.699,08 MWh que poderia gerar uma receita operacional de R\$ 1.262.264,16 e, consequentemente, entradas operacionais de R\$ 503.639,59 ao longo de 20 anos. Do ponto de vista econômico-financeira, segundo as técnicas de orçamentos de capitais, resultaria: *payback* de 7 anos e três meses, VPL de R\$ 369.064,98 e a TIR de 12,46%. Para tanto, os gestores teriam que fazer uma campanha de captação de usuários na ordem de 24,66%, isto é, na mesma proporção da capacidade não-utilizada (25%).

Para sintetizar as análises da planta II, em um primeiro momento, esta seria parcialmente viável do ponto de vista econômico-financeiro. Em seguida, em uma análise mais aprofundada gerada pelo método proposto, a referida planta seria totalmente viável tendo em vista a redução da capacidade não-utilizada na ordem de 25%, ou seja, a utilização total da capacidade prática dos recursos fornecidos (100%). Para isso, não seria necessário novos investimentos, tampouco a contratação de novos funcionários.

5.8. Comparação Entre os Projetos Modelo-Pilotos I e II

No contexto de energias renováveis a partir de biomassa, demonstram-se, como exemplos neste estudo, uma planta sucroenergética, situada no Estado de São Paulo, Brasil e uma planta central térmica, localizada na Comunidade Autônoma de Castilla y Leon, Espanha, sendo ambas objeto de comparação de viabilidade econômico-financeira entre os dois Países.

As Análises foram desenvolvidas com base no Ano de 2008, equivalente a 358 dias, contados a partir de 21-11-2008 até 14-12-2009. Para tanto, analisou-se os dados quantitativos nesse período sob gestão de custos tendo em vista a viabilidade econômico-financeira desse segmento.

O Quadro 5 apresenta os principais indicadores produzidos a partir da aplicação do método proposto neste estudo.

Quadro 5 – Comparação Entre a Planta I e a Planta II

Descrição	Planta Sucroalcooleira Brasileira	Planta Central Térmica Espanhola
Tecnologia e Potência	Em situações normais de produção, essa referida planta possuía 03 caldeiras de 21 kgf/cm ² e uma de 67 kgf/cm ² , que atualmente está trabalhando com 42 kgf/cm ² , por conta da ineficiência da turbina (turbina de 42 kgf/cm ²).	A planta estudada é composta por duas caldeiras de grades móveis, que geralmente são utilizadas separadamente, uma no inverno e outra no verão. A maior possui potência de 4.500.000 kcal/h e a menor possui 600.000 kcal/h.
Quantidade de MWh	❖ Cogeração - Auto-Consumo = 63.888 MWh; ❖ Cogeração - Exportação = 69.696 MWh; ❖ Consumo de Energia Térmica no Processo Produtivo - Equivalente a Cogeração em MWh = 75.504 MWh;	❖ 6.175,90 MWh
Período de Análises	358 dias	358 dias
Valor Total Financeiro da Planta (estimado)	R\$148.860.000,00	R\$3.654.731,86

Número de Atividades	54 atividades	10 atividades
Atividades Produtivas (%)	75,43%	75%
Atividades Não-Produtivas	24,57%	25%
Custo da Capacidade Fornecida	R\$ 26.400.374,74	R\$ 758.624,57
Capacidade Prática dos Recursos Fornecidos	7.166.965,92 minutos	122.880 minutos
Taxa do Custo da Capacidade	R\$ 3,6836	R\$ 6,1737
Capacidade Utilizada	75,43%	90%
Capacidade Não-Utilizada	24,57%	25%
Total Custo Operacional	R\$ 26.400.374,74	R\$ 758.624,57
Entradas Operacionais ou Lucro Operacional	R\$ 6.506.001,26	R\$ 253.950,93
Custo de Oportunidade	3,75%	5,95%
Custo de Depreciação	10% (dez anos)	5% (vinte anos)
Custo de Capital	13,75%	10,95%
Custo do MWh	R\$ 126,26	R\$ 122,83
Dedicação dos funcionários para cogerar 1MWh ou equivalente a 1MWh	34,2772 minutos	19,8966 minutos

Período do Projeto = Vida útil dos Equipamentos	10 anos	20 anos
Período <i>Payback</i>	22,08 anos	14,39 anos
Valor Presente Líquido	(R\$ 114.590.228,50)	(R\$1.625.806,86)
Taxa Interna de Retorno	(12,77%)	3,36
Avaliação dos Projetos segundo o método proposto:	De acordo com a Avaliação aplicada no Projeto, tem-se a Viabilidade Econômico-Financeira a partir de Caldeiras e Turbinas de 100 kgf/cm ² .	O método proposto rastreou a viabilidade econômico-financeira na planta II a partir da hipótese de geração de energia térmica equivalente a 7.699,08 MWh. Isso resultaria: <i>payback</i> de 7 anos e três meses, VPL de R\$ 369.064,98 e a TIR de 12,46%. Para tanto, os gestores teriam que fazer uma campanha de captação de usuários na ordem de 24,66%, levando em consideração uma capacidade não-utilizada de 25%.

Fonte: Elaborada pela autor deste estudo

Diante das informações descritas e comparadas na Quadro 5, ambas as plantas (I e II) analisadas deste estudo, em primeiro momento, segundo as técnicas de orçamento de capitais são inviáveis do ponto de vista econômico-financeiro. Nota-se, que houve algumas simetrias entre os indicadores, tais, como: custo de capital, custo unitário operacional, e preço de venda, capacidade não-utilizada equivalente ao MWh gerados das plantas I e II foram respectivamente de 13,75% e 10,95%; R\$ 126,26 e R\$ 122,83; R\$ 150,00 e R\$ 142,16 e, 24,57% e 25%, isto é, os indicadores apresentaram-se muito próximos entre si, tendo em vista que ambas as plantas são de contextos econômicos extremamente distintos (Brasil e Espanha).

Outro aspecto relevante que foi identificado neste estudo, são as receitas operacionais de ambas as plantas, que foram insuficiente para cobrir os custos operacionais, acrescentado ao custo de capital do empreendimento no período analisado. Observou-se, que o preço de venda ofertado pelo mercado está aquém do necessário para pagar os custos operacionais, acrescentando-se a remuneração dos proprietários do referido setor de energias renováveis a partir da biomassa.

Com relação às assimetrias dos indicadores de ambas as plantas, identificou-se o período de vida útil dos equipamentos, sendo que na planta I foi de 10 anos e na planta II de 20 anos. Isso permite refletir sobre o tratamento dos bens imobilizados entre os dois Países (Brasil e Espanha). Além disso, o custo de oportunidade foi apurado em ambas as unidades na ordem de 3,75% e 5,95%, respectivamente nas plantas I e II).

No que diz respeito ao tempo de dedicação dos funcionários ao processo produtivo, notou-se que houve uma dedicação de 34,27 minutos na planta I e 19,89 minutos na planta II. Vale ressaltar que houve uma diferença de 14,38 minutos, que representa 58,04% entre essas plantas. Essa informação permitiu afirmar que a automação dos sistemas de geração de energias pode refletir no tempo de dedicação dos funcionários ao longo do processo produtivo.

A taxa do custo de capacidade foi apurada na ordem de R\$ 3,68 na planta I e de R\$ 6,17 na planta II. Essa taxa demonstrou que a planta I está consumindo R\$ 3,68 por minuto trabalhado. Já a planta II, absorveu-se R\$ 6,17 por minuto trabalhado. Ambas as plantas demonstraram uma diferença de R\$ 2,49 (6,17 - 3,68) para cada minuto trabalhado. O método proposto rastreou essa diferença a partir da relação de duas variáveis: custo da capacidade fornecida dividido pela capacidade prática dos recursos fornecidos. Vale mencionar que, hipoteticamente, quanto maior for equilíbrio entre essas duas variáveis, supostamente, menor seria a taxa do custo de capacidade, não havendo nenhuma relação com o valor do investimento inicial.

Por fim, vale mencionar que a capacidade não-utilizada (ociosidade) da planta I e II (24,57% e 25%) foi identificada acima do percentual considerado como normal pela literatura (20%). Isso pode refletir, também, na questão da automação dos processos tendo em vista que houve mão-de-obra além do necessário para executar todas as atividades ao longo do período analisado.

6. CONCLUSÕES

Apesar da diferença das duas plantas industriais analisadas, sendo uma sucroenergética e outra central térmica, a metodologia proposta demonstrou-se válida para as duas diante das análises. Essa metodologia foi desenvolvida para atender às particularidades e especificidades do setor sucroenergético brasileiro e do setor de biomassa espanhol. Ambas foram tratadas neste estudo como setor de energias renováveis a partir da biomassa.

O método proposto foi desenvolvido em seis etapas da seguinte forma:

i) preparação e análise; ii) projeto modelo piloto-I; iii) demonstração das análises; iv) atualização do projeto modelo-piloto-I; v) projeto modelo-piloto-II; vi) comparação entre o projeto modelo-piloto-I e II, conforme Figura 4.

Na primeira etapa, conclui-se que os indicadores gerados caracterizaram que as atividades desenvolvidas no período entressafra foram destinadas à manutenção dos equipamentos utilizados no processo produtivo da planta. Já no período safra foi identificado que a conta analítica “passar cabo” utilizou 2.834.304 minutos, sendo uma das tarefas que mais consumiu tempo nesse período, consequentemente, sendo uma das mais onerosas.

Ainda na primeira etapa, conclui-se também que foram elencadas todas as contas analíticas destinadas à tipologia contábil denominada investimentos e melhorias, tanto no período entressafra como no período safra, os quais não fizeram parte dos cálculos dos custos operacionais deste estudo. O primeiro período (entressafra) foi gasto R\$ 13.587.228,68 equivalente a 2.272.310 minutos. No segundo período (safra), foram utilizados

R\$ 2.508.550,64, que corresponde a 895.504 minutos. Ambos os períodos são referentes à aquisição de equipamentos utilizados na melhoria da referida planta ao longo de 358 dias analisados.

A segunda etapa foi desenvolvida tendo como base o projeto modelo-piloto-I, sendo uma das fases mais relevantes do método proposto. Com base no critério de fracionamento adotado pelo modelo proposto (Tabela 7 e 8), foi atribuído 24,81% ao produto energia elétrica e 75,19% aos produtos álcool e açúcar. Assim, após o somatório das atividades do período safra e entressafra conclui-se que: a capacidade prática dos recursos fornecidos totalizaram 28.887.408 minutos (períodos entressafra e safra) que foram designados às atividades do total do processo produtivo (açúcar, álcool e energia elétrica) proveniente à planta I. Além disso, conclui-se também que a partir do total da capacidade dos recursos fornecidos (28.887.408 minutos) foram fracionados 7.166.965,92 minutos a disposição do processo de cogeração de energia elétrica e 21.720.442,08 minutos designados ao processo de produção de açúcar e álcool.

Ressalta-se que a capacidade utilizada foi de 21.789.656 minutos, subdivididos no processo de cogeração e de produção do açúcar e álcool, respectivamente de 5.406.013,65 minutos e 16.383.642,35 minutos. Essa informação permitiu sintetizar a capacidade não-utilizada da planta I que se apresentou na ordem de 7.097.752 minutos, equivalente a 24,57% do total da capacidade prática fornecida, dos quais 1.760.952,27 minutos se demonstraram pertinentes à cogeração e 5.336.799,73 minutos, à produção do açúcar e álcool. Desse modo, as atividades produtivas representaram 75,43% dos custos operacionais.

Com relação a segunda etapa, conclui-se que a atividade “reparar terno de moenda”, que consumiu 1.176.873 minutos no processo produtivo total, sendo que 291.982,19 minutos foram alocados ao processo de cogeração de energia elétrica do período safra. Essa atividade não deveria participar do período safra, pois, é uma tarefa exclusivamente do período entressafra. Nesse caso, ressalta-se que houve execução de atividades de manutenção de equipamento em período de plena produção, causando parada ou diminuição no processo produtivo, permitindo concluir que houve um erro de gestão ou uma ingerência.

Na terceira etapa foram demonstrados os indicadores gerados pelo projeto modelo-piloto-I referente à planta I (planta sucroenergética brasileira). Conclui-se que

os investimentos realizados dessa planta seriam, em primeiro momento, inviáveis diante das condições analisadas, como, preço de venda do MWh, tecnologia disponível da planta, quantidade de cana-de-açúcar processada, quadro de funcionários e entre outros.

No que diz respeito à quarta etapa, conclui-se que a metodologia de cálculos foi tratada como “Atualização do Projeto Modelo-piloto-I”, a qual rastreou e detectou a viabilidade econômico-financeira a partir de caldeiras e turbinas com tecnologia 100 kgf/cm² no processo de cogeração de energia térmica e elétrica, funcionando em condições normais e mantendo as demais “variáveis inalteradas”, em uma suposta planta industrial do setor de energias renováveis a partir de biomassa, Estado de São Paulo, Brasil. Essa viabilidade gerou indicadores relevantes, como o *payback* na ordem de 3,63 anos aproximadamente, desde que o período máximo de recuperação fixado pela gerência estivesse sido estabelecido até o sexto ano. Na continuidade das análises desse projeto, o valor presente líquido foi apurado na ordem de R\$ 39.984.621,36, indicando que o projeto seria aceito. Além disso, a taxa interna de retorno foi gerada na ordem de 24,42%, sobre o custo de capital de 13,75%. Desse modo, o projeto seria aceito, pois a taxa interna de retorno foi maior com relação ao custo de capital, apurando um percentual de ganho na referida hipótese na ordem de 10,67% (23,49 menos 13,75%).

No que concerne à quinta etapa, o projeto modelo-piloto-II (planta central térmica espanhola), conclui-se que, em primeiro momento, esse projeto seria viável de acordo com o *payback*. O método proposto rastreou a viabilidade econômico-financeira a partir da hipótese de produção de energia térmica equivalente a 7.699,08 MWh, que resultou nos seguintes indicadores: *payback* de 7 anos e três meses, VPL de R\$ 369.064,98 e a TIR de 12,46%. Para tanto, os gestores teriam que fazer uma campanha de captação de usuários na ordem de 24,66%, levando em consideração uma capacidade não-utilizada de 25%.

A sexta etapa do método proposto neste estudo tratou da visualização dos indicadores gerados diante da aplicação dos projetos modelo-piloto I e II. Conclui-se que os indicadores gerados apontaram resultados que somente a planta II seria viável do ponto de vista econômico-financeiro de acordo com a primeira técnica de orçamento de capital (*payback*) e mantendo-se inviáveis de acordo com o VPL e a TIR. Já a planta I foi tratada com inviáveis diante das três técnicas de orçamento de capitais. Conforme já mencionado, é relevante ressaltar que a viabilidade do setor sucroenergético brasileiro foi rastreada e

identificada somente nas plantas com potências a partir de caldeiras e turbinas com tecnologia 100 kgf/cm².

Assim sendo, diante dos resultados gerados expostos nas seis etapas, conclui-se que há algumas particularidades no setor sucroenergético brasileiro, como a dependência do rendimento da matéria-prima (cana-de-açúcar) com relação às condições climáticas. Desse modo, se o clima estiver favorável à cana-de-açúcar no campo, consequentemente, a indústria teria uma produção maior, isto é, uma oferta maior de cana-de-açúcar na indústria. Desse modo, a ociosidade poderia ser uma aliada aos gestores, uma vez que a indústria teria uma capacidade de trabalho ociosa em 24,57%, ou seja, a produção poderia aumentar esse percentual sem necessidade de contratar novos funcionários ou até mesmo sem a necessidade de adquirir novos ativos (equipamentos). Já na Espanha, a poda de árvores pode variar a produção dessa biomassa em função dos nutrientes do solo da área explorada e de outros fatores como a manutenção da área explorada (safra e entressafra).

Após analisar as seis etapas acima, conclui-se que, diante das informações geradas por meio desse método proposto, um dos entraves do setor analisado seria a utilização de tecnologias consideradas como ultrapassadas pelo setor, como caldeiras e turbinas com baixa eficiência para o contexto de cogeração de energias, corroborando, assim, com os estudos de Pellegrini (2009). Por um lado, o grande benefício dos projetos modelo-piloto I e II desenvolvidos e aplicados neste estudo não seria reduzir, imediatamente, as atividades mais onerosas, como, por exemplo, passar cabo³⁰. Por outro lado, teria a possibilidade de visualizar todas as atividades pertinentes ao mesmo processo produtivo a fim de gerar informações detalhadas com propósito de replanejá-las e redistribuí-las em longo prazo com vista à redução do custo da capacidade fornecida do setor de energias renováveis a partir da biomassa.

