

**ALEXIS NORIYUKI ASAMURA HUKAI**

**Estudo de viabilidade do uso de Aguapé (*Eichhornia crassipes*) para produção de  
energia através da biodigestão**

Trabalho de Formatura apresentado à Escola  
Politécnica da Universidade de São Paulo para  
obtenção do diploma de Engenheiro de Produção

**São Paulo**  
**2016**



**ALEXIS NORIYUKI ASAMURA HUKAI**

**Estudo de viabilidade do uso de Aguapé (*Eichhornia crassipes*) para produção de  
energia através da biodigestão**

Trabalho de Formatura apresentado à Escola  
Politécnica da Universidade de São Paulo para a  
obtenção do diploma de Engenheiro de Produção

Orientador: Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

**São Paulo**

**2016**

## FICHA CARTOGRÁFICA

Alexis Noriyuki Asamura, Hukai

Estudo de viabilidade do uso de Aguapé (*Eichhornia crassipes*) para produção de energia através da biodigestão / H. Alexis Noriyuki Asamura -- São Paulo, 2016.  
117 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.

1.GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 2.AGUAPÉ 3.BIODIGESTORES ANAERÓBIOS 4.INVESTIMENTOS I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção II.t.

## **AGRADECIMENTOS**

Acima de tudo, à minha família pelo suporte e companheirismo em todos os momentos da minha vida, e em particular ao meu pai, com quem tive a honra de trabalhar ao lado e aprender uma fração de sua infinidade de conhecimento.

Ao professor Doutor Erik Eduardo Rego, pela orientação e apoio transmitido durante toda sua orientação.

Aos meus colegas de faculdade, sem os quais não conseguiria terminar esta longa etapa da vida; aos meus amigos de colégio, que além de toda descontração sempre me deram força; ao grupo de trabalho G6, pelas incontáveis noites de estudo; ao Leonardo, Marinaldo e Diogo, que trouxeram tanta alegria durante a realização deste trabalho e aos meus companheiros de vida, por estarem sempre ao meu lado, que a Alissa nos une ainda mais.

Por fim, gostaria de agradecer todos aqueles que colaboraram, direta ou indiretamente, na execução deste trabalho.



## RESUMO

O aguapé (*Eichhornia crassipes*) é a macrófita que mais causa problemas aos corpos d'água de represas e reservatórios, devendo ser retirada para mantê-la sob controle. Este trabalho visa encontrar uma utilidade para essa biomassa, que é geralmente jogada fora, com a geração de energia elétrica através de sua biodigestão. Para se atingir este objetivo, foi feito um estudo de viabilidade financeira de uma usina piloto teórica abastecida pelo equivalente a 10 toneladas de matéria seca de aguapé diariamente. A biodigestão dessa biomassa resulta em uma geração de  $1.179\text{m}^3$  de biogás por ano que pode servir de combustível para um conjunto motor-gerador e produzir 2.797 MWh no ano. Utilizando-se a metodologia de projeção de fluxo de caixa livre para o acionista, a avaliação do investimento resultou em um valor presente líquido acima de R\$ 3 milhões e uma TIR de 21%, demonstrando o potencial que esta biomassa tem para um projeto de geração de energia elétrica.

**Palavras-chave:** Geração de energia elétrica. Aguapé. Biodigestão. Análise de investimento.



## ABSTRACT

Water Hyacinth (*Eichhornia crassipes*) is the most problematic aquatic weed for dams and reservoirs, hence its removal is needed to keep it under control. This study aims to find a purpose for this biomass, which is usually thrown away, with the power generation through its biodigestion. To achieve this goal, a financial feasibility study was made to a theoretical pilot plant, supplied with the equivalent to 10 tons of dry water hyacinth daily. The biodigestion results in the generation of  $1.179\text{m}^3$  of biogás, which can be used as fuel to a motor-generator set and produce 2.797 MWh yearly. Using the methodology of free cash flow to the shareholder, the investment valuation resulted in a net present value above R\$ 3 million and a IRR of 21%, showing the potential of this biomass for a power generation project.

**Keywords:** Power generation. Water Hyacinth. Biodigestion. Investment analysis.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – <i>Eichhornia crassipes</i> .....	22
Figura 2 – Esquema de biodigestor .....	24
Figura 3 – Esquema do projeto .....	27
Figura 4 – Demonstração do Resultado do Exercício .....	35
Figura 5 – Demonstração do Fluxo de Caixa .....	38
Figura 6 – Balanço Patrimonial.....	40
Figura 7 – Biodigestor chinês.....	51
Figura 8 – Biodigestor indiano.....	52
Figura 9 – Biodigestor canadense .....	53
Figura 10 – Biodigestor de fluxo ascendente .....	54
Figura 11 – Motor de ciclo Otto.....	58
Figura 12 – Turbina a gás.....	59
Figura 13 – Sistema elétrico brasileiro.....	63
Figura 14 – Preço da energia no ACL.....	72
Figura 15 – Premissas macroeconômicas.....	80
Figura 16 – Premissas operacionais .....	80
Figura 17 – CAPEX .....	81
Figura 18 – Depreciação projetada.....	81
Figura 19 – Custos e despesas operacionais.....	82
Figura 20 – Valor residual.....	83
Figura 21 – Impostos.....	83
Figura 22 – Preço de venda para o cenário I (R\$/MWh) .....	84
Figura 23 – Preço de venda para o cenário II (R\$/MWh) .....	85
Figura 24 – Receita para cenário I .....	85
Figura 25 – Receita para cenário II .....	85
Figura 26 – DRE para o cenário I .....	87
Figura 27 – FCLA para cenário I .....	87
Figura 28 – DRE para cenário II .....	88
Figura 29 – FCLA para cenário II .....	88
Figura 30 – Cálculo do PL para cenário I .....	91
Figura 31 – Cálculo do PL para cenário II .....	91
Figura 32 – Representação gráfica do valor presente do FCL para cenário I .....	92
Figura 33 – Representação gráfica do valor presente do FCL para cenário II .....	92
Figura 34 – Variação da TIR em função do preço de venda .....	94
Figura 35 – Análise de sensibilidade da TIR para propriedades da planta .....	95
Figura 36 – Composição do CAPEX .....	96
Figura 37 – Análise de sensibilidade da TIR para o CAPEX.....	96
Figura 38 – Variação da TIR com CAPEX R\$ 7.782/kW .....	97
Figura 39 – Composição do custo .....	98
Figura 40 – Análise de sensibilidade da TIR para o custo .....	98
Figura 41 – Análise de sensibilidade da TIR para o dólar .....	99



## LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Cálculo do valor presente do FC .....	34
Equação 2 – Cálculo do fluxo de caixa livre para empresa.....	34
Equação 3: Cálculo do capital de giro líquido .....	39
Equação 4: Cálculo do custo de capital próprio .....	41
Equação 5: Cálculo de desalavancagem do beta .....	42
Equação 6: Cálculo do custo médio ponderado do capital.....	44
Equação 7: Cálculo do valor da empresa .....	45
Equação 8: Cálculo do fluxo de caixa livre para o acionista.....	45
Equação 9: Cálculo do valor do patrimônio líquido.....	46
Equação 10: Cálculo da empresa pelo patrimônio líquido.....	46
Equação 11: Cálculo do volume do biodigestor.....	54
Equação 12 – Cálculo do preço de venda.....	84



## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Equivalência energética para 1m <sup>3</sup> de biogás .....	25
Tabela 2 – Concentração de CH <sub>4</sub> no biogás .....	49
Tabela 3 – Propriedades do aguapé.....	50
Tabela 4 – Rendimento elétrico de motores a combustão.....	60
Tabela 5 – Preço médio de termelétricas de biomassa em leilões.....	73
Tabela 6 – Comparação dos modelos de negociação .....	76
Tabela 7 – TIR para cenários I e II.....	93



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BP	Balanço Patrimonial
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CGL	Capital de Giro Líquido
CMPC	Custo Médio Ponderado do Capital
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
D&A	Depreciação e Amortização
DFC	<i>Discounted Cash Flow</i>
DRE	Demonstração do Resultado do Exercício
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCL	Fluxo de Caixa Livre
ha	Hectare
IFC	International Finance Corporation
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
LER	Leilão de Energia de Reserva
MME	Ministério de Minas e Energia
MPAF	Modelo de Precificação de Ativos Financeiros

NOPAT	<i>Net Operating Profit After Taxes</i>
NOS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCI	Poder Calorífico Inferior
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PL	Patrimônio Líquido
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TR	Tempo de Residência
TUSD	Taxa de Uso do Sistema de Distribuição
UASB	<i>Upperflow Anaerobic Sludge Blanket</i>
VD	Volume Diário adicionado
VPL	Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>21</b>
1.1    Objetivo do trabalho .....	21
1.2    A planta <i>Eichhornia crassipes</i> .....	21
1.3    Biodigestão .....	23
1.4    Geração de energia elétrica.....	25
1.5    Escopo do trabalho.....	26
1.5.1    Escala da planta piloto.....	26
1.5.2    Descrição do projeto piloto .....	27
1.6    Relevância do trabalho.....	28
1.7    Motivações pessoais .....	29
1.8    Metodologia .....	30
1.9    Estrutura do trabalho.....	30
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>33</b>
2.1    Análise financeira .....	33
2.2    Fluxo de caixa descontado .....	33
2.3    Fluxo de caixa livre.....	34
2.3.1    Receita líquida.....	35
2.3.2    Custo das vendas .....	36
2.3.3    Despesas Operacionais .....	36
2.3.4    Taxa de Impostos .....	37
2.3.5    Depreciação e Amortização.....	38
2.3.6    Investimentos .....	39
2.3.7    Capital de giro líquido.....	39
2.4    Custo de capital.....	40
2.4.1    Custo de capital próprio ( $ke$ ) .....	41
2.4.2    Custo de capital de terceiros ( $kd$ ) .....	43
2.4.3    Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC).....	43
2.5    Avaliação do valor presente ajustado .....	44
2.6    Avaliação da empresa .....	45

2.7	Avaliação do patrimônio líquido .....	45
<b>3.</b>	<b>O PROJETO .....</b>	<b>47</b>
3.1	Propriedades da <i>Eichhornia crassipes</i> .....	47
3.2	O biodigestor .....	50
3.2.1	Tipos de biodigestores .....	51
3.2.2	Escolha do biodigestor e dimensionamento .....	54
3.2.3	Custo de investimento do biodigestor.....	55
3.2.4	Custo de operação do biodigestor.....	56
3.2.5	O Triturador.....	56
3.3	O Gerador .....	57
3.3.1	Tipos de geradores.....	57
3.3.2	Escolha do gerador e dimensionamento .....	59
3.3.3	Custo de investimento do gerador .....	60
3.3.4	Custo de operação do gerador.....	60
<b>4.</b>	<b>PRECIFICAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO.....</b>	<b>63</b>
4.1	O setor elétrico brasileiro .....	63
4.2	Modelo do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) .....	63
4.2.1	Agentes setoriais.....	64
4.2.2	Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).....	64
4.2.3	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).....	65
4.2.4	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) .....	66
4.2.5	Ministério de Minas e Energia (MME) .....	66
4.2.6	Empresa de Pesquisa Energética (EPE).....	67
4.2.7	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) .....	67
4.2.8	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).....	68
4.3	Mercado de energia elétrica .....	68
4.3.1	Mercado Regulado.....	68
4.3.2	Mercado Livre .....	70
4.3.3	Comparação dos preços do ACL e ACR .....	71
4.3.4	Compensação de energia elétrica.....	74
4.3.5	Modelo de comercialização .....	75
<b>5.</b>	<b>CONSTRUÇÃO DO MODELO.....</b>	<b>79</b>

5.1	Modelo do fluxo de caixa .....	79
5.2	Premissas .....	79
5.3	Investimento e depreciação.....	80
5.4	Custos e despesas operacionais.....	81
5.5	Valor residual.....	82
5.6	Impostos.....	83
5.7	Receita líquida .....	83
5.8	Capital de giro.....	86
5.9	Demonstração do resultado e fluxo de caixa livre .....	86
5.10	Custo do capital .....	88
<b>6.</b>	<b>ANÁLISE DOS RESULTADOS.....</b>	<b>91</b>
6.1	Valor Presente Líquido do Acionista.....	91
6.2	Taxa interna de retorno .....	92
6.3	Análise de sensibilidade.....	93
6.4	Fontes alternativas de receita .....	99
6.4.1	Fertilizante.....	99
6.4.2	Crédito de carbono .....	100
<b>7.</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>101</b>
<b>8.</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>103</b>
<b>APÊNDICE A – DRE PARA CENÁRIO I .....</b>	<b>109</b>	
<b>APÊNDICE B – DRE PARA CENÁRIO II .....</b>	<b>111</b>	
<b>APÊNDICE C – FCL PARA CENÁRIO I E CENÁRIO II .....</b>	<b>113</b>	
<b>ANEXO A – TARIFAS MÉDIAS DAS DISTRIBUIDORAS DO SUDESTE EM 2016 PARA CLASSE DE CONSUMO COMERCIAL, SERVIÇO E OUTROS .....</b>	<b>115</b>	
<b>ANEXO B – TARIFAS MÉDIAS DAS DISTRIBUIDORAS DO SUDESTE EM 2016 PARA CLASSE DE CONSUMO INDUSTRIAL .....</b>	<b>117</b>	



## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 Objetivo do trabalho

As necessidades hídricas da população levaram à construção de grandes barragens com diferentes propósitos: abastecimento de água, irrigação, regulação de vazão e, hoje em dia, principalmente para a geração hidrelétrica (CMB, 2000). As áreas dessas barragens podem chegar a mais de 4.000 km<sup>2</sup>, como é o caso da Usina Hidrelétrica de Sobradinho na Bahia, com 4.214km<sup>2</sup> (CHESF, 2016).

Um problema frequentemente enfrentado nas barragens é o acúmulo de macrófitas aquáticas, que podem levar à eutrofização do lago ou até danificar as turbinas hidrelétricas. Para o controle dessas plantas é comum se utilizar do método de controle físico, que consiste em sua retirada e despejamento nas margens da barragem para sua decomposição.

Com o objetivo de encontrar um meio eficiente de aproveitar o potencial energético armazenado nessas plantas, este trabalho irá estudar a viabilidade do uso dessa biomassa para a produção de energia elétrica. O aproveitamento de subprodutos para a geração de energia elétrica é uma prática usual no Brasil, com destaque à cogeração do bagaço da indústria canavieira, que já representa 5% da matriz energética nacional (MME, 2015).

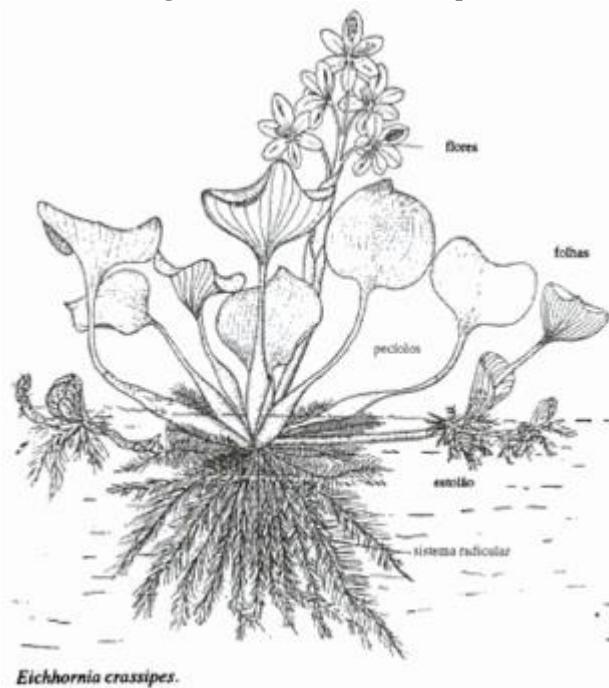
Dentre as macrófitas aquáticas, segundo o Instituto Biológico da Secretaria de Agricultura e Abastecimento do estado de São Paulo, a que mais causa problemas é a *Eichhornia crassipes*, conhecida popularmente por aguapé. Isto se deve à sua alta capacidade de adaptação e alta taxa de reprodução, registrando aumento da superfície coberta de até 15% ao dia (NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES, 1976). Com esta capacidade de produção de biomassa, este trabalho irá focar na utilização do aguapé para a produção do biogás.

### 1.2 A planta *Eichhornia crassipes*

Nativo da Amazônia, o aguapé é uma planta considerada como praga, sendo combatida em diversos países até ter sua imagem mudada em 1940, com estudos realizados pela NASA (EUA), que procuravam métodos alternativos para o tratamento da água residuária em naves espaciais, além de fontes de alimento para insetos, sendo assim reveladas sua capacidade de

depuração da água e seu poder de geração de biomassa (SOUZA; PEIXOTO; TOLEDO, 1995).

**Figura 1 – *Eichhornia crassipes***



*Eichhornia crassipes.*

**Fonte:** Souza, Peixoto e Toledo (1995)

A retirada do aguapé dos lagos e rios é essencial, podendo trazer diversos problemas caso contrário, como: um corpo d’água coberto por aguapé pode chegar a perder 8 vezes mais água através da evapotranspiração; apenas 25 plantas são suficientes para cobrir 1ha<sup>1</sup>, combinado com a sua alta capacidade de reprodução, a planta costuma dificultar travessias de balsas ou barcos; a planta pode prejudicar usinas hidrelétricas, ao entrar em suas turbinas; além de outros inconvenientes (SOUZA; PEIXOTO; TOLEDO, 1995).

O potencial de uso do aguapé é diverso, por exemplo: a capacidade de depurar diariamente o esgoto produzido por uma pessoa com 4,65m<sup>2</sup> de área coberta de aguapé (NASA, 1977) e de absorver metais pesados foi objeto de estudo para sua utilização em tratamento de efluentes (HENRY-SILVA; CAMARGO, 2006); sua produção de macronutrientes como nitrogênio (N), pentóxido de fósforo (P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>) e óxido de potássio (K<sub>2</sub>O) foram estudadas para uso como adubo verde (MALAVOLTA et al., 1989; FINLOW & MCLEAN, 1917); e, o principal para este trabalho, uso desse alto potencial de geração de biomassa para a produção de biogás, através de um processo chamado de biodigestão.

<sup>1</sup> 1 hectare = 10.000 m<sup>2</sup>

### **1.3 Biodegradação**

Diferentemente da cogeração da cana-de-açúcar, que utiliza a combustão direta da biomassa, este trabalho tem interesse na geração de energia elétrica através da queima do metano ( $\text{CH}_4$ ), obtido pela biodegradação da matéria-prima, o aguapé.

A biodegradação é o processo de digestão anaeróbica da matéria orgânica, onde os microorganismos decompositores quebram esta matéria sem o uso de oxigênio, produzindo o biogás.

Este é um método utilizado há séculos, segundo Nogueira (1986), sendo que a primeira instalação construída com este propósito tem registro em 1847, na Índia, se popularizando em 1939, com quase meio milhão de unidades no interior indiano. Em 1958, a China passa a utilizar intensamente o biodigestor, com instalação de mais de 7 milhões de unidades.

No Brasil, os estudos sobre o método se intensificaram em 1973 devido à crise energética, culminando no “Projeto Biogás” de 1980, que estimulava o uso do biodigestor em solos rurais, incentivando a instalação de mais de mil deles até 1982 (NOGUEIRA, 1986). Atualmente, a tecnologia ainda não é muito difundida no país, sendo usada geralmente em pequena escala. Porém há muito potencial de crescimento: “Quem tem o biogás descobre um poço de petróleo no quintal de casa. Porém o Brasil está muito atrasado e ainda joga muita energia fora”, conforme cita Cícero Bley, segundo superintendente de Energias Renováveis da Itaipu Binacional, empresa que investiu mais de 12 milhões de reais até 2013 em estudos sobre o assunto (ITAIPU, 2013).

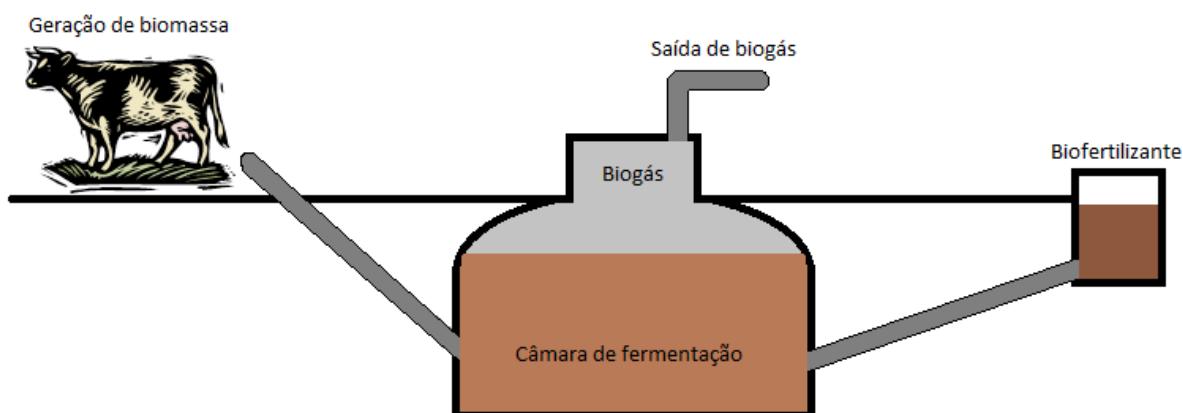
O parâmetro fundamental na biodegradação é o teor de carbono na biomassa, que em geral será satisfeito caso a concentração de sólidos orgânicos seja de 5%, facilmente encontrada em materiais de origem animal ou vegetal. A concentração de sólidos, por sua vez, também é essencial, pois somente metade das bactérias de um biodigestor consegue viver solta no meio, enquanto a outra metade precisa de uma base para aderir (NOGUEIRA, 1986).

As plantas são uma das melhores fontes de carbono, porém para tornar o processo de digestão mais rápido, é comum reduzir o tamanho do material vegetal, por isso muitos biodigestores costumam utilizar esterco de animal, que consiste basicamente nas moléculas da planta já em

tamanhos menores. Porém, embora o sistema digestivo animal não seja capaz de absorver todo material orgânico, é de se esperar que a biodigestão diretamente da planta possua mais material orgânico do que a que passou por todo sistema digestivo do animal (NOGUEIRA, 1986).

Há uma variedade grande de tipos de biodigestores, que serão analisados no Capítulo 3, mas em geral seu funcionamento consiste na matéria orgânica sendo inserida em um digestor, onde permanece por um período de residência, que em digestores contínuos costumam variar de 10 a 30 dias, produzindo o biogás que será coletado. O resíduo que sobrar, chamado de biofertilizante, é separado da água e pode ser utilizado como fertilizante (SOUZA, 2004). Um esquema básico de como eles funcionam está representado na Figura 2.

**Figura 2 – Esquema de biodigestor**



**Fonte:** elaboração própria

Geralmente, em qualquer biodigestão, o biogás produzido é composto basicamente por metano (60% do volume) e gás carbônico (40% do volume), assim como pequenas quantidades de sulfeto de hidrogênio e outros gases. A concentração de metano é de grande importância, uma vez que ela ditará o poder calorífico do biogás, não sendo mais combustível caso seja menor que 50% (NJOGU et al., 1988), e este poder calorífico será decisivo na geração de energia elétrica.

Um indicador muito usado para medição do poder calorífico é o Poder Calorífico Inferior (PCI), que mede a quantidade de energia liberada em forma de calor com a combustão do gás. O gás natural (com teores acima de 70% de metano) possui um PCI de 8.800 kcal/m<sup>3</sup>, já o biogás (com teores de 60% de metano) apresenta um PCI de 5.000 kcal/m<sup>3</sup> (TOLMASQUIM, 2016).

Na Tabela 1 se encontra uma comparação entre 1m<sup>3</sup> de biogás com outros combustíveis, levando-se em conta não só seu poder calorífico, mas também sua eficiência média de combustão.

**Tabela 1 – Equivalência energética para 1m<sup>3</sup> de biogás**

<b>Combustível</b>	<b>Equivalência energética</b>
<b>Carvão</b>	0,8 kg
<b>Lenha</b>	3,5 kg
<b>Óleo diesel</b>	0,6 l
<b>Gasolina</b>	0,6 l
<b>Álcool carburante</b>	0,8 l
<b>Querosene</b>	0,6 l
<b>Xisto</b>	4,0 kg

**Fonte:** elaboração própria com base em Nogueira (1986)

#### **1.4 Geração de energia elétrica**

A conversão do biogás em energia elétrica ocorre em duas etapas, primeiro na máquina de combustão, onde se produz energia térmica e a transforma em energia mecânica, e segundo no gerador, que converte a energia mecânica em elétrica.