Outro benefício desse método foi identificar a capacidade utilizada e não-utilizada das plantas estudadas, as quais podem servir para os gestores planejar o nível de produção em quantidades produzidas, para mais ou para menos, sem necessidade de novos investimentos em ativos (equipamentos de produção).

³⁰ Essa atividade (passar cabo) foi necessária para o andamento do referido processo do produtivo, necessitando, assim, de vários funcionários ao longo dos três turnos de trabalho do período safra.

Diante da aplicação desse método proposto, concluiu-se ainda que a redução do custo operacional seja um processo em longo prazo de gestão de custos a partir de um custeio eficiente. Essa informação permite afirmar que os gestores de custos poderiam elaborar planejamentos a fim de reduzir os custos gradativamente em longo prazo, como, por exemplo, diminuir a capacidade não-utilizada. O método proposto permitiu também a visualização de “quanto custa” cada atividade que foi desenvolvida nas plantas analisadas, sendo que cada planta poderia eliminar as tarefas (atividades) que, possivelmente, não possuem valor agregado (atividades não-produtivas) e, em consequência, otimizar a execução das atividades produtivas na tentativa de reduzir os respectivos custos operacionais. Assim, parte da capacidade ociosa decorre da limitada flexibilidade das referidas plantas em adequar a capacidade do ativo a ser adquirido com a capacidade necessária dos ativos em utilização, os quais executam tarefas (atividades) ao longo do processo produtivo das plantas estudadas.

Argumenta-se, por fim, que os resultados gerados a partir do método proposto indicaram que a ociosidade (atividades não-produtivas), em primeiro momento, gerou um custo operacional. No entanto, essa ociosidade também poderia ser uma aliada dos gestores na questão do aumento de produtividade sem a necessidade de aquisição de novos equipamentos e de novas contratações de funcionários.

Ressalta-se que os projetos modelo-piloto I e II evitaram trabalhos dispendiosos, demorados e subjetivos, como os de pesquisar, novamente, as atividades que seriam necessárias ao custeio baseado em atividades convencional (ABC), caso houvesse uma alteração nos direcionadores das atividades. Para evitar esses trabalhos, os projetos modelos-piloto I e II usaram o “*time*” que, de maneira direta e automática foram alocados os recursos (custos operacionais) aos objetos de custos (MWh). Essa alocação foi realizada com base em dois parâmetros: a taxa do custo da capacidade para o centro de custo e o uso da capacidade por cada transação processada no centro de custo. Ambos os parâmetros puderam ser estimados com facilidade e objetividade.

Para trabalhos futuros, sugere-se, no caso brasileiro, que elabore uma ferramenta de análise para testar qual opção de aproveitamento do bagaço da cana-de-açúcar é mais lucrativa: comercializar o bagaço *in natura*, queimar o bagaço para cogear energias para exportação ou produzir o etanol segunda geração. Sugere-se também desenvolver uma

metodologia para apurar os custos unitários operacionais de todos os produtos do setor sucroenergético (álcool, açúcar e energia elétrica, levedura e outros).

Já no caso espanhol sugere-se que elabore uma ferramenta de análise para testar a viabilidade econômico-financeira do setor de energias renováveis a partir da biomassa florestal em plantas termoelétricas de trigeriação de energias [energia térmica (calor e frio) e energia elétrica]. Sugere-se também que investigue outras possibilidades de cálculo do custo de capital tendo em vista que a Espanha, possivelmente, possui um índice inflacionário menor que os índices brasileiros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ATKINSON, A. A.; BANKER, R. D.; KAPLAN, R. S.; YOUNG, S. M. **Contabilidade Gerencial**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

ANON. "Activity-Based Costing". **The Economist**. New York, p. 29-47, Jun. 2009.

ÁLVAREZ, Lizcano, Jesús. **Contabilidad Financiera**. Madrid, España: Editorial Everest, S.A., 1992.

ARBULO LOPES, Patxi Ruiz; FORTUNY SABTOS, Jordi. Innovación en Gestión de Costes: Del ABC al TDABC. Dirección y Organización, n 43, p. 2171-6323, ab. 2011.

ARZOZ DEL VAL, David. La cogeneración en España: retos y oportunidades. La micro-cogeneración y la eficiencia energética Seminario de gestión ambiental Gobierno de Cantabria / Fundación Gas Natural Fenosa Santander 30 de marzo de 2012. Disponível em: <<http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Actividades/Seminarios/Santander%202012%2003%2030/3.%20David%20Arzoz.pdf>>. Acesso em: 23 nov. 2012.

ALLORA, Franz; ALLORA, Valerio. **UP - Unidade de Medida da Produção**. São Paulo: Editora Pioneira, 1995.

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças Corporativas e Valor**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

AECA. **Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas La contabilidad de costes**: "La contabilidad de gestión como instrumento de control". Principios de contabilidad de gestión, Madrid, n. 2, p. 40-62, jul. 1990.

VAQUERO, R. L. AEMA. AGENCIA EUROPEA DE MEDIO AMBIENTE. **¿Cuánta Bioenergía puede producir Europa sin dañar el medio Ambiente?** De La presente edición Ministerio de medio ambiente. Madrid: Centro de Publicações-Ministério de Medio Ambiente, 2008.

AMBIENTAL BRASIL. Termoelétrica. Disponível em: <http://www.ambientebrasil.com.br/composer.php3?base=./energia/index.html&conteudo=./energia/biomassa.htm>>. Acesso em: 13 jul. 2008.

BAUER. S.R.T. **Resíduos da exportação florestal de Eucalyptus grandis Hill Ex. Maiden para geração de energia elétrica.** 2001. 54 f. Dissertação (Mestrado em Agronomia/Energia na Agricultura) – Faculdade de Ciências Agrônômicas, Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 2001.

BAKER, H., Kent; POWELL, Gary, E. **Understanding Financial Management.** A Practical Guide. New York: Blackwell Publishing, 2005.

BACCARIN, J. G., Castilho, R. C. A Geração de energia como opção de diversificação produtiva na agroindústria canavieira, **4to Encontro de Energia no Meio Rural**, Centro de Convenções, UNICAMP, Campinas, 29-31 out. 2002. 1 CD ROM.

BACCARIN, J. G. **A Constituição da Nova Regulamentação Sucroalcooleira.** Centro de Estudos Avançados Multidisciplin角度. São Paulo: Editora UNESP, 2005.

BALESTRI. J. A. P. **Cogeração:** Geração combinada de Eletricidade e Calor. Florianópolis: UFSC, 2002. P. 17-32.

BERTÓ, D. J. BEULKE, R.. **Gestão de Custos.** São Paulo: Saraiva, 2005.

BORNIA, Antonio C. **Análise Gerencial de Custos.** Porto Alegre: Bookman, 2002.

BOVOLATO. L.F. Centrais Termoelétricas. *Disciplina: Geração, Transmissão de Energia Elétrica.* Departamento de Engenharia Elétrica. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2009.

BRUNI, A. L.; FAMÁ, R.. **Gestão de Custos e formação de preços:** com aplicações na calculadora HP 12 C e Excel. São Paulo: Atlas, 2007.

BRUNI, A.L. **A Administração de Custos, Preços e Lucros.** Com Aplicações na HP12C e Excel. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

BNDES. **Programa de Apoio Financeiro a Investimento em Fontes Alternativas de Energia Elétrica no Âmbito do Proinfa.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/proinfa/resolproinfa.pdf>>. Acesso em: 06 out. 2007.

BNDES. **Taxa de juros em longo prazo (TJLP).** Disponível em: <http://www.bnds.gov.br.tjlp.asp#2004>>. Acesso em: 01 set. 2007.

BNDES. **O Banco Nacional do Desenvolvimento.** Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2011/energia/20111124_rhodia.html>. Acesso em: 28 out. 2011.

BNDES. Condições Financeiras Aplicáveis de Acordo com as Linhas de Financiamento. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/linhas/condicoes.asp>>. Acesso em: 05 mar. 2008.

Canal Rural. **Organização Internacional do Açúcar.** Disponível em: <<http://www.clicrbs.com.br/canalrural/jsp/default.jsp?uf=2&local=18&action=noticias&id=2500505§ion=Capa>>. Acesso em: 10 set. 2009.

CASTRO, N. J. de; DANTAS, G. de A. Instrumentos para Compatibilizar o Atrito entre Remuneração do MW/h Sucroalcooleiro e a Garantia da Modicidade Tarifária. **Grupo de Estudos do Setor Elétrico do IE/UFRJ.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

CASTRO, N. J. de; DANTAS, G. de A. **A Importância da Inserção da Bioeletricidade na Matriz Brasileira e o Leilão de Energia de Reserva.** IFE n. 2.227, Rio de Janeiro, 19 mar. 2008[a].

CASTRO, Nivalde José; DANTAS, Guilherme de A.; TIMPONI, Raul Ramos. A Construção de Centrais Hidroelétricas e o Desenvolvimento Sustentável. **Revista Economia e Energia.** RJ, n. 81, p. 20-32, mar. 2011.

CARTA GONZÁLES, José Antonio. **Centrales de Energías Renovables:** Generación Eléctrica con Energías Renovables. Madrid: Pearson Educación, 2009.

CARBONO BRASIL. **Mercado de carbono deve crescer 56% em 2008.** Disponível em: <http://www.cimm.com.br/portal/noticia/exibir_noticia/3009>. Acesso em 28 fev. 2008.

CONSEJO ECONOMICO Y SOCIAL. Expectativas Del Sector de La Bioenergia em Castilla y León. Composicion de Las Comisiones Del CES, 24 fev. 2009.

CERVO, A. L.; BERVIAN, P. A. **Metodologia Científica.** 4. ed. São Paulo: Makron Books, 1996.

CENTRO DE TECNOLOGIA CANAVIEIRA DE PIRACICABA. Disponível em: <<http://www.noticiasagricolas.com.br/noticias/sucroenergetico/95008-biomassa-tende-a-ganhar-espaco-na-matriz-energetica.html>>. Acesso em: 28 nov. 2011.

COSTA R. C. PIEROBON, E. C. Leilão de Energia Nova: Análise da Sistemática e de Resultados. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 27, p. 39-58, mar. 2008.

COKINS, G.; HICKS, D. Where does the ABC fit amongst the clutter of managerial accounting? **Cost Management.** v. 21, n. 2, mar-abr, p. 21-28, 2007.

CORREA NETO, V. **Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de biomassa de Cana-de-açúcar e Gás Natural.** 174 f. (Dissertação em Ciências em Planejamento Energético (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

COELHO, S. T. **Mecanismo para implementação da cogeração de eletricidade a partir de biomassa.** Um modelo para o Estado de São Paulo. 1999. 278 f. (Doutorado em Agronomia/Energia na Agricultura). Escola Politécnica, Faculdade de Econômica e Administração, Universidade de São Paulo, 1999.

COPERSUCAR. **Institucional-academia do açúcar e do álcool.** Cana-de-açúcar. Disponível em: <http://www.copersucar.com.br/institucional/por/academia/cana_acucar.asp>. Acesso em: 05 abr. 2008.

COGEN-SP. Associação Paulista de Cogeração de energia. **A cogeração em São Paulo.** Disponível em: <<http://www.cogensp.com.br/cogensp/cogera7.htm>>. Acesso em: 05 abr. 2008.

COGEN-SP. Associação Paulista de Cogeração de energia. **Conceito.** Disponível em: <<http://www.cogensp.com.br/cogensp/cogera1.htm>>. Acesso em: 05 br. 2011.

Companhia Nacional de Abastecimento. **Acompanhamento de Safra Brasileira:** cana-de-açúcar, terceiro levantamento, jan. 2011. Brasília: Conab 2011.

CUNHA, M. P. **Inserção do Setor Sucroalcooleiro na matriz energética do Brasil:** Uma Análise de Insumo-Produto. 2005. 113p. Dissertação (Mestrado em Matemática Aplicada) – UNICAMP, Campinas.

CREUS, Antonio Solé. **Energías Renovables.** 2. ed. Madrid: Ediciones Ceysa, Madrid, 2009.

CHARZAT RAYMOND. **Gestión Económica y Financiera.** Análisis de Exploración la formación de Precios Inversiones financiación Esquema de Trabajo. 1. ed. Barcelona: Ediciones CEAC, 1990.

CHING, H. Y. **Gestão Baseada em Custeio por Atividades.** ABM Activiy Based Management. 3. Ed. São Paulo: Atlas, 2001.

GORGULHO, G. **CTC-Jornal Unicamp.** Disponível em: <<http://www.inovacao.unicamp.br/noticia.php?id=991>>. Acesso em: 14 out. 2012.

DALCI, Ilhan; TANIS, Veyis; KOSAN, Levent. Customer Profitability Analysis With Time-Driven Activity-Based Costing: A Case Study in a Hotel. **International Journal of Contemporary Hospitality Management**, v. 22, n. 5, 2009.

DANTAS, G. O. **Impacto dos Créditos de Carbono na Rentabilidade da Co-Geração Sucroalcooleira Brasileira.** Dissertação de Mestrado. ISEG/Universidade Técnica de Lisboa, 2008.

DEAN, Coulter; Gregory, MCGRATH; Anthony, Wall. Time-Driven Activity-Based Costing. Activity-Based Costing. **Accountancy Ireland**, v. 43, n. 5, p. 43-45, oct. 2011.

DALMÁCIO, Flávia Zóboli; Rezende, Amaury José; Aguiar, Andson Braga. Uma Aplicação do Time-Driven ABC Model no Setor de Serviço Hospitalar: A Nova Abordagem do ABC Proposta por Kaplan e Anderson. **EnANPAD 2006**. 30^o Encontro da ANPAD 23 a 27 de 2006, Salvador/Ba, Brasil.

DALMÁCIO, Flávia Zóboli; Rezende, Amaury José; Aguiar, Andson Braga. Uma Aplicação do Time-Driven ABC Model no Setor de Serviço Hospitalar: a nova abordagem do ABC proposta por Kaplan e Anderson. *Contab. Vista & Rev.*, v. 18, n. 2, p. 11-34, abr./ jun. 2007.

DIEESE. Departamento Intersindical de Estatísticas e Estudos Socioeconômicos. Disponível em: <http://www.dieese.org.br/notatecnica/notatec91JornadaTrabalhoMundo.pdf>. Acesso em: 2 out. 2012.

DUARTE, Sérgio Lemos; **PINTO**, Kleber Carlos Ribeiro; **LEMES**, Sirlei. Integração Da Teoria Das Filas ao Time-Driven ABC Model: Uma Análise da Capacidade Ociosa. *Enf.: Ref. Cont. UEM-Paraná*, v. 28, n. 1, jan./ abr. 2009.

DEBORAH, S.; **JURGENSEN**, M.; **TERRY**, T. Maintaining Soil Productivity during Forest or Biomass-to-Energy Thinning Harvests in the Western United States [electronic resource]. **Western journal of applied forestry**. USA, v. 25, n.1, p. 5-11, 2010. Disponível em: <http://www.treeseearch.fs.fed.us/pubs/34428>. Acesso em: 18 ago. 2010.

DEMEERE, Nathalie, Stouthuysen, Kristof; Roodhooft, Filip. Time-driven activity-based costing in an outpatient clinic environment: Development, relevance and managerial impact. **Contents lists available at ScienceDirect Health Policy**. v. 92, p. 296-304, 2009.

DUBOIS, A.; **KULPA**, L.; **SOUZA**, L. **Gestão de Custos e Formação de Preços**. São Paulo: Atlas, 2006.

EVERAERT, Patricia; **BRUGGEMAN**, Werner; **CREUS**, Gertjan. Sanac Inc.: From ABC to time-driven ABC (TDABC) – An instructional case. **Journal of Accounting Education**. J. of Acc. v. 26, p. 118–154, 2008.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: www.ben.epe.gov.br. Acesso em: 20 dez. 2012.

CASTRO, Nivalde J. de; **DANTAS**, Guilherme de A.; **LEITE**, André Luis da S. Instrumentos para Compatibilizar o Atrito entre Remuneração do MW/h Sucroalcooleiro e a Garantia da Modicidade Tarifária. **Economia & Energia**. Ano XII-No 67, abr./ mai. 2008.