A primeira etapa baseia-se na queima do combustível, seja por compressão ou por ignição por centelha, cujos gases resultantes fornecem energia mecânica para girar a turbina da etapa seguinte.

A segunda etapa consiste em um estator fixo à carcaça, onde se localizam os polos do gerador, e um rotor móvel, que recebe a força eletromotriz. Como a turbina acoplada ao gerador mantém-se girando, devido à indução eletromagnética, há produção de energia elétrica.

A conversão para energia elétrica é feita principalmente por dois diferentes métodos, que serão mais aprofundados no Capítulo 3: motores de combustão interna e turbinas a gás, todos adaptados para queimar o biogás (MARTINS, 2004).

## 1.5 Escopo do trabalho

Por não haver um projeto deste tipo para se usar como base de estudo, a viabilidade do aguapé na produção de energia elétrica será analisada através do desenvolvimento de estudo de um projeto piloto teórico.

Uma planta piloto é uma planta em escala reduzida, visando-se reduzir os riscos de um projeto com grandes construções e altos custos. O piloto tem o objetivo de verificar a viabilidade do projeto, além de fornecer importantes dados que poderão ser usados em etapas seguintes no desenvolvimento da planta em escala real. Assim, fica definido o escopo deste trabalho, que se limitará no estudo de viabilidade econômica do aguapé para a geração de energia elétrica, através da biodigestão em uma planta piloto.

### 1.5.1 Escala da planta piloto

A escala reduzida escolhida será de 10 toneladas de massa seca de aguapé colhidas diariamente, ou seja, colhendo-se esta quantidade de aguapé diariamente, sua biodigestão e posterior produção de energia elétrica trará retorno suficiente para tornar este projeto economicamente viável?

Para produzir 10 toneladas de massa seca diariamente, é preciso ter uma área coberta pela planta de até 25 hectares ( $250,000\text{m}^2$ ), embora possa parecer uma quantidade grande, esta é, na verdade, uma área relativamente pequena e fácil de encontrar. Segundo dados da ANEEL de 2003, há no Brasil 517 hidrelétricas, classificadas em: Central Geradora Hidrelétrica (CGH), com potência até 1MW; Pequena Central Hidrelétrica (PCH), com potência entre 1MW e 30MW; e Usina Hidrelétrica (UHE), com potência acima de 30MW. Dentre as 139 UHEs, a de Americana, com 30MW, registra áreas cobertas pela planta sete vezes maiores que a exigida no projeto (CPFL, 2008).

As dimensões do biodigestor serão definidas pelo volume resultante da mistura a ser biodigerida e as características do gerador dependerão da quantidade de metano que será produzido.

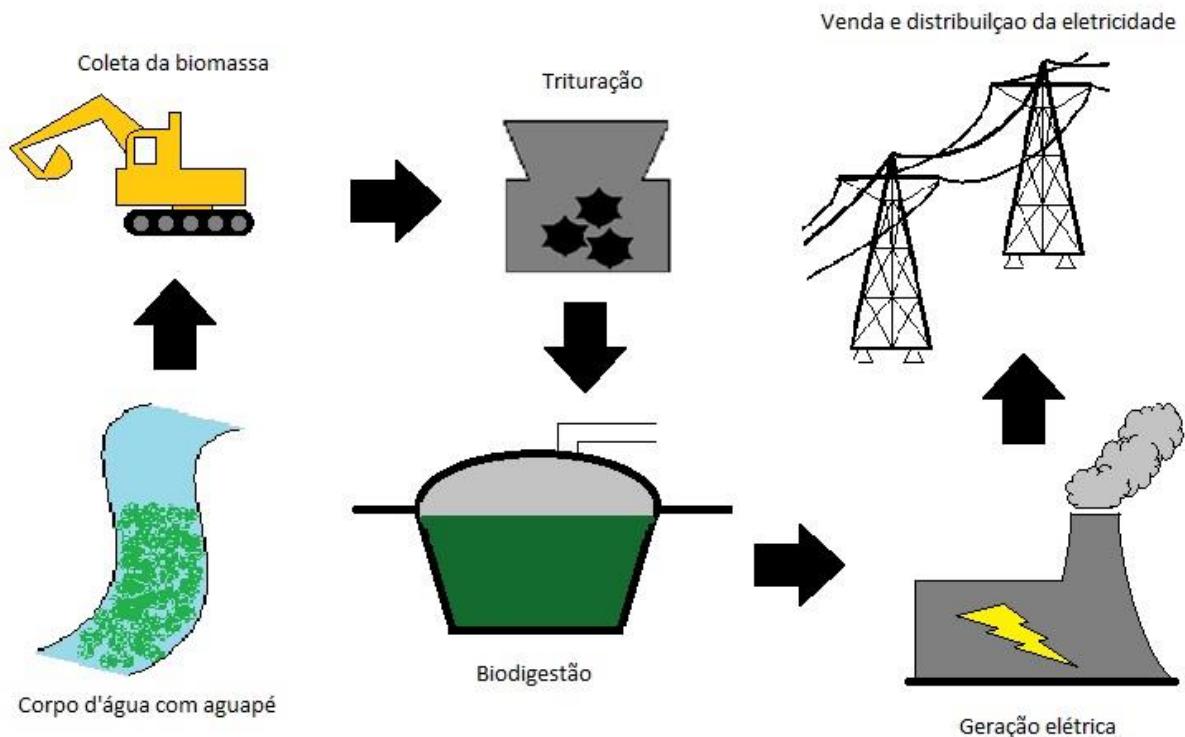
### 1.5.2 Descrição do projeto piloto

Uma represa que tenha problemas com a macrófita, e deve retirá-la para manutenção de seu corpo d'água, fornecerá o aguapé necessário para a biodigestão. Este passará por um triturador para diminuir de tamanho, facilitando a biodigestão e passagens por tubulações, para então ser conduzido para o tanque do biodigestor. A mistura permanecerá no tanque pelo tempo de residência definido e então será retirada, na forma de biofertilizante. O biogás produzido, com teor de CH<sub>4</sub>, será transportado para o gerador, onde será queimado e produzirá energia elétrica. A última etapa do processo será a venda dessa energia.

O projeto piloto terá que ser analisado principalmente por três grandes etapas: a biodigestão, a geração de eletricidade e a venda da energia elétrica.

A escolha da região onde será feito o projeto não trará impactos relevantes em relação aos custos, uma vez que o aguapé pode ser encontrado no país inteiro, mas os valores da receita podem alterar devido à diferença nas tarifas das regiões. Este trabalho fará os cálculos com base nas tarifas da região Sudeste.

**Figura 3 – Esquema do projeto**



**Fonte:** elaboração própria

## 1.6 Relevância do trabalho

A geração de energia elétrica através da biodigestão tem um papel de grande importância no Brasil para complementar e diversificar a oferta de energia, pois ter 67% de toda sua energia elétrica produzida por hidrelétricas pode trazer problemas futuros, afinal esta é uma fonte que depende de um componente aleatório, a chuva (TOLMASQUIM, 2016).

Segundo Tolmasquim (2016), em 2011, 22% de toda energia elétrica mundial produzida através de biomassa era do biogás. No Brasil, das 517 (13.938 MW instalados) usinas termelétricas a biomassa, somente 24 (82 MW instalados) usam o biogás, ou seja, somente 0,5% da potência instalada de termelétricas a biomassa no país são de biogás, em comparação com os 22% no cenário mundial.

Tolmasquim (2016) calcula que somando toda energia que poderia ser gerada com o biogás da agropecuária, sucroalcooleira e resíduos urbanos, seria possível abastecer quase 6% de toda matriz energética brasileira. Este potencial está aos poucos sendo aproveitado, conforme nota-se nos números das construções de termelétricas a biomassa para 2016, em que a parcela da potência proveniente do biogás já é de 6%, em comparação com o 0,5% da potência instalada atual.

Além do potencial de diversificar a matriz energética brasileira, esta fonte de geração pode trazer externalidades ambientais positivas. No ranking de países que mais emitem gases do efeito estufa, o Brasil está em 7º lugar, representando 3,8% do total de toneladas de CO<sub>2</sub> emitidos no mundo (CAIT, 2016).

A agropecuária é responsável por 22% das emissões desses gases, segundo o Sistema de Estimativa de Emissão de Gases de Efeito Estufa (SEEG), e na agropecuária, mais da metade das emissões são causadas pela fermentação. Isto se deve ao fato de que o produto final da fermentação, o metano, é um gás muito mais poluente do que o dióxido de carbono: uma tonelada de metano equivale a 23 toneladas de dióxido de carbono em termos de contribuição para o efeito estufa. Portanto, com a queima do metano, este se transformará em dióxido de carbono, que é muito menos poluente.

Isto sem considerar impactos sociais, por dar um fim às macrófitas que causam diversos problemas para a população, como a dificuldade de navegação, poluição visual, transmissão

de doenças (as raízes do aguapé abrigam caramujos transmissores da esquistossomose), há um estímulo maior para sua retirada (SOUZA; PEIXOTO; TOLEDO, 1995).

## 1.7 Motivações pessoais

Após um ano trabalhando na International Finance Corporation (IFC), braço de investimentos privados do Banco Mundial, na área de agronegócios, o autor teve grande contato com as empresas sucroalcooleiras, que passavam por problemas financeiros devidos, em sua maioria, pela baixa dos preços do açúcar mundialmente.

Uma operação de grande importância para essas empresas é a cogeração do bagaço da cana, que utiliza os subprodutos da moagem para a produção de energia elétrica. Esta energia é produzida para sustentar toda a usina alcooleira e vender seus excedentes, gerando uma receita significativa para a lucratividade do negócio de muitas empresas do setor.

A descoberta de como o aguapé causa problemas em praticamente todas as unidades hidrelétricas e como este pode se tornar uma nova fonte de geração de energia elétrica, similarmente ao bagaço da cana, despertou uma forte curiosidade e interesse do autor sobre a planta.

Em conversa com especialistas do setor elétrico interessados no assunto, foi proposto que o autor desenvolvesse uma análise de viabilidade para este projeto, que, dependendo dos resultados, poderia ser construído com base nos dados resultantes.

Atualmente, sob a coordenação do professor Roberto Yoshiyuti Hukai, há um projeto em concepção de uma planta piloto como a deste trabalho para a empresa Companhia Energética de São Paulo (CESP), que possui 0,4% de sua receita operacional líquida destinada a P&D (segundo a Lei nº 9.991/2000)<sup>2</sup>. O autor deste trabalho está colaborando com o projeto, trabalhando diretamente com o professor Hukai, e espera-se que em 2017 se inicie as primeiras etapas do projeto.

---

<sup>2</sup> Em 2015, a receita operacional da CESP totalizou R\$ 2,95 bilhões, portanto R\$ 11,8 milhões forma destinados ao financiamento de projetos de P&D.

Alguns dados sobre o projeto não são encontrados na literatura, portanto este trabalho irá usar dados fornecidos principalmente pelo professor Hukai e Jorge Vinicius Silva Neto, da Sagitta Energia, que possuem vasto conhecimento em biodigestão e geração de energia.

## **1.8 Metodologia**

Com o objetivo de criar um modelo financeiro para o projeto, primeiramente será feita uma revisão bibliográfica sobre análise financeira, em que se estudarão os métodos apresentados, principalmente, pelos livros de finanças de Damodaran (2010) e Rosenbaum e Pearl (2009).

O próximo passo será o detalhamento do projeto, que consistirá: nas características da planta *Eichhornia crassipes*, com pesquisas na literatura, principalmente da NASA (1977), National Academy of Science (1976) e Wolverton e McDonald (1975; 1976; 1979); as características do biodigestor, estimadas com base em dados fornecidos por uma empresa construtora de biodigestores, Sansuy, e em conversas com profissionais na área de biodigestão, como o professor Hukai e Jorge Neto da Sagitta Energia (2016); e as características do gerador, estimadas com base em dados da Energy Information Administration (EIA, 2016), da Empresa de Pesquisa Energética (TOLMASQUIM, 2016), e o professor Hukai (2016).

Para a definição da estratégia de venda da energia, foram pesquisados: os preços do mercado cativo, através dos leilões públicos; os preços do mercado livre, através do preço de liquidação das diferenças; e os preços praticados pelas distribuidoras.

## **1.9 Estrutura do trabalho**

Este primeiro capítulo apresentou a visão geral do trabalho, com seu objetivo e justificativas, além de introduzir a planta piloto a ser usada como objeto de estudo, o processo de biodigestão e a etapa final de geração de energia.

O segundo capítulo consiste na revisão bibliográfica de análise de investimentos. Os tópicos revisados serão usados para o método para análise econômica.

No terceiro capítulo, o projeto será detalhado, com definições de seu dimensionamento, além de seus custos de investimento e operação.

O quarto capítulo traz uma visão geral sobre o sistema elétrico brasileiro e seu mercado, com a definição da estratégia para geração de receita do projeto.

No quinto capítulo, a construção do modelo financeiro é detalhada com os dados apresentados nos capítulos anteriores.

No sexto capítulo, os resultados do modelo serão apresentados e analisados.

Por fim, o sétimo capítulo concluirá a obra.



## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Análise financeira

Segundo Damodaran (2010), a avaliação de investimento pode ser abordada por diversos modelos, destacando-se o método da avaliação relativa, avaliação por direitos contingentes e a avaliação pelo fluxo de caixa descontado.

Damodaran (2010) explica que a avaliação relativa estima o valor do ativo pela comparação com ativos semelhantes, utilizando-se de métricas comuns, como os múltiplos que são vastamente utilizados por analistas do mercado financeiro. Dentre os múltiplos mais utilizados estão o Preço/Lucro e o Valor da Empresa/EBITDA<sup>3</sup>.

Já a avaliação por direitos contingentes é utilizada para ativos com características de opções, em que o valor fica em função de valores de ativos subjacentes.

E por fim, a avaliação pelo fluxo de caixa descontado, em que os fluxos de caixa futuros são descontados a uma taxa que reflete os riscos envolvidos.

Dentre as avaliações citadas, a que melhor se encaixa para o projeto deste trabalho é pelo fluxo de caixa descontado, por levar em conta detalhes específicos do projeto, desde investimentos a projeções de seus resultados, sendo muito mais fundamentalista, embora seja mais trabalhosa.

### 2.2 Fluxo de caixa descontado

A base em que todas as abordagens de avaliação se originam é o fluxo de caixa descontado. Este método irá estimar o valor intrínseco do ativo, através de uma análise detalhada das características da empresa e do ambiente em que está inserido. Assume-se que o valor de qualquer ativo pode ser estimado pelo valor presente dos fluxos de caixas futuros deste mesmo ativo (DAMODARAN, 2010), conforme indica a Equação 1.

---

<sup>3</sup> Do inglês *Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization*, é um dos indicadores mais utilizados para avaliação do desempenho financeiro de um negócio, medindo seu potencial de geração de caixa.

$$Valor\ presente\ do\ FC = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

**Equação 1: Cálculo do valor presente do FC**

Sendo:

n = vida útil do ativo;

$FC_t$  = fluxo de caixa do período t;

r = taxa de desconto

### 2.3 Fluxo de caixa livre

O fluxo de caixa livre é o caixa gerado pela empresa, após pagamento das despesas operacionais, impostos e gastos com investimentos e capital de giro, mas antes do pagamento de juros. Ou seja, é o caixa disponível para os fornecedores de capital, independentemente da estrutura de capital (ROSENBAUM; PEARL, 2009).

Partindo-se da receita, o FCL pode ser calculado da maneira indicada pela Equação 2.

$$FCL = (receita\ líquida - custos\ das\ vendas - despesas\ operacionais) * (1 - T) + D&A - investimentos - \Delta CGL \quad (2)$$

**Equação 2 – Cálculo do fluxo de caixa livre para empresa**

Sendo:

T = taxa de impostos;

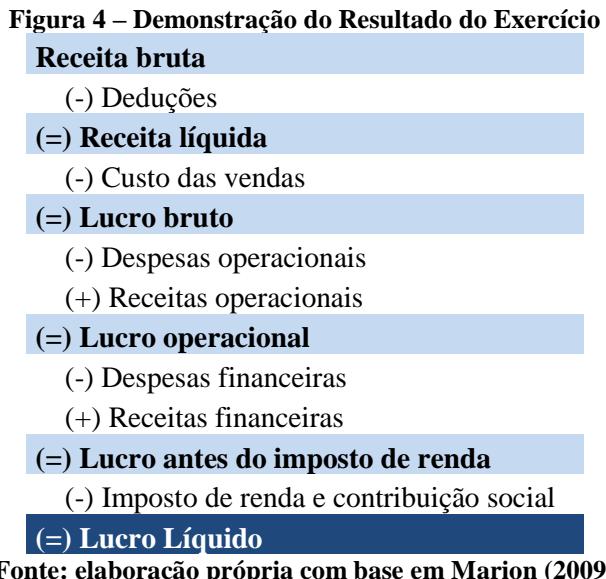
D&A = depreciação e amortização;

$\Delta CGL$  = variação do capital de giro líquido

Como visto na Equação 1, o fluxo de caixa livre será projetado por n períodos para então ser trazido a valor presente por uma taxa de desconto, resultando no valor do ativo. A seguir será feito um detalhamento de cada componente do fluxo de caixa livre, assim como as abordagens para suas projeções discutidos por Rosenbaum e Pearl (2009).

### 2.3.1 Receita líquida

A receita líquida é obtida através do total de todas as vendas no período considerado, chamado de receita bruta, subtraída pelas deduções devidas. Essas deduções são ajustes considerados na receita bruta para apurar o que efetivamente sobra de receita para a empresa, ou seja, desconta-se as devoluções, vendas canceladas, descontos e impostos sobre as vendas que serão repassadas ao governo, como o IPI, ICMS, ISS, PIS e COFINS (MARION, 2009). A receita líquida pode ser encontrada nas primeiras linhas da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE), conforme Figura 4.



As projeções das receitas podem ser feitas usando-se as estimativas do mercado para empresas comparáveis, normalmente divulgadas por analistas que cobrem empresas abertas na bolsa. Porém, as estimativas não costumam passar de dois a três anos, para estendê-las é preciso consultar taxas de crescimentos de longo prazo em relatórios setoriais e estudos de consultoria. Para casos em que não haja dados suficientemente confiáveis, costuma-se diminuir gradativamente as taxas de crescimento nos últimos anos até chegar em uma taxa razoável em seu ano terminal (ROSENBAUM; PEARL, 2009).

Por fim, as estimativas devem ser checadas e comparadas com históricos da própria companhia, das empresas comparáveis e as perspectivas setoriais. Outro ponto importante a se verificar é a consistência das projeções de receita com as projeções dos outros

componentes do fluxo de caixa livre. Rosenbaum e Pearl (2009) explicam que tipicamente uma taxa de crescimento alta requer o suporte de alto nível de investimentos e capital de giro.

Como este trabalho trata de um projeto que não existe, não há existência de um histórico, portanto a receita será totalmente projetada em função da produção de energia elétrica e seu preço. A produção do projeto é considerada constante, uma vez que não há planos de expansão no projeto, já o preço da energia será corrigido anualmente pela inflação no período. As deduções da receita bruta no setor elétrico são feitas pelas contribuições para o PIS e a COFINS, que serão analisados com maior detalhe na Sessão 5.6.

### **2.3.2 Custo das vendas**

Segundo Marion (2009), os custos das vendas são aqueles incorridos para se colocar o produto ou serviço à disposição do cliente, desconsiderando as despesas administrativas, de vendas e financeiras. Dependendo do setor em que a empresa atua o custo das vendas pode ser mais especificamente chamados de Custo do Produto Vendido (CPV) para empresas industriais; Custo da Mercadoria Vendida (CMV) para empresas comerciais e Custo dos Serviços Prestados (CSP) para empresas prestadoras de serviço. Este pode ser encontrado na DRE, indicado na Figura 4.

Para as projeções de custos, tipicamente são utilizados históricos de margens como porcentagem da receita de pares da empresa, assim como estimativas de mercado para os primeiros anos de projeção. Para os anos seguintes, assume-se a margem constante, ou seja, o custo será constantemente uma dada porcentagem da receita.

Este projeto tratará dos custos das vendas em conjunto com as despesas operacionais, pois os dados encontrados para a estimação assim o fazem. Os gastos serão divididos entre as etapas de: biodigestão, que será estimado como uma porcentagem do investimento inicial; Trituração, estimado pelo tempo de operação; e geração, que será estimado em função da potência instalada e energia produzida, conforme Sessões 3.2.4, 3.2.5 e 3.4.4. Os custos e despesas serão projetados com a correção da inflação no período.

### **2.3.3 Despesas Operacionais**

Marion (2009) define as despesas operacionais como as necessárias para a manutenção das vendas e administração. Elas são divididas em: despesas de vendas, que incluem desde a área de marketing, propaganda até o pessoal de vendas; despesas administrativas, destinadas aos escritórios de gestão da empresa e outras despesas operacionais, que incluem perda com equivalência operacional e despesa de amortização de ágio. Vale ressaltar que aqui se incluem também as receitas operacionais que irão diminuir as despesas operacionais, como por exemplo, receitas de aluguéis, revisão de provisões e receita de dividendos. As despesas operacionais podem ser encontradas também na DRE, conforme Figura 4.

Como dito no item anterior, para este trabalho a despesa será tratada juntamente com o custo.

### **2.3.4 Taxa de Impostos**

Rosenbaum e Pearl (2009) explicam que para o cálculo do caixa livre da empresa, é preciso encontrar o NOPAT, da sigla inglês *net operating profit after taxes* ou lucro operacional líquido após impostos, sendo representado pela primeira parcela da Equação 2. Para tanto, é preciso projetar as taxas de impostos da companhia, podendo fazer uso do histórico de taxas de impostos efetivas.

Para este projeto não há necessidade de históricos de taxas, os impostos incidentes são os inclusos na conta “deduções” da receita bruta: PIS e COFINS; e os impostos sobre o lucro: o Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL).

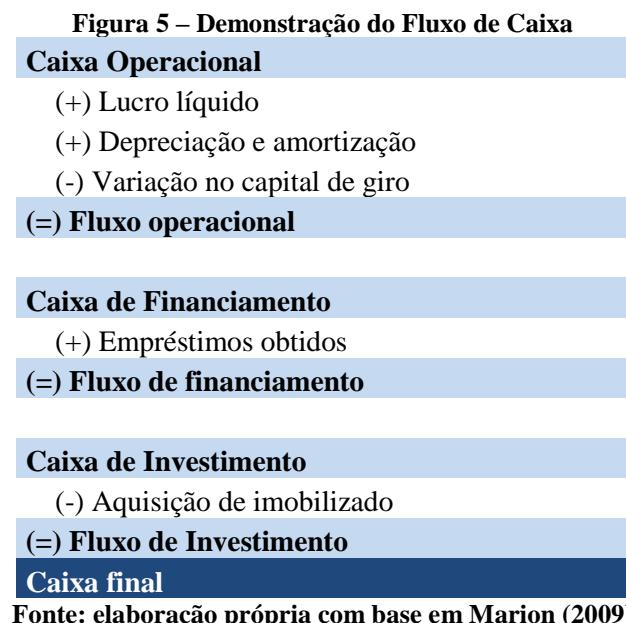
De acordo com a Lei nº 9.718/1998 com nova redação dada pela Lei nº 12.814/2013, este projeto é autorizado a optar pela determinação do IRPJ e CSLL com base no lucro presumido, caso este seja favorável à empresa. Como a tributação pelo regime de lucro presumido reduz o pagamento de impostos quando o lucro real for superior a 9% da receita total, este projeto irá considerar este regime de tributação.

As alíquotas de cada imposto serão detalhadas na Sessão 5.6.

### 2.3.5 Depreciação e Amortização

A depreciação e amortização (D&A) parte do pressuposto que todo ativo possui uma vida útil limitada e finita, portanto ao final de certo número de períodos contábeis, o valor do ativo será zero. À desvalorização do ativo imobilizado no tempo, que é convertido gradativamente em despesa ou custo, dá-se o nome de depreciação. A amortização é esta desvalorização, só que do ativo intangível da empresa (MARION, 2009). É importante destacar que os gastos com depreciação e amortização não têm efeito no caixa da empresa, por se tratar de um valor meramente contábil, portanto, embora esta conta diminua o lucro da companhia, não altera o fluxo de caixa livre (ROSENBAUM; PEARL, 2009).

Normalmente a D&A é inclusa nos custos das vendas, podendo também estar contida nas despesas operacionais. Seu cálculo é feito, na maioria, utilizando-se do método da linha reta, em que assume-se uma depreciação uniforme durante seu tempo de vida útil. A D&A pode ser encontrada na Demonstração do Fluxo de Caixa (DFC) apresentado na Figura 5.



A projeção da D&A pode ser feita como uma porcentagem da receita ou do investimento, com base em dados históricos, ou pode ser feita uma análise detalhada de seus ativos imobilizados, incluído a depreciação de todos ativos, inclusivo de novos investimentos (ROSENBAUM; PEARL, 2009).

Para este projeto, as depreciações serão tratadas separadamente, do biodigestor, triturador e gerador, com uso do método da depreciação linear. A cada investimento será aplicada uma taxa de depreciação constante no tempo, relativa ao tempo de vida útil de cada um.

### **2.3.6 Investimentos**

Os investimentos, ou *capital expenditure* (CAPEX), é o gasto que a companhia incorre ao adquirir, melhorar, expandir ou substituir novos ativos permanentes, como máquinas, edificações e equipamentos, assim como a participação em outras empresas. Diferentemente da amortização, os investimentos são gastos com efeito caixa, ou seja, afeta o fluxo de caixa livre, devendo ser subtraído do mesmo (ROSENBAUM; PEARL, 2009). Os investimentos são registrados na DFC, indicado na Figura 5.

Segundo Rosenbaum e Pearl (2009), como toda projeção, os dados históricos servem como uma base para os cálculos, porém, como investimentos podem ser pontuais, como por exemplo, uma expansão estratégica que incorra em gastos altos para aquisição de novas edificações e máquinas, pode apresentar valores altos de investimentos, mas que não irá se repetir mais, é preciso ter maior conhecimento da estratégia de sua gestão, conhecimentos sobre o setor ou a fase de operação da empresa. Porém, na falta de informações, é comum utilizar uma porcentagem das receitas, com bases históricas.

Sem dados históricos e um plano de expansão, os investimentos serão pontuais: o biodigestor e gerador somente no começo do projeto, pois sua vida útil é maior ou igual aos 20 anos de projeto; e o triturador no começo e metade do projeto, pois sua vida útil é de 10 anos.

### **2.3.7 Capital de giro líquido**

Rosenbaum e Pearl (2009) definem o Capital de Giro Líquido (CGL) como a diferença entre o ativo circulante não caixa pelo passivo circulante sem a dívida, como mostra a Equação 3.

$$CGL = (\text{ativo circulante} - \text{caixa}) - (\text{passivo circulante} - \text{empréstimos}) \quad (3)$$

**Equação 3: Cálculo do capital de giro líquido**

Segundo Marion (2009), o ativo circulante são os ativos que se tornarão dinheiro no curto prazo, sendo o grupo que gera dinheiro para a companhia, sendo composto pelo caixa, contas a receber, estoque e outros. Já o passivo circulante compreende as obrigações a pagar a terceiros no curto prazo, ou seja, serão saídas de caixa no curto prazo, sendo composto por fornecedores, salários a pagar, empréstimos e outros. O capital de giro líquido serve como uma medida de quanto capital a companhia precisa para manter suas operações. As contas do capital de giro são encontradas no Balanço Patrimonial, BP, como ilustrado na Figura 6.

**Figura 6 – Balanço Patrimonial**

Ativo	Passivo
<b>Ativo circulante</b>	<b>Passivo circulante</b>
Caixa	Fornecedores
Contas a receber	Salários a pagar
Estoques	Empréstimos
<b>Ativo não circulante</b>	<b>Passivo não circulante</b>
Contas a receber	Financiamentos
<b>Imobilizado</b>	<b>Patrimônio líquido</b>
Prédios	Capital
Máquinas	Reservas de lucro
Intangível	

**Fonte:** elaboração própria com base em Marion (2009)

A variação no CGL representa uma fonte ou gasto de caixa da companhia, sendo, portanto de grande importância para o fluxo de caixa livre. O aumento no CGL significa uma quantidade necessária maior de capital para as operações do período, em comparação com o período anterior e, portanto representa o uso de caixa e uma diminuição do FCL, a recíproca para uma diminuição no CGL também é válida (ROSENBAUM; PEARL, 2009).

Novamente, Rosenbaum e Pearl (2009) ressaltam que na falta de dados, é possível fazer a projeção do CGL a partir de uma porcentagem da receita, com bases históricas, porém, quando possível, o mais recomendado seria uma projeção de cada componente do CGL para cada ano e assim calcular sua variação ano a ano.

Conforme Sessão 5.8, o CGL deste projeto será considerado inalterado, pela inexistência de estoque e alterações nos dias de pagamento/recebimento de contas.

## 2.4 Custo de capital

A taxa de desconto representa o custo do capital utilizado nos investimentos e operações da empresa, composta pelo custo de capital de terceiros, adquirida através de dívidas, como empréstimos e financiamentos, e o custo de capital próprio, proveniente de seus acionistas.

#### **2.4.1 Custo de capital próprio ( $k_e$ )**

Para Rosenbaum e Pearl (2009), o custo de capital próprio é a taxa de retorno esperada pelos acionistas. Esta taxa não é facilmente observável no mercado, portanto costuma-se utilizar um método para calculá-lo, chamado de modelo de precificação de ativos financeiros (MPAF), ou *capital asset pricing model* (CAPM).

O CAPM baseia-se na premissa de que um acionista deve ser compensado com um prêmio acima de uma taxa livre de risco, pelo risco sistemático tomado, devido ao mercado, além do risco do país investido. O cálculo do CAPM é demonstrado na Equação 4.

$$k_e = r_f + \beta_l * (r_m - r_f) + r_p \quad (4)$$

**Equação 4: Cálculo do custo de capital próprio**

Sendo:

$k_e$  = custo do capital próprio;

$r_f$  = taxa livre de risco;

$\beta_l$  = risco sistêmico alavancado;

$r_m$  = taxa de retorno do mercado;

$r_m - r_f$  = prêmio de mercado;

$r_p$  = risco país

- **Taxa livre de risco ( $r_f$ )**

A taxa livre de risco é, segundo Rosenbaum e Pearl (2009), a taxa esperada obtida por títulos do Governo, que são consideradas “sem risco”, por não apresentar risco de inadimplência ou de reinvestimento. Geralmente, utilizam-se as taxas do título de duração de 10 anos.

- **Risco sistêmico alavancado ( $\beta_l$ )**

O beta é uma medida do risco sistêmico (risco de mercado), representando quanto o prêmio de mercado deve ser considerado. Para Rosenbaum e Pearl (2009), o beta é a covariância entre a taxa de retorno de uma ação e o retorno do mercado como um todo. Como o mercado possui um beta de 1.0, uma ação com beta abaixo de 1.0 está sujeita a um risco sistêmico menor que o do mercado, já uma ação com beta acima de 1.0 teria um risco sistêmico maior.

Para o cálculo do beta, parte-se da premissa que empresas similares possuem betas similares, assim, encontra-se o beta de empresas pares públicas, calculados por bases financeiras, como a *Bloomberg* ou *Thomson Reuters*.

Como o beta de uma companhia é fortemente afetado por sua estrutura de capital, o cálculo do beta costuma utilizar o beta desalavancado primeiro, que neutraliza os efeitos da alavancagem da empresa. Para tanto, o beta encontrado das empresas pares deve ser desalavancado um por um, através da Equação 5.

$$\beta_u = \frac{\beta_l}{(1 + \frac{D}{E} * (1 - T))} \quad (5)$$

**Equação 5: Cálculo de desalavancagem do beta**

Sendo:

$\beta_u$  = risco sistêmico (beta) desalavancado;

$\beta_l$  = risco sistêmico (beta) alavancado;

$\frac{D}{E}$  = relação entre a dívida e patrimônio líquido (estrutura de capital);

T = taxa de impostos

Com os betas desalavancados, faz-se uma média dos pares para se estimar o beta desalavancado da empresa alvo. Por fim, utilizando-se da mesma equação, o beta desalavancado deve agora ser alavancado pela estrutura de capital da empresa alvo.

- **Prêmio de mercado ( $r_m - r_f$ )**

O prêmio de mercado é a diferença entre a taxa de retorno esperado do mercado pela taxa livre de risco. Ele representa um risco adicional que o investidor está tomando, ao não optar pelo investimento nos ativos de risco livre, por isso, o custo do capital deve ser maior.

- **Risco país ( $r_p$ )**

Caso os cálculos sejam feitos com base no mercado americano e haja necessidade de internalizar para outro país, o risco deste país deve ser adicionado à conta. Este risco reflete as incertezas que o país possui, exigindo-se um retorno maior (DAMODARAN, 2010). Seu cálculo costuma ser feito comparando-se o retorno de títulos públicos do país em questão e títulos similares nos Estados Unidos.

#### **2.4.2 Custo de capital de terceiros ( $k_d$ )**

Rosenbaum e Pearl (2009) explicam que o custo de capital de terceiros, ou custo da dívida, reflete o perfil de crédito do tomador da dívida, baseado em fatores como: tamanho da empresa, setor, estatísticas de créditos e outros. Para empresas públicas, o custo da dívida é calculado ponderando-se todos seus instrumentos de dívidas informados nas demonstrações financeiras. Para empreendimentos como este, é comum procurar taxas de financiamentos como a do BNDES.

#### **2.4.3 Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC)**

Para se encontrar o custo do capital da companhia, devem-se levar em conta todos seus tipos de fonte de capital, tanto próprio quanto de terceiros, portanto, utiliza-se o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC), que é a média dos custos de capitais ponderada por sua estrutura de capital, conforme demonstra a Equação 6.

$$CMPC = (k_d * (1 - T)) * \frac{D}{D+E} + k_e * \frac{E}{D+E} \quad (6)$$

**Equação 6: Cálculo do custo médio ponderado do capital**

O CMPC calcula o custo do capital somando-se o custo de capital de terceiros (custo da dívida após impostos e multiplicado pela porcentagem que a dívida representa na estrutura de capital) pelo custo de capital próprio (custo do patrimônio líquido multiplicado pela porcentagem que o patrimônio líquido representa na estrutura de capital). Como este projeto não usará capital de terceiros, o custo do capital será somente o próprio, não havendo necessidade de calcular o CMPC.

Os modelos de fluxo de caixa descontado variam em algumas dimensões e Damodaran (2010) os divide em três caminhos: a avaliação do valor presente ajustado, a avaliação da empresa e a avaliação do patrimônio líquido.

## 2.5 Avaliação do valor presente ajustado

A avaliação de investimentos pelo método do valor presente ajustado consiste em separar os efeitos de financiamento do fluxo de caixa do projeto. Calcula-se o valor presente líquido do projeto como se fosse totalmente financiado por capital próprio para então somar os efeitos colaterais do financiamento. Assim, há uma divisão dos fluxos de caixas em um operacional e outro de benefícios tributários resultantes da dívida.

Portanto, o método procurar encontrar os efeitos do custo de capital próprio e custo de capital de terceiros separadamente, diferentemente do CMPC apresentado anteriormente.

Na prática, este método não é muito utilizado, sendo considerado mais um método acadêmico, portanto não será discutido de modo mais aprofundado.

## 2.6 Avaliação da empresa

A avaliação da empresa é feita trazendo-se o fluxo de caixa livre para a empresa (FCLE), que é o residual do fluxo de caixa após o pagamento das obrigações necessárias para a operação do negócio, como representado na Equação 2, a valor presente pela taxa de desconto que represente uma média ponderada entre o custo de capital próprio e de terceiros (CMPC).

$$\text{Valor da empresa} = \sum_{t=1}^n \frac{FCLE_t}{(1+CMPC)^t} \quad (7)$$

**Equação 7:** Cálculo do valor da empresa

Sendo:

n = vida útil do ativo;

$FCLE_t$  = fluxo de caixa livre para a empresa do período t;

CMPC = custo médio ponderado do capital

## 2.7 Avaliação do patrimônio líquido

A avaliação do patrimônio líquido, por outro lado, leva em conta somente os fluxos de caixa do acionista, ou seja, o residual do fluxo de caixa após o pagamento de despesas operacionais, financeiras, reinvestimentos e outras obrigações necessárias para manter as operações, utilizando-se uma taxa de desconto que represente o custo de capital próprio, ou seja, o quanto sobrará para o acionista. O cálculo do fluxo de caixa livre para o acionista está representada na Equação 8.

$$FCLA = (\text{receita líquida} - \text{custos das vendas} - \text{despesas operacionais}) * (1 - T) + D\&A - \text{investimentos} - \Delta CGL - \Delta \text{dívida} \quad (8)$$

**Equação 8:** Cálculo do fluxo de caixa livre para o acionista

Sendo:

T = taxa de impostos

D&A = depreciação e amortização

$\Delta CGL$  = variação do capital de giro líquido

$\Delta dívida$  = dívidas novas – pagamento de principal

Nota-se que são descontadas as dívidas contraídas, portanto para o cálculo do valor da empresa, o uso do CMPC como taxa de desconto deve ser substituído pelo custo somente do capital próprio, como se pode verificar na Equação 9.

$$\text{Valor do Patrimônio Líquido} = \sum_{t=1}^n \frac{FCLA_t}{(1+k_e)^t} \quad (9)$$

**Equação 9: Cálculo do valor do patrimônio líquido**

Sendo:

$n$  = vida útil do ativo;

$FCLA_t$  = fluxo de caixa livre para o acionista do período  $t$ ;

$k_e$  = custo do capital próprio

Para chegar ao valor da empresa através desta avaliação, basta somar ao PL o valor da dívida líquida, como demonstrado na Equação 10.

$$\text{Valor da empresa} = \text{Valor do PL} + \text{dívida tota} - \text{caixa} \quad (10)$$

**Equação 10: Cálculo da empresa pelo patrimônio líquido**

Sendo:

dívida total – caixa = dívida líquida

### 3. O PROJETO

#### 3.1 Propriedades da *Eichhornia crassipes*

O aguapé é conhecido por sua alta capacidade de reprodução, duplicando de área coberta em menos de 10 dias, o que indica um recurso natural de fácil reposição (SOUZA; PEIXOTO; TOLEDO, 1995). Nesta sessão, serão estudados os valores das propriedades da planta, para servir de base para os cálculos do projeto.

Conforme constata a Enciclopédia Agrícola Brasileira (1995), a eficiência fotossintética do aguapé é de 3,6%, enquanto a da cana-de-açúcar é da ordem de 1,6%, ou seja, a quantidade de energia armazenada na biomassa derivada da captura fotossintética da energia solar do aguapé é mais que o dobro que da cana, que é muito utilizada para a produção elétrica, como citado anteriormente.

A National Academy of Sciences (1976) explica que em um biodigestor, a bactéria produtora de metano deve ser nutrida com nutrientes como o nitrogênio, potássio e fósforo. Segundo ela, as pesquisas mostram que o aguapé possui estes elementos em quantidades e proporções adequadas para um bom crescimento da bactéria e produção do gás, por exemplo, a relação C/N ideal é de 30/1 e o aguapé possui uma relação muito próxima, de C/N = 27/1. Um ponto a se destacar é a dificuldade em manter as bactérias em condições ideais, devendo-se controlar a temperatura, os nutrientes fornecidos, o pH e ter cuidado no manuseio com o CH<sub>4</sub>, que pode ser explosivo ao se misturar com o ar.

Diversos são os estudos feitos para se verificar o potencial do aguapé na produção de biogás, alguns se focam nas propriedades de produção de biomassa e outros nos resultados da biodigestão. Para o presente trabalho, as características mais importantes relevantes à planta são:

- Produtividade de massa: quantas toneladas de massa seca são possíveis produzir por área coberta pela planta, usualmente expresso em toneladas por hectare por ano;
- Produtividade de gás: quanto de biogás a planta é capaz de produzir através da biodigestão, expresso em litros por quilograma ou metros cúbicos por tonelada;

- Concentração de metano no biogás: qual porcentagem do biogás produzido é composta por metano, uma vez que este é o gás que determinará o poder calorífico do biogás;
- Sólidos totais e sólidos voláteis: porcentagem de sólidos totais encontrados na massa total da planta, assim é possível descobrir a massa da planta descontando a umidade contida; sólidos voláteis consideram somente a parte volátil dos sólidos, basicamente a matéria orgânica;
- Volume específico: a relação do volume e peso da planta, em metros cúbicos por tonelada.

Quanto à produtividade de massa do aguapé, Wolverton e McDonald (1979) concluíram que o aguapé é uma das plantas com maior produtividade, acima de qualquer biomassa vegetal terrestre e aquática, perdendo somente para a alga, sendo muito dependente da quantidade de esgoto despejada no corpo d'água que o aguapé se localiza, registrando 154 t/ha/ano considerando-se somente sete meses do ano em uma região fria. Em 1976, em uma pesquisa com a NASA, Wolverton e McDonald (1975) chegaram a registrar uma produtividade de 657 t/ha/ano em condições ideais, Coche (1980) encontrou produtividades de 750 t/ha/ano na China, já Reddy (1979) concluiu que a produtividade pode variar de 470 a 720 t/ha/ano, mas é possível encontrar resultados bem mais baixos na literatura, como os 154 t/ha/ano de Wolverton e McDonald em 1979. Vale destacar a comparação com a cana de açúcar, que produz menos de um terço, com 45 t/ha/ano.

Ao considerar uma produtividade entre 150 a 700 t/ha/ano, para satisfazer a colheita diária de 10 toneladas do projeto, é preciso possuir entre 5 a 25 hectares de área coberta pela planta, o que já foi mostrado que é uma área relativamente pequena e, portanto fácil de encontrar.

Em relação à produtividade de gás, a quantidade de resultados encontrados na literatura é menor, uma vez que a produtividade de massa do aguapé é de interesse de diversas pesquisas (desde sua utilização para depuração de esgoto, até para a simples pesquisa sobre a planta, com o objetivo de controlar sua reprodução), já a quantidade de biogás está ligada somente aos interessados em seu potencial para biodigestão. Além disso, muitos estudos utilizam a mesma base de dados para a produtividade de gás, geralmente da NASA.

A NASA (1977) encontrou uma produtividade entre 350 e 411 l/kg, intervalo utilizado por Wolverton e McDonald em suas pesquisas. Neste projeto será utilizada a média aritmética dos resultados encontrados pela NASA, por ser reconhecido e utilizado em diversos outros trabalhos na literatura. Portanto cada quilograma de massa seca da planta gera 380 litros de biogás, ou seja, o projeto irá produzir 3.800 m<sup>3</sup> de biogás por dia.

A concentração de metano varia entre 53% a 69%, conforme a Tabela 2.

**Tabela 2 – Concentração de CH<sub>4</sub> no biogás**

Referência	%CH <sub>4</sub>
<b>Wolverton &amp; McDonald</b>	66,0
<b>NASA</b>	69,0
<b>Vaidyanathan et al.</b>	59,6
<b>Harwood</b>	60,0
<b>Njogu et al.</b>	53,0
<b>Klass &amp; Ghosh</b>	60,5

**Fonte:** Elaboração própria com base nas referências citadas

Mais uma vez, será utilizada a média aritmética de 61% de CH<sub>4</sub>. Considerando-se um poder calorífico do metano puro de 35.000 kJ/m<sup>3</sup>, o biogás com 61% de metano apresentará um poder calorífico de 21.350 kJ/m<sup>3</sup>.

Outra propriedade importante é a porcentagem de sólidos totais, que serão essenciais para o cálculo do tamanho do biodigestor necessário no projeto. Wolverton e McDonald (1976) e Vaidyanathan et al. (1984), consideram por volta de 5% de sólidos totais, que também serão utilizados neste trabalho. Os sólidos voláteis são considerados em 80% dos totais, ou seja, 4% do peso da planta é matéria orgânica.

Por fim, o volume específico do aguapé fresco encontrado por Bagnall (1980) é de 6m<sup>3</sup>/t, já Mathur (2004) registra 8,3 m<sup>3</sup>/t, e este trabalho irá considerar 7m<sup>3</sup>/t. Segundo Mathur (2004), o volume específico da planta fresca, ao ser triturada diminui em média 65%, portanto o aguapé triturado terá um volume específico de 4,5 m<sup>3</sup>/t.

Assim, os valores assumidos que serão utilizados nos cálculos estão apresentados na Tabela 3.

**Tabela 3 – Propriedades do aguapé**

<b>Propriedade</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
<b>Produtividade de massa</b>	t <sup>4</sup> /ha/ano	300
<b>Produtividade de gás</b>	l/kg <sup>5</sup>	380
<b>%CH4</b>	%	61
<b>Sólidos voláteis</b>	%	4
<b>Volume específico triturado</b>	m <sup>3</sup> /t	4.5

**Fonte:** Elaboração própria com base nas referências citadas anteriormente

### 3.2 O biodigestor

Originalmente o biodigestor era descontínuo ou de batelada, recebendo uma única carga até a exaustão desta e retirada do gás, porém, devido à inconveniência da parada para retirada do biofertilizante e recarregamento da biomassa, adaptou-se o modelo para que recebesse constantemente a biomassa e uma saída foi implementada para a retirada constante do biofertilizante.

Um biodigestor possui quatro diferentes partes: a entrada, por onde a biomassa será inserida no biodigestor; a câmara de digestão, onde a biomassa irá descansar para ser digerida; o gasômetro, onde o gás produzido será armazenado e, por fim, a saída, por onde o biofertilizante deve sair.

Outro ponto relevante para o biodigestor é a necessidade de dessulforização para diminuir a concentração de sulfeto de hidrogênio do biogás, que em contato com o vapor d'água produz ácido sulfúrico, podendo danificar máquinas de combustão e tubulações (PROBIOGAS, 2010).

Deve-se diminuir a concentração de sulfeto abaixo de 200ppm, e uma das maneiras mais fáceis e baratas é utilizando-se água pressurizada como absorvente. O biogás passa por uma espécie de chuveiro que joga água pressurizada em sentido contrário da vazão do gás. O sulfeto se dissolve e é coletado na coluna d'água que recebe tratamento posteriormente (ELTAWIL, 2010).

<sup>4</sup> Tonelada de massa seca

<sup>5</sup> Quilograma de massa seca

Dentre a grande variedade de biodigestores existentes atualmente, os modelos básicos são o chinês, o indiano, o canadense, e o de fluxo ascendente.

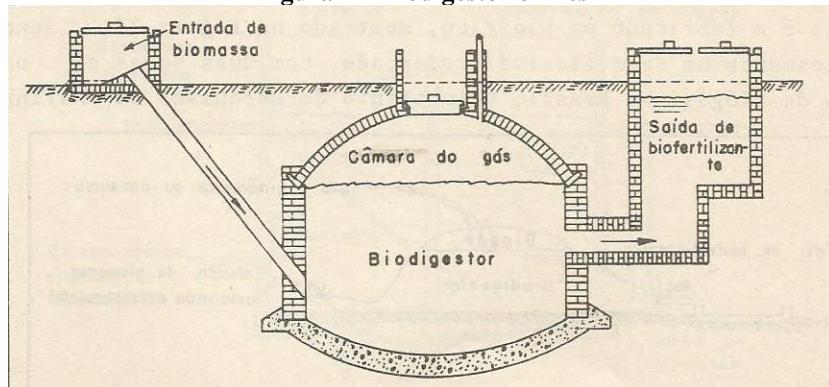
### 3.2.1 Tipos de biodigestores

- **Biodigestor Chinês**

O biodigestor chinês, o mais antigo, constitui-se de uma fossa em formato cilíndrico, construída abaixo do solo, com suas paredes e piso revestidos por alvenaria ou pedra. O gasômetro corresponde à parte superior, com um terço da altura total, tem formato abobadado, impermeável e é onde o gás é depositado. Abaixo deste situa-se a câmara de digestão, com dois terços da altura total, com duas aberturas, uma para a entrada da biomassa e outra para a saída do biofertilizante. O biodigestor baseia-se no conceito de que a pressão feita pelo gás, ao ser produzido, desloca o efluente da câmara de digestão para a saída, e em estado de decompressão desloca no sentido contrário (SOUZA; PEIXOTO; TOLEDO, 1995).

Por ser feito todo de alvenaria, embora tenha um custo reduzido, a vedação não é perfeita, o que pode resultar com problemas com vazamento. Na Figura 7 encontra-se esquematizado como o biodigestor chinês funciona.