EMERY, DOUGLAS; **FINNERTY**, D. JOHN. **Administración Financiera Corporativa**. 1. ed. México: Pearson Educación, 2000.

ENERGÍAS RENOVADAS. Disponível em: <http://energiasrenovadas.com/la-union-europea-limitara-la-produccion-de-biocombustibles-a-partir-de-cultivos-alimentarios/>. Acesso em: 08 jan. 2013.

ESTEIRE, Eva; MADRID, Ana; MADRID, Antonio. **Energías Renovables Manual Técnico**. Madrid: AMV Ediciones, Mundi-Prensa, 2010.

EurObserv'ER. Disponível em: <http://www.eurobserv-er.org/pdf/press/year_2012/RES/English.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2013.

FAO HOME. **Food and Agriculture Organization of the United Nation**. Disponível em: <<http://www.fao.org/docrep/T2363S/t2363s0r.htm#brasil>>. Acesso em: 07 jun. 2008.

FERNÁNDEZ SALGADO, José Maria. **Tecnología de Las Energías Renovables**. Madrid: AMV Ediciones, Mundi-Prensa, 2009.

FERNÁNDEZ GONZÁLEZ, Jesús. **Energía de la Biomassa**. Madrid: Thomson Editores Spain, 2003.

GARCIA, A. G. P. **Leilões de Eficiência Energética no Brasil**. Rio de Janeiro: Synergia, 2009.

GARCÍA, Javier; PATXI, Márquez; ARBULO LÓPEZ, Ruiz. El uso del Time Driven Activity Based Costing (TDABC) en la industria de componentes plásticos para automóvil. **International Conference on Industrial Engineering and Industrial Management XIV Congreso de Ingeniería de Organización**, Donostia- San Sebastián, September 8th -10th, 2010.

CASTRO, Nivalde J. de. **GESEL**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/publicacoes/conjuntura/Fev2012/financiamento_fev_2012.pdf>. Acesso em 20 set. 2012.

CASTRO, Nivalde J. de. **GESEL**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/publicacoes/conjuntura/Abr2011/renovaveis_abr_2011.pdf>. Acesso em 08 jul. 2012.

CASTRO, Nivalde J. de. **GESEL**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Plano Decenal de Expansão de Energia- PDE. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE44.pdf>>. Acesso em 12 mai. 2012.

GIL, A. C. **Métodos e Técnicas de Pesquisa Social**. São Paulo: Atlas, 1994.

GITMAN, J. Lawrence. **Princípios de Administração Financeira**. 10. ed. São Paulo: Editora Pearson, 2004.

GONZÁLES VELASCO, Jaime. **Energías Renovables**. Barcelona: Editorial Reverté, 2009.

GUENA, A. M. de O. **Avaliação Ambiental de Diferentes Formas de Geração de Energia Elétrica**. 2007. Dissertação (Mestrado)-IPEN (Instituto de Pesquisa Energeticas e Nucleares), USP, São Paulo, 2007.

GUÍA DE LA COGENERACIÓN. **Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid**, Madrid, 2010. Disponível em: <<http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-de-la-Cogeneracion-fenercom-2010.pdf>>. Acesso em: 23 nov.2012.

Biblioteca Digital. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/85/85134/tde-14052007-224500/>. Acesso em: 11 jul. 2008.

HANSEN, R.; MOWEN, Maryanne M. **Gestão de Custos: Contabilidade e Controle**, São Paulo: Pioneira-Thomson Learning, 2001.

HERRERA-SEARA, M. A.; AZNAR DOLS, F.; ZAMORANO, M.; ALAMEDA-HERNANDEZ, E. Optimal location of a biomass power plant in the province of Granada analyzed by multi-criteria evaluation using appropriate Geographic Information System according to the Analytic Hierarchy Process. **International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ' 10)**, Granada (Spain), 23th to 25th March, 2010.

HICKS; D.T. Activity Based Costing For Small And Mid-sized Businesses. New York, **John Wiley & Sons**, New York, p. 43-112, 1992.

HICKS, T. Douglas. **El Sistema de Costes Basado en las Actividades (ABC)**. Barcelona: Marcombo España, 1997.

HICKS, Douglas, T.; Activity-Based Costing. Making It Word For Small and Mid-Sized Companies. Second Edition. **John Wiley & Sons**, Inc. New York, p. 40-67, 1999.

HERNANDEZ, J.P.J. et al. **Gestão Estratégica de Custos**. São Paulo: Atlas, 2006.

HORNGREN. C. T. et. al. **Contabilidad de Costos**. Un Enfoque Gerencial. México: Pearson Educación, 2007.

HORNGREN, Charles, T.; FOSTER, George; DATAR, M., Srikant. **Contabilidad de Costos: Un Enfoque Gerencial**. 8. ed. México: Prentice-Hall Hispanoamericano, 1996.

HORNGREN, Charles, T.; FOSTER. **Cost Accounting: A Managerial Emphasis**. Seven Editions. Prentice-Hall International Editions, 1991.

IZHAR, Riad; HONTOIR, Janet. **Accounting, Costing end Management**. 2. ed. OXFORD University Press, 2001.

IDAE. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid: **Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020**, 2011. Disponível em: <http://www.idae.es/index.php/mod.documentos_mem.descarga_file=_documentos_Resumen_PER_2011-2020_15f3dad6>. Acesso em: 10 abr. 2012.

JENSEN, M. C. The Theory of Corporate Finance: A Historical Overview. *The Modern Theory of Corporate Finance*. Editors, New York: **McGraw-Hill Inc.**, p. 2-20, 1984.

JUANA SARDÓN, José M^a. **Energías Renovables para el Desarrollo**. Madrid: Thomson Editores Spain, 2003.

JOHNSON, Robert, W; MELICHER, Ronald, W. **Administración Financiera**. 4. ed. México: Editrial Continental, 1989.

KAPLAN, R. S.; **ANDERSON**, S.R. **Costes Basados En El Tiempo Invertido por Actividad**. Una Ruta Hacia Mayores Beneficios. Barcelona: Ediciones Deusto, 2008.

KAPLAN, R. S.; **ANDERSON**, S.R. **Custeio Baseado em Atividade e Tempo**. O caminho Prático e Eficaz para aumentar a Lucratividade. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

KAPLAN, R.S.; **ANDERSON**, S.R. **Costes Basados En El Tiemp Invertido por Actividad**. Una Ruta Hacia Mayores Beneficios. Barcelona: Ediciones Deusto, 2008.

KAPLAN, R.S.; **COOPER**, R. Measure Costs Right; Make The Right Decisions. **Harvard Business Review**, 66 (5), p. 96-103, 1988.

KAPLAN, R.S. y **ANDERSON**, S. Time-Driven Activity-Based Costing. **Harvard Business Review**, 82 (11), p. 131-138, 2004.

KAPLAN, R.S. y **ANDERSON**, S. **Time-Diven Activity-Based**. A simpler and more powerful path to higher profits, Boston: Harvard Business School Press, 2007.

KAPLAN, R. S.; **COOPER**, R. **Custo e Desempenho**. São Paulo: Futura, 2007.

KERLINGER, F. N. **Metodologia da pesquisa em ciências sociais**. São Paulo: E.PU./EDUSP, 1980.

KINOSHITA, T.; **INOUE**, K.; **IWAO**, K.; **KAGEMOTO**, H.; **YAMAGATA**, Y. A spatial evaluation of forest biomass usage using GIS. **Applied Energy**. Tokyo, Japan, v.86, p. 1-8, 2009.

LEACH ALBERT, Federico. **Contabilidad Analítica de Costes**. Zaragoza: Librería General, 1991.

MADRID. Antonio Vicente. **Energias Renovables**: Fundamentos, Tecnologias y Aplicaciones. 1. ed. Madrid: AMV Ediciones (Mundi-Prensa), 2009.

MARTINS, E. **Contabilidade de Custos**: inclui o ABC. 8. ed. São Paulo: Atlas, 2003.

MARTINS, E. **Contabilidade de Custos**. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2006.

MARTINS, E. **Contabilidade de Custos**. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

MALLO, C. et. al. **Contabilidad de Costos y Estratégica de Gestión**. Madrid: Prentice Hall, Iberia, 2000.

MALLO, Carlos; KAPLAN, Robert, S.; MELJEM, Sylvia; GIMÉNEZ, Carlos. **Contabilidad de Costos y Estratégica de Gestión**. Madrid: Prentice Hall Iberia, 2000.

MARTÍN PEÑA, Francisco; ROS RIERA, Juan. **Costes: Contabilidad y Gestión**. Barcelona: Ediciones Centros de Estudios Financieros, 2003.

MATSUDO, E. **A reestruturação setorial e os reflexos sobre o planejamento e os estudos de mercado das distribuidoras da energia elétrica**. São Paulo, 2001. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, 2001.

MELLAGI FILHO, Armando. **Curso Básico de Finanças**. São Paulo: Atlas, 2003.

MENEGUELLO, L. A. **O Setor Sucroalcooleiro e a Utilização da Biomassa da Cana-de-açúcar como Fonte Alternativa de Energia**. 2006. 116 f. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Regional e Meio Ambiente – Área de Concentração: Dinâmica Regional e Alternativas de Sustentabilidade, Centro Universitário de Araraquara, Araraquara, 2006.

MORENO, B.P. et. al. **Contabilidad de Costes y de Gestión**. Un Enfoque Práctico. Pol. Ind. La Fuensanta. Madrid: Móstones, 2006.

MORROW, Michael. Activity-Based Management. New Approaches to Measuring Performance and Managing Costs. **Woodhead-Faulkner**. New York, 1992.

MCGOWAN, Ciaran. Time-Driven Activity-Based Costing. **Accountancy Ireland**. ABI/INFORM ,v. 41, n. 6; p. 60- 85, dec. 2009.

MUNDO DA EDUCAÇÃO. **Uso da Energia Nuclear**. Disponível em: <<http://mundoeducacao.uol.com.br/quimica/uso-energia-nuclear.htm>>. Acesso em: 13 jul. 2008.

MUSSA, M. A global growth rebound: how strong for how long? Washington, DC : **Institute for International Economics**, 2003. Disponível em: <www.iie.com/publications/papers/mussa0903.pdf>. Acesso em: 13 jun.2005.

MME. **Ministério de Minas e Energia**. Valor do MWH para geração de energia elétrica de biomassa disponível no site: <<http://www.eletrobas.gov.br.mostra.arquivo.asp?id=http://www.eletrobas.gob.br/downloads/E m Programas Proinfa/portaria MME n 45-2004. pdf & tipo=proinfa>>. Acesso em: 10 set. 2007.

MNE. Ministério de Minas e Energias. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.htmlrepresenta>. Acesso em: 20 mar. 2012.

NAKAGAWA, M.. ABC: **Custeio baseado em Atividades**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2001.

OLIVEIRA, J. G. **Perspectivas para a cogeração com o bagaço da cana-de-açúcar: Potencial do mercado de carbono para o setor sucroalcooleiro paulista.** 160 f. Dissertação (Mestrado)-Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade São Paulo, São Carlos, 2007.

OSTRENGA, M. R. et al. **Guia Ernst & Young para gestão total dos custos.** Rio de Janeiro: Record, 1993.

OPPA. **Observatório de Políticas Públicas para a Agricultura.** Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Programa de Pós-graduação de Ciências Sociais em Desenvolvimento, Agricultura e Sociedade (CPDA), Ago. 2009. Disponível em: <http://oppa.net.br/clipping/ab/clipping-OPPA-AB-mar_2009.pdf>. Acesso em: 23 dez. 2011.

OLIVEIRA, Janaína Garcia de. **Perspectivas para a Cogeração com Bagaço de Cana-de-açúcar: Potencial do Mercado de Carbono para o Setor Sucro-alcooleiro Paulista.** 2007. 159 f. (Mestre em Engenharia de Produção)- Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2007.

Plano Nacional de Agroenergia 2006 a 2011. ed. 2.o Revisado (Brasília – DF, 2006). **Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento - Secretaria de Produção e Agroenergia.** Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/Ministerio/planos%20e%20programas/PLANO%20NACIONAL%20DE%20AGROENERGIA.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2012.

PAIVA, P. R. **Contabilidade Ambiental:** Evidenciação dos Gastos Ambientais com Transparência e Focada na Prevenção. São Paulo: Atlas, 2003.

PAIVA, S. **Proposta de flexibilidade na formação de preços de venda no varejo e gestão operacional com aplicação do sistema de custeio ABC.** 2004. 116 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia, Arquitetura e Urbanismo) - Universidade Metodista de Piracicaba, Santa Bárbara D'Oeste, 2004.

PAIVA, S.; SOUZA, Z. J. Comercialização do Bagaço Excedente da Cana-de-açúcar com Finalidade de Cogeração de Energia a Partir da Biomassa na Região de Catanduva. **In: XXXV Colóquio de Incentivo à Pesquisa, 2008,** São José do Rio Preto. Cadernos de Resumos do XXXV Colóquio de Incentivo à Pesquisa, 2008.

PAIVA, S.; SOUZA, Z. J. Custo do bagaço da cana-de-açúcar excedente utilizado em termoeletrônica na região de Catanduva. **In: III Jornada de Pesquisa da FATEC RP, 2008,** São José do Rio Preto. Anais da III Jornada de Pesquisa Fatec RP. São José do Rio Preto, 2008.

PAIVA, S.; SOUZA, Z. J. Processo produtivo sucroalcooleiro para extração de bagaço da cana-de-açúcar utilizado na Cogeração de Energia Elétrica. **In: V Encontro dos Pós-Graduandos da UNESP Campus de Jaboticabal, 2008, Jaboticabal.** V Encontro dos Pós-Graduandos da UNESP Campus de Jaboticabal. Jaboticabal: UNESP, 2008. v. V.

PARO, A.C. **Estudo da contribuição do gás natural no setor elétrico - uma análise de cenários de sua expansão nos setores de geração termelétrica, cogeração e residencial.** 2005 101pag. Dissertação (Mestrado) – Escola politécnica, universidade de São Paulo, São Paulo 2005. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/ide-16112005-144206/>> Acesso: 01 jul. 2008.

PAZIAN, J. A. **Desenvolvimento de uma metodologia para análise do potencial de cogeração de energia elétrica em usina de açúcar e álcool.** 148 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual de São Paulo, Bauru, 2004.

PAIVA, Sérgio; BACCARIN, José Giacomo; BUENO, Osmar de Carvalho. Gestão de Bioenergia a partir da Biomassa da Cana-de-açúcar. In: **6th International Congress of Bioenergy, 2011b**, Curitiba. Congresso Internacional de Bioenergia. Curitiba. v. XI.

PAIVA, S. Eficiência de custeio a partir da aplicação simultânea do custeio baseado em atividades e do custeio baseado em tempo. **GEPROS**. Gestão da Produção, Operações e Sistemas, Ano 7, nº 1, p.11-22, jan./ mar. 2012.

PAIVA, Sergio; Baccarin, Jose Giacomo; Bueno, Osmar de Carvalho. Time-Driven Activity-Based Costing (TDABC) Aplicado em Planta Sucroenergética. **XXXI Encontro Nacional De Engenharia De Produção Inovação Tecnológica e Propriedade Intelectual**: Desafios da Engenharia de Produção na Consolidação do Brasil no Cenário Econômico Mundial. Belo Horizonte, MG, Brasil, 04 a 07 de outubro, 2011.

PAIVA, Sérgio. **Gestão Operacional Baseada em Atividades**. Editora VirtualBooks, Pará de Minas, 2011.

PELLEGRINI, Luis Felipe. **Análise e Otimização Termo-Econômico-Ambiental Aplicada À Produção Combinada de Açúcar, Álcool e Eletricidade.** 2009. 349 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica)-Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

PÉREZ, M.R.A. **Manual de Contabilidad de Costes**. Universidad Pública de Navarra. Arrosadía, 2004.

PERNOT, E. ROODHOOFT, F. ABBEELE, A. Time-Driven Activity-Based Costing for Inter-Library Services: A Case Study in a University. **The Journal of Academic Librarianship**, Belgium, v. 33. n. 5, p. 551-560, Sept. 2007.

PONCE, A.T. et. al. **Contabilidad de Costes. Supuestos Prácticos**. Madrid: Pearson Educacion, 2004.

PEREIRA JÚNIOR, U.B. **Alternativas para a geração de energia em uma industria de chapas de fibras de madeira.** 2001. 115 f. Dissertação (Mestrado em Agronomia/Energia na agricultura) Faculdade de ciências Agronômicas, Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 2001.

PERNOT, Eli; Roodhooft, Filip; Abbeele, Alexandra Van den. Time-Driven Activity-Based Costing for Inter-Library Services: A Case Study in a University. **The Journal of Academic Librarianship**, v. 33, n. 5, p. 551–560 Sept. 2007.

PIETRO, M. G. S. **Alternativas de cogeração na Indústria Sucroalcooleira, Estudo de Caso**. 2003. 280 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica)-Faculdade de engenharia mecânica. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2003.

POMPERMAYER, Cleonice Bastos; PEREIRA, João Evangelista. Gestão de Custos. Disponível em: <Lima<http://www.unifae.br/publicacoes/pdf/financas/4.pdf>>. Acesso em: 28 jun. 2011.

PRADO. T.G.F. **Externalidades no ciclo produtivo da cana-de-açúcar com ênfase na geração de energia elétrica**. 2007. 254 f. Dissertação (Mestrado-Programa Interinidades de Pós-Graduação em Energia)-Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

PRADO, Thiago Guilherme Ferreira. **Externalidades do ciclo produtivo da cana-de-açúcar com ênfase na produção de energia elétrica**. 2007, 252 f. Dissertação (Mestrado em Energia/ Programa em Energia)-Faculdade de Economia e Administração, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

RALEVIC, P., M. Ryans and D. Cormier. 2010. **Assessing forest bio-mass for bioenergy: operational challenges and cost considerations**. For. Chron, n. 86, p. 43-50, 2010.

RAMÍREZ ROJO, Alfonso, A. **Análisis Económico financiero de la Empresa**. Un Análisis desde los datos Contables. Madrid: Ibergarceta Publicaciones, 2011.

RANT , Z., Forsch. **Ing.-Wies.**, v. 22, n. 1, p. 36-50, 1956.

REDONDO CASTÁN, Alfonso. **Diseño de un Sistema de Administración por Actividades como Instrumento para el Control de Gestión Integral de la Empresa**. Tesis Doctoral, 186 f. Tese (Doutorado en Ingeniería Industrial/Departamento de Gestión de Empresas)-Universidad de Valladolid, Valladolid, 1997.

REDONDO, A. y Olmo, R. del (1998). “Control de Gestión de Recursos Humanos en PYMES: Planificación Dinámica de Recursos y Necesidades”. **Capital Humano**. n. 115, p. 16-34, 1998.

REDONDO, A.; Pajares, J. (1999). “Las nuevas medidas de creación de valor: panorama e interrogantes”. **Revista Boletín AECA**, Nº 50: 39-41, 1999. ISSN: 1136-1069.

RINGELSTEIN, D. An Activity-Based Costing Assessment Task: Using na Excel Spreadsheet. **E-Journal of Business Education e Scholarship of Teaching**, Queensland, Australia, v. 3, n. 1, p. 25-35, 2009.

RIMA. Relatório de Impacto Ambiental. Aproveitamento Hidroelétrico Belo Monte. **Ministério de Minas e Energia**. Brasília, p. 1-100, mai. 2009.

RIBAYA MALLADA, Francisco, Javier. Costes. Madrid: Ediciones Encuentro, 1999.

ROSS, Stephen A.; Randolph W. Westerfield; Jeffrey F. Jaffe. **Administração Financeira**. 2.a ed. 9. Reimpr. São Paulo: Atlas, 2009.

ROSS, Stephen A.; Westerfield Randolph W; Jaffe, Jefferey. **Corporate Finance**. 7. ed. Boston: McGraw-Hill International Edition, 2005.

ROSS, Stephen, A.; WESTERFIELD, Randolph, W.; JORNAL, Bradford, D.; **Fundamentals of Corporate Finance**. Richard D. Irwin, Inc., 1991.

RU MARTINE , Ramon J.; Gil Corral, Antonio M . **La Planificación Financiera de la Empresa**. Madrid: Instituto Superior de Técnicas y Prácticas Bancarias, 2001.

SHANK. J. K. GOVINDARAJAN. **A Revolução dos Custos. Como Reinventar e Redefinir sua Estratégia de Custos para Vencer em Mercados Crescentemente Competitivos**. Rio de Janeiro: Elsevier, 1997.

STARK, J. A. **Contabilidade de Custos**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.

SALES, C. A. V. B. de. **Avaliação Técnica Econômica da Conversão da Biomassa em Eletricidade Utilizando Tecnologias de Gaseificação**. 2007. 188 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia da Energia/Programa de Engenharia em Energia)-Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.

SEDE TECNICA. Disponível em: <<http://www.sedetecnica.com/publicaciones/oilgas/noticias/2012/10/17/nueva-propuesta-de-la-comisi%C3%B3n-relativa-a-la-producci%C3%B3n-de-biocombustibles>>. Acesso em: 08 jan. 2013.

SIL. A.C. Cogeração: no máximo 700 MW até 2002. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, v. 247, p. 82-95, jun. 2001.

SOUZA, J. Z. **Geração de Energia Elétrica Excedente no Setor Sucroalcooleiro: Entraves Estruturais e Custos de Transação**. 279f. Tese. (Doutorado em Engenharia de Produção)-Programa de Engenharia de Produção. Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2003.

SOUZA, Z. Geração de Energia Elétrica Excedente no Setor Sucroalcooleiro. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia de Produção/Universidade Federal de São Carlos. São Carlos, 2003.

SOUZA, A. CLEMENTE. A. **Gestão de Custos. Aplicações Operacionais e Estratégias**. São Paulo: Atlas, 2007.

SOUZA, Z. J. Burnquist, H. L. A Comercialização de energia Elétrica Cogenerada pelo Setor Sucroalcooleiro. São Paulo: Plêiade Ltda, n. 200, p. 35-39, 2001.

SOUZA, Antônio Artur de; AVELAR, Ewerton Alex; BOINA, Terence Machado; RAIMUNDINI, Simone Leticia. Análise da aplicabilidade do time-driven activity-based costing em Empresas de produção por encomenda. **Revista Universo Contábil**, v. 6, n.1, p. 67-84, jan./ mar., 2010.

SOUZA, Z; AZEVEDO, P. Energia Elétrica Excedente no Setor Sucroalcooleiro: um estudo a partir de usinas paulistas. **Revista de Economia e Sociologia Rural**. Rio de Janeiro, RJ, v. 44, n.2, p. 179-199, abr./ jun. 2006.

SOUZA, Antônio Artur; Avelar, Ewerton Alex; Boina, Terence Machado; Oliveira Lara, Cynthia. Análise Dos Estudos Empíricos Realizados Sobre O Time-Driven Abc Entre Os Anos De 2004 E 2008. **9º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade**: Da pesquisa que temos para a pesquisa que precisamos, 30 e 31 de julho de 2009.

SCHUMPETER, J. **Capitalism, socialism and Democracy**. Londres: Harper Perennial, 1952.

STOUTHUYSEN, Kristof; Swiggers, Michael; Reheul, Anne-Mie; Roodhooft, Filip. Time-driven activity-based costing for a library acquisition process: A case study in a Belgian University. **Library Collections-Acquisitions, & Technical Services**, n. 34, p. 83–91, jan. 2010.

TEJADA PONCE, A.; Péres Morote, R.; Núñez Chicharro, M.; Jiménez Montañes, A. **Contabilidad de Costes**: Supuestos Prácticos. Madrid: Pearson Educación, 2004.

TALIANI, E.C. ÁLVAREZ, J.L. **El Sistema de Gestión y de Costes Basado en las Actividades**. Madrid: Gráficas Muriel-Buigas, 1994.

THIFFAULT, E.; PARÃO, D.; BRAIS, S., TITUS, B. D. Intensive biomass removals and site productivity in Canada: A review of relevant issues. **Forestry chronicle**, Canadá, v. 86, n.1, p. 36-42, jan./fev. 2010. Disponível em: <<http://agricola.nal.usda.gov/cgi-bin/Pwebrecon.cgi>> Acesso em: 18 ago. 2010.

UDOP. **União dos Produtores de Bioenergia**. Energia será principal produto do setor sucroalcooleiro. Disponível em: <www.udop.com.br>. Acesso em: 26 fev, 2008[a].

UDOP. **União dos Produtores de Bioenergia**. Disponível em: <www.udop.com.br>. Acesso em: 25 fev. 2009[b].

UDOP. **União dos Produtores de Bioenergia**. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/noticias/show.asp?nwsCode={22688D25-73B0-409A-AC2A-D36DA64187FA}>>. Acesso em: 20-02-2010[c].

UDOP. **União dos Produtores de Bioenergia**. Disponível em: <<http://www.udop.com.br/index.php?item=noticias&cod=1079736>>. Acesso em 20-04-2011[d].

UDOP. **União dos Produtores de Bioenergia.** Disponível em: <<http://www.unica.com.br/noticias/show.asp?nwsCode={22688D25-73B0-409A-AC2A-D36DA64187FA}>>. Acesso em 15-10-2012[e].

UNICA. **União do Agronegócio Canavieiro do Estado de São Paulo, Potencial de Cogeração Brasileiro.** Disponível em: <www.unica.com.br>. Acesso em: 20 set. 2007.

VAN HORNE, James C. **Administración Financiera.** 2. ed. México: Prentice Hall Hispanoamericano, México, 1993.

VALOR ECONÔMICO. **Novo recorde de fusões e aquisições entre usinas.** Data: 28 de fevereiro de 2008. Disponível em: <http://oppa.net.br/clipping/ab/clipping-OPPA-AB-fev_2008.pdf>. Acesso em: 20 set. 2011.

VIANA H.; COHEN W. B.; LOPES, D.; ARANHA, J. Assessment of forest biomass for use as energy. GIS-based analysis of geographical availability and locations of wood-fired power plants in Portugal. **Applied Energy.** Vila Real, Portugal, v.87, p. 2551-2560, 2010.

WANG, X.; FANG, J.; ZHU, B. Forest biomass and root–shoot allocation in northeast China. **Forest Ecology and Management.** Beijing, China, 255, p. 4007-4020, 2008. Disponível em: <[journal homepage: www.elsevier.com/locate/foreco](http://www.elsevier.com/locate/foreco)>. Acesso em: 20 ago. 2010.

SOUSA OLIVEIRA, Wagner de; JORGE FERNANDES, Antonio. **Economic Feasibility Applied to Wind Energy Projects.** Int. J. Emerg. Sci., IJES, n.1, v. 4, p. 659-681, Dec. 2011.

WERNKE, R. **Gestão de Custos: uma abordagem prática.** São Paulo: Atlas, 2001.

WELTON, Fred, J.; COPELAND, Thomas, E. **Finanzas en Administración.** México: Mcgraw-Hill/Interamericana, 1995.

WILSON, Richard. **Manual de Control de Costes.** Madrid: Ediciones Deusto, 1988.

YANG, J. Evaluation on Enterprise Performance of Developing Forest Biomass Resource. **International Conference on Management Science & Engineering,** Moscow, Russia, p. 14-16, sept. 2009.

YEN-JU LIN, B. et al. **How Can Activity-Based Costing Methodology Be Performed as a Powerful Tool to Calculate Costs and Secure Appropriate Patient Core?** Springer Science+Business Media. v. 31, p. 85-90, march, 2007.

YIN, R. K. **Estudo de caso: Planejamento e Métodos.** 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

ZILIO, L. B. **Análise da Viabilidade Econômica Financeira para Instalação de Destilaria de Etanol de Cana-de-açúcar no Norte de Goiás e no Vale do São Francisco/BA: Um estudo de caso.** 120 f. Dissertação (Mestrado em Ciências – Economia Aplicada)-

Universidade de São Paulo – Escola Superior de Agricultura “Luis de Queiroz”, Piracicaba, 2009.

APÊNDICE 1

A.1.1 - Questionário - Roteiro (Planta I)

- 1) Configuração das caldeiras (marca, pressão, potência em CV e outras configurações referente à sua tecnologia);
- 2) Quantas toneladas de cana-de-açúcar foram moídas na safra 2009/2010?
- 3) Quantas toneladas de bagaço foram produzidas na safra 2009/2010?
- 4) Quantas toneladas de bagaço foram queimadas nas caldeiras, na safra de 2009/2010?
- 5) Quantas toneladas de cana foram vendidas no monte de bagaço na safra de 2009/2010?
- 6) Quantas toneladas de bagaço ficaram estocadas na safra de 2009/2010?
- 7) Qual o giro do monte de bagaço de cana (em dias)?
- 8) Qual a produção total de vapor nas caldeiras (em toneladas)?
- 9) Quantas toneladas de vapor são consumidas no processo produtivo e quantas toneladas de vapor são consumidas nas turbinas, com finalidade de gerar energia elétrica?
- 10) Qual a finalidade do vapor de escape? Esse vapor é utilizado no processo produtivo?
- 11) Qual a diferença entre o total do vapor produzido nas Caldeiras e o total do vapor consumido (processo produtivo e cogeração)?
- 12) Relatórios dos custos inerentes às caldeiras no período de safra e de entre-safra 2008/2009?
- 13) Como é realizado o tratamento de água utilizada na caldeira?
- 14) Quantos m³/h de água é consumido na caldeira?
- 15) Qual o custo de tratamento da água utilizada na caldeira?
- 16) Existe perda de potência entre a caldeira e a turbina (ambas estão trabalhando em potências equivalentes)? Tanto as caldeiras assim como as turbinas estão trabalhando em capacidade máxima?

A.1.2 - Questionário - Roteiro

- 1) Configuração das turbinas e dos geradores (marca, pressão, potência em CV e outras configurações referente à sua tecnologia);
- 2) Qual o consumo de energia térmica (vapor) em cada turbina?
- 3) Qual a capacidade máxima que as turbinas podem trabalhar?
- 4) Qual a capacidade que as turbinas estão trabalhando?
- 5) O que poderia ser feito para aumentar a capacidade de cogeração utilizando os mesmos equipamentos?
- 6) Quantos Mwh que é cogerado por cada turbina?
- 7) Qual o preço de venda do Mwh?
- 8) A Usina operada no mercado livre, no mercado controlado ou ambos?
- 9) Quantos Mwh que a Usina Nardini está exportando?
- 10) O contrato de venda de energia elétrica foi firmado por quantos anos (livre e controlado)?