**Figura 7 – Biodigestor chinês**



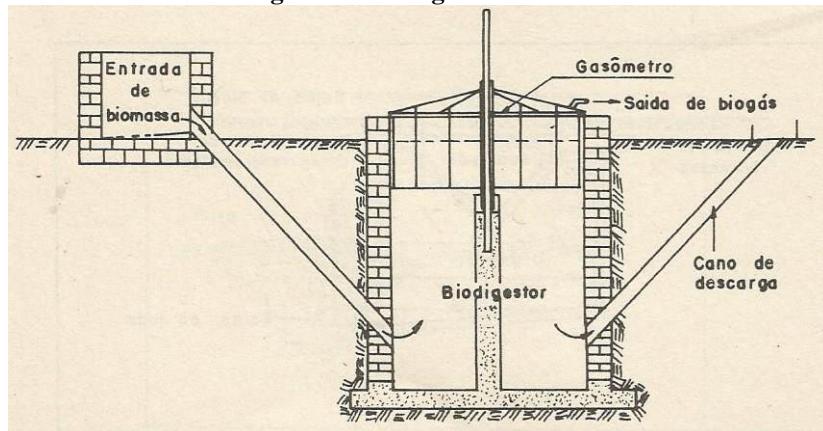
Fonte: Nogueira (1986)

- **Biodigestor Indiano**

Assim como o chinês, este modelo possui formato cilíndrico, escavado no solo, mas se diferencia por possuir uma campânula de metal na parte superior, onde fica o gasômetro, e

uma parede divisória no meio da câmara de digestão. A campânula move-se para cima conforme o gás é produzido e não utilizado, aumentando o volume e mantendo uma pressão constante. E a parede divisória tem o propósito de favorecer a agitação da biomassa e pela pressão hidráulica se deslocar de uma divisória para outra até sair como biofertilizante a um volume igual da biomassa de entrada. A campânula de metal torna o modelo indiano mais caro, embora seja mais eficiente (NOGUEIRA, 1986). A Figura 8 representa um esquema deste tipo de biodigestor.

**Figura 8 – Biodigestor indiano**



Fonte: Nogueira (1986)

- **Biodigestor Canadense**

Este é um modelo mais moderno, porém com uma simples construção, também chamado de modelo da marinha ou de lona. É caracterizado pela sua disposição horizontal, por ter uma largura maior que a profundidade, tendo assim uma maior área de exposição solar, aumentando a temperatura da digestão, além de ser mais vantajoso, devido à baixa profundidade, em regiões onde o nível de lençol freático é alto. A câmara de digestão é escavada no solo com base retangular, toda revestida por uma manta, geralmente de PVC<sup>6</sup> ou PEAD<sup>7</sup>, com as aberturas para a entrada da biomassa e saída do biofertilizante. A câmara é coberta por outra lona maleável, que infla conforme o gás é produzido. A lona é de fácil manuseio e limpeza, podendo ser retirada, porém é mais sensível às variações térmicas, sendo mais recomendável para regiões de temperaturas constantes. Atualmente é o modelo mais utilizado no Brasil, sendo de fácil construção (JUNQUEIRA, 2014). A Figura 9 ilustra um esquema do modelo de lona.

<sup>6</sup> Policloreto de polivinila, em inglês: *Polyvinyl chloride*

<sup>7</sup> Polietileno de alta densidade, em inglês: *High-density polyethylene*

**Figura 9 – Biodigestor canadense**



**Fonte:** Torres, Pedrosa e Moura (2012)

- **Biodigestor de fluxo ascendente**

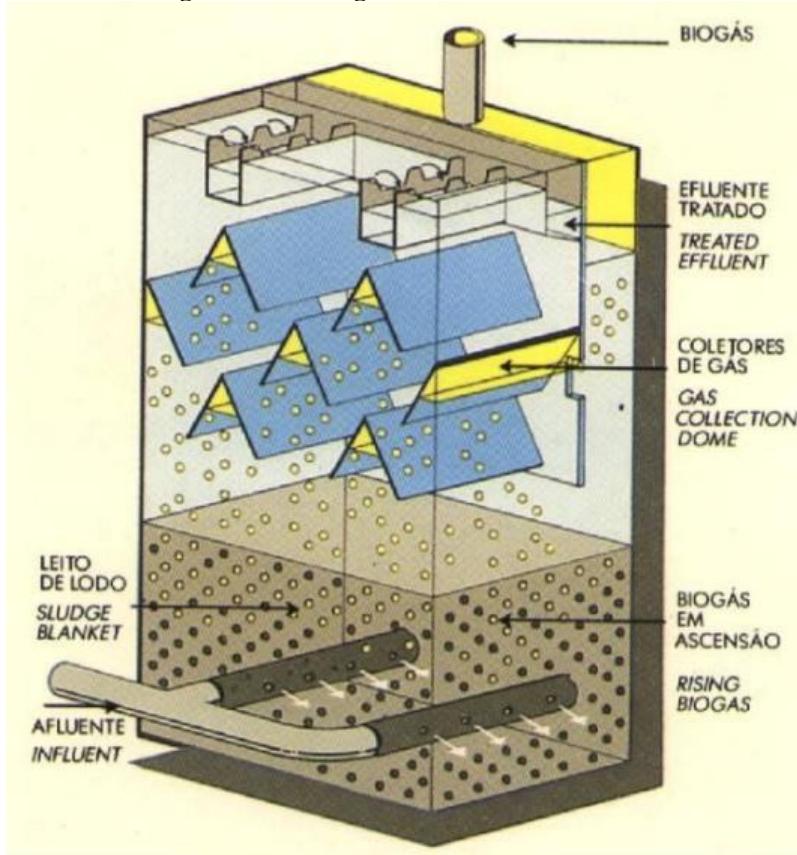
Também conhecido por UASB<sup>8</sup>, foi desenvolvido em 1980 e se caracteriza por possuir tempo de residência mais baixo, portanto tem seu tamanho reduzido. Sua peculiaridade está no fluxo ascendente contínuo na câmara de digestão, causado pela disposição da entrada da biomassa, que se dá na parte inferior da câmara. Ao se iniciar as operações, as bactérias formam grânulos que decantam e formam uma manta de lodo pesada, mantida no fundo da câmara. O biodigestor, em contrapartida ao canadense, é vertical, e a biomassa inserida passa primeiramente pelo lodo e é empurrada para parte superior, onde será decantada e retirada, assim como o gás produzido. E como o lodo possui uma densidade de bactérias muito elevada, há uma agilização no processo de digestão. No entanto, este modelo requer controle maior na operação, pois a formação dos grânulos não é um processo simples, além de possuir uma construção mais complexa (JUNQUEIRA, 2014).

Porém, segundo Neto (2016), este biodigestor é utilizado somente quando a biomassa introduzida é líquida, ou possui matéria sólida muito pequena. Para tanto, seria necessário triturar o aguapé de maia, a ponto de se obter uma mistura quase que líquida, tornando o custo do triturador muito elevado e inviabilizando o projeto (informação verbal)<sup>9</sup>.

<sup>8</sup> Do inglês *Upperflow anaerobic sludge blanket*

<sup>9</sup> Informação fornecida por Jorge V. S. Neto em São Paulo, em 2016.

**Figura 10 – Biodigestor de fluxo ascendente**



Fonte: Kunz (2010)

### 3.2.2 Escolha do biodigestor e dimensionamento

Dentre as tecnologias disponíveis, o biodigestor canadense é o mais utilizado no Brasil, sua simples construção, feita basicamente de plástico, além da facilidade na operação e manutenção o torna o mais vantajoso financeiramente e Hukai (2016) afirma que este tipo de biodigestor é o recomendado para este tipo de projeto (informação verbal)<sup>10</sup>.

Para calcularmos o dimensionamento do biodigestor, aplica-se a Equação 11.

$$V = TR * VD \quad (11)$$

**Equação 11: Cálculo do volume do biodigestor**

Sendo:

V = Volume do biodigestor

TR = Tempo de residência

<sup>10</sup> Informação fornecida pelo Prof. Roberto Y. Hukai em São Paulo, em 2016.

VD = Volume diário adicionado

O tempo de residência utilizado por Njogu et al. (2015) é de 32 dias, Vaidyanathan et al. (1984) utilizou 30 dias, neste projeto será utilizado um tempo de 30 dias, recomendado também por Nogueira (1986).

Para o cálculo do volume diário adicionado, considera-se a quantidade de massa seca coletada diariamente de 10 toneladas, que representa 4% da massa total da planta, assim, o peso total da planta colhida por dia será:

$$10 \frac{t}{dia} * \frac{1}{4\%} = 250 \frac{t}{dia}$$

Considerando o volume específico de  $4.5m^3/t$  de aguapé triturado, o volume de aguapé que será adicionado ao biodigestor é:

$$250 \frac{t}{dia} * 4,5 \frac{m^3}{t} = 1.125 \frac{m^3}{dia}$$

Segundo a Enciclopédia Agrícola Brasileira (1995), o aguapé deve ser misturado com 21% de volume d'água para facilitar a biodigestão. Assim, o volume total a ser considerado na mistura que será adicionada diariamente no biodigestor é:

$$1.125 \frac{m^3}{dia} * (1 + 21\%) = 1.361 \frac{m^3}{dia}$$

Por fim, utilizando-se a Equação 11, o volume do biodigestor será:

$$1.361 \frac{m^3}{dia} * 30 dias = 40.838 m^3$$

### **3.2.3 Custo de investimento do biodigestor**

O custo do biodigestor varia muito conforme suas especificações, não sendo possível encontrar na literatura um valor para este caso, portanto será feita uma estimativa.

A construção de um biodigestor de lona de 40mil metros cúbicos é estimada em R\$ 2,5milhões, segundo cotação junto à empresa que vende biodigestores de lona, Sansuy. O projeto seria feito em uma área um pouco menor que 1ha, onde seria cavado um buraco com aproximadamente 5m de profundidade. O investimento já inclui mão de obra e materiais para a construção.

### **3.2.4 Custo de operação do biodigestor**

O custo de operação do biodigestor costuma ser estimado como uma porcentagem do seu investimento total. Para estimar o valor, Jorge e Hukai (2016) recomendaram o uso de 10% para custos com operação, manutenção e gerais (informação verbal)<sup>11</sup>. Portanto, o projeto terá um custo anual de R\$ 250.000 de operação e manutenção do biodigestor.

### **3.2.5 O Triturador**

O triturador deve trabalhar com pelo menos 250 t/dia e 1.000 RPM (MATHUR, 2004). Moinhos com essas especificações têm motores em torno de 50 a 60 cavalos, com uma produção acima de 10 t/h e, segundo cotação no site de negociação de componentes do setor agropecuário MF Rural (2016), um preço médio de 10.000 a 20.000 reais. Em relação ao preço do biodigestor, o preço do triturador não afetará de modo significativo os cálculos do projeto, portanto este trabalho irá estimar o preço como um valor intermediário de R\$ 15.000. Quanto ao custo de operação, no site encontram-se trituradores de 15 toneladas por hora com 86 martelos e motor de 50 cavalos. Para triturar as 250 toneladas de aguapé por dia, o motor deverá trabalhar 16 horas por dia, resultando em um consumo de energia elétrica de 2,3 quilowatts-hora por tonelada triturada. Considerando um preço de energia a ser pago de R\$ 400/MWh e adicionando custos de manutenção, este projeto irá considerar um custo de operação de um real por tonelada triturada, dos quais a grande maioria é o custo da energia elétrica.

---

<sup>11</sup> Informação fornecida pelo Prof. Roberto Y. Hukai e Jorge V. S. Neto em São Paulo, em 2016.

### **3.3 O Gerador**

Diferentemente da queima direta da biomassa, que se utiliza de tecnologias como grelha fixa, móvel, ou leito fluidizado, este projeto pretende usar o biocombustível gasoso e aproveitar seu potencial energético através da queima para a produção de energia elétrica. As tecnologias mais utilizadas para a conversão energética do biogás em energia elétrica, já mencionadas no Capítulo 1, são os motores de combustão interna e as turbinas a gás.

#### **3.3.1 Tipos de geradores**

- **Motor de combustão interna**

Os motores de combustão interna são divididos entre o que utilizam o ciclo Diesel e o ciclo Otto. O primeiro caracteriza-se pela aspiração do ar na câmara de combustão, que é comprimida até atingir o ponto máximo de temperatura, momento em que o combustível é injetado e a combustão ocorre, assim, sem auxílio de centelha. Estes motores podem ser de quatro ou dois tempos, no de quatro as etapas são bem demarcadas: admissão, compressão, combustão e escape, já no de dois tempos, pode haver a admissão e exaustão de gases ao mesmo tempo. A expansão dos gases resultantes da combustão empurra o pistão que transfere a energia para o virabrequim, gerando trabalho.

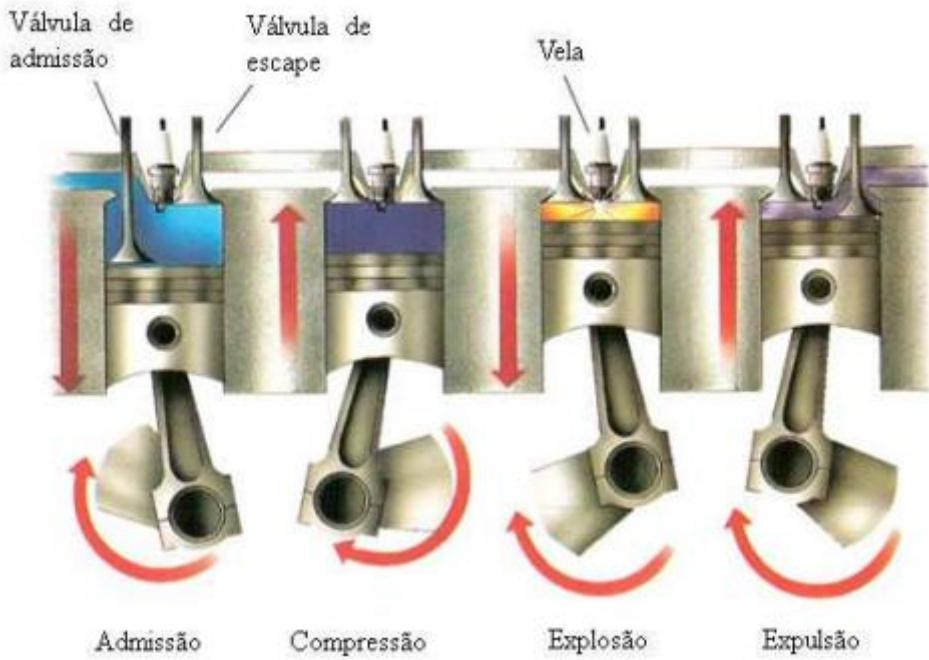
A utilização de biogás nestes motores pode ser feita com a mistura do Diesel, uma vez que este não opera somente com o gás, sendo necessária a adição de um sistema de carburação do gás ao ar de admissão. Não é recomendável a substituição do Diesel pelo gás em mais de 75%, podendo danificar os bicos (Brenneisen, 2013).

Já os motores de ciclo Otto se diferenciam pelo uso de ignição por centelha para a combustão, possuindo quatro tempos. Diferentemente do ciclo Diesel, os motores de ciclo Otto podem ser adaptados facilmente para utilizar o biogás, mas sendo necessária, também, a instalação do carburador de gás (MACHADO, 2014).

O rendimento do motor varia em torno de 30% a 40%, se caracterizando por uma alta eficiência, partida rápida e utilização de baixa pressão, porém possui um alto custo de

manutenção, requer sistema de refrigeração, e só opera potências entre 30kW a 20MW (ANDREOS, 2013).

**Figura 11 – Motor de ciclo Otto**



**Fonte:** Machado (2014)

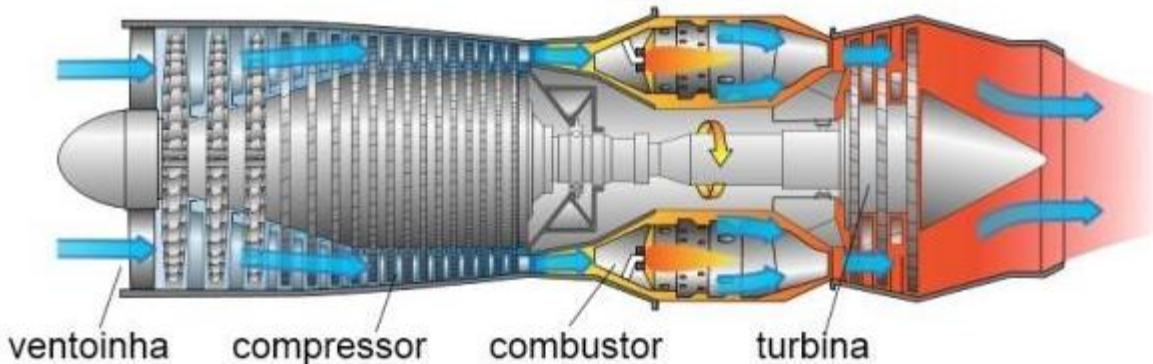
- **Turbina a gás**

A turbina a gás opera em ciclo Brayton, o combustível é injetado junto com ar comprimido na câmara de combustão, a reação exotérmica em alta pressão eleva a temperatura e expande o gás resultante, que gira as pás da turbina em torno do eixo e assim produz trabalho (ANDREOS, 2013).

Podem ser divididas em turbinas e microturbinas, sendo basicamente a mesma tecnologia, apenas diferenciando-se na escala. A utilização do biogás não requer adaptação, e sua potência se estende desde 30kW a 150MW, porém com um rendimento menor, entre 20% a 30% (MARTINS, 2004).

As turbinas a gás se caracterizam pela falta de sistema de refrigeração e pela alta confiabilidade, porém tem um rendimento mais baixo e costumam ter alto custo de investimento (ANDREOS, 2013).

**Figura 12 – Turbina a gás**



Fonte: Tecmundo (2012)

### 3.3.2 Escolha do gerador e dimensionamento

Economicamente, o motor a combustão interna é mais eficiente, porém tem limitante de potência máxima de 20MW, que é muito acima do esperado para o projeto. Para conferir se a potência estará no intervalo admitido do motor a combustão interna, serão utilizados os dados já calculados na Sessão 3.1.

Em uma usina, deve-se considerar seu fator de capacidade, ou seja, a relação entre a produção efetiva da usina e a capacidade máxima no mesmo intervalo de tempo. Em projetos de biomassa, o fator de capacidade costuma ser considerado em 85% (TOLMASQUIM, 2016).

Com 10 toneladas por dia e um fator de capacidade de 85%, o volume de biogás produzido no ano será de:

$$10 \frac{t}{dia} * 380 \frac{m^3}{t} * 365 dias * 85\% = 1.178.950 \frac{m^3}{ano}$$

Considerando-se o poder calorífico de 21.350 kJ/m<sup>3</sup> (vide Sessão 3.1) e um rendimento elétrico de 40% (valor médio dos motores atuais, conforme será visto na Tabela 4), a potência elétrica será por volta de:

$$\frac{1.178.950 \frac{m^3}{ano} * 21.350 \frac{kJ}{m^3} * 40\%}{8.760 \frac{horas}{ano} * 3.600 \frac{segundos}{hora} * 85\%} = 375,60kW$$

Hukai (2016) afirma que motores a combustão são recomendáveis para potências mais baixas, como esta, por serem mais baratos e possuírem um rendimento maior (informação verbal)<sup>12</sup>.

### **3.3.3 Custo de investimento do gerador**

Segundo a EIA (2016), o custo médio de instalação de planta de geração elétrica por motor a combustão interna de gás natural é de US\$ 1.572 por quilowatt. Considerando que 55% deste custo seja do gerador instalado (TORRERO, 2003), e levando-se em conta que atualmente as tecnologias de motores de combustão interna que recebem combustível na forma de gás funcionam com biogás também (como é o caso da linha de motores Jenbacher da General Eletrics, TCG da MWM, ou alguns motores da linha Gas Generator Sets da Caterpillar), o gerador do projeto terá um custo de US\$ 865 por quilowatt instalado. Para fins de checagem de consistência da estimativa com a realidade, Tolmasquim (2016) calcula um intervalo de US\$ 500 a US\$ 1.000 por quilowatt para os custos de investimentos em geradores movidos a gás natural, portanto US\$ 865/kW é um valor aceitável.

O rendimento elétrico dos motores varia em torno de 40%, como pode ser visto na Tabela 4.

**Tabela 4 – Rendimento elétrico de motores a combustão<sup>13</sup>**

<b>Marca</b>	<b>Rendimento elétrico</b>
MWM	41,60%
GE	38,10%
CAT	43,70%

**Fonte:** Elaboração própria com base no site das marcas

Portanto, como o gerador considerado neste projeto será de 400kW (vide sessão anterior), o investimento será de aproximadamente US\$ 346.000.

### **3.3.4 Custo de operação do gerador**

<sup>12</sup> Informação fornecida pelo Prof. Roberto Y. Hukai em São Paulo, em 2016.

<sup>13</sup> Rendimentos dos motores mais próximos de 400kW.

A EPE em 2016 publicou estudo sobre energia termelétrica, sob a coordenação de Tolmasquim, onde especifica os custos de operação de uma termelétrica de gás natural que serão utilizados neste trabalho. Os custos fixos são os de operação e manutenção que não variam conforme a produção de eletricidade, ou seja, não dependem do fator de capacidade, incluindo a mão de obra, despesas gerais e administrativas, manutenção preventiva entre outros. Já os custos variáveis são dependentes da quantidade de energia que se produz, incluindo o consumo de água e lubrificantes, tratamento da água e outros.

No estudo, embora se comente sobre as tecnologias de turbina e motor a combustão para geração de energia, há somente dados dos custos para turbina: custos fixos médios de 15 US\$/kW anualmente e os variáveis de 5 US\$/MWh.

Como os custos de um motor a combustão costumam ser mais altos, conforme citado na Sessão 3.3.1, Hukai (2016) afirma que uma boa estimativa é o dobro do valor de uma turbina, ou seja, com um custo fixo de 30 US\$/kW anuais e variável de 10 US\$/MWh (informação verbal)<sup>14</sup>.

Com a geração de energia elétrica definida, o próximo capítulo tratará da sua venda e geração de receita.

---

<sup>14</sup> Informação fornecida pelo Prof. Roberto Y. Hukai em São Paulo, em 2016.



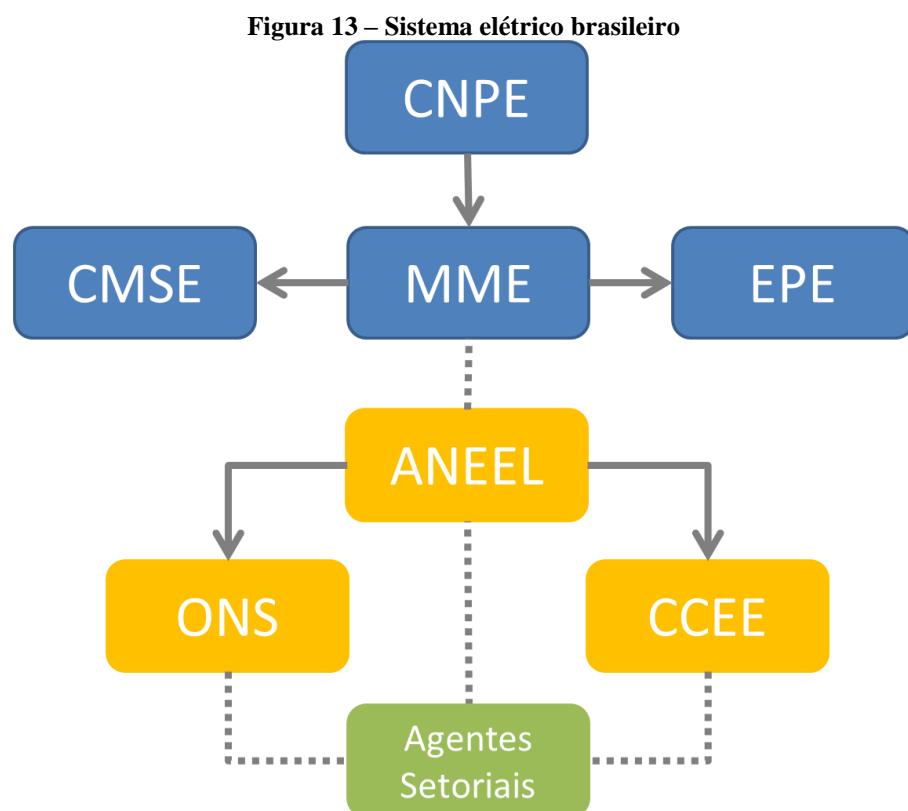
## 4. PRECIFICAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO

### 4.1 O setor elétrico brasileiro

Como a fonte de receita do projeto é a venda de energia elétrica, este capítulo tem como objetivo apresentar o funcionamento do ambiente de comercialização de energia, mas primeiro é preciso entender como o setor elétrico brasileiro, que é muito complexo, funciona.