Tabela A.1.1 - Funcionários da Planta I

Relação das Funções	Relação – Funcionários	Total dos Minutos Trabalhados³¹
Relação dos Funcionários na safra		
	Quantidade	
Operador de Mesa Alimentadora	4,8	557.568,00
Operador de Ponte Rolante	1	116.160,00
Operador de Turbina	1,8	209.088,00
Operador de Hilo	8	929.280,00
Passador de Cabo	24,4	2.834.304,00
Encarregado de Moenda	2	232.320,00
Faxineiro	9,2	1.068.672,00
Operador de Painel Moenda	5,5	638.880,00
Líder de Turno Moenda	3,3	383.328,00
Operador De Moenda I	2,2	255.552,00
Operador De Moenda II	3	348.480,00
Líder De Recepção De Cana	1	116.160,00
Auxiliar De Operador Caldeira	12,7	1.475.232,00
Líder De Turno Caldeira	3	348.480,00
Operador De Pá Carregadeira	7,6	882.816,00
Operador De Caldeira II	5	580.800,00
Operador De Painel De Caldeira	4	464.640,00
Operador De Caldeira I	6,7	778.272,00
Coordenador Ind Geral	1	116.160,00
Operador De Turbo Gerador	4,2	487.872,00
Relação dos Funcionários na entressafra		
Operador de Mesa Alimentadora	4,8	267.264,00
Operador de Ponte Rolante	1	55.680,00
Operador de Turbina	1,8	100.224,00
Operador de Hilo	8	445.440,00
Passador de Cabo	24,4	1.358.592,00
Encarregado de Moenda	2	111.360,00
Faxineiro	9,2	512.256,00
Operador de Painel Moenda	5,5	306.240,00
Líder de Turno Moenda	3,3	183.744,00
Operador De Moenda I	2,2	122.496,00
Operador De Moenda II	3	167.040,00
Líder De Recepção De Cana	1	55.680,00
Auxiliar De Operador Caldeira	12,7	707.136,00
Líder De Turno Caldeira	3	167.040,00
Operador De Pá Carregadeira	7,6	423.168,00
Operador De Caldeira II	5	278.400,00
Operador De Painel De Caldeira	4	222.720,00
Operador De Caldeira I	6,7	373.056,00
Coordenador Ind Geral	1	55.680,00
Operador De Turbo Gerador	4,2	233.856,00
Relação dos Funcionários dos períodos safra e entressafra		
Operador de Mesa Alimentadora	4,8	824.832,00
Operador de Ponte Rolante	1	171.840,00
Operador de Turbina	1,8	309.312,00

³¹ Período de safra= n.º de func. X 8h00 X 60 m X 242 dias (três turnos)

Operador de Hilo	8	1.374.720,00
Passador de Cabo	24,4	4.192.896,00
Encarregado de Moenda	2	343.680,00
Faxineiro	9,2	1.580.928,00
Operador de Painei Moenda	5,5	945.120,00
Líder de Turno Moenda	3,3	567.072,00
Operador De Moenda I	2,2	378.048,00
Operador De Moenda II	3	515.520,00
Líder De Recepção De Cana	1	171.840,00
Auxiliar De Operador Caldeira	12,7	2.182.368,00
Líder De Turno Caldeira	3	515.520,00
Operador De Pá Carregadeira	7,6	1.305.984,00
Operador De Caldeira II	5	859.200,00
Operador De Painei De Caldeira	4	687.360,00
Operador De Caldeira I	6,7	1.151.328,00
Coordenador Ind Geral	1	171.840,00
Operador De Turbo Gerador	4,2	721.728,00

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Tabela A.1.2 - Funcionários que Compõem a Frente de Trabalho em Funções Nãocontínua ou Apontadas (safra)

Descrição	abr/09	mai/09	jun/09	jul/09	ago/09	set/09	out/09	nov/09	dez/09
Manutenção industrial	37,00	38,00	42,00	41,00	41,00	42,00	43,00	43,00	40,84
Lubrificador Industrial	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Faxineiro	1,00	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Caldeireiro I	9,00	6,00	7,00	7,00	9,00	9,00	9,00	9,00	7,42
Caldeireiro II	-	3,00	3,00	3,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Caldeireiro III	5,00	7,00	7,00	5,00	5,00	5,00	6,00	6,00	6,00
Mecanico I	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Soldador I	1,00	1,00	1,00	1,00	-	-	-	-	-
Soldador II	8,00	8,00	8,00	8,00	7,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Soldador III	8,00	8,00	8,00	8,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
Auxiliar De Producao	-	-	3,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,42
Operador De Guindaste	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Lider De Caldeiraria	-	-	-	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Manutenção Mec. Industrial	16,00	16,00	15,00	16,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00
Lubrificador Industrial	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Operador De Painel Moenda	1,00	1,00	1,00	1,00	-	-	-	-	-
Mecanico I	1,00	1,00	1,00	-	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Mecanico II	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Mecanico III	2,00	2,00	2,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Lider De Sistema Industrial	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	-
Torneiro Mecanico Industrial I	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Torneiro Mecanico Industrial I	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Lider De Mecanico Industrial	-	-	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Soldador I	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Soldador II	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Manut. Elét. e Instrumentação	26,00	25,00	28,00	29,00	27,00	28,00	28,81	29,00	27,42
Encarregado Manut Eletrica Ind	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Eletricista I	6,00	5,00	4,00	5,00	4,00	4,00	3,81	3,00	2,55
Eletricista II	4,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Eletricista III	1,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Lider De Turno Eletrica	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Caldeireiro I	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Caldeireiro II	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Instrumentista I	3,00	2,00	5,00	5,00	5,00	5,00	6,00	6,00	5,32
Instrumentista II	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Instrumentista III	-	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Soldador II	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Auxiliar De Limpeza Industrial	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	3,00	2,55
Instrumentista I Metrologist	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Lider De Instrumentacao	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Operador De Guindaste	1,00	1,00	1,00	1,00	-	1,00	1,00	1,00	1,00

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Tabela A.1.3 - Relação das Atividades do período entressafra

Denominação das Atividades (agrupadas)	Tempo das Atividades em Minutos (min)
Ajustar Instrumentos de Automacao e Controle	8.619
Reparar Abrandador 01	4.520
Reparar Caixa de Caldo para Embebicao	5.200
Reparar Caixa de Produtos Químicos	1.560
Reparar Caldeira	315.644
Reparar Conjunto de Acionamento	64.721
Reparar Conjunto de Grelha	34.782
Reparar Conjunto de Purgadores e Filtros Y	3.915
Reparar Conjunto de Valvulas	74.430
Reparar Conjunto Moto Bomba	32.779
Reparar Conjunto Moto Redutor	16.255
Reparar Conjunto Turbo Gerador	48.381
Reparar Cush-Cush de Palha	11.519
Reparar Desfibrador DH ¹	36.975
Reparar Dosador de Bagaco	10.304
Demais Atividades agrupadas	
Reparar Equipamentos da Extracao	38.845
Reparar Equipamentos da Geracao de Vapor	39.227
Reparar Esteira Alimentadora do Hidrolisador	1.080
Reparar Esteira de Borracha de Cana	52.262
Reparar Esteira de Cinzas	21.530
Reparar Esteira de Elevacao	2.545
Reparar Esteira de Recirculacao Transversal	2.891
Reparar Esteira de Retorno	2.380
Reparar Esteira Distribuidora	3.330
Reparar Esteira Intermediaria	66.677
Reparar Esteira Metalica de Cana	249.371
Reparar Esteira Principal 01	14.743
Reparar Exaustor	16.810
Reparar Exaustor de Neblina	1.446
Reparar Guincho Hillo	7.521
Reparar Hidrolisador de Bagaco	22.013
Reparar Linha de Energia Alta /Media e Baixa Tensao	844
Reparar Malha Controle de Combustao	3.177
Reparar Malha Controle de Nivel Desaerador	1.551
Reparar Malha Controle de Nivel Donelly	3.890
Reparar Malha Controle de Nivel TQ Pulmao	745
Reparar Malha Controle de Nivel Tubulao	6.276
Reparar Malha Controle de Pressao	2.050
Reparar Malha Controle de Pressao do Vapor	3.194
Reparar Malha Controle de Temperatura	535
Reparar Malha Controle de Tiragem	2.881
Rep. Malha Cont. Dessuperaquecedor de Escape Moenda	220
Reparar Malha Controle Nivel	1.289
Reparar Malha Controle Nivel de Agua de Embebicao	408
Rep. Malha de Cont. Nivel Tanque H2O para Trocar Calor	425
Reparar Mesa Alimentadora	193.420
Reparar Paineis Eletricos	38.741
Reparar Peneira Rotativa	20.531
Reparar Picador de Cana	98.408
Reparar Picador Nivelador de Cana	7.244
Reparar Ponte Rolante	1.211

Reparar Predio e Instalacoes em Geral	256.580
Reparar Rosca Sem Fim	9.473
Reparar Sistema Adiabatico	17.751
Reparar Sistema de Arrefecimento de Mancais	5.340
Reparar Sistema de Lubrificacao	3.214
Reparar Sistema de Pressao dos Rolos Superiores	240
Reparar Subestacao de Media Tensao	4.274
Reparar Tanque d' Agua Quente	560
Reparar Tanque D'Agua da Calha da Esteira de Borracha	3.285
Reparar Tanque de Agua Condensada	660
Reparar Tanque de Agua do Desaerador	10.105
Reparar Tanque de Tratamento de Agua (ETA)	4.544
Reparar Tanque Pulmao	8.584
Reparar Tanque Salmoura	2.630
Reparar Tanque Sulfato Aluminio	12.080
Reparar Terno de Moenda	689.734
Reparar Tubulacoes Aco	33.625
Reparar Turbo Bomba	9.961
Reparar Valvula da Rede	8.400
Reparar Valvula de controle	3
Reparar Valvula de Seguranca	8.490
Reparar Valvula Rotativa	1.905
Reparar Ventilador de Ar Espargidor	4.796
Reparar Ventilador Primario	7.520
Reparar Ventilador Secundario	2.760
Total	2.705.829

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Tabela A.1.4 - Relação de Investimentos e Melhorias na Planta Sucroenergética (Entressafra)

Descrição - Investimentos e Melhorias	Total Geral (R\$)
Caldeira	8.792.143,83
Conjunto Moto Bomba	432,99
Conjunto Turbo Gerador	338.520,29
Equipamentos da Extracao	67.135,25
Equipamentos da Geracao de Vapor	35,92
Esteira de Borracha de Cana	938,28
Esteira de Elevacao	64.969,04
Esteira de Recirculacao Transversal	341,79
Esteira de Retorno	2.175,34
Esteira Distribuidora	95.736,38
Esteira Principal	22.272,19
Linha de Energia Alta /Media e Baixa Tensao	66.114,94
Paineis Eletricos	1.047.797,90
Predio e Instalacoes em Geral	3.055.789,26
Sistema Adiabatico	32.825,28
Total	13.587.228,68

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Tabela A.1.5 - Relação das Atividades do Período Safra

Descrição das Atividades	Minutos Total
Ajustar Instrumentos de Automação e Controle	460,00
Reparar Caixa de Água Quente p/ Embebição	540,00
Reparar Caixa de Caldo do Sugador	4.285,00
Reparar Caixa de Caldo para Embebição	4.066,00
Reparar Caixa de Caldo Primário de Terno	480,00
Reparar Caixa Metalica de Bagacilho	2.130,00
Reparar Caldeira	47.069,00
Reparar Conjunto de Acionamento de Terno	11.782,00
Reparar Conjunto de Grelha	4.110,00
Reparar Conjunto de Purgadores e Filtros	1.080,00
Reparar Conjunto de Valvulas	3.375,00
Reparar Conjunto Moto Bomba	53.827,00
Reparar Conjunto Moto Redutor	1.311,00
Reparar Conjunto Separador de Particulas	1.770,00
Reparar Conjunto Turbo Gerador	33.492,00
Reparar Cush-Cush de Palha	490,00
Reparar Desfibrador	169.872,00
Reparar Dosador de Bagaço	701,00
Rep. Dosagem Cloro Agua do Poco Artesiano Moenda	109,00
Reparar Equipamentos da Casa de Forca	1.645,00
Reparar Equipamentos da Extração	257.635,00
Reparar Equipamentos da Geração de Vapor	2.458,00
Reparar Esteira	37.215,00
Reparar Esteira de Borracha de Cana	12.406,00
Reparar Esteira de Cinzas	115,00
Reparar Esteira de Elevação	7.037,00
Reparar Esteira de Recirculação Transversal	3.286,00
Reparar Esteira de Retorno	180,00
Reparar Esteira Distribuidora	50,00
Reparar Esteira Intermediaria	24.424,00
Reparar Esteira Metalica de Cana	126.330,00
Reparar Esteira para Deposito de Bagaço	1.800,00
Reparar Esteira Principal	3.450,00
Reparar Exaustor	11.242,00
Reparar Guincho Hillo	11.177,00
Reparar Hidrolisador de Bagaço	23.341,00
Reparar Instrumentos de Automação e Controle	200,00
Reparar Linha Energia Alta /Media e Baixa Tensão	16.758,00
Reparar Malha de Controle da Combustão	84,00

Reparar Malha de Controle de Nível	430,00
Reparar Malha de Controle de Nível do Desaerador	2.302,00
Reparar Malha de Controle de Nível Donelly	3.118,00
Reparar Malha de Controle de Nivel TQ Pulmao	40,00
Reparar Malha de Controle de Nivel Tubulao	992,00
Reparar Malha de Controle de Pressao do Vapor	4.294,00
Reparar Malha de Controle de Temperatura	840,00
Reparar Malha de Controle de Tiragem	959,00
Reparar Malha de Controle Descarga Contínua	21,00
Reparar Malha de Controle Dessuperaquecedor de Escape Moenda	670,00
Reparar Malha Cont. Nivel de Agua de Embebicao	105,00
Reparar Malha de Controle Nivel Tanque	70,00
Reparar Malha de Controle Pressao Desaerador	50,00
Reparar Malha de Controle Pressao Vapor Sat.	29,00
Reparar Malha de Controle Redutora Pressao	898,00
Reparar Maquina de Girar Rolos p/ Enchimento	43,00
Reparar Mesa Alimentadora	38.544,00
Reparar Paineis Eletricos	12.203,00
Reparar Paineis Eletricos da Casa Forca	663,00
Reparar Paineis Eletricos da Subestação	60,00
Reparar Pannel de Comando Hidraulico	195,00
Reparar Peneira Rotativa	6.178,00
Reparar Picador de Cana	346.199,00
Reparar Picador Nivelador de Cana	76.305,00
Reparar Ponte Rolante	2.960,00
Reparar Predio e Instalacoes em Geral	79.714,00
Reparar Rosca Sem Fim	5.288,00
Reparar Sistema Adiabatico	112.332,00
Reparar Sistema de Lubrificacao	2.498,00
Reparar Sistema de Lubrificacao de Mancais	2.090,00
Reparar Sistema de Lubrificacao de Rodetes	757,00
Reparar Sis.Lubrificacao dos Pistoes Hidraulico	10,00
Reparar Subestacao de Media Tensao	1.426,00
Reparar Tanque Coluna de Carvão	20,00
Reparar Tanque Coluna Mista	120,00
Reparar Tanque D'Agua Calha Esteira de Borracha	60,00
Reparar Tanque de Agua Clarificada	115,00
Reparar Tanque de Agua Condensada	32,00
Reparar Tanque de Agua do Desaerador	2.112,00
Reparar Tanque de Tratamento de Agua	60,00
Reparar Tanque Decantador	6.250,00
Reparar Tanque Pulmao	1.035,00

Reparar Terno de Moenda	1.474.499,00
Reparar Tubulacoes Aco Carbono	200,00
Reparar Tubulacoes Aco Carbono/Inox	5.620,00
Reparar Tubulações Aco Carbono/Inox/Polipropileno	6.985,00
Reparar Turbo Bomba	4.546,00
Reparar Valvula da Rede	25,00
Reparar Valvula de controle	375,00
Reparar Valvula de Seguranca	80,00
Reparar Valvula Rotativa	1.011,00
Reparar Ventilador de Ar	1.849,00
Reparar Ventilador de Ar Espargidor	1.775,00
Reparar Ventilador Primario	285,00
Reparar Ventilador Secundario	830,00
Operar Mesa Alimentadora	557.568,00
Operar de Ponte Rolante	116.160,00
Operar de Turbina	209.088,00
Operar de Hilo	929.280,00
Passar de Cabo	2.834.304,00
Expecionar Moenda	232.320,00
Faxinar Chão de Fábrica	1.068.672,00
Operar Painei Moenda	638.880,00
Liderar de Turno Moenda	383.328,00
Operar Moenda I	255.552,00
Operar Moenda II	348.480,00
Liderar Recepcao de Cana	116.160,00
Auxiliar Operador Caldeira	1.475.232,00
Liderar Turno – Caldeira	348.480,00
Operar Pá Carregadeira	882.816,00
Operar Caldeira II	580.800,00
Operar Painei de Caldeira	464.640,00
Operar Caldeira I	778.272,00
Coordenar Indústria Geral	116.160,00
Operar mesa de Turbo Gerador	1.475.232,00
Total Geral	16.903.373,00

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Tabela A.1.6 - Relação dos Investimentos e das Melhorias inerente ao período safra

Descrição - Investimentos e Melhorias	Total Geral (R\$)
Caixa de Caldo para Embebição	7.657,51
Caixa Metalica de Bagacilho	2.761,30
Caldeira	612.033,74
Conjunto de Acionamento	3.528,98
Conjunto Separador de Particulas	1.849,19
Conjunto Turbo Gerador	266.515,24
Desfibrador DH ¹	174,77
Equipamentos da Casa de Forca	152,92
Equipamentos da Extracao	3.465,70
Esteira de Borracha de Cana	4,71
Esteira de Elevacao	1.217,56
Esteira de Recirculação	85.926,68
Esteira de Retorno	8,72
Esteira Distribuidora	9.372,39
Esteira Intermediaria	356,63
Esteira Metalica de Cana	913,81
Esteira para Deposito de Bagaco	270.916,04
Guincho Hillo	27.021,34
Hidrolisador de Bagaco	1.672,62
Linha de Energia Alta /Media e Baixa Tensao	122,62
Malha Controle Nivel	252,88
Malha de Controle Redutora Pressao 67 p/ 21Kgf/cm ²	4.588,90
Mesa Alimentadora	196,24
Paineis Eletricos	38.072,83
Predio e Instalacoes em Geral	1.135.931,66
Sistema Adiabatico	9.185,80
Tanque de Agua	2.984,41
Tanque Pulmao	4.912,75
Tubulacoes Aco Carbono/Inox/Polipropileno	16.752,70
Total	2.508.550,64