Segundo o site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) visa garantir o suprimento de energia elétrica, promover a menor tarifa e a universalização do acesso ao uso da energia elétrica. O modelo é composto por diversas instituições e agentes, cada qual com suas funções, e como estes serão frequentemente referenciados neste capítulo, será feita uma descrição sucinta de cada um.

### 4.2 Modelo do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB)



Fonte: elaboração própria com base em ONS ([www.ons.org.br](http://www.ons.org.br))

#### **4.2.1 Agentes setoriais**

Os agentes são os operadores que compõem o setor elétrico e são divididos em quatro categorias:

- **Agentes geradores:** operam usinas de geração, sendo responsáveis pela produção da energia elétrica. São divididos em geradores públicos, produtores independentes e autoprodutores;
- **Agentes de transmissão:** transportam a energia dos geradores até o ponto de distribuição ou consumo, através de instalações na rede básica, com altas tensões e volumes;
- **Agentes de distribuição:** operam um sistema na região de concessão, onde diminuem a tensão da energia elétrica recebida do serviço de transmissão, para transportá-la para o consumidor final. São responsáveis pela manutenção da rede elétrica das cidades;
- **Agentes de comercialização:** são intermediários na compra e venda de energia elétrica, comprando a energia dos geradores e revendendo para o consumidor livre ou especial e distribuidores;
- **Consumidores finais:** são divididos entre cativos, livres e especiais, conforme contratação da energia elétrica.

98,3% da geração e posterior transmissão da energia elétrica utilizam a rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), constituído com aproximadamente 100.000 km de linhas de transmissão e operado pelo ONS.

#### **4.2.2 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)**

O ONS foi criado em 1998 pela Lei nº 9.648/98, sofrendo alterações pela Lei nº 10.848/04 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/04, é o órgão responsável pela coordenação e controle da geração e transmissão no SIN, tendo como objetivo garantir a estabilidade e confiabilidade do SIN.

Os centros do ONS ficam em operação todos os dias do ano, 24 horas por dia, focados na gestão da transmissão da energia elétrica por todo o país, aumentando ou diminuindo a liberação de energia para garantir o equilíbrio entre o consumo e a energia gerada. Além disso, o ONS constantemente avalia e estuda as condições do sistema, desenvolvendo ações para garantir a segurança do suprimento de energia contínuo no Brasil.

#### **4.2.3 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**

A CCEE foi criada em 2004 pela Lei nº 10.848 e regulamentada pelo decreto nº 5.177, sucedendo o Mercado Atacadista de Energia (MAE), que por sua vez havia sucedido a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia (ASMAE) em 2002. O órgão é responsável por viabilizar e gerenciar a comercialização de energia elétrica no Brasil.

Cabe à CCEE a contabilidade das operações dos agentes do mercado, apurando a diferença entre o que foi contratado e o que foi efetivamente gerado ou consumido, além das determinações das liquidações financeiras dos credores e devedores. Enquanto o ONS gera a parte física da compra e venda de energia elétrica no país, a CCEE gera a parte comercial e financeira.

Essas diferenças entre contratação e consumo, são liquidadas mensalmente no mercado de curto prazo (mercado *spot*) e valoradas pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O PLD é calculado semanalmente utilizando-se modelos matemáticos que tentam encontrar o ponto ótimo para a quantidade do reservatório das hidrelétricas que deve ser utilizado em cada semana – ao usar muito, há uma minimização na taxa de energia presentes, por depender menos de energia térmica, porém há um risco de déficit futuro.

Ou seja, o PLD é utilizado como preço para o mercado *spot*, para as discrepâncias entre a energia contratada e efetivamente utilizada, porém, este se baseia somente em fenômenos hidrológicos e não de mercado, como oferta e demanda, sendo assim, seu cálculo no mínimo questionável. Para 2016, os limites do PLD são:

$$BRL\ 30,25/MWh \leq PLD \leq BRL\ 422,56/MWh$$

**Fonte: ANEEL, dezembro de 2015**

Além da regulação e gestão dos contratos comerciais de energia e do cálculo do PLD, a CCEE também é responsável pela promoção dos leilões de compra e venda de energia no mercado regulado, assim como gerenciar os contratos firmados nestes leilões.

Tanto a CCEE quanto o ONS são órgãos técnicos, regulados e fiscalizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

#### **4.2.4 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**

A ANEEL foi criada em 1996 pela Lei nº 9.427 e Decreto nº 2.335, com o objetivo de regular e fiscalizar o setor elétrico brasileiro, o que inclui toda a cadeia de energia elétrica, desde a geração, transmissão e distribuição, até a comercialização.

Compete à ANEEL supervisionar os órgãos técnicos, como a CCEE e ONS, definindo padrões de qualidade de serviço e segurança. Cabe a ela promover o uso eficaz e eficiente da energia elétrica, estimular a competição, assegurar a universalização, mediar conflitos de interesse entre agentes do setor, entre outras funções que visem condições favoráveis para o desenvolvimento em equilíbrio do mercado de energia elétrica.

Além disso, a agência é a responsável por leiloar as concessões do setor, ditar as metas e limites no setor e gerir os programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), como o do projeto em desenvolvimento para a CESP.

Esta é uma autarquia sob regime especial de agência reguladora, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

#### **4.2.5 Ministério de Minas e Energia (MME)**

O MME foi criado em 1960 pela Lei nº 3.782, sendo o órgão da União responsável pela formulação, indutor e supervisor da implementação das políticas de energia no país, de acordo com o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

As competências do ministério estendem-se às áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; e petróleo, combustível e energia elétrica.

Posteriormente à formação do MME, foram criados o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para auxiliar o governo

#### **4.2.6 Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**

A EPE foi criada em 2004 pela Lei nº 10.847 e regulamentada pelo Decreto nº 5.184, como uma entidade independente, vinculada ao MME, com o objetivo de auxiliar o governo no planejamento do setor energético, fornecendo serviços na área de estudos e pesquisas.

A empresa funciona como um Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) para o setor energético, executando estudos que visam o planejamento integrado dos recursos energéticos, realizando análises de viabilidade técnico-econômica e sócio ambiental de usinas, gerenciando as licenças ambientais prévias para aproveitamentos hidrelétricos e exercendo outras funções para estudar e projetar a matriz energética brasileira.

Quanto à sua efetividade, há controvérsias, conforme afirma Adriano Pires, diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), que a EPE se tornou uma empresa subordinada ao governo, com o propósito de produzir documentos que endossem as decisões do Executivo, consumindo R\$ 93,4 milhões por ano. Muitos problemas no setor elétrico poderiam ser evitados se a EPE se atualizasse, mudando sua mentalidade de que a matriz energética é só hidrelétrica, mas sim hidrotérmica, como constata Nivalde de Castro, professor do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), ou se houvessem reavaliações para se saber a capacidade real das usinas em operações, conforme avalia o presidente da Thymos Energia, João Carlos Mello (EM, 2015).

#### **4.2.7 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)**

O CMSE também foi criado em 2004 pela Lei nº 10.848, regulamentado pelo Decreto nº 5.175, e tem a função de monitorar as condições de atendimento e avaliar ações preventivas

para assegurar o suprimento elétrico no país. É de competência do comitê acompanhar as atividades do setor, desde a geração à comercialização; avaliar as condições de abastecimento; identificar possíveis dificuldades no sistema de abastecimento e elaborar propostas de ações preventivas.

Portanto, o comitê está em constante monitoramento para evitar possíveis falta de energia, como, por exemplo em abril de 2015, que o CMSE identificou a queda no risco de déficit de energia no ano, de 6,1% para 4,9% no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, números utilizados pelo MME.

#### **4.2.8 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)**

Por fim, o CNPE foi criado em 1997 pela Lei nº 9.478 e regulamentado pelo Decreto nº 3.520, para homologar a política energética, em articulação com as demais políticas públicas. É um órgão de assessoramento da Presidência da República destinado a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos, assegurar o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas, rever periodicamente as matrizes energéticas e estabelecer diretrizes de importação e exportação dos recursos energéticos.

### **4.3 Mercado de energia elétrica**

Em 1995, houve a primeira reestruturação no setor elétrico que causou a desverticalização da cadeia produtiva. A transmissão e distribuição, que são considerados monopólios naturais, manteve-se como serviço público, já a geração e comercialização foi incentivada à maior competição. Assim, a energia elétrica começa a ser negociada como mercadoria.

Já nos anos 2000, com a segunda reestruturação, por meio das Leis nº 10.847 e 10.848, e Decreto nº 5.163, criou-se dois ambientes de negociações contratuais, o “regulado” e o “livre”.

#### **4.3.1 Mercado Regulado**

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) o consumidor cativo (por exemplo, residencia e pequenos comércios) tem papel passivo, pois são as distribuidoras (por exemplo, Eletropaulo, Light, CPFL) que compram energia em leilões de energia de forma a garantir o fornecimento aos consumidores.

Todas as empresas de distribuição do Sistema Interligado Nacional participam do ACR, através dos leilões regulados pela ANEEL e promovidos pela CCEE, buscando-se o menor preço de energia elétrica através da competição entre os agentes de geração. Os preços no leilão são decrescentes até ser definido o ganhador, que apresente a quantidade de energia demandada pelo preço mais competitivo.

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais, os chamados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), entre os vendedores e os compradores. Pelo lado dos vendedores estão os agentes geradores ou agentes comercializadores, já nos compradores estão as distribuidoras. O consumidor final é o mercado residencial, comercial, poderes públicos e uma parte do industrial.

O CCEAR possui duas modalidades: CCEAR por quantidade, em que os riscos hidrológicos da operação são de responsabilidade total dos geradores, ou seja, todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada cabem aos agentes geradores, por exemplo, caso ele não consiga gerar o suficiente para cumprir o contrato, cabe a ele comprar a energia que faltar e fornecer para as distribuidoras; já o CCEAR por disponibilidade assume que os riscos hidrológicos são dos agentes compradores, além de eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo, que são repassados ao consumidor final.

Os preços da energia no ACR são definidos nos leilões, portanto os próximos itens apresentarão detalhes sobre os mais recentes leilões realizados, para melhor entender qual deles foram considerados para o cálculo do preço da energia elétrica para este projeto.

- **10º Leilão de Energia de Reserva**

Realizado em 23 de setembro de 2016, o leilão de contratação de energia vendeu 95MW, a um preço médio de R\$ 227/MWh, sendo o preço inicial de R\$ 248. Porém, como só energia proveniente de hidrelétricas foi vendida, esta tarifa não será considerada.

- **23º Leilão de Energia Nova A-5**

O leilão foi realizado em 29 de abril de 2016, resultando na contratação de 529 MW de potência. Os produtos foram divididos em: contratos de quantidade, com empreendimentos de UHE e PCHs; contratos de disponibilidade termelétrica a biomassa e carvão e contratos de disponibilidade termelétrica a gás natural. Por ser um leilão da categoria A-5, trata-se de empreendimentos que irão gerar energia somente em 2021, dos quais 278MW são de novos empreendimentos e o preço médio total foi de R\$ 199/MWh.

Para este trabalho, o que importa do leilão são os contratos de disponibilidade termelétrica a biomassa e carvão, que representou 38%, com 198MW e preço médio praticado de R\$ 235,95/MWh. Inclusive, destes 198MW, 21MW são de biogás da Biogás Bonfim, empresa da Raízen.

- **15º Leilão de Energia Existente**

Realizado em 11 de dezembro de 2015, o leilão resultou em 1.954 MW contratados, a um preço médio de R\$ 148/MWh. Os produtos foram: contrato por quantidade com as hidrelétricas; contrato por disponibilidade com prazo de 3 anos, com termelétricas de bagaço de cana e cavaco de madeira; e contrato de disponibilidade com prazo de 5 anos, majoritariamente de termelétricas de bagaço de cana. Porém, por se tratar de um leilão para empreendimentos de geração existente, não será considerado para os cálculos do projeto.

#### **4.3.2 Mercado Livre**

No Mercado Livre há a livre negociação entre os agentes geradores, ou comercializadores, e os consumidores finais, sem a participação das distribuidoras. A negociação é feita no

Ambiente de Contratação Livre (ACL), ou Mercado Livre, onde a CCEE é responsável pela apuração dos resultados de liquidação das diferenças, regras e procedimentos.

O consumidor livre deve apresentar lastro contratual para garantir 100% de seu consumo de energia, evitando desequilíbrios de fornecimento e consumos. Além disso, o mercado não é aberto a todos consumidores, existindo, atualmente, dois tipos de consumidores permitidos no Mercado Livre: consumidor convencional, cuja demanda deve ser igual ou superior a 3.000kW, aceito em qualquer nível de tensão caso a instalação seja posterior a 7 de julho de 1995, e caso a instalação seja anterior a esta data, o nível de tensão deve ser acima de 69kV, podendo contratar energia convencional ou incentivada; o consumidor especial, por outro lado, pode ser um conjunto de unidades consumidores, desde que sob um mesmo CNPJ, e cuja demanda somada seja maior que 500kW a um nível de tensão de 2,3kV e podendo contratar somente energia incentivada. Vale ressaltar que os consumidores do mercado livre só podem retornar ao mercado cativo com um aviso prévio de cinco anos.

O agente gerador pode vender a energia nos dois ambientes, só se limitando ao consumidor especial conforme seu tipo de energia produzida. Pode ser considerada energia incentivada, caso seja proveniente principalmente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), usinas termelétricas à biomassa (bagaço de cana, gás de aterro, resíduo de madeira), usinas eólicas e usinas solar-fotovoltaica com até 30MW de capacidade injetada no sistema elétrico. Além de possuir um apelo ambiental, há um desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), com valores de 50% ou 100%, que compensam o preço maior deste tipo de energia.

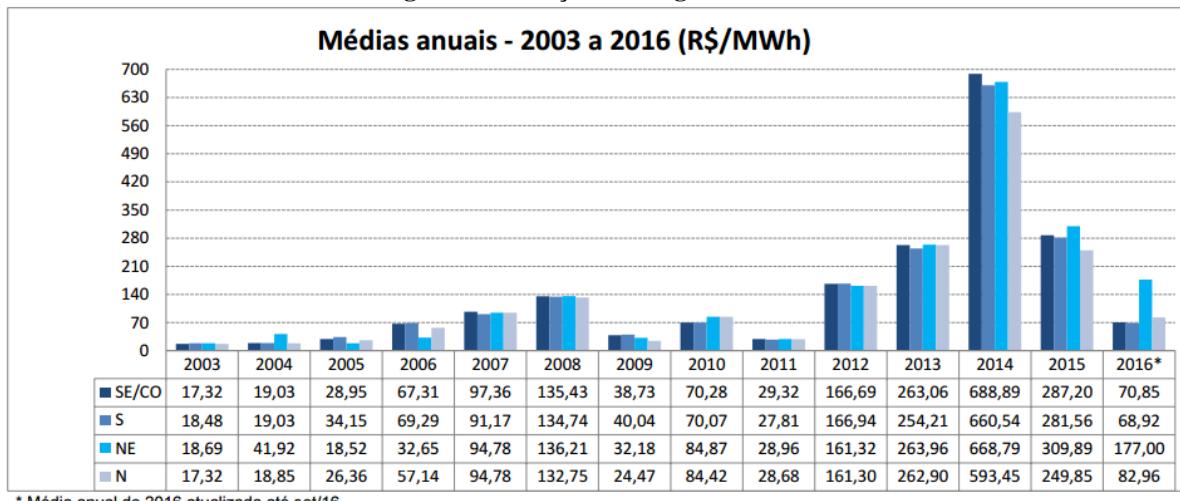
Cerca de 25% a 30% da carga do SIN é negociado no mercado livre, movimentando anualmente R\$ 30 bilhões. As principais vantagens neste ambiente estão na liberdade de negociar diretamente com os geradores preços e quantidade, além de escolher a fonte de energia.

#### **4.3.3 Comparação dos preços do ACL e ACR**

A energia vendida no ACL tem uma volatilidade muita alta, segundo o Instituto Ilumina, que faz estudos sobre o setor elétrico, esta volatilidade está na ordem de 2.000% desde 2015 até março de 2016, mas já atingiu níveis acima de 7.000%. Esta volatilidade se deve ao fato do PLD variar conforme a ocorrência de chuvas ou não, tornando as projeções muito imprecisas.

Somado à volatilidade, devido principalmente à atual recessão que o país se encontra, as taxas do mercado livre estão em níveis muito baixos, com uma média em 2016 de R\$ 99,93/MWh, como pode-se notar na Figura 14.

**Figura 14 – Preço da energia no ACL**



\* Média anual de 2016 atualizada até set/16

**Fonte: CMU (2016)**

Os contratos no ACR, por outro lado, são de prazos muito maiores e não são afetados de imediato por variações no curto prazo, portanto, mais recomendado para o cálculo, cabendo ao empreendedor escolher uma alternativa conforme condições do projeto.

Muitos leilões são voltados a empreendimentos já existentes (15º Leilão de Energia Existente, 11/12/2015), ou geração de hidrelétricas (10º Leilão de Energia Reservada, 23/09/2016), ou geração solar e eólica (8º Leilão de Energia Reservada, 13/11/2015), que não servem de base para a precificação da energia deste projeto no ACR. Dentre os preços de termelétricas de biomassa, pode-se considerar somente as que utilizam biogás, ou todo tipo de biomassa. Os próximos itens irão comparar os preços entre eles.

#### • Termelétricas de biomassa em geral

Considerando-se os leilões realizados desde 1 de janeiro de 2015 até 1 de outubro de 2016, calculou-se o preço médio, ponderado pelo volume, da energia elétrica proveniente de termelétricas de biomassas em geral, incluindo bagaço de cana de açúcar, cavaco de madeira e biogás. O resultado é apresentado na Tabela 5.

**Tabela 5 – Preço médio de termelétricas de biomassa em leilões**

<b>Leilão</b>	<b>Preço médio (R\$/MWh)</b>	<b>Potência (MW)</b>
<b>23º EN<sup>15</sup></b>	235,95	198
<b>22º EN</b>	212,75	36
<b>21º EN</b>	278,46	1627
<b>3º FA<sup>16</sup></b>	209,91	389
<b>TOTAL</b>	937,07	2.250

**Fonte:** elaboração própria com base no site da CCEE (2016)

O preço médio calculado foi de R\$ 261,82/MWh.

- **Somente biogás**

Para calcular o preço, foram considerados novamente os leilões no mesmo intervalo de tempo, porém só se levou em conta as vendas de energia elétrica proveniente de usinas de biogás.

Houve somente uma venda deste tipo de energia, no 23º Leilão de Energia Nova, que vendeu 21MW por R\$ 251/MWh.

Como não há grande diferença entre os dois valores (R\$ 261,82/MWh e R\$ 251/MWh), fica definido o preço em ACR de R\$ 260/MWh para a energia elétrica vendida.

Comparando-se os R\$ 260/MWh do ACR pelo R\$ 99,93/MWh do ACL o ACR é a melhor escolha, porém há certos pontos a se considerar. Como se trata de contrato de disponibilidade, o valor permitido para se vender no leilão é uma fração da potência total, chamada de Garantia Física, calculada pelo MME, dependendo das características da usina, que representa a quantidade de energia firme que a usina pode fornecer. A receita fica fixada no valor vendido no leilão multiplicado pela taxa fixada, independentemente de quanta energia a usina produzir, portanto a quantidade de energia a ser vendida será abaixo do possível de se produzir. Outro ponto é a incerteza no leilão, que são feitos em intervalos grandes de tempo e

---

<sup>15</sup> Leilão de Energia Nova

<sup>16</sup> Leilão de Fontes Alternativas

podem sofrer alterações, como o leilão de julho de 2016 que foi cancelado, e adiciona-se a incerteza de se ganhar o leilão, pela competição com fontes de energia mais barata, por exemplo.

Com a redução da quantidade de energia permitida para venda, preço de venda com essas incertezas, e principalmente o preço baixo desses ambientes de comercialização, fica necessária uma alternativa para a venda da energia produzida no projeto. A solução vem do incentivo governamental ao micro e mini gerador de energia elétrica, através da compensação energética.

#### **4.3.4 Compensação de energia elétrica**

A Resolução ANEEL nº 482/2012, modificada pela Resolução Normativa nº 687/2015 permite aos consumidores instalarem geradores próprios e injetarem o excedente de energia no sistema elétrico, assim, um consumidor que gera mais que consome receberá um crédito de energia válido por 60 meses (ampliado dos 36 meses anteriores à Resolução nº 687), podendo ser abatido da própria unidade em meses posteriores, ou de outras unidades sob o mesmo CNPJ. É possível adicionar unidades consumidoras para o abatimento de consumo através de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada. Portanto, a energia gerada pelo projeto será abatida do consumo de outro estabelecimento.

A vantagem deste método está na negociação direta com o consumidor final. Ao oferecer a um estabelecimento um preço menor que o pago na conta de luz, há vantagem financeira para o consumidor, sendo possível fechar um contrato. A título de ilustração, a usina, com uma potência de 300kW, produz por mês 200MWh; do ponto de vista do consumidor final, se seu consumo for de 500MWh no mês, ele só irá pagar 300MWh para a distribuidora, o resto será pago à usina, ao preço negociado (cuja migração só faz sentido se for menor que o valor cobrado pela distribuidora) , portanto sua conta final será mais barata.

As condições do contrato podem tornar o “fornecimento” da usina flexível, uma vez que o consumidor final não terá custo a mais caso a usina não produza os 200MWh que deveria, só terá um desconto menor na tarifa. Por exemplo, caso a usina tenha algum problema e não produza nada, o consumidor final irá continuar pagando o que sempre pagou para a

distribuidora, e caso a usina passe a produzir 500MWh no mês, o consumidor final terá um desconto em toda sua conta de luz.

A adesão à compensação energética é feita conforme apresentação à distribuidora responsável, o processo de instalação é simples e pode ser feito pela própria empresa. Somente micro geração e mini geração são permitidas na adesão: abaixo de 75kW são consideradas micro geração e entre 75kW a 5MW são consideradas min geração (mini geração para fontes hídricas devem ser menor que 3MW). A Resolução nº 687 reduziu as exigências contratuais e o processo está atualmente mais rápido, feito em somente uma etapa e levando em torno de 30 dias.

As categorias podem ser de autoconsumo remoto, onde a geração é feita pelo próprio consumidor, mas em localidades diferentes; em condomínios ou múltiplas unidades, podendo repartir a energia gerada em diversas unidades com fatias definidas, podendo ocorrer a criação de condomínios que queiram se unir e instalar uma micro ou mini geração; e pode ser de geração compartilhada, podendo haver a compensação entre unidades de CNPJ diferentes, bastando comprovar o vínculo entre os integrantes, que será utilizada na venda da energia deste projeto.

Além disso, segundo a Agência Canal Energia (2016), 75% da população já está isenta de ICMS nas operações de compensação de energia, portanto, a geradora que vender os créditos para o consumidor final poderá receber o valor inteiro, sem desconto de ICMS.

Portanto, o preço a se considerar é o praticado pelas distribuidoras, que tem diversas classificações, dependendo, por exemplo, do tipo de consumidor. Estes preços são homologados pela ANEEL e divulgados em seu site. Como os consumidores alvo para a venda da energia são principalmente os comércios e indústrias, serão utilizados os preços praticados para essas classes de consumo. O Anexo A apresenta os preços praticados pelas distribuidoras para a classe Comercial, Serviço e Outros, com tarifa média de R\$ 638/MWh enquanto o Anexo B apresenta os preços para a classe Industrial, com tarifa média de R\$ 570/MWh ambos da região Sudeste e somente para o ano de 2016.

#### **4.3.5 Modelo de comercialização**

Assim, ficam definidas as três opções de comercialização da energia: pelo mercado livre, pelo mercado regulado e pela compensação de energia elétrica.

No mercado livre, é possível vender a energia a um preço calculado de R\$ 99,93/MWh, o mais baixo dos três. A vantagem deste modelo é a comercialização direta com o consumidor, tornando flexível as definições de prazo, preço e quantidade a ser vendida. As desvantagens, por outro lado, se resumem basicamente à alta volatilidade, causando dificuldade em projeções; e, principalmente, aos níveis baixos que os preços se encontram.

Já no mercado regulado, o preço calculado é mais competitivo, calculado em R\$ 260/MWh. A vantagem deste modelo é a baixa volatilidade, por ser negociado nos leilões em contratos de longo prazo, é possível ter uma projeção precisa da receita. As desvantagens são: a dependência da ocorrência de leilões; a dificuldade de ganhar o leilão; e a obrigação de vender somente uma parcela da energia (devido à garantia física).

Por fim, pelo modelo da compensação de energia elétrica, cujo preço é o resultado da tarifa praticada pelas distribuidoras (R\$ 638/MWh e R\$ 570/MWh), subtraído pelos custos de uso da rede, que em média é aproximadamente R\$ 200/MWh na região Sudeste, resultando em um preço acima dos R\$ 400/MWh (este cálculo será feito detalhadamente na Sessão 5.7). A vantagem está na negociação direta com o cliente, assim como no ACL e a isenção de ICMS. A desvantagem deste método é o limite superior de 5MW de potência permitida, portanto caso o projeto se expanda acima desse limite, é necessário procurar alternativas.

A Tabela 6 resume a comparação entre os modelos.

**Tabela 6 – Comparação dos modelos de negociação**

	Vantagens	Desvantagens	Preço (R\$/MWh)
<b>ACL</b>	Flexibilidade de negociação	Preço baixo e variável	100 (baixo)
<b>ACR</b>	Baixa volatilidade	Dificuldades nos leilões e redução da venda (garantia física)	260 (médio)
<b>Compensação de energia</b>	Flexibilidade de negociação	Límite de 5MW de potência	400 (alto)

**Fonte:** elaboração própria

Fica clara a vantagem que o método de compensação de energia tem sobre os outros dois, caso a geração não passe dos 5MW de potência. E como a geração pode ser feita por CNPJ

diferente do consumidor, desde que seja comprovado o vínculo entre os dois, este projeto irá usar este modelo para comercialização de sua energia.

Assim, ficam definidos dois cenários para análise do projeto: cenário I, com a venda para classe Comercial, Serviço e Outros, cuja tarifa média é de R\$ 638; e cenário II, com a venda para a classe Industrial, com tarifa média de R\$ 570.



## **5. CONSTRUÇÃO DO MODELO**

### **5.1 Modelo do fluxo de caixa**

A análise financeira será feita com base em um modelo de fluxo de caixa livre para o acionista, conforme apresentado no Capítulo 2. Para isso, será projetado o plano de negócios do projeto, com os investimentos, receitas e custos estimados, sendo possível montar a DRE do projeto.

O projeto terá como fonte de receita a venda de energia elétrica, com uma operação de Trituração, biodigestão e geração elétrica. O modelo será feito para horizonte de 20 anos, considerado para termelétricas de biomassa (Tolmasquim, 2016), sendo 2016 o ano de investimentos e início da construção do projeto, e 2018 o início das operações em regime já estável.

Conforme já enunciado anteriormente, o projeto visa encontrar um meio de aproveitar o aguapé que as represas retiram e jogam fora, para a produção de energia. Os operadores das represas já retiram o aguapé, como é o caso da CPFL na UHE de Americana (2008) e da Caesb no Lago Paranoá (2012), para manutenção do corpo d'água. Alguns casos (como da Caesb) o aguapé já é triturado e levado a um aterro sanitário, portanto, destaca-se aqui que o controle da planta é de interesse dos operadores do reservatório.

Assim, o custo da matéria prima, o aguapé, será considerado zero, inclusive seu custo de colheita, uma vez que não é do escopo deste trabalho considerar, por exemplo, a opção de se colher “plantações” de aguapé para a geração elétrica. De fato, ao estudar termelétricas de biogás, Tolmasquim (2016) chega a considerar o custo do combustível para essa categoria como negativo, por dar um fim a subproduto que gera custos para ser tratado.

Por fim, as projeções completas do projeto podem ser encontradas nos apêndices A, B e C, este capítulo apresentará as projeções até o ano 2021 para fins ilustrativos.

### **5.2 Premissas**

Dados macroeconômicos serão frequentemente utilizados para a construção do modelo, principalmente para as projeções do projeto. Assim, na Figura 15 se encontram os dados retirados do Banco Central do Brasil e da *The Economist Intelligence Unit* (EIU).

**Figura 15 – Premissas macroeconômicas**

		2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Taxa de Juros</b>	<i>unidade</i>						
Selic média	%	14,12	11,70	10,40	10,02	9,73	9,73
<b>Taxa de Câmbio</b>							
Taxa média	BRL/USD	3,24	3,40	3,54	3,63	3,70	3,70
<b>Inflação</b>							
Brasil	IPCA	7,01	5,09	4,64	4,53	4,53	4,53
USA	CPI	1,1	2,1	2,2	1,30	1,7	1,8

**Fonte:** elaboração própria

Além das premissas macroeconômicas, há as premissas operacionais do projeto, demonstradas no Capítulo 3. O fator de capacidade será usado conforme Tolmasquim (2016) relata (vide Sessão 3.3.2); a colheita de matéria seca foi definida na descrição projeto piloto (vide Sessão 1.5.2); a matéria molhada será calculada conforme Wolverton e McDonald (1975), com os 4% de sólidos orgânicos (vide Sessão 3.1); a produção de biogás será calculada com base nos dados da NASA (1977), de 380l/kg (vide Sessão 3.1); e a produção de eletricidade será calculada com base na potência instalada resultante da Sessão 3.3.2. A Figura 16 resume as premissas operacionais do projeto.

**Figura 16 – Premissas operacionais**

Parâmetro	Unidade	Valor assumido
Fator de capacidade	%	85
Colheita de matéria seca	t/dia	10
Colheita matéria molhada	t/dia	250
Matéria molhada triturada	m³/dia	1.125
Produção de biogás	m³/ano	1.179
Produção de eletricidade	MWh/ano	2.797
Potência instalada	kW	376

**Fonte:** elaboração própria

### 5.3 Investimento e depreciação

Os investimentos necessários para o projeto podem ser divididos entre o biodigestor, o gerador e o triturador, conforme já explicados no Capítulo 3.

Segundo Tolmasquim (2016), os biodigestores têm uma vida útil de 20 anos, já os geradores têm 25 anos e o triturador será estimado em 10 anos. Portanto, a taxa de depreciação para eles será de 5%, 4% e 10% respectivamente e deverá ser feito um novo investimento de um triturador, no ano de 2025.

As Figuras 17 e 18 mostram os resultados dos investimentos totais e suas respectivas depreciações até o ano 2021, respectivamente.

**Figura 17 – CAPEX**

BRL	2016	2017-2024	2025
<b>CAPEX</b>	<b>(3.636.040)</b>	-	<b>(22.492)</b>
Biodigestor	(2.500.000)	-	-
Triturador	(15.000)	-	(22.492)
Gerador	(1.121.040)	-	-

Fonte: elaboração própria

**Figura 18 – Depreciação projetada**

BRL	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Depreciação</b>			<b>(171.342)</b>	<b>(171.342)</b>	<b>(171.342)</b>	<b>(171.342)</b>
Biodigestor	-	-	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)
Triturador	-	-	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)
Gerador	-	-	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)

Fonte: elaboração própria

Para checar se as estimativas de investimentos estão consistentes, estes serão comparados com o valor médio de investimento assumido por Tolmasquim (2016) para uma planta de conjunto biodigestor-motogerador, de US\$ 2.402/kW, equivalente a R\$ 7.782/kW considerando a taxa de câmbio de 2016.

O projeto terá um CAPEX por potência instalada de:

$$\frac{CAPEX}{kW} = \frac{3.636.040}{376} = 9.670 \frac{BRL}{kW}$$

Levando em conta a variação cambial, pode-se dizer que o projeto está com estimativa consistente com a realidade, quanto ao investimento inicial.

## 5.4 Custos e despesas operacionais

As estimativas dos custos operacionais, mencionadas no Capítulo 3, não fazem distinção entre custos e despesas, que para o cálculo do fluxo de caixa livre não tem importância, portanto eles serão contabilizados em conjunto.

Os custos e despesas para operação e manutenção do biodigestor foram estimados em 10% do investimento, ou seja, R\$ 250.000/ano (vide Sessão 3.2.4). Para o triturador, será considerado um custo total de R\$ 1/t, o que resulta em R\$ 77.563/ano (vide Sessão 3.2.5). Para o gerador, utilizou-se o valor de US\$30/kW de custo fixo e US\$ 10/MWh de custo variável (vide Sessão 3.3.4), resultando em um custo fixo de R\$ 36.547/ano e um custo variável de R\$ 90.623/ano. O custo total é de R\$ 423.708.

Esses seriam os custos para o ano de 2016, porém, como o projeto só começa a entrar em operação em 2018, eles foram projetados, com a taxa de inflação. A Figura 19 apresenta os custos e despesas operacionais projetados:

**Figura 19 – Custos e despesas operacionais**

BRl	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Custos e despesas operacionais</b>	-	-	(500.052)	(522.704)	(546.383)	(571.134)
Biodigestor	-	-	(274.915)	(287.369)	(300.387)	(313.994)
Triturador	-	-	(85.293)	(89.156)	(93.195)	(97.417)
Gerador	-	-	(139.844)	(146.179)	(152.801)	(159.723)

**Fonte: elaboração própria**

Novamente, para checar a consistência nas estimativas feitas para o projeto, os custos serão comparados com os cálculos de Tolmasquim (2016) para os custos em uma planta de geração de energia através da biodigestão de vinhaça de cana de açúcar, que resultou em US\$ 23/MWh a US\$ 75/MWh, equivalente a R\$ 75/MWh a R\$ 243/MWh.

O projeto terá um custo por MWh produzido de:

$$\frac{\text{Custos}}{\text{MWh}} = \frac{454.733}{2.797} = 163 \frac{\text{BRl}}{\text{MWh}}$$

Portanto, as estimativas para o custo estão consistentes com as estimativas de Tolmasquim.

## 5.5 Valor residual

Como o projeto tem 20 anos e o motor tem uma vida útil de 25 anos, ao final do projeto haverá um valor residual referente ao valor esperado de venda do motor:

<b>Figura 20 – Valor residual</b>		
	<b>CAPEX</b>	<b>Valor Depreciado</b>
<b>Gerador</b>	1.121.040	896.832,00
<b>Fonte: elaboração própria</b>		

## 5.6 Impostos

As deduções da receita bruta são feitas pelos: impostos federais, com o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS); e impostos estaduais, com o ICMS. No caso deste projeto, em que será assumido o regime de lucro presumido, o PIS e COFINS serão calculados em regime de incidência cumulativa, segundo a Lei nº 10.833/2003, em que a base de cálculo é a receita operacional bruta. As alíquotas da contribuição para o PIS e COFINS são de 0,65% e de 3%, respectivamente. Já o ICMS é variável de estado para estado, e será considerado do Estado de São Paulo de 25%.

Para o cálculo do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ), segundo a Lei nº 9.249/1995, a alíquota considerada é de 25% sobre o lucro real ou presumido. Como este projeto irá usar o regime de lucro presumido, segundo a Lei nº 9.718/1998 com nova redação dada pela Lei nº 12.814/2013, a base de cálculo para o IRPJ é de 8% sobre a receita bruta, ou seja, a alíquota resultante é de 2% da receita bruta.

A Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), segundo Instrução Normativa da Receita Federal Brasileira nº 810 de 2008, é de 9% para todas empresas, com exceção das instituições financeiras que têm uma alíquota de 15%. Em regime de lucro presumido, a base de cálculo para a CSLL é 12%, portanto a alíquota resultante é de 1,08%.

<b>Figura 21 – Impostos</b>	
<b>Impostos</b>	<b>Alíquota</b>
ICMS	25%
PIS/COFINS	3,65%
IRR/CSLL	3,08%

**Fonte: elaboração própria**

## 5.7 Receita líquida

Na Sessão 4.3.5 foi decidida a venda da energia elétrica pela compensação energética, em que se definiram dois cenários:

No cenário I, a tarifa paga pelo consumidor é de R\$ 638/MWh, porém falta descontar a TUSD, acrescentar o ICMS e aplicar desconto comercial para se chegar ao preço de venda que será usado na receita bruta. Como esta tarifa é da região Sudeste, a TUSD considerada será a aplicada pela Eletropaulo, maior distribuidora da região, que apresenta TUSD média de R\$ 115/MWh, segundo Resolução ANEEL nº 2.103 de 28/06/2016. Já o ICMS no Estado de São Paulo é de 25%, como discutido na seção anterior. O desconto sobre a tarifa é a vantagem econômica que a energia vendida do projeto trará ao comprador, caso não haja o desconto, não há atratividade para o consumidor final comprar esta energia. Será adotado desconto de 10% para esta vantagem competitiva.

A tarifa paga pelo consumidor deve receber o desconto de 10% e deste valor será subtraído o valor da  $TUSD * (1 + ICMS)$ , para se chegar ao preço de venda, conforme Equação 12.

$$P_v = [T_c * 90\%] - [TUSD * (1 + ICMS)] \quad (12)$$

**Equação 12 – Cálculo do preço de venda**

Sendo,

$P_v$  = Preço de venda;

$T_c$  = Tarifa paga pelo consumidor.

A Figura 22 resume os cálculos para o preço de venda do cenário I.

**Figura 22 – Preço de venda para o cenário I (R\$/MWh)**

**Preço - Cenário I**

Tarifa paga pelo consumidor	BRL/MWh	638
Desconto	%	10%
Nova tarifa para consumidor	BRL/MWh	574
TUSD	BRL/MWh	115
TUSD + ICMS	BRL/MWh	144
Preço de energia vendida	BRL/MWh	430

**Fonte: elaboração própria**

Portanto, o consumidor que pagava R\$ 638/MWh em sua conta de luz, passará a pagar R\$ 574/MWh, dos quais R\$ 430/MWh é o preço de comercialização da energia elétrica deste projeto e R\$ 144/MWh é a tarifa paga à distribuidora.

Para o cenário II, basta trocar a tarifa paga pelo consumidor de R\$ 638/MWh por R\$ 570/MWh, conforme representado na Figura 23.

**Figura 23 – Preço de venda para o cenário II (R\$/MWh)**

<b>Preço - Cenário II</b>		
Tarifa paga pelo consumidor	<i>BRL/MWh</i>	<b>570</b>
Desconto	%	10%
Nova tarifa para consumidor	<i>BRL/MWh</i>	513
TUSD	<i>BRL/MWh</i>	<b>115</b>
TUSD + ICMS	<i>BRL/MWh</i>	144
<b>Preço de energia vendida</b>	<i>BRL/MWh</i>	<b>369</b>

Fonte: elaboração própria

Esse preço de venda será multiplicado pela energia total que será vendida e resultará na receita bruta. Com as deduções da receita do PIS e COFINS, e como visto na Sessão 4.3.4 que o ICMS não será cobrado, é possível chegar à receita líquida. A projeção da receita foi feita com a correção do preço de venda pela inflação. As Figuras 24 e 25 apresentam as receitas para os cenários I e II, respectivamente.

**Figura 24 – Receita para cenário I**

<b>BRl</b>		<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Preço (BRL/MWh)	<i>BRL/MWh</i>	430	452	473	494	517	540
Energia vendida (MWh)	<i>MWh</i>	-	-	2.797	2.797	2.797	2.797
<b>Receita Bruta</b>	<i>BRl</i>	-	-	<b>1.322.574</b>	<b>1.382.487</b>	<b>1.445.113</b>	<b>1.510.577</b>
(-) Deduções		-	-	(483)	(505)	(527)	(551)
<b>Receita Líquida</b>	<i>BRl</i>	-	-	<b>1.322.091</b>	<b>1.381.982</b>	<b>1.444.586</b>	<b>1.510.026</b>

Fonte: elaboração própria

**Figura 25 – Receita para cenário II**

<b>BRl</b>		<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Preço (BRL/MWh)	<i>BRL/MWh</i>	369	388	406	424	443	463
Energia vendida (MWh)	<i>MWh</i>	-	-	2.797	2.797	2.797	2.797
<b>Receita Bruta</b>	<i>BRl</i>	-	-	<b>1.134.953</b>	<b>1.186.367</b>	<b>1.240.109</b>	<b>1.296.286</b>
(-) Deduções		-	-	(414)	(433)	(453)	(473)
<b>Receita Líquida</b>	<i>BRl</i>	-	-	<b>1.134.539</b>	<b>1.185.934</b>	<b>1.239.656</b>	<b>1.295.813</b>

Fonte: elaboração própria

## 5.8 Capital de giro

Quanto ao capital de giro, conforme visto no Capítulo 2, este é composto pelo estoque e contas a pagar/receber. Suposto que a matéria prima será colhida para seu uso imediato no biodigestor e a energia gerada é lançada para a rede assim que produzida, não há estoques no projeto. Já as contas a receber e pagar dependem dos dias de pagamentos, que serão considerados inalterados.

Portanto, as variações no capital de giro para este projeto serão consideradas nulas.

## 5.9 Demonstração do resultado e fluxo de caixa livre

Com os dados levantados, é possível desenvolver uma demonstração do resultado para o cenário I e cenário II e, com isso, projetar o fluxo de caixa do acionista.

As Figuras 26 e 27 apresentam a DRE e o FCL, respectivamente, para o cenário I, com um preço de venda de R\$ 430/MWh (ou seja, caso o consumidor final pague R\$ 638/MWh em sua conta de luz).

**Figura 26 – DRE para o cenário I**

<b>BRL</b>		<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Preço (BRL/MWh)	<i>BRL/MWh</i>	430	452	473	494	517	540
Energia vendida (MWh)	<i>MWh</i>	-	-	2.797	2.797	2.797	2.797
<b>Receita Bruta</b>	<b><i>BRL</i></b>	-	-	<b>1.322.574</b>	<b>1.382.487</b>	<b>1.445.113</b>	<b>1.510.577</b>
(-) Deduções		-	-	(483)	(505)	(527)	(551)
<b>Receita Líquida</b>	<b><i>BRL</i></b>	-	-	<b>1.322.091</b>	<b>1.381.982</b>	<b>1.444.586</b>	<b>1.510.026</b>
(-) Custos e Despesas Operacionais		-	-	(500.052)	(522.704)	(546.383)	(571.134)
Biodigestor		-	-	(274.915)	(287.369)	(300.387)	(313.994)
Triturador		-	-	(85.293)	(89.156)	(93.195)	(97.417)
Gerador		-	-	(139.844)	(146.179)	(152.801)	(159.723)
(-) Depreciações		-	-	(171.342)	(171.342)	(171.342)	(171.342)
Biodigestor		-	-	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)
Triturador		-	-	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)
Gerador		-	-	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)
<b>Lucro Operacional</b>	<b><i>BRL</i></b>	-	-	<b>650.698</b>	<b>687.936</b>	<b>726.862</b>	<b>767.550</b>
(+/-) Resultado Financeiro		-	-	-	-	-	-
<b>Lucro Antes do Imposto</b>	<b><i>BRL</i></b>	-	-	<b>650.698</b>	<b>687.936</b>	<b>726.862</b>	<b>767.550</b>
(-) Impostos		-	-	(40.735)	(42.581)	(44.509)	(46.526)
IRPJ		-	-	(26.451)	(27.650)	(28.902)	(30.212)
CSLL		-	-	(14.284)	(14.931)	(15.607)	(16.314)
<b>Lucro Líquido</b>	<b><i>BRL</i></b>	-	-	<b>609.963</b>	<b>645.356</b>	<b>682.352</b>	<b>721.024</b>

Fonte: elaboração própria

**Figura 27 – FCLA para cenário I**

<b>BRL</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Lucro Líquido	-	-	609.963	645.356	682.352	721.024
(+) Depreciações	-	-	171.342	171.342	171.342	171.342
(-) CAPEX	(3.636.040)	-	-	-	-	-
(-) Variações do capital de giro	-	-	-	-	-	-
<b>Fluxo de caixa livre</b>	<b>(3.636.040)</b>	-	<b>781.304</b>	<b>816.697</b>	<b>853.694</b>	<b>892.366</b>

Fonte: elaboração própria

E as Figuras 28 e 29 apresentam a DRE e FCL, respectivamente, para o cenário II, com preço de venda de R\$ 369/MWh (equivalente ao preço pago pelo consumidor final de R\$ 570/MWh).

**Figura 28 – DRE para cenário II**

BRL		2016	2017	2018	2019	2020	2021
Preço (BRL/MWh)	BRL/MWh	369	388	406	424	443	463
Energia vendida (MWh)	MWh	-	-	2.797	2.797	2.797	2.797
<b>Receita Bruta</b>	<b>BRL</b>	-	-	<b>1.134.953</b>	<b>1.186.367</b>	<b>1.240.109</b>	<b>1.296.286</b>
(-) Deduções		-	-	(414)	(433)	(453)	(473)
<b>Receita Líquida</b>	<b>BRL</b>	-	-	<b>1.134.539</b>	<b>1.185.934</b>	<b>1.239.656</b>	<b>1.295.813</b>
(-) Custos e Despesas Operacionais		-	-	(500.052)	(522.704)	(546.383)	(571.134)
Biodigestor		-	-	(274.915)	(287.369)	(300.387)	(313.994)
Triturador		-	-	(85.293)	(89.156)	(93.195)	(97.417)
Gerador		-	-	(139.844)	(146.179)	(152.801)	(159.723)
(-) Depreciações		-	-	(171.342)	(171.342)	(171.342)	(171.342)
Biodigestor		-	-	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)
Triturador		-	-	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)
Gerador		-	-	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)
<b>Lucro Operacional</b>	<b>BRL</b>	-	-	<b>463.145</b>	<b>491.888</b>	<b>521.932</b>	<b>553.337</b>
(+/-) Resultado Financeiro		-	-	-	-	-	-
<b>Lucro Antes do Imposto</b>	<b>BRL</b>	-	-	<b>463.145</b>	<b>491.888</b>	<b>521.932</b>	<b>553.337</b>
(-) Impostos		-	-	(34.957)	(36.540)	(38.195)	(39.926)
IRPJ		-	-	(22.699)	(23.727)	(24.802)	(25.926)
CSLL		-	-	(12.257)	(12.813)	(13.393)	(14.000)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>BRL</b>	-	-	<b>428.189</b>	<b>455.348</b>	<b>483.737</b>	<b>513.412</b>

Fonte: elaboração própria

**Figura 29 – FCLA para cenário II**

BRL	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Lucro Líquido</b>	-	-	428.189	455.348	483.737	513.412
(+) Depreciações	-	-	171.342	171.342	171.342	171.342
(-) CAPEX	(3.636.040)	-	-	-	-	-
(-) Variações do capital de giro	-	-	-	-	-	-
<b>Fluxo de caixa livre</b>	<b>(3.636.040)</b>	-	<b>599.530</b>	<b>626.689</b>	<b>655.078</b>	<b>684.753</b>

Fonte: elaboração própria

## 5.10 Custo do capital

O custo do capital do projeto é o custo de capital próprio ( $k_e$ ), apresentado no Capítulo 2. Para os cálculos, serão utilizados os dados fornecidos pela ANEEL (2014) e Bloomberg (2016).

Para a taxa livre de risco  $r_f$ , foram utilizados os rendimentos dos títulos americanos com vencimento de 10 anos, com uma média de  $r_f = 6,23\%$  nos últimos 12 meses.

O beta alavancado foi encontrado com uma amostra de 14 empresas de energia elétrica dos EUA, com uma média de  $\beta_l = 0,66$ . Este beta foi desalavancado, conforme a Equação 5, com a estrutura média de capital dessas empresas, considerando-se uma alíquota de impostos de T=39,3%, obtendo-se um beta desalavancado médio de  $\beta_u = 0,43$ .

Como a estrutura de capital do projeto é toda em capital próprio, não é preciso realavancar o beta, portanto o beta alavancado considerado é de  $\beta_l = 0,43$ , independente dos impostos considerados.

O prêmio de risco de mercado foi calculado pela diferença entre os retornos do índice *Standard & Poor's 500* (S&P500) e a taxa livre de risco, que resultou em uma média de 5,79%.

E por fim, para o cálculo do prêmio de risco país, foi utilizado como indicador o índice *Emerging Markets Bond Index Plus* (EMBI) calculado pelo banco J. P. Morgan. A mediana histórica do índice relativo ao Brasil resultou em 3,52%.

Assim, o custo de capital próprio foi calculado com a Equação 4, resultando em:

$$k_e = 6,23\% + 0,43 * 5,79\% + 3,52\% = 12,24\%$$



## 6. ANÁLISE DOS RESULTADOS

### 6.1 Valor Presente Líquido do Acionista

O Valor Presente Líquido para tomada de decisão será obtido a partir do fluxo de caixa livre do acionista, descontado pelo custo de capital próprio, resultando no valor do patrimônio líquido. Este indicador representa o resultado final do projeto, com todo o período de operação passado.