Fonte: Elaborada pelo autor deste estudo

Tabela A.1.7- Rotinas Referente ao Período Entressafra

Demonstrativo de Custos por TAG

Planta: 08 Nardini - Unidade V.A.A.		
Período: 21/11/2008 a 16/04/2009		
TAG	Horas MOP	Total Geral
800EQ01 - Equipamentos da Geração de Vapor	657:17	33.091,52
800FIG01 - Predio e Instalações em Geral - Geração de Vapor	3512:01	2.097.846,28
800PUR01 - Conjunto de Purgadores e Filtros Y	65:15	2.365,49
800TU01 - Tubulações Aço Carbono/Inox	555:40	4.191,41
800TU01 - Tubulações Aço Carbono/Inox	2:45	27,22
800TU01 - Tubulações Aço Carbono/Inox	0:00	1.972,04
800VV01 - Conjunto de Válvulas de 2 Pol	169:40	1.519,13
800VV02 - Conjunto de Válvulas de 4 Pol	246:30	2.306,73
800VV03 - Conjunto de Válvulas de 6 Pol	356:00	15.198,47
800VV04 - Conjunto de Válvulas de 8 Pol	99:00	4.397,66
800VV05 - Conjunto de Válvulas de 10 Pol	237:50	4.610,20
801PE01 - Painéis Elétricos - CCM Desaerador 01 e Caldeira 01	65:38	595,64
801PE02 - Painéis Elétricos - CCM Caldeiras 2 e 3	234:21	44.639,69
801PE03 - Painéis Elétricos - CCM de Controle das Cald.	8:40	3.228,19
801PE04 - Painéis Elétricos da ETA	7:10	44,26
801PE05 - Painéis Elétricos - CCM Caldeira 04	4587:05	960.918,21
801PE06 - Painéis Elétricos - CCM DESMI	373:55	16.346,42
801SAD01 - Sistema Adiabático - CCM DESAERADOR/GV01	17:25	199,39
801SAD02 - Sistema Adiabático - CCM das GV02/GV03	11:20	32.934,23
801SAD03 - Sistema Adiabático 01 - CCM da Caldeira 04	4:10	25,12
801SUB01 - Subestação de Média Tensão 13.8KV - 440/220V Frente	27:48	386,34
801SUB02 - Subestação de Média Tensão 13.8KV - 440/220V Atras	21:25	229,11
802YMC02 - Malha Controle de Nível Tubulao - GV01	35:18	1.296,09
802YMC03 - Malha Controle de Tiragem - GV01	16:53	161,00
802YMC04 - Malha Controle de Combustão - GV01	17:47	200,27
802YMC05 - Malha Controle de Nível Tubulao - GV02	23:34	1.156,67
802YMC06 - Malha Controle de Tiragem - GV02	16:33	160,09
802YMC07 - Malha Controle de Combustão - GV02	14:54	156,35
802YMC08 - Malha Controle de Nível Tubulao - GV03	45:44	1.525,39
802YMC09 - Malha Controle de Tiragem - GV03	14:35	128,59
802YMC10 - Malha Controle de Combustão - GV03	20:16	312,16
802YMC11 - Malha Controle de Nível Desaerador 01	25:51	210,49
802YMC12 - Malha Controle de Pressão - Desaerador 01	34:10	297,41
802YMC13 - Malha Controle de Nível TQ Pulmão - Desaerador 01	12:25	449,36
802YMC14 - Malha Controle Nível - Descarga de Fundo Contínuo	21:29	405,83
BIOSALC - Módulo de Manutenção Industrial		
Versão: 9.1 BIOSALC Sistemas & Equipamentos Ltda.		

Demonstrativo de Custos por TAG

Planta: 08
Período: 21/11/2008 a 16/04/2009

TAG	Horas MOP	Total Geral
811ET01 - Esteira Principal 01 - Alimentacao das Caldeiras 01/02/03	996:28	25.899,22
811ET02 - Esteira Distribuidora - Bala	300:30	96.273,86
811ET03 - Esteira de Retorno	154:50	2.488,91
811ET04 - Esteira de Recirculacao Transversal	88:11	1.769,60
811ET06 - Esteira Alimentadora do Hidrolisador	18:00	116,58
821MB01 - Conjunto Moto Bomba 01 - Alimentacao de Agua das	32:37	3.927,00
821MB02 - Conjunto Moto Bomba 02 - Alimentacao Agua das Caldeiras	35:03	3.992,42
821MB05 - Conjunto Moto Bomba 01 - Agua p/ Tanque de Agua Quente	6:53	58,13
821MB06 - Conjunto Moto Bomba 02 - Agua p/ Tanque de Agua Quente	4:57	38,89
821TB01 - Turbo Bomba 01 - Alimentacao de Agua das Caldeiras	51:31	9.074,44
821TB02 - Turbo Bomba 02 - Alimentacao de Agua das Caldeiras	114:30	15.240,01
821VV01 - Conjunto de Valvulas de Alivio - Alimentacao de agua das	53:00	1.730,57
822MB01 - Conjunto Moto Bomba 01 - Desaerador - Reserva	7:00	159,61
822MB05 - Conjunto Moto Bomba 02 - Tanque de Agua Condensada	3:29	41,76
822TQ01 - Tanque de Agua do Desaerador	168:25	2.901,09
822TQ02 - Tanque Pulmao - Desaerador	27:00	169,32
822TQ03 - Tanque de Agua Condensada 01 - Desaerador	11:00	68,93
830CX01 - Caixa de Produtos Quimicos (Dosagem)	26:00	285,27
830MB01 - Conjunto Moto Bomba 01 - Caixa de Produto Quimicos	21:25	534,18
830MR03 - Conjunto Moto Redutor 03 - CX de Produtos Quimicos GV2	34	33,30
830PIG01 - Predio e Instalacoes em Geral - Sala de Controle das Cal	1:47	1.392,61
830VV01 - Valvula de controle - Descarga de fundo das caldeiras	0:03	0,69
832DO01 - Dosador de Bagaco 01 - GV01	8:20	54,29
832DO02 - Dosador de Bagaco 02 - GV01	9:50	71,47
832DO03 - Dosador de Bagaco 03 - GV01	7:31	601,35
832DO04 - Dosador de Bagaco 04 - GV01	2:40	17,97
832DO05 - Dosador de Bagaco 05 - GV01	9:05	69,42
832DO06 - Dosador de Bagaco 06 - GV01	4:10	29,65
832EX01 - Exaustor 01 - GV01	74:59	3.494,46
832EX02 - Exaustor 02 - GV01	46:53	3.781,20
832GRE01 - Conjunto de Greiha GV01	123:12	3.294,95
832GV01 - Caldeira 01 - Caldeira Equipalcoo 115 Ton	2959:49	66.995,79
832VS01 - Valvula de Seguranca - Balao Superior e Super Aquecedo	88:00	715,53
832VT01 - Ventilador Primario 01 - GV01	30:00	1.283,97
832VT02 - Ventilador Primario 02 - GV01	28:00	749,59

BIOGALC - Módulo de Manutenção Industrial
Versão.: 9.1 Biosaic Sistemas & Equipamentos Ltda.

Demonstrativo de Custos por TAG

Planta: 08

Período: 21/11/2008 a 16/04/2009

TAG	Horas MOP	Total Geral
832VT03 - Ventilador Secundario 01 - GV01	15:30	344,97
832VT04 - Ventilador de Ar Espargidor 01 - GV01	36:46	956,57
832VV01 - Valvula da Rede - Entrada agua e Linha de Vapor GV01	54:00	665,34
833DO01 - Dosador de Bagaco 01 - GV02	9:15	94,42
833DO02 - Dosador de Bagaco 02 - GV02	26:03	364,22
833DO03 - Dosador de Bagaco 03 - GV02	23:20	298,14
833DO04 - Dosador de Bagaco 04 - GV02	2:55	25,98
833DO05 - Dosador de Bagaco 05 - GV02	7:45	84,55

833DO06 - Dosador de Bagaco 06 - GV02	3:05	29,48
833EX01 - Exaustor - 01 GV02	47:38	3.230,97
833EX02 - Exaustor - 02 GV02	36:50	2.766,29
833GRE01 - Conjunto de Greiha da GV02	258:33	4.766,77
833GV02 - Caldeira 02 - Caldeira Equipalcool 115 Ton	1630:03	75.434,72
833VS01 - Valvula de Seguranca - Balao Superior e Super Aquecedo	17:00	176,27
833VT01 - Ventilador Primario 01 - GV02	18:00	127,62
833VT02 - Ventilador Primario 02 - GV02	15:40	1.313,24
833VT03 - Ventilador Secundario 01 - GV02	14:20	202,96
833VT04 - Ventilador de Ar Espargidor 01 - GV02	13:00	98,00
833VV01 - Valvula da Rede - Entrada Agua e Linha de Vapor GV02	48:00	620,66
834DO01 - Dosador de Bagaco 01 - GV03	7:20	48,98
834DO02 - Dosador de Bagaco 02 - GV03	31:00	257,05
834DO03 - Dosador de Bagaco 03 - GV03	12:00	78,65
834DO04 - Dosador de Bagaco 04 - GV03	7:25	67,60
834EX01 - Exaustor 01 - GV03	36:50	1.673,97
834EX02 - Exaustor 02 - GV03	38:00	1.741,40
834GRE01 - Conjunto de Greiha da GV03	198:07	3.830,22
834GV03 - Caldeira 03 - Caldeira Equipalcool 100 Ton	649:10	22.134,35
834VS01 - Valvula de Seguranca - Balao Superior e Super Aquecedo	36:30	330,10
834VT01 - Ventilador Primario 01 - GV03	16:00	113,99
834VT02 - Ventilador Secundario 01 - GV03	16:10	458,25
834VT03 - Ventilador de Ar Espargidor 01 - GV03	30:10	423,70
834VT04 - Ventilador Primario 02 - GV03	17:40	168,86
834VV01 - Valvula da Rede - Entrada agua e linha de vapor GV03	38:00	731,61
835ET01 - Esteira de Cinzas Principal 01	155:40	5.878,58
835ET02 - Esteira de Cinzas Alimentadora 01 - Alimenta Est. Princip	81:40	1.854,80
BIOSALC - Módulo de Manutenção Industrial		
Versão.: 9.1 Biosalc Sistemas & Equipamentos Ltda.		

Demonstrativo de Custos por TAG

Planta: 08		
Período: 21/11/2008 a 16/04/2009		
TAG	Horas MOP	Total Geral
835ET03 - Esteira de Cinzas Alimentadora 02 - Alimenta Est. Princip	121:30	2.348,05
835RSF01 - Rosca Sem Fim 01 - Separador de Particulas GV01	5:25	65,57
835RSF02 - Rosca Sem Fim 02 - Separador de Particulas GV01	6:52	95,68
835RSF03 - Rosca Sem Fim 01 - Separador de Particulas GV02	6:45	42,86
835RSF04 - Rosca Sem Fim 02 - Separador de Particulas GV02	7:15	53,05
835RSF05 - Rosca Sem Fim 01 - Separador de Particulas GV03	10:30	345,28
835RSF06 - Rosca Sem Fim 02 - Separador de Particulas GV03	14:25	254,36
835RSF07 - Rosca Sem Fim 03 - Separador de Particulas - GV03	3:40	268,35
835VRT01 - Valvula Rotativa 01 - Cinzas do Separador p/ RSF01	2:30	14,98
835VRT02 - Valvula Rotativa 02 - Cinzas da RSF p/ Esteira	0:40	5,25
835VRT03 - Valvula Rotativa 03 - Cinzas do Separador p/ RSF02	1:15	10,68
835VRT04 - Valvula Rotativa 04 - Cinzas da RSF p/ Esteira	0:40	5,25
835VRT05 - Valvula Rotativa 01 - Cinzas do Separador p/ RSF03	3:20	191,57
835VRT06 - Valvula Rotativa 02 - Cinzas da RSF p/ Esteira	1:50	16,55
835VRT07 - Valvula Rotativa 03 - Cinzas do Separador p/ RSF04	1:40	13,12
835VRT08 - Valvula Rotativa 04 - Cinzas da RSF p/ Esteira	2:20	26,79
835VRT09 - Valvula Rotativa 01 - Cinzas do Separador p/ RSF04	4:10	28,85

835VRT10 - Válvula Rotativa 02 - Cinzas da RSF p/ Esteira	5:50	149,06
835VRT11 - Válvula Rotativa 03 - Cinzas do Separador p/ RSF05	1:40	33,48
835VRT12 - Válvula Rotativa 04 - Cinzas da RSF p/ Esteira	4:10	26,20
835VRT13 - Válvula Rotativa 05 - Cinzas da RSF p/ Esteira	1:40	116,56
836GV04 - Caldeira 04 - EQUIPALCOOL/200TON	18854:50	8.747.826,98
840AB01 - Abrandador 01	40:40	302,89
840AB02 - Abrandador 02	34:40	263,21
840MB01 - Conjunto Moto Bomba 01 - Tanque de Condensado 1, 2, 3:19		140,66
840MB04 - Conjunto Moto Bomba 03 - Tanque de Água ETA - Resen	0:00	36,21
840MB05 - Conjunto Moto Bomba 01 - Tanque de Salmoura ETA	0:00	5,21
840MB06 - Conjunto Moto Bomba 01 - Tanque de Sulfato Alumínio	2:20	223,96
840MB08 - Conjunto Moto Bomba 01 - Água do TQ Pulmao p/	3:00	28,23
840MB09 - Conjunto Moto Bomba 02 - Água do TQ p/ Desaerador	14:20	2.480,52
840MB10 - Conjunto Moto Bomba 03 - Água do TQ p/ Desaerador	25:28	2.564,89
840MR01 - Conjunto Moto Redutor 01 - TQ Sulfato Alumínio	2:46	328,18
840MR02 - Conjunto Moto Redutor 02 - TQ Sulfato Alumínio	0:00	0,16
840TQ01 - Tanque de Tratamento de Água (ETA) 01	75:44	543,30
840TQ02 - Tanque d' Água Quente - Vapor Condensado 01	4:00	34,22
BIOGALC - Módulo de Manutenção Industrial		
Versão.: 9.1 Biosaic Sistemas & Equipamentos Ltda.		

Demonstrativo de Custos por TAG

Planta: 08		
Período: 21/11/2008 a 16/04/2009		
TAG	Horas MOP	Total Geral
840TQ03 - Tanque d' Água Quente - Vapor Condensado 02	2:40	26,40
840TQ04 - Tanque d' Água Quente - Vapor Condensado 03	2:40	26,40
840TQ08 - Tanque Salmoura 01 - ETA	43:50	456,73
840TQ09 - Tanque Sulfato Alumínio	201:20	2.379,40
840TQ10 - Tanque Pulmao - Água Tratada da ETA Para GV's	116:04	923,73
841PIQ01 - Predio e Instalações em Geral - ETA DESMI	7778:47	963.942,13
850HI01 - Hidrolisador de Bagaco 01	366:53	8.455,47
Total Geral:	48613:48	13.347.374,17

Tabela A.1.8 - Relação das Rotinas Referente ao Período Safra

Período: 14/04/2009 a 14/12/2009		
TAG	Horas MOP	Total Geral
Reparar Equipamentos da Casa de Força	25:25	11.778,42
Reparar Conjunto de Purgadores e Filtros	16:00	66,93
Reparar Tubulacoes Aço Carbono	2:15	16,02
Reparar Conjunto de Válvulas	6:00	50,88
Reparar Conjunto de Válvulas	1:15	42,54
Reparar Conjunto de Válvulas	1:40	13,27
Reparar Paineis Elétricos	3:13	617,89
Reparar Paineis Elétricos	22:35	292,50
Ajustar Instrumentos de Automação e Controle	4:20	36,98
Reparar Malha de Controle Nível Tanque	1:10	29,32
Reparar Conjunto Turbo Gerador	31:08	9.255,43
Reparar Conjunto Turbo Gerador	439:03	154.301,06
Reparar Conjunto Turbo Gerador	58:58	6.022,63
Reparar Conjunto Moto Bomba	1:00	29,40
Reparar Conjunto Moto Bomba	0:05	15,53
Reparar Conjunto Moto Bomba	1:00	345,49
Reparar Conjunto Moto Bomba	0:05	10,39
Reparar Conjunto Moto Bomba	0:05	10,39
Reparar Conjunto Moto Bomba	1:15	14,42
Reparar Predio e Instalações em Geral	616:21	11.458,98
Reparar Ponte Rolante	1:00	99,35
Reparar Sistema Adiabático	313:15	1.813,90
Reparar Sistema Adiabático	327:58	1.923,71
Reparar Sistema Adiabático	311:00	1.978,09
Reparar Sistema de Lubrificação	1:12	25,77
Reparar Sistema de Lubrificação	3:39	22,56
Reparar Sistema de Lubrificação	5:32	34,36
Reparar Predio e Instalações em Geral	11:19	23.787,83
Reparar Sistema Adiabático	70:25	421,67
Reparar Linha de Energia Alta /Media e Baixa Tensão	207:25	2.176,22
Reparar Equipamentos da Casa de Força	2:00	40,69
Reparar Tubulacoes Aço Carbono	1:05	22,01
Reparar Paineis Elétricos da Casa Força	11:03	1.269,13
Reparar Paineis Elétricos da Subestação	1:00	14,30
Reparar Conjunto Turbo Gerador	27:03	520.203,61
Reparar Conjunto Turbo Gerador	2:00	26,51
Reparar Predio e Instalações em Geral	25:03	880,62
Reparar Sistema Adiabático	15:47	128,76
Reparar Sistema de Lubrificação	1:10	7,03
Reparar Predio e Instalações em Geral	0:40	3,58
Reparar Linha de Energia Alta /Media e Baixa Tensão	71:53	1.533,01

Período: 17/04/2009 a 14/12/2009

TAG	Horas MOP	Total Geral
Reparar Equipamentos da Geracao de Vapor	2:50	28,05
Reparar Predio e Instalacoes em Geral - Geracao de Vapor	1:15	32,88
Reparar Caldeira	47:15	1.296,48
Reparar Predio e Instalacoes em Geral	3:30	46,89
Reparar Hidrolisador de Bagaco	1:20	31,37
Reparar Equipamentos da Geracao de Vapor	25:27	9.341,38
Reparar Predio e Instalacoes em Geral	67:37	11.874,54
Reparar Conjunto de Purgadores e Filtros	0:00	4,97
RepararTubulacoes Aco Carbono/Inox	78:40	1.701,91
Reparar Conjunto de Valvulas	0:20	2,01
Reparar Conjunto de Valvulas	3:50	31,16
Reparar Conjunto de Valvulas	6:50	223,88
Reparar Painels Eletricos	3:20	31,74
Reparar Painels Eletricos	32:02	344,76
Reparar Painels Eletricos	7:00	75,76
Reparar Painels Eletricos	16:55	145,40
Reparar Sistema Adiabatico	66:50	416,43
Reparar Sistema Adiabatico	243:35	1.460,34
Reparar Sistema Adiabatico	184:16	1.159,70
Reparar Sistema Adiabatico	199:27	1.258,97
Reparar Subestacao de Media Tensao	1:48	22,00
Reparar Subestacao de Media Tensao	9:19	82,39
Reparar Instrumentos de Automacao e Controle	3:20	28,46
Reparar Malha Controle de Nivel Tubulao	3:10	23,27
Reparar Malha Controle de Tiragem	0:00	39,04
Reparar Malha Controle de Nivel Tubulao	2:30	14,98
Reparar Malha Controle de Nivel Tubulao	1:50	51,19
Reparar Malha de Controle de Nivel do Tubulao	2:47	12,23
Reparar Malha Controle de Tiragem	13:44	114,80
Reparar Malha de Controle da Combustao	1:24	13,37
Reparar Malha de Controle de Nivel do Desaerador	38:22	383,51
Reparar Malha de Controle Pressao Desaerador	0:30	0,00
Reparar Malha de Controle Temperatura	2:34	21,34
Reparar Malha de Controle Temperatura	0:44	5,20
Reparar Malha de Controle Pressao Vapor Sat.	0:29	5,20
Reparar Malha de Controle Redutora Pressao	14:58	189,86
Reparar Malha de Controle Descarga Continua	0:21	2,40
Reparar Caixa Metalica de Bagacilho	35:30	564,58
Reparar Esteira	498:40	88.580,30
Reparar Esteira	121:35	1.948,52
Reparar Esteira de Recirculacao Transversal	54:46	722,84
Reparar Esteira para Deposito de Bagaco	30:00	183,15
Reparar Esteira Principal 02 - Alimentacao da Caldeira 04	48:00	501,99
Reparar Conjunto Moto Bomba 01 - Bagacilho Hidratado p/ Penelra	60:04	987,56
Reparar Conjunto Moto Bomba 01 - Alimentacao de Agua das	6:45	89,16
Reparar Conjunto Moto Bomba 02 -Alimentacao Agua das Caldeiras-	3:15	38,83
Reparar Conjunto Moto Bomba 01 - Agua Alimentacao Caldeiras-	3:30	36,33
Reparar Conjunto Moto Bomba 02 - Agua de Alimentacao das	4:00	28,47
Reparar Conjunto Moto Bomba 01-Agua p/ Tanque de Agua Quente-	6:10	75,06
Reparar Conjunto Moto Bomba 02 - Agua p/ Tanque de Agua Quente	0:10	9,58
Reparar Conjunto Moto Bomba 01 - Alimentacao Agua da Caldeira	23:20	1.515,46
Reparar Conjunto Moto Bomba 02 - Alimentacao Agua da Caldeira	38:55	3.740,50
Reparar Turbo Bomba 01 - Alimentacao de Agua das Caldeiras	10:10	480,16
Reparar Turbo Bomba 02 - Alimentacao de Agua das Caldeiras-	4:45	33,83
Reparar Turbo Bomba 01 - Alimentacao de Agua da Caldeira GV04	57:15	3.767,49
Reparar Conjunto de Valvulas de Alivio - Alimentacao de agua das	12:00	153,85
Reparar Conjunto Moto Bomba 01 - Desaerador - Reserva	4:00	29,09
Reparar Conjunto Moto Bomba 02 - Desaerador - Reserva	4:00	28,49
Reparar Conjunto Moto Bomba 03 - Desaerador	7:34	84,81

Reparar Conjunto Moto Bomba 01 - Tanque Agua Condensada-	7:15	104,12
Reparar Conjunto Moto Bomba 02 - Tanque de Agua Condensada 01	3:00	21,02
Reparar Tanque Pulmao - Desaerador	0:30	11,36
Reparar Moto Bomba 01 - Agua Desmineralizada para Desaerador	9:10	373,43
Reparar Moto Bomba 02 - Agua Condensada para Desaerador	1:10	7,69
Reparar Tanque de Agua Desaerador 02 - GVD4	34:32	1.366,67
Reparar Conjunto Moto Bomba 01 - Caixa de Produto Químicos	15:50	676,69
Reparar Conjunto Moto Redutor 02 - CX de Produtos Químicos GVD1	4:25	43,04
Reparar Conjunto Moto Redutor 04 - CX de Produtos Químicos GVD3	1:45	29,17
Reparar Predio e Instalacoes em Geral - Sala de Controle das Cald.	20:12	380,63
Reparar Valvula de controle - Descarga de fundo das caldeiras	2:17	30,96
Reparar Dosador de Bagaco 01 - GVD1	3:00	168,54
Reparar Exaustor 01 - GVD1	19:05	1.371,83
Reparar Exaustor 02 - GVD1	0:00	3,90
Reparar Conjunto de Greiha GVD1	26:56	815,76
Reparar Caldeira 01 - Caldeira Equipalcoo 115 Ton	11:09	4.678,65
Reparar Ventilador Primario	3:50	1.088,00
Reparar Ventilador Primario	0:25	24,01
Reparar Ventilador Secundario	4:10	90,06
Reparar Ventilador de Ar Espargidor	29:35	917,10
Reparar Conjunto de Greiha	30:00	192,38
Reparar Caldeira	11:41	4.705,03
Reparar Valvula de Seguranca	0:00	0,29
Reparar Ventilador Primario	0:30	3,57
Reparar Ventilador Secundario	9:40	602,96
Reparar Valvula da Rede	0:25	4,13
Reparar Dosador de Bagaco	0:12	1,61
Reparar Exaustor	0:40	5,59
Reparar Exaustor	9:00	554,56
Reparar Caldeira	18:53	4.735,49
Reparar Ventilador de Ar	3:00	131,51
Reparar Ventilador de Ar	9:45	610,84
Reparar Conjunto Separador de Particulas	29:30	244,25
Reparar Rosca Sem Fim	0:00	5,62
Reparar Rosca Sem Fim	1:00	13,18
Reparar Rosca Sem Fim	54:43	615,82
Reparar Valvula Rotativa	0:06	0,63
Reparar Exaustor	59:31	813,67
Reparar Exaustor	61:54	657,67
Reparar Caldeira	662:48	26.259,05
Reparar Ventilador de Ar	2:00	12,35
Reparar Ventilador de Ar	10:30	202,60
Reparar Ablandador	0:00	41,70
Reparar Conjunto Moto Bomba	7:45	55,21
Reparar Conjunto Moto Bomba	9:10	118,55
Reparar Conjunto Moto Bomba	9:40	129,85
Reparar Conjunto Moto Bomba	8:45	76,77
Reparar Conjunto Moto Bomba	38:42	748,65
Reparar Conjunto Moto Bomba	4:46	58,01
Reparar Conjunto Moto Bomba	0:05	0,82
Reparar Tanque Pulmao	0:50	9,04
Reparar Conjunto Moto Bomba	0:50	5,03
Reparar Conjunto Moto Bomba	8:20	235,58
Reparar Conjunto Moto Bomba	0:30	4,05
Reparar Conjunto Moto Bomba	0:30	4,05
Reparar Conjunto Moto Bomba	0:30	4,04
Reparar Conjunto Moto Bomba	1:10	10,15
Reparar Conjunto Moto Bomba	0:10	0,98
Reparar Conjunto Moto Bomba	0:20	52,16
Reparar Predio e Instalações em Geral	32:06	1.011,65
Reparar Tanque Decantador	52:10	486,03
Reparar Tanque Decantador	49:00	492,57
Reparar Tanque de Agua Clarificada	1:55	89,59
Reparar Tanque Coluna de Carvão	0:20	8,01
Reparar Tanque Coluna Mista	1:40	17,99
Reparar Hidrolisador de Bagaco	264:10	11.281,13

Reparar Hidrolisador de Bagaco	86,00	1.460,54
Reparar Equipamentos de Geracao de Vapor	12,41	409,68
Reparar Predio e Instalacoes em Geral	108,45	4.526,43
Reparar Tubulacoes Aco Carbono/Inox	15,00	271,28
Reparar Conjunto de Valvulas	2,00	305,88
Reparar Painéis Elétricos	5,24	92,54
Reparar Painéis Elétricos	21,35	420,36
Reparar Painéis Elétricos	2,09	1.037,92
Reparar Painéis Elétricos	17,08	224,85
Reparar Painéis Elétricos	1,14	39,56
Reparar Sistema Adiabatico	6,10	103,88
Reparar Malha Controle de Nivel Tubulao	1,00	9,76
Reparar Malha Controle de Nivel Tubulao	5,15	61,24
Ajustar Malha Controle de Combustao	0,00	149,70
Reparar Malha Controle de Nivel	2,40	30,55
Reparar Malha Controle Nivel	1,20	954,33
Reparar Malha de Controle de Nivel	3,10	95,50
Reparar Malha Controle de Tiragem	2,15	28,08
Reparar Malha de Controle Pressao Desaerador	0,20	3,58
Reparar Malha Controle de Nivel TQ Pulmeo	0,40	7,17
Reparar Esteira Principal	0,50	12,74
Reparar Esteira Distribuidora	0,50	30,85
Reparar Esteira de Retorno	3,00	29,32
Reparar Esteira Principal	8,40	189,62
Reparar Conjunto Moto Bomba	9,55	425,88
Reparar Conjunto Moto Bomba	37,25	10.480,31
Reparar Conjunto Moto Bomba	5,25	52,40
Reparar Turbo Bomba	3,38	30,18
Reparar Tanque de Agua do Desaerador	0,40	27,30
Reparar Tanque Pulmeo	15,00	41,95
Reparar Tanque de Agua Condensada	0,32	4,30
Reparar Conjunto Moto Bomba	28,39	1.940,72
Reparar Conjunto Moto Redutor	4,20	30,87
Reparar Conjunto Moto Redutor	6,10	82,49
Reparar Conjunto Moto Redutor	4,07	145,12
Reparar Predio e Instalacoes em Geral	5,54	481,70
Reparar Valvula de controle	3,58	489,49
Reparar Dosador de Bagaco	0,41	9,26
Reparar Dosador de Bagaco	0,18	3,38
Reparar Dosador de Bagaco	0,13	3,15
Reparar Dosador de Bagaco	0,10	1,35
Reparar Dosador de Bagaco	0,25	3,96
Reparar Exaustor	2,00	1.908,67
Reparar Exaustor	4,20	554,51
Reparar Conjunto de Grelha	9,59	87,00
Reparar Caldeira	1,32	22,72
Reparar Ventilador de Ar	5,34	415,26
Reparar Dosador de Bagaco	0,15	3,58
Reparar Dosador de Bagaco	0,18	4,51
Reparar Dosador de Bagaco	0,24	5,78
Reparar Dosador de Bagaco	0,16	2,87
Reparar Exaustor	0,13	3,15
Reparar Exaustor	0,35	5,11
Reparar Caldeira	0,10	11,47
Reparar Dosador de Bagaco	0,10	1,34
Reparar Dosador de Bagaco	0,59	14,42
Reparar Dosador de Bagaco	0,07	1,11
Reparar Exaustor	1,15	27,15
Reparar Caldeira	7,54	133,43
Reparar Esteira de Cinzas	0,30	4,40
Reparar Esteira de Cinzas	1,25	72,83
Reparar Rosca Sem Fim	1,15	24,16
Reparar Rosca Sem Fim	2,11	32,03
Reparar Rosca Sem Fim	3,30	50,33
Reparar Rosca Sem Fim	1,50	28,05
Reparar Rosca Sem Fim	1,51	31,31

Reparar Rosca Sem Fim	0,09	1,21
Reparar Válvula Rotativa	0,15	3,30
Reparar Válvula Rotativa	0,25	5,78
Reparar Válvula Rotativa	0,15	5,93
Reparar Válvula Rotativa	2,17	29,63
Reparar Válvula Rotativa	0,20	4,77
Reparar Válvula Rotativa	6,13	196,07
Reparar Válvula Rotativa	0,15	3,57
Reparar Válvula Rotativa	0,15	3,58
Reparar Válvula Rotativa	5,05	52,69
Reparar Válvula Rotativa	0,00	56,17
Reparar Válvula Rotativa	0,25	4,91
Reparar Válvula Rotativa	1,00	18,39
Reparar Dosador de Bagaço	0,08	1,08
Reparar Dosador de Bagaço	0,20	4,77
Reparar Dosador de Bagaço	2,23	35,96
Reparar Dosador de Bagaço	0,52	14,36
Reparar Dosador de Bagaço	0,30	5,55
Reparar Exaustor	21,41	371,05
Reparar Exaustor	7,08	10.802,05
Reparar Conjunto de Greiha	1,35	30,06
Reparar Caldeira	23,07	771,17
Reparar Válvula de Segurança	1,20	11,38
Reparar Conjunto Moto Bomba	3,02	33,53
Reparar Conjunto Moto Bomba	6,52	75,01
Reparar Conjunto Moto Bomba	2,09	24,76
Reparar Conjunto Moto Bomba	13,33	285,70
Reparar Conjunto Moto Redutor	1,04	16,88
Reparar Predio e Instalações em Geral	3,17	65,32
Reparar Tanque de Tratamento de Água	1,00	29,08
Reparar Tanque Pulmão	0,55	8,72
Reparar Conjunto Moto Bomba	6,29	1.545,94
Reparar Conjunto Moto Bomba	4,51	71,82
Reparar Conjunto Moto Bomba	9,10	72,35
Reparar Conjunto Moto Bomba	0,20	4,77
Reparar Conjunto Moto Bomba	1,28	15,08
Reparar Predio e Instalações em Geral	31,05	528,47
Reparar Tanque Decantador	3,00	720,45
Reparar Tanque Coluna Mistá	0,20	17,80
Reparar Hidrolisador de Bagaço	37,31	4.042,41
Reparar Hidrolisador de Bagaço	0,00	308,53