Para tanto, cada fluxo de caixa é trazido a valor presente pela taxa  $\frac{1}{(1+k_e)^t}$ , onde t é o intervalo de tempo. As Figuras 30 e 31 apresentam os cálculos dos valores do PL para cada cenário.

**Figura 30 – Cálculo do PL para cenário I**

BRL	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Fluxo de caixa livre</b>	<b>(3.636.040)</b>	-	781.304	816.697	853.694	892.366
Fator de desconto	1,000	0,891	0,794	0,707	0,630	0,561
<b>Valor presente do FCL</b>	<b>(3.636.040)</b>	-	<b>620.190</b>	<b>577.588</b>	<b>537.912</b>	<b>500.962</b>
Taxa de desconto	12,24%					
<b>Valor do PL</b>	<b>3.229.273</b>					

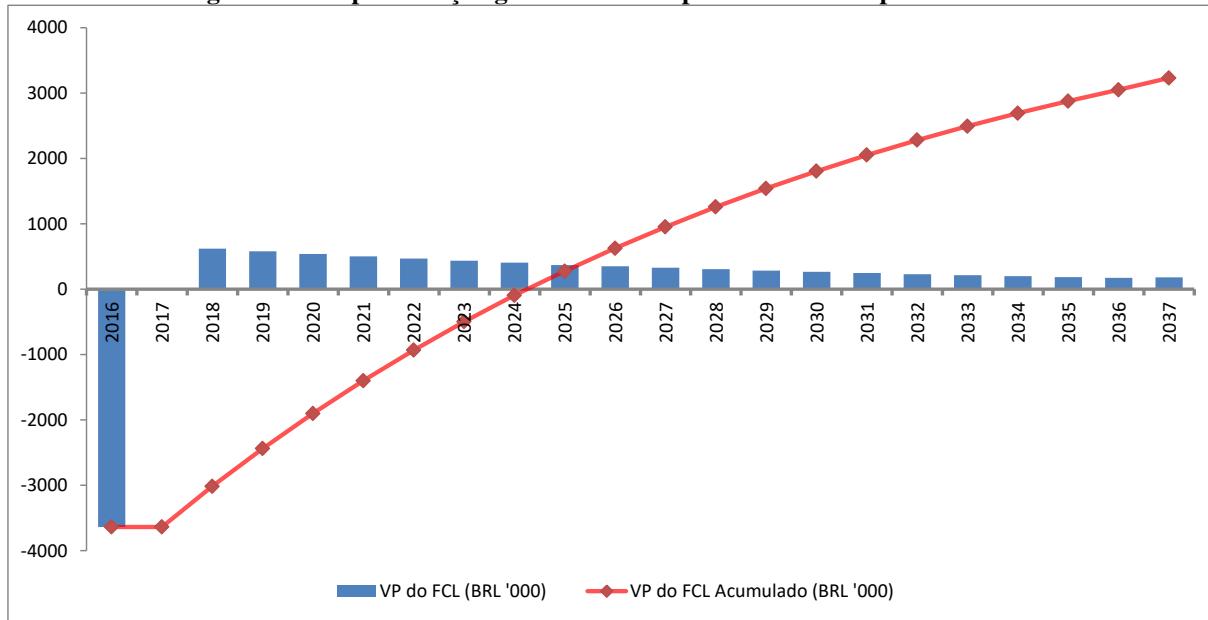
Fonte: elaboração própria

**Figura 31 – Cálculo do PL para cenário II**

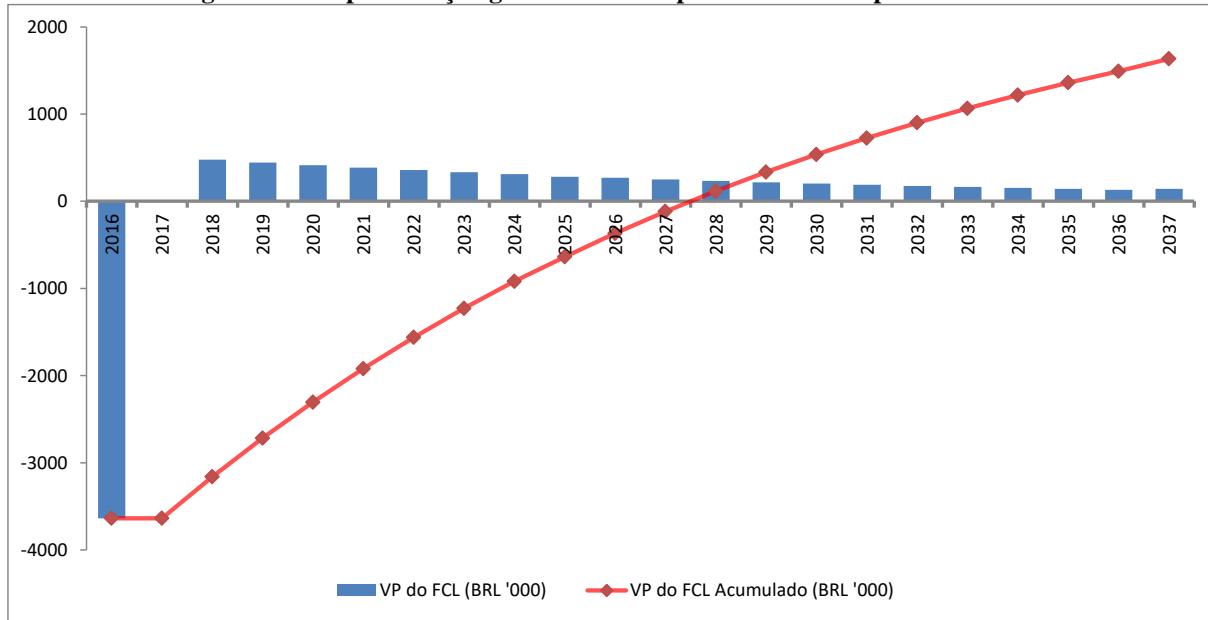
BRL	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Fluxo de caixa livre</b>	<b>(3.636.040)</b>	-	<b>599.530</b>	<b>626.689</b>	<b>655.078</b>	<b>684.753</b>
Fator de desconto	1,000	0,891	0,794	0,707	0,630	0,561
<b>Valor presente do FCL</b>	<b>(3.636.040)</b>	-	<b>475.900</b>	<b>443.210</b>	<b>412.765</b>	<b>384.411</b>
Taxa de desconto	12,24%					
<b>Valor do PL</b>	<b>1.634.793</b>					

Fonte: elaboração própria

Os resultados obtidos mostram que o projeto é viável tanto para o cenário I como para o cenário II, trazendo assim retorno para os acionistas. Caso o preço de venda seja de R\$ 430/MWh, como no cenário I, o valor do PL é de R\$ 3,2milhões, o dobro do cenário II. As Figuras 32 e 33 representam graficamente o valor presente do FCL para os cenários I e II, respectivamente.

**Figura 32 – Representação gráfica do valor presente do FCL para cenário I**

Fonte: elaboração própria

**Figura 33 – Representação gráfica do valor presente do FCL para cenário II**

Fonte: elaboração própria

## 6.2 Taxa interna de retorno

Além da avaliação pelo VPL, será aplicada a ferramenta da Taxa Interna de Retorno (TIR). E, por mais que conceitualmente seja método inferior ao do VPL, este é o mais utilizado pelos tomadores de decisão. A TIR representa a taxa de retorno implícita no investimento em questão, ou seja, é a taxa de desconto que torna o valor presente líquido de um fluxo de caixa nulo.

Como critério de decisão de investimento, caso a TIR seja superior ao custo de capital próprio, considera-se o investimento economicamente atrativo, vez que consequentemente o VPL será maior do que zero.

Os resultados encontrados para os dois cenários em estudo são apresentados na Tabela 6.

**Tabela 7 – TIR para cenários I e II**

<b>TIR</b>	
<b>Cenário I</b>	21,34%
<b>Cenário II</b>	17,18%

**Fonte:** elaboração própria

Evidentemente o cenário I possui TIR maior, por ter preço de comercialização de energia maior, que gera receita maior e resulta em retorno maior. Portanto, o preço de comercialização é o parâmetro mais importantes para se incluir na análise de sensibilidade que será feita posteriormente.

Em ambos os casos, como a TIR é superior ao custo de capital próprio (12,24% aa.a., conforme Equação 4), pode-se concluir que o projeto é viável financeiramente.

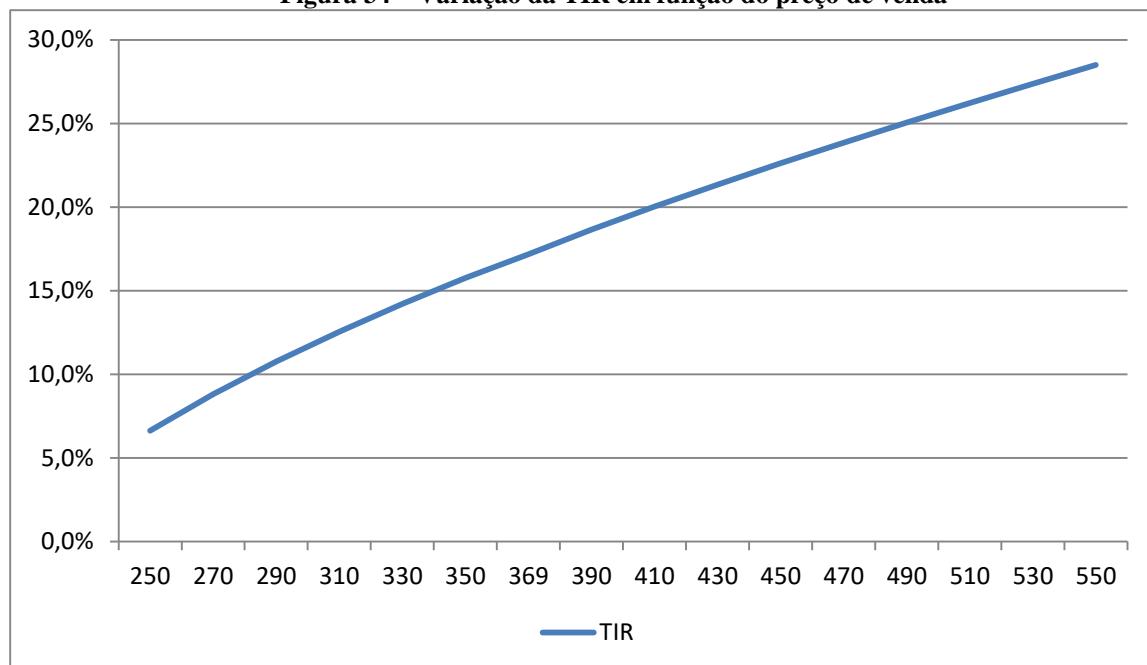
### **6.3 Análise de sensibilidade**

Como visto até este ponto do trabalho, há muitas variáveis deste projeto que podem assumir valores diferentes dos aqui considerados, sejam por variações nas estimativas feitas, discrepâncias entre os valores encontrados na literatura com os da prática ou variações dos valores no tempo. Portanto, é preciso fazer a análise de sensibilidade dessas incertezas para se obter visão mais ampla sobre o projeto, além de poder identificar e direcionar recursos para as variáveis de maior influência.

A primeira e mais importante variável a se considerar é o preço de comercialização da energia, por ser o parâmetro mais importante para a geração de receita e possuir muitos valores distintos a depender de cada concessionária de distribuição de energia elétrica. Esta será a variável mais importante a se considerar nas análises de sensibilidade, portanto será comparada junto com todas as outras, em um intervalo de R\$ 250/MWh a R\$ 550/MWh, que

equivalem ao valor total (preço de comercialização + TUSD) a ser pago pelo consumidor de R\$ 438/MWh e R\$ 771/MWh, respectivamente. A Figura 34 apresenta a variação da TIR em função do preço de comercialização.

**Figura 34 – Variação da TIR em função do preço de venda**



**Fonte:** elaboração própria

Outra variável importante é referente às propriedades da planta. A quantidade de biogás produzido por matéria seca de aguapé e as concentrações de metano são, de modo geral, muito consistentes nas pesquisas e podem ser desconsideradas. O dado com maior incerteza está na quantidade de matéria seca que um biodigestor de 40mil m<sup>3</sup> irá armazenar, pois depende de dados como o tempo de retenção considerado, concentração da mistura e da densidade da planta triturada. Esta variável pode ser traduzida em quantas toneladas de massa seca deverão ser colhidas diariamente para manter o biodigestor cheio. Com a Figura 35 é possível analisar como a TIR se comporta, conforme alterações nesta variável e no preço.

**Figura 35 – Análise de sensibilidade da TIR para propriedades da planta**

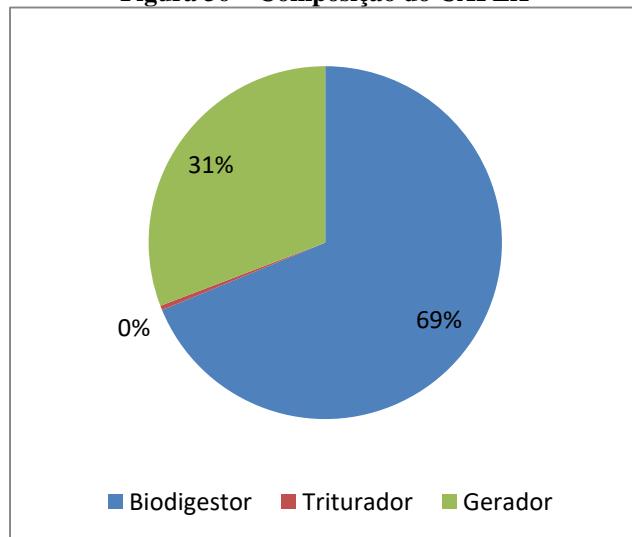
		Toneladas colhidas por dia (t)				
		7,0	8,5	10,0	11,5	13,0
	250	-8,3%	1,4%	6,6%	10,5%	13,8%
	270	-3,5%	4,0%	8,8%	12,6%	15,8%
	290	-0,3%	6,2%	10,8%	14,5%	17,8%
	310	2,2%	8,1%	12,5%	16,3%	19,6%
	330	4,2%	9,9%	14,2%	17,9%	21,3%
	350	6,0%	11,4%	15,8%	19,5%	22,9%
	369	7,6%	12,9%	17,2%	21,0%	24,4%
	390	9,1%	14,3%	18,7%	22,5%	26,1%
	410	10,5%	15,7%	20,0%	23,9%	27,5%
	430	11,8%	16,9%	21,3%	25,3%	29,0%
	450	13,0%	18,1%	22,6%	26,7%	30,4%
	470	14,1%	19,3%	23,8%	28,0%	31,8%
	490	15,2%	20,5%	25,1%	29,2%	33,2%
	510	16,3%	21,6%	26,2%	30,5%	34,5%
	530	17,3%	22,6%	27,4%	31,7%	35,8%
	550	18,3%	23,7%	28,5%	32,9%	37,1%

Fonte: elaboração própria

Ao fixar uma linha da tabela, é possível notar a grande diferença que pode causar a variação na quantidade de massa seca no biodigestor. Portanto, este é um ponto que merece atenção e recursos para se estudar, na construção de um projeto como este.

Outro fator relevante para os resultados da análise é o investimento inicial. Conforme mostra o gráfico da Figura 36, o CAPEX é composto basicamente pelo gerador e biodigestor. O custo do biodigestor foi estimado com base em uma cotação informal com a empresa Sansuy de biodigestores de lona, portanto o valor pode se distanciar bastante do estimado, sendo provável encontrar valores mais baixos no mercado, segundo Neto (informação verbal, 2016)<sup>17</sup>. Já o investimento do gerador foi estimado com base em valores de CAPEX por kW instalado estudados pela EIA (2016), e dados fornecidos por Hukai (informação verbal, 2016)<sup>17</sup>, este é provável estar bem próximo do encontrado na realidade, podendo haver pequenas variações.

<sup>17</sup> Informação fornecida por Jorge V. S. Neto e pelo Prof. Roberto Y. Hukai em São Paulo, em 2016.

**Figura 36 – Composição do CAPEX**

**Fonte:** elaboração própria

Portanto, será feita uma análise de sensibilidade do CAPEX, representado pelo valor de CAPEX por kW instalado. Vale destacar que a mudanças no CAPEX altera todo o fluxo de caixa, seus custos, depreciação e investimentos. Na Figura 37 encontra-se o resultado da variação da TIR pelo CAPEX.

**Figura 37 – Análise de sensibilidade da TIR para o CAPEX**

	CAPEX (R\$/kW)				
	6.000	8.000	9.670	12.000	14.000
250	12,7%	9,3%	7,4%	5,3%	4,0%
270	15,3%	11,5%	9,3%	7,1%	5,6%
290	17,6%	13,5%	11,2%	8,7%	7,2%
310	19,9%	15,4%	12,9%	10,3%	8,6%
330	22,0%	17,2%	14,5%	11,7%	9,9%
350	24,0%	18,9%	16,0%	13,0%	11,1%
369	25,8%	20,4%	17,3%	14,3%	12,3%
390	27,8%	22,0%	18,8%	15,5%	13,5%
410	29,6%	23,5%	20,1%	16,7%	14,5%
430	31,4%	25,0%	21,4%	17,9%	15,6%
450	33,1%	26,4%	22,7%	19,0%	16,6%
470	34,8%	27,8%	23,9%	20,0%	17,6%
490	36,4%	29,2%	25,1%	21,1%	18,5%
510	38,0%	30,5%	26,3%	22,1%	19,5%
530	39,5%	31,8%	27,4%	23,1%	20,4%
550	41,1%	33,0%	28,5%	24,1%	21,3%

**Fonte:** elaboração própria

Novamente, fica clara a importância de negociação e pesquisa de mercado para se conseguir um CAPEX mais competitivo. Adotando o valor médio admitido pelo estudo de Tolmasquim

(2016) de R\$ 7.782/kW (vide Sessão 5.3), pode-se analisar a TIR em função do preço de venda neste cenário, conforme indicado pela Figura 38.

**Figura 38 – Variação da TIR com CAPEX R\$ 7.782/kW**

Preço de venda (R\$/MWh)	TIR
<b>250</b>	9,6%
<b>270</b>	11,8%
<b>290</b>	13,9%
<b>310</b>	15,8%
<b>330</b>	17,6%
<b>350</b>	19,3%
<b>369</b>	20,9%
<b>390</b>	22,5%
<b>410</b>	24,1%
<b>430</b>	25,6%
<b>450</b>	27,0%
<b>470</b>	28,4%
<b>490</b>	29,8%
<b>510</b>	31,1%
<b>530</b>	32,4%
<b>550</b>	33,7%

Fonte: elaboração própria

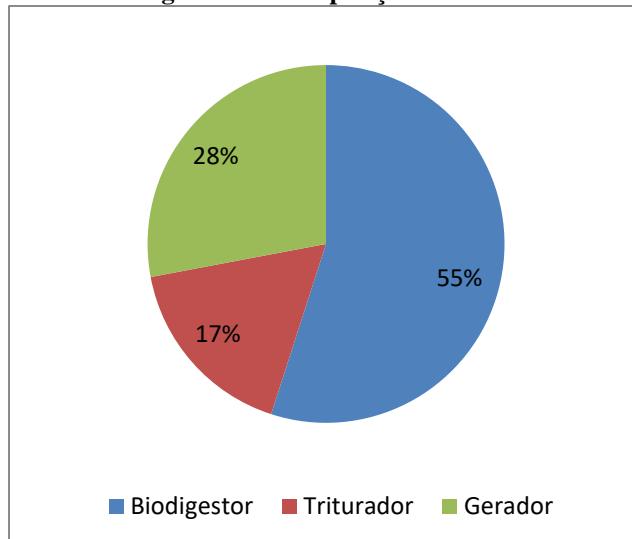
Portanto, caso seja possível desenvolver o projeto com esse CAPEX indicado por Tolmasquim (2016), a TIR chegaria a 25,6% no cenário I, 20,9% no cenário II e podendo chegar a 33,7% considerando o preço máxima.

O próximo parâmetro a se analisar será o custo e a despesa de operação, que como foram contabilizados em conjunto, serão chamados simplesmente de custo de operação. Como se pode notar na Figura 39, os custos de operação são compostos pelo biodigestor, triturador e gerador. O custo estimado para o projeto que mais possui incertezas é o do biodigestor, que foi considerado 10% do CAPEX, conforme recomendação de Jorge e Hukai (informação verbal, 2016)<sup>18</sup>, havendo a possibilidade de assumir valores diferentes na prática (vide Sessão 3.2.4). O custo de operação do triturador foi estimado com base em sua potência e tempo de uso, conforme especificações encontradas na literatura e no site MFRural (vide Sessão 3.2.5), sendo possível haver pequenas variações. Já o custo de operação do gerador, com base principalmente em dados de Tolmasquim (2016) e Hukai (informação verbal, 2016)<sup>18</sup>, tem pouca chance de variar muito do estimado (vide Sessão 3.3.4).

<sup>18</sup> Informação fornecida pelo Prof. Roberto Y. Hukai e Jorge V. S. Neto em São Paulo, em 2016.

Assim, será analisada a sensibilidade da TIR com a variação dos custos, representado pelo valor de custos por MWh produzido, indicado na Figura 40.

**Figura 39 – Composição do custo**



**Fonte:** elaboração própria

**Figura 40 – Análise de sensibilidade da TIR para o custo**

	Custos e despesas (R\$/MWh)				
	50	100	163	200	250
250	17,0%	13,1%	7,4%	3,1%	-4,3%
270	18,4%	14,7%	9,3%	5,5%	-0,9%
290	19,8%	16,2%	11,2%	7,7%	2,0%
310	21,1%	17,7%	12,9%	9,6%	4,5%
330	22,4%	19,1%	14,5%	11,4%	6,7%
350	23,6%	20,4%	16,0%	13,0%	8,7%
369	24,8%	21,6%	17,3%	14,5%	10,4%
390	26,0%	22,9%	18,8%	16,1%	12,2%
410	27,2%	24,2%	20,1%	17,5%	13,8%
430	28,3%	25,4%	21,4%	18,9%	15,3%
450	29,4%	26,5%	22,7%	20,3%	16,8%
470	30,5%	27,7%	23,9%	21,5%	18,2%
490	31,6%	28,8%	25,1%	22,8%	19,5%
510	32,6%	29,9%	26,3%	24,0%	20,8%
530	33,6%	31,0%	27,4%	25,2%	22,1%
550	34,7%	32,0%	28,5%	26,4%	23,3%

**Fonte:** elaboração própria

Por fim, será analisado o impacto da variação do dólar no projeto. Este parâmetro afeta o valor do gerador e os custos estimados de operação dele. A taxa considerada para este projeto

foi de R\$/US\$ 3,24 para 2016, que serviu de base para os cálculos. Portanto, uma variação na taxa afetaria o valor do investimento inicial e os custos estimados, conforme pode ser visto na Figura 41.

**Figura 41 – Análise de sensibilidade da TIR para o dólar**

	Taxa de câmbio (R\$/US\$)					
	2,00	2,50	3,00	3,24	3,50	4,00
250	9,9%	8,6%	7,3%	6,6%	6,0%	4,7%
270	12,0%	10,7%	9,4%	8,8%	8,2%	6,9%
290	13,9%	12,6%	11,4%	10,8%	10,1%	9,0%
310	15,7%	14,4%	13,1%	12,5%	11,9%	10,8%
330	17,4%	16,1%	14,8%	14,2%	13,6%	12,4%
350	19,0%	17,6%	16,4%	15,8%	15,1%	14,0%
369	20,4%	19,1%	17,8%	17,2%	16,6%	15,4%
390	22,0%	20,6%	19,3%	18,7%	18,0%	16,9%
410	23,4%	22,0%	20,6%	20,0%	19,4%	18,2%
430	24,8%	23,3%	22,0%	21,3%	20,7%	19,5%
450	26,1%	24,6%	23,2%	22,6%	22,0%	20,7%
470	27,4%	25,9%	24,5%	23,8%	23,2%	21,9%
490	28,7%	27,1%	25,7%	25,1%	24,4%	23,1%
510	29,9%	28,4%	26,9%	26,2%	25,5%	24,3%
530	31,2%	29,6%	28,1%	27,4%	26,7%	25,4%
550	32,4%	30,7%	29,2%	28,5%	27,8%	26,5%

Fonte: elaboração própria

Como esperado, a variação da taxa de câmbio não causa grandes impactos para o projeto.