Tabela A.1.9 - Relação dos Funcionários e os respectivos salários do período safra

		nov-08	dez-08	jan-09	fev-09	mar-09	abr-09	mai-09	jun-09	jul-09	ago-09	set-09	out-09	nov-09	dez-09
		Realizado	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado
2.1.1.1 - Extração do caldo (pátio, hilo e moenda)															
C0142 - OPERADOR DE MESA ALIMENTADORA	Ativo	3948,96	2110,58	1157,8	1315,86	1109,71	2587,94	3861,88	4213,96	4110,28	3903,68	3873,49	4292,5	3908,77	2501,97
C0144 - OPERADOR DE PONTE ROLANTE	Ativo	Ativador de ponte rolante na sua tabela													
C0148 - OPERADOR DE TURBINA	Ativo	1061,5	2095,92	1112,22	688,38	945,18	1207,37	983,4	109,7	-	390,87	1120,64	1046,33	1208,76	1935,13
C0150 - OPERADOR DE HILO	Ativo	8652,86	3777,61	1576,13	1229,17	973,89	4170,3	8311,18	9174,28	8801,07	8010,75	8236,36	8662,49	8722,65	2961,26
C0156 - PASSADOR DE CABO	Ativo	24276,32	3992,71	2201,48	1632,11	1532,75	13359,11	27975,97	31620,22	32988,08	29882,57	29904,83	30520,63	31824,96	2574,68
C0326 - ENCARREGADO DE MOENDA	Ativo	7790,19	13189,88	7078,23	3445,66	4852,4	7046,44	8651,05	8924,24	8646,05	8567,86	8315,76	9526,05	8727,45	15824,68
C0331 - FAXINEIRO	Ativo	25.571,34	19.253,41	10.006,62	7.471,54	8.718,17	17.603,31	27.264,44	29.795,08	29.239,99	26.852,08	27.739,82	28.490,57	28.989,55	18.719,82
C0377 - OPERADOR DE PAINEL MOENDA	Ativo	4.470,31	7.460,02	3.633,30	2.384,39	3.175,01	4.654,97	4.678,87	4.798,99	4.949,31	4.486,38	4.675,90	4.782,73	4.628,24	8.878,61
C0449 - LIDER DE TURNO MOENDA	Ativo	7.180,58	12.256,26	6.450,38	3.496,59	5.031,79	7.199,35	7.356,25	8.056,67	7.623,61	7.453,66	7.267,31	7.594,88	8.011,68	13.693,28
C0465 - SOLDADOR I	Ativo	14.438,77	6.060,39	2.991,10	1.933,93	4.762,25	12.451,38	14.374,01	15.784,27	15.075,94	14.363,48	14.527,27	14.913,19	14.715,22	7.409,35
C0466 - SOLDADOR II	Ativo	16.369,13	28.848,62	15.031,76	9.324,31	12.124,43	15.964,45	14.097,72	15.412,45	15.349,84	15.608,61	15.433,76	17.661,58	14.993,04	28.939,86
C0490 - OPERADOR DE MOENDA I	Ativo	1.484,11	2906,26	1493,98	910,59	1.092,76	1.631,31	1.609,25	1.753,21	1.783,82	1.752,83	1.636,23	1.748,95	1.553,96	3196,69
C0501 - OPERADOR DE MOENDA II	Ativo	Ativado tem o operador de moenda II na sua tabela													
C0634 - LIDER DE RECEPCAO DE CANA	Ativo	2.355,54	4.210,37	2.103,12	810,78	812,18	1.573,32	2.500,91	2.650,08	2.645,02	2.304,14	2.518,82	2.620,62	2.558,09	4607,1
TOTAL GERAL MOENDA															
2.2.4.1 - Geração de vapor															
C0045 - AUXILIAR DE OPERADOR CALDEIRA	Ativo	9.889,07	4.322,52	2226,47	1.436,12	2.972,15	10.671,05	13.260,79	14.888,11	15.908,81	15.223,19	15.301,09	16.607,68	16.142,09	5174,25
C0347 - LIDER DE TURNO CALDEIRA	Ativo	8.089,59	14.669,22	7.616,28	3.701,80	5.874,82	9.871,78	9.114,39	9.881,35	9.272,07	7.838,31	8.736,51	9.048,15	8.875,35	16.715,48
C0375 - OPERADOR DE PA CARREGADEIR	Ativo	24.029,02	19.122,22	8.823,41	6.756,92	12.584,66	21.373,05	25.608,32	27.555,22	21.513,28	19.299,87	20.631,01	20.003,85	21.226,94	16.400,92
C0491 - OPERADOR DE CALDEIRA II	Ativo	5.022,86	9.449,40	4.973,49	2.784,44	3.698,05	6.022,79	5.313,76	5.702,64	5.346,12	5.153,15	5.108,41	5.531,47	5.752,30	10.446,51
C0499 - OPERADOR DE PAINEL DE CALDEIRA	Ativo	5.954,68	10.531,68	5.702,71	3.307,88	4.578,86	7.127,80	6.237,09	6.630,61	6.360,32	5.735,70	6.249,31	6.350,91	6.324,09	11.889,86
C0525 - OPERADOR DE CALDEIRA I	Ativo	6.900,20	15.794,44	8.610,05	4.990,58	7.006,89	10.293,73	8.950,72	9.935,87	9.528,57	9.170,63	9.351,11	9.820,83	9.884,89	17.849,41
C0623 - COORDENADOR IND GERAL	Ativo	5.701,79	12.464,04	6.675,03	5.701,56	5.701,43	5.701,50	5.701,36	6.367,13	6.034,48	6.034,40	6.034,10	6.034,91	6.034,58	18.925,81
TOTAL GERAL CALDEIRA		65587,21	86353,52	44627,44	28679,3	42416,86	71061,7	74186,43	80960,93	73963,65	68455,25	71411,54	73397,8	74240,24	97402,24
2.2.5.1 - Geração e distribuição de energia elétrica															
C0149 - OPERADOR DE TURBO GERADOR	Ativo	6	6	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4
TOTAL GERAL CASA DE FORÇA		6	6	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4

Tabela A.1.10 - Relação de Investimentos e Melhorias do Período Safra

TAG	Min. MOP	Total Geral
Caixa de Caldo para Embebição	24413	7.657,51
Caixa Metálica de Bagacilho	7782	2.761,30
Caldeira	212164	612.033,74
Conjunto de Acionamento	9633	3.528,98
Conjunto Separador de Partículas	12495	1.849,19
Conjunto Turbo Gerador	16187	266.515,24
Desfibrador DH1	2080	174,77
Equipamentos da Casa de Força	340	152,92
Equipamentos da Extração	55155	3.465,70
Esteira de Borracha de Cana	27060	4,71
Esteira de Elevação	3375	1.217,56
Esteira de Recirculação	117104	85.926,68
Esteira de Retorno	30	8,72
Esteira Distribuidora	3605	9.372,39
Esteira Intermediária	690	356,63
Esteira Metálica de Cana	535	913,81
Esteira para Depósito de Bagaco	10290	270.916,04
Guincho Hillo	42045	27.021,34
Hidrolisador de Bagaco	2165	1.672,62
Linha de Energia Alta / Média e Baixa Tensão	245	122,62
Malha Controle Nível	1770	252,88
Malha de Controle Redutora Pressão 67 p/ 21Kg/cm ²	130	4.588,90
Mesa Alimentadora	720	196,24
Painéis Elétricos	70385	37.941,75
Painéis Elétricos	255	99,49
Painéis Elétricos da Casa Força	30	31,59
Prédio e Instalações em Geral	252027	1.105.488,03
Prédio e Instalações em Geral	120	117,15
Prédio e Instalações em Geral	30	30.326,48
Sistema Adiabático	3414	9.185,80
Tanque de Água	6480	2.984,41
Tanque Pulmão	6917	4.912,75
Tubulações Aço Carbono	3770	1.236,50
Tubulações Aço Carbono/Inox/Polipropileno	2063	15.516,20
Total	895.504	2.508.550,64

Tabela A.1.11- Atividades Referentes ao Preparo, Moenda, Caldeira e Casa de Força do Período safra

TAG	Min. MOP	Total Geral
Caldeira	1129988	8792143,83
Conjunto Moto Bomba	165	432,99
Conjunto Turbo Gerador	35893	338520,29
Equipamentos da Extracao	4977	67135,25
Equipamentos da Geracao de Vapor	210	35,92
Esteira de Borracha de Cana	2783	938,28
Esteira de Elevacao	90192	64969,04
Esteira de Recirculacao Transversal	2400	341,79
Esteira de Retorno	6910	2175,34
Esteira Distribuidora	14700	95736,38
Esteira Principal	45045	22272,19
Linha de Energia Alta /Media e Baixa Tensao	69901	66114,94
Paineis Eletricos	302267	1011451,81
Paineis Eletricos da Casa Forca	9126	36070,03
Paineis Eletricos da Subestacao de Energia Eletrica	815	276,06
Predio e Instalacoes em Geral	515452	3019714,92
Predio e Instalacoes em Geral	38875	33995,33
Predio e Instalacoes em Geral	2611	2079,01
Sistema Adiabatico	0	32825,28
Total	2272310	13.587.228,68

Figura A.1.1 - Turbina e Gerador (Planta I)



Figura A.1.2 -Turbina da Planta I



Figura A.1.3 - Planta I (Brasil)



APÊNDICE 2

A.2.1 - Notas Previas

El trabajo realizado en Brasil gira en torno a una planta “sucraenergética” que produce azúcar, alcohol y energía eléctrica.

El proceso productivo global consta de 4 etapas: (1) Preparación de la caña, (2) triturado de la caña, (3) caldera (48-50 % de humedad) y (4) Grupo de cogeneración (turbina, generador). Dicho periodo productivo se divide en dos: Periodo de productivo (242 días, a tres turnos, del 17/Abr/2008 al 14/Dic/2009) y Periodo de parada (116 días del 21/Nov/2008 al 16/Abr/2009).

Así pues hace falta conocer:

- ❖ El sistema productivo con todo tipo de detalle:
- ❖ Estructura empresarial, en Brasil únicamente se han tenido en cuenta los costes del personal de producción. Desde el ingeniero de producción para abajo, pero no Dirección general.
- ❖ Así mismo hace falta conocer en detalle cada una de las máquinas que hay, su precio de adquisición, horas que trabajo, operarios por turno, etc.

Los datos deberían suministrársenos por meses, indicándose claramente si hay incidencias tipo parada por mantenimiento, etc.

Las DOS primeras hojas son las que ha preparado Sergio, y las tablas del final son ejemplos de datos agregados del caso brasileño que he recopilado yo de lo que me ha pasado.

A.2.2 - Datos de los Residuos Forestales

Histórico sobre la empresa (mes a mes):

- 1) Coste de las astillas de los residuos (mover y apilar) €/sustancia seca;
- 2) Coste de carga, descarga y transporte de las astillas (distancia del bosque a la planta receptora);
- 3) Caldeira de vapor de MW ; área em Ha o Km²;
- 4) Central de vapor Generadora€/kW;
- 5) Todos los costes operacionales de la empresa, incluso la depreciación de los activos, de forma detallada (mensual o anual);
- 6) Coste medio anual o mensual personal;
- 7) Coste del capital de la empresa (capital propio o capital de tercero → %);
- 8) Coste de mantenimiento anual;
- 9) Coste Central potencia a 15 MW = _____ €/KW.1000 = _____ € (valor de la inversión inicial);
- 10) Coste central o generales de la empresa;
- 11) Coste inicial Capital o inversión inicial;
- 12) Número de personas que trabajan en el sistema productivo de la empresa;
- 13) Jornada de trabajo de todo el personal laboral de la empresa (horario de entrada y salida de los peresonales laborales) en jornada mensual;
- 14) Disponibilidad de todos los personales labolales (horario de la entrada y de la salida), es decir, las horas que los personales están disponible a la empresa desde a la entrada hasta a la salida (jornada mensule);
- 15) Horas trabajadas de los personales laborales, menos las horas de la comida y merienda, o seya, solamente las horas efectivamente trabajadas (jornada mensual);
- 16) Todas las actividades desarrollada por los personales laborales de la empresa (solamente las mas relevantes) y los respectivos tiempos de ejecución de cada actividad (jornada mensual);
- 17) Todos los ingresos (entrada de “cash”) de la empresa, incluido crédito de carbono, en caso de que lo haya (mensual o anual);
- 18) Plazo (periodo) de depreciación de los activos de la empresa (en años);

Tabela A.2.1 - Relação dos Custos e das Receitas Operacionais Referente a Planta II

CENTRAL DE CALEFACCIÓN Y ACS POR BIOMASA

GASTOS ANUALES		IMPORTE		
PARTIDA	CONCEPTO	2007	2008	2009
731 22000	Ordinario no inventariable	117,00		
731 12 y 15	Sueldos y Salarios	37.151,84	42.552,71	51.784,61
	Seguridad Social Empresa	13.939,78	15.620,38	17.140,71
731 20200	Instituto Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)	54.404,88	108.809,76	117.877,24
731 21300	Reparaciones, mantenimiento, instalaciones y utillaje	9.731,69	13.768,46	31.456,37
731 22100	Energía eléctrica	53.034,43	67.006,34	79.753,03
731 22103	Combustibles y carburantes	59.658,06	96.200,82	96.586,71
731 22104	Vestuario	45,62	192,97	125,63
731 22109	Suministros varios	395,56	79,30	650,64
731 22200	Telefónica	333,84	284,18	272,86
731 22400	Seguros	3.837,65	2.980,61	1.654,25
731 22609	Gastos Diversos	174,29	180,30	396,03
	SUMA	232.824,64	347.675,83	397.698,08
Ingresos				
	Cooperativas	138.803,06	158193,74	174261,4
	Particulares	24.650,32	27106,24	20000
	Subvenciones	40.000,00	40000	0
	SUMA	203.453,38	225.299,98	194.261,40
	RESULTADO NETO ingresos - gastos	-29.371,26	-122.375,85	-203.436,68
	Producción de energía en la central Mwh/año		5.785,96	5.507,10
	Litros de gasoil equivalentes		562.836,58	535.710,12
	Coste del kilowatio €/kwh		0,060	0,072
Estimación cobrando lo producido				
	Precio €/l gasoil el 2 de noviembre estimación,		0,700	0,730
	Descuento aplicable del 10%		0,630	0,657
	Supuesto de ingresos por consumo		354.587,05	351.961,55
	RESULTADO NETO ingresos - gastos		6.911,22	-45.736,53

Tabela A.2.2- Valor de Mercado da Biomassa da Planta II (Euros)

Precio de compra de biomasa

% humedad	a demanda	1000 Tm	2000 Tm
20%	44,24	37,6	34,5
30%	37,64	31,99	29,36
40%	31,04	26,38	24,21
Tarifa	$y=-66x+57,444$	$y=-56,1x+48,824$	$y=-51,48x+44,803$

Incluir Transporte 0,1 €/tm Km (sólo distancia de ida)

Tabela A.2.3 - Dados referentes à Central Térmica Analisada (Planta II)

Central de calefacción y ACS alimentada con biomasa

	Año		
	2008	2009	2010
Producción energía Mwh	5.785,96	5.507,10	5.871,20
Gasoil equivalente L	562.836,58	535.710,12	571.128,40
Consumo de biomasa Tm	3.076,00	2.182,05	5.265,71
CO2 evitadas Tm	1.575,94	1.499,99	1.599,16
Coste total €		360.321,74	445.228,87
Venta de energía €		194.261,40	171.226,17
Coste de Kwh, €			0,0758
Precio L gasoil €/l			
Estimación kwh gasoil			

PCI gasoil	Kwh/litr
CO2	Kg/l

Datos de intervención

	1791,03
	5265,71
2010(*)	391,02
	3125,11

(*) Reconocidos de 2009

Figura A.2.1- Rede de Distribuição de Energia Térmica (Planta II)



Figura A.2.2 - Pinheiro



Figura A.2.3 – Colheita da Biomassa (Pinheiro)



Figura A.2.4 - Poda de Árvores (Pinheiro)



Figura A.2.5 - Biomassa Triturada (Pinheiro)



Figura A.2.6 - Planta Central Térmica Espanhola (Planta II)