## 6.4 Fontes alternativas de receita

### 6.4.1 Fertilizante

Como já mostrado no Capítulo 1, um dos produtos da biodigestão é o biofertilizante, que no caso do aguapé é muito rico principalmente em potássio e nitrogênio (MALAVOLTA et al., 1989). Segundo Finlow e McLean (1917), o aguapé fermentado possui 3% de potássio para fertilizantes. Além disso, Gratch (1968) afirma que 100 toneladas de aguapé seco produzem 10 toneladas de fertilizante através da fermentação.

Este projeto estima uma utilização de 10 toneladas por dia, com 85% de fator de capacidade, o que resulta em 3.102t de aguapé seco por ano, equivalente a 310t de adubo. Segundo

Schnitkey (2015), os preços dos fertilizantes de potássio são em média US\$ 500/t, equivalente a R\$ 1.620, portanto, considerando 3% de potássio, há uma receita potencial de 15 mil reais.

Não há na literatura estudos que detalham a composição exata do biofertilizante do aguapé e que compare com fertilizantes similares, para se ter uma base consistente do preço que seria possível vender este produto. Portanto, esta é uma conta para fins ilustrativos, e que dependendo da quantidade e qualidade do fertilizante final, é capaz de conseguir uma receita significativa.

#### **6.4.2 Crédito de carbono**

Além do fertilizante, também foi mencionado no Capítulo 1 os impactos ambientais que o projeto trará, como a diminuição da emissão de gases do efeito estufa. Este é um impacto muito discutido no mundo e desde o Protocolo de Kyoto, em 1999, há um controle sobre quanto cada país desenvolvido pode emitir desses gases.

A medida é feita em toneladas de dióxido de carbono, e um país que emita mais que o permitido deve pagar o excedente para países que emitiram menos. Cada tonelada de dióxido de carbono é um crédito de carbono e a redução da emissão de outros gases causadores do efeito estufa é convertida em carbono equivalente. Emitir uma tonelada de CH<sub>4</sub> equivale a emitir aproximadamente 23t de CO<sub>2</sub>, portanto, ao queimar uma tonelada de CH<sub>4</sub>, é possível vender 22 créditos de carbono.

O projeto estima uma produção de 1.179 mil metros cúbicos de biogás por ano, com uma concentração de 61% de CH<sub>4</sub>, ou seja, uma produção de 719 mil metros cúbicos de metano. Com uma densidade de 0,656kg/m<sup>3</sup> de metano, isto resulta em 472t de CH<sub>4</sub> que será queimado, portanto pode ser vendido 472 créditos de carbono por ano.

Segundo a California Carbon Dashboard, em 16 de setembro de 2016, o crédito de carbono estava custando US\$ 12,95. Portanto seria possível gerar uma receita de R\$ 19.804.

Os preços do crédito de carbono estão muito baixos atualmente, em 2012 o preço era duas vezes maior, portanto esta fonte de receita não traz muita renda no presente, mas pode ser significativa conforme esses preços aumentem.

## 7. CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo estudar a viabilidade da planta aguapé para sua biodigestão e produção de energia elétrica. Os resultados mostraram que o parâmetro mais importante para o resultado do retorno do investimento é o preço que a energia será vendida. Caso seja possível vender a energia para um consumidor que pague R\$ 638 pelo MWh, seria possível obter taxa interna de retorno para o acionista de 21,3% a.a.. Porém, caso o consumidor pague em média R\$ 504/MWh, a TIR cairia para 17,2% a.a., mas ainda superior ao custo de capital próprio do acionista de 12,24% a.a..

Como a tarifa de energia depende da área de concessão, ou seja, de qual distribuidora o consumidor é atendido, para cada concessão tem-se resultados quanto à viabilidade distintos, e todos a depender da combinação do preço de comercialização e do investimento inicial. Assim, caso seja possível atingir o valor de investimento indicado por Tolmasquim (2016), de R\$ 7.782/kW, a TIR assumiria valores acima de 14%, bastando vender a energia a preços acima de R\$ 300/MWh.

A partir da análise de sensibilidade recomenda-se análise em laboratório do aguapé a ser utilizado, para que se obtenham os dados específicos da planta em seu ambiente, pois as propriedades do aguapé podem alterar a quantidade final produzida de biogás e, consequentemente, a geração de receita.

Por fim, o estudo foi apresentado aos idealizadores do projeto com a CESP e foi muito bem recebido. Por se tratar de um projeto de P&D, os riscos envolvidos são aceitáveis e os retornos calculados foram bem avaliados. O projeto já está em desenvolvimento, com a formação de uma parceria com a UNICAMP, que é responsável pelas pesquisas específicas para as propriedades da planta, enquanto os dados deste estudo servirão de base para consultores na área de energia e biodigestão.

Os próximos passos consistem na finalização dos detalhes do projeto e apresentação para a CESP, que já mostrou interesse em construí-lo, esperando só a formalização. A construção da planta piloto trará importantes informações para atualizar o modelo e talvez desenvolver o

projeto para diversas represas que sofram do mesmo problema com aguapé, ou até, pensando otimistamente, desenvolver uma plantação de aguapés para a geração de energia elétrica.

## 8. REFERÊNCIAS

**AGÊNCIA CANAL ENERGIA.** **75% da população brasileira já conta com isenção de ICMS.** Disponível em <<http://www.energybras.com.br/noticias/75-da-populacao-brasileira-ja-conta-com-isencao-de-icms>>. Acessado em 10 de outubro de 2016.

**ANDREOS, R.** **Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do Estado de São Paulo.** São Paulo: Pós-graduação na USP, 2013.

**ANEEL.** **Custo de capital da geração.** Procedimentos de regulação tarifária: módulo 12, 2014.

**ANEEL.** **Energia Hidráulica.** Disponível em <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia\\_hidraulica/4\\_6.htm](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_6.htm)>. Acessado em 13 de junho de 2016.

**ANEEL.** **Relatórios de consumo e receita de distribuição.** Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acessado em 25 de outubro de 2016.

**BAGNALL, L. O.** **Bulk mechanical properties of waterhyacinth.** Florida: Journal of Aquatic Plant Management, 1980.

**BANCO CENTRAL DO BRASIL.** **Séries de estatísticas consolidadas.** Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/?wicket:interface=:1:5>>. Acessado em 10 de outubro de 2016.

**BRENNEISEN, P. J.** **Desempenho de motogerador de ciclo diesel operando com gás de gaseificação/diesel ou biogás/diesel.** Cascavel: Mestrado na Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2013.

**CAESB.** **Barco já retirou 11.500m<sup>3</sup> de aguapés em oito meses de operação no Lago Paranoá.** Disponível em <<http://www.aesbe.org.br/conteudo/impressao/7915>>. Acessado em 18 de outubro de 2016.

**CAIT.** **Climate Data Explorer.** Disponível em <<http://cait.wri.org/>>. Acessado em 10 de outubro de 2016.

**CALIFORNIA CARBON DASHBOARD.** **The latest on emissions policy and cap and trade in the world's 14th largest emitter.** Disponível em <<http://calcarbondash.org/>>. Acessado em 15 de outubro de 2016.

CAT. **Gas generator sets.** Disponível em <[http://www.cat.com/en\\_US/products/new/power-systems/electric-power-generation/gas-generator-sets.html](http://www.cat.com/en_US/products/new/power-systems/electric-power-generation/gas-generator-sets.html)>. Acessado em 15 de outubro de 2016.

CHESF. **Sobradinho.** Disponível em <<http://www.chesf.gov.br/SistemaChesf/Pages/SistemaGeracao/Sobradinho.aspx>>. Acessado em 15 de junho de 2016.

CMB. **Dams and development:** a new framework for decision-making: the report of the world commission on dams. London: Earthscan, 2000.

CMU ENERGIA. **Histórico do PLD.** Disponível em: <[http://www.cmuenergia.com.br/site/apps/files/historicos\\_pld/arquivo/18/Hist%C3%B3rico%20PLD.pdf](http://www.cmuenergia.com.br/site/apps/files/historicos_pld/arquivo/18/Hist%C3%B3rico%20PLD.pdf)>. Acessado em 10 de outubro de 2016.

COCHE, A. G. **Freshwater aquaculture development in China.** Rome: Study for FAO/UNDP, 1980.

CPFL Geração. **Controle de Plantas Aquáticas no Reservatório da UHE Americana.** Disponível em <[http://www.comitepcj.sp.gov.br/download/CT-SAM\\_Plantas-Aquaticas-UHE-Americana.pdf](http://www.comitepcj.sp.gov.br/download/CT-SAM_Plantas-Aquaticas-UHE-Americana.pdf)>. Acessado em 11 de junho de 2016.

DAMODARAN, A. **Avaliação de investimentos:** ferramentas e técnicas para determinação do valor de qualquer ativo. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Qualitymark, 2010.

ELTAWIL, M. A.; BELAL, E. B. A. **Evaluation and scrubbing of biogas generation from agricultural wastes and water hyacinth.** Limassol: MISR Journal of agricultural engineering, 2010.

EM. **Empresa de Pesquisa Energética deveria evitar que o país enfrentasse risco de racionamento.** Disponível em <[http://www.em.com.br/app/noticia/economia/2015/03/15/internas\\_economia,627621/empresa-de-pesquisa-energetica-deveria-evitar-que-o-pais-enfrentasse-r.shtml](http://www.em.com.br/app/noticia/economia/2015/03/15/internas_economia,627621/empresa-de-pesquisa-energetica-deveria-evitar-que-o-pais-enfrentasse-r.shtml)>. Acessado em 5 de outubro de 2016.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Construction cost data for electric generators installed in 2013.** Disponível em: <<https://www.eia.gov/electricity/generatorcosts/>>. Acessado em 12 de outubro de 2016.

FINLOW, R. S.; MCLEAN, K. **Water hyacinth and its value as fertilizer.** Calcutta: Govt. Printer, 1917.

GM. Power Generation, biogas. Disponível em <<https://powergen.gepower.com/applications/biogas.html>>. Acessado em 15 de outubro de 2016.

GRATCH, H.I. **Water hyacinth – a menace that could be turned to a blessing.** Rome: FAO, Plant Protection and Production Division, 1968.

HARWOOD, J. H. **Pesquisa para produção de biogás na Amazônia.** Manaus: Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia, 1980.

HENRY-SILVA, G. G.; CAMARGO, A. F. M. **Tratamento de efluentes de carcinicultura por macrófitas aquáticas flutuantes.** Revista Brasileira de Zootecnia v.37 n.2, 2008. P.181-188.

ILUMINA. **Migração para mercado livre atinge recorde – Folha de SP.** Disponível em <<http://ilumina.org.br/migracao-para-mercado-livre-atinge-recorde-folha-de-sp/>>. Acessado em 25 de outubro de 2016.

INSTITUTO BIOLÓGICO DA SECRETARIA DE AGRICULTURA E ABASTECIMENTO DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Controle de macrófitas aquáticas.** Disponível em <[http://www.biologico.agricultura.sp.gov.br/artigos\\_ok.php?id\\_artigo=72](http://www.biologico.agricultura.sp.gov.br/artigos_ok.php?id_artigo=72)>. Acessado em 20 de junho de 2016.

ITAIPU. **Agricultores geram energia com fezes de animais em parceria com Itaipu.** Disponível em <<https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/itaipunamidia/agricultores-geram-energia-com-fezes-de-animal-em-parceria-com-itaip>>. Acessado em 10 de outubro de 2016.

JUNQUEIRA, S. L. C. D. **Geração de energia através de biogás proveniente de esterco bovino: estudo de caso na fazenda aterrado.** Rio de Janeiro: UFRJ, 2014.

KUNZ, A. **Dimensionamento e manejo de biodigestores.** Foz do Iguaçu: Embrapa, 2010.

MACHADO, D. O. **Análise de desempenho de um motor ciclo Otto com biogás.** São Leopoldo: Pós-graduação na UNISINOS, 2014.

MALAVOLTA, E.; MALAVOLTA, M. L.; CABRAL, C. P.; ANTONIOLLI, F. **Sobre a composição mineral do aguapé (*Eichhornia crassipes*).** Piracicaba: Esalq, 1989.

MARION, J. C. **Contabilidade básica.** 10. ed. São Paulo: Editora Atlas, 2009.

MARTINS, O. S. **Aproveitamento da biomassa para geração de energia elétrica – 1º seminário sobre a utilização de energias renováveis para eletrificação rural do Norte e Nordeste do Brasil.** Brasília: CENBIO, 2004.

MATHUR, S. M.; SINGH, P. **A Cylindrical chopper with crusher for water hyacinth volume and biomass reduction.** Florida: Volume 42, 2004.

MF RURAL. **Anúncios de moinho.** Disponível em <<http://www.mfrural.com.br/busca.aspx?palavras=moinho>>. Acessado em 10 de outubro de 2016.

MME. **Resenha energética brasileira:** Exercício de 2014. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2015.

MWM. **Gas engines / gensets.** Disponível em: <<http://www.mwm.net/mwm-chp-gas-engines-gensets-cogeneration/gas-engines-power-generators/>>. Acessado em 15 de outubro de 2016.

NASA. **Review of current interest and research in water hyacinth-based wastewater treatment.** Ohio: National Aeronautics and Space Administration Office of Applications, 1977.

NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES. **Making aquatic weeds useful:** some perspective for developing countries. Washington, D.C. 1976.

NJOGU, P.; KINYUA R.; MUTHONI, P.; NEMOTO, Y. **Biogas Production Using Water Hyacinth (*Eichornia crassipes*) for Electricity Generation in Kenya.** Energy and Power Engineering: published online at SciRes, 2015.

NOGUEIRA, L. A. H. **Biodigestão, a alternativa energética.** São Paulo: Editora Nobel, 1986.

PROBIOGAS. **Guia prático do biogás – geração e utilização.** 5a. edição. GÜLZOW: Ministério da Nutrição, Agricultura e Defesa do Consumidor da Alemanha, 2010.

ROSENBAUM, J.; PEARL, J. **Investment Banking.** New Jersey: John Wiley & Sons, 2009.

SCHNITKEY, G. **Current fertilizer prices and projected 2016 fertilizer costs.** Illinois: University of Illinois, 2015.

SEEG. **Site do Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa.** Disponível em <<http://seeg.eco.br/>>. Acessado em 10 de outubro de 2016.

SOUZA, J. S. I.; PEIXOTO, A. N.; TOLEDO, F. F. **Enciclopédia Agrícola Brasileira.** São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 1995. P. 90-95 e 425-429.

SOUZA, S. N. M.; PEREIRA, W. C.; PAVAN, A. A. **Custo da eletricidade gerada em conjunto motor gerador utilizando biogás da suinocultura.** Cascavel: Universidade do Oeste do Paraná, 2004.

TECMUNDO. **Como funciona um motor com turbine a gás de um avião.** Disponível em: <<http://www.tecmundo.com.br/aviao/33110-como-funciona-um-motor-com-turbina-a-gas-de-um-aviao-infografico-.htm>>. Acessado em 12 de outubro de 2016.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia termelétrica:** gás natural, biomassa, carvão, nuclear. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016.

TORRERO, E. **Cost of utility distributed generators, 1-10 MW – Twenty-four case studies.** Arlington: National Rural Electric Cooperative Association, 2003.

TORRES, A; PEDROSA, J. F.; MOURA, J. P. **Fundamentos de implantação de biodigestores em propriedades rurais.** Educação Ambiental em Ação. Disponível em: <<http://www.revistaea.org/artigo.php?idartigo=1248>> Acessado em 10 de julho de 2016.

VAIDYANATHAN, S.; KAVADIA, K. M.; SHORFF, K. C.; MAHAJAN, S. P. **Biogas Production in Batch and Semicontinuous Digesters Using Water Hyacinth.** Bombay, 1984.

WOLVERTON, B. C.; McDONALD, R. C. **Water Hyacinth (*Eichhornia crassipes*) Productivity and Harvesting Studies.** New York : Economic Botany, 1979.

WOLVERTON, B. C.; McDONALD, R. C.; GORDON, J. **Bio-conversion of water Hyacinths into methane gas: part 1.** National Space Technology laboratories Bay St. Louis, Mississippi: NASA, 1975.

WOLVERTON, B. B.; MCKOWN, M. M. **Water hyacinths for removal of phenols from polluted waters.** Aquatic Botany, Mississippi: NASA, 1976.



## **APÊNDICE A – DRE PARA CENÁRIO I**

BRL	2026											
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Tarifa (BRL/MWh)	430	452	473	494	517	540	565	590	617	645	674	
Energia vendida (MWh)	-	-	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	
<b>Receita Bruta</b>	-	-	<b>1.322.574</b>	<b>1.382.487</b>	<b>1.445.113</b>	<b>1.510.577</b>	<b>1.579.006</b>	<b>1.630.535</b>	<b>1.725.304</b>	<b>1.803.461</b>	<b>1.885.158</b>	
(-) Deduções	-	-	(483)	(505)	(527)	(551)	(576)	(602)	(630)	(658)	(688)	
<b>Receita Líquida</b>	-	-	<b>1.322.091</b>	<b>1.381.982</b>	<b>1.444.586</b>	<b>1.510.026</b>	<b>1.578.430</b>	<b>1.649.933</b>	<b>1.724.675</b>	<b>1.802.802</b>	<b>1.884.469</b>	
(-) Custos e Despesas Operacionais	-	-	(500.052)	(522.704)	(546.383)	(571.134)	(597.006)	(624.051)	(652.320)	(681.870)	(712.759)	
Biodigestor	-	-	(274.915)	(287.369)	(300.387)	(313.994)	(328.218)	(343.087)	(358.629)	(374.874)	(391.856)	
Triturador	-	-	(85.293)	(89.156)	(93.195)	(97.417)	(101.830)	(106.443)	(111.265)	(116.305)	(121.573)	
Gerador	-	-	(139.844)	(146.179)	(152.801)	(159.723)	(166.958)	(174.521)	(182.427)	(190.691)	(199.329)	
(-) Depreciações	-	-	(171.342)	(171.342)	(171.342)	(171.342)	(171.342)	(171.342)	(171.342)	(172.091)	(172.091)	
Biodigestor	-	-	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	
Triturador	-	-	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	
Gerador	-	-	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	
<b>Lucro Operacional</b>	-	-	<b>650.698</b>	<b>687.936</b>	<b>726.862</b>	<b>767.550</b>	<b>810.082</b>	<b>854.540</b>	<b>901.013</b>	<b>949.591</b>	<b>999.620</b>	
(+/-) Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Lucro Antes do Imposto</b>	-	-	<b>650.698</b>	<b>687.936</b>	<b>726.862</b>	<b>767.550</b>	<b>810.082</b>	<b>854.540</b>	<b>901.013</b>	<b>949.591</b>	<b>999.620</b>	
(-) Impostos	-	-	(40.735)	(42.581)	(44.509)	(46.526)	(48.633)	(50.836)	(53.139)	(55.547)	(58.063)	
IRPJ	-	-	(26.451)	(27.650)	(28.902)	(30.212)	(31.580)	(33.011)	(34.506)	(36.069)	(37.703)	
CSLL	-	-	(14.284)	(14.931)	(15.607)	(16.314)	(17.053)	(17.826)	(18.633)	(19.477)	(20.360)	
<b>Lucro Líquido</b>	-	-	<b>609.963</b>	<b>645.356</b>	<b>682.352</b>	<b>721.024</b>	<b>761.449</b>	<b>803.704</b>	<b>847.874</b>	<b>894.044</b>	<b>941.557</b>	
BRL	2027											
	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	
Tarifa (BRL/MWh)	705	736	770	805	841	879	919	961	1.004	1.050	1.097	
Energia vendida (MWh)	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	
<b>Receita Bruta</b>	<b>1.970.555</b>	<b>2.059.221</b>	<b>2.153.131</b>	<b>2.250.668</b>	<b>2.352.623</b>	<b>2.459.197</b>	<b>2.570.599</b>	<b>2.687.047</b>	<b>2.808.770</b>	<b>2.936.007</b>	<b>3.069.009</b>	
(-) Deduções	(719)	(752)	(786)	(821)	(859)	(898)	(938)	(981)	(1.025)	(1.072)	(1.120)	
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.969.836</b>	<b>2.059.069</b>	<b>2.152.345</b>	<b>2.249.847</b>	<b>2.351.765</b>	<b>2.458.300</b>	<b>2.569.661</b>	<b>2.686.066</b>	<b>2.807.745</b>	<b>2.934.936</b>	<b>3.067.888</b>	
(-) Custos e Despesas Operacionais	(745.047)	(778.798)	(814.077)	(850.955)	(889.903)	(929.798)	(971.917)	(1.015.945)	(1.061.966)	(1.110.975)	(1.160.361)	
Biodigestor	(409.607)	(428.163)	(447.558)	(467.833)	(489.025)	(511.178)	(534.335)	(558.540)	(583.842)	(610.290)	(637.936)	
Triturador	(127.081)	(132.837)	(138.855)	(145.145)	(151.720)	(158.593)	(165.777)	(173.287)	(181.137)	(187.920)	(197.505)	
Gerador	(208.559)	(227.664)	(237.977)	(248.570)	(260.026)	(271.805)	(284.011)	(296.998)	(310.442)	(324.505)	(334.505)	
(-) Depreciações	(172.491)	(172.491)	(172.491)	(172.491)	(172.491)	(172.491)	(172.491)	(172.491)	(172.491)	(172.491)	(172.490)	
Biodigestor	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	
Triturador	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.248)	
Gerador	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	
<b>Lucro Operacional</b>	<b>1.052.698</b>	<b>1.108.181</b>	<b>1.166.177</b>	<b>1.226.801</b>	<b>1.290.171</b>	<b>1.356.411</b>	<b>1.425.652</b>	<b>1.498.030</b>	<b>1.573.686</b>	<b>1.652.770</b>	<b>1.735.437</b>	
(+/-) Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Lucro Antes do Imposto</b>	<b>1.052.698</b>	<b>1.108.181</b>	<b>1.166.177</b>	<b>1.226.801</b>	<b>1.290.171</b>	<b>1.356.411</b>	<b>1.425.652</b>	<b>1.498.030</b>	<b>1.573.686</b>	<b>1.652.770</b>	<b>1.735.437</b>	
(-) Impostos	(60.693)	(63.442)	(66.316)	(69.321)	(72.461)	(75.743)	(79.174)	(82.761)	(86.510)	(90.429)	(94.525)	
IRPJ	(39.411)	(41.196)	(43.063)	(45.013)	(47.052)	(51.142)	(53.41)	(56.175)	(58.720)	(61.380)	(66.145)	
CSLL	(21.282)	(22.246)	(23.254)	(24.307)	(25.408)	(26.559)	(27.762)	(29.020)	(30.335)	(31.709)	(33.145)	
<b>Lucro Líquido</b>	<b>992.005</b>	<b>1.044.739</b>	<b>1.099.361</b>	<b>1.157.480</b>	<b>1.217.710</b>	<b>1.280.668</b>	<b>1.346.478</b>	<b>1.415.269</b>	<b>1.487.176</b>	<b>1.562.341</b>	<b>1.640.912</b>	



## APÊNDICE B – DRE PARA CENÁRIO II

BRL	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Tarifa (BRL/MWh)	369	388	406	424	443	463	484	506	529	553	578
Energia vendida (MWh)	-	-	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797
<b>Receita Bruta</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.134.953</b>	<b>1.186.367</b>	<b>1.240.109</b>	<b>1.296.286</b>	<b>1.355.008</b>	<b>1.416.390</b>	<b>1.480.552</b>	<b>1.547.621</b>	<b>1.617.728</b>
<b>(-) Deduções</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(414)</b>	<b>(433)</b>	<b>(453)</b>	<b>(473)</b>	<b>(495)</b>	<b>(517)</b>	<b>(540)</b>	<b>(565)</b>	<b>(590)</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.134.539</b>	<b>1.185.934</b>	<b>1.239.656</b>	<b>1.295.813</b>	<b>1.354.513</b>	<b>1.415.873</b>	<b>1.480.012</b>	<b>1.547.056</b>	<b>1.617.138</b>
<b>(-) Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(500.052)</b>	<b>(522.704)</b>	<b>(546.383)</b>	<b>(571.134)</b>	<b>(597.016)</b>	<b>(624.051)</b>	<b>(652.320)</b>	<b>(681.870)</b>	<b>(712.759)</b>
Biodigestor	(274.915)	(287.369)	(300.387)	(313.994)	(328.218)	(343.087)	(358.629)	(374.874)	(391.856)		
Triturador	(85.293)	(89.156)	(93.195)	(97.417)	(101.830)	(106.443)	(111.265)	(116.305)	(121.573)		
Gerador	(139.844)	(146.179)	(152.801)	(159.723)	(166.958)	(174.521)	(182.427)	(190.691)	(199.329)		
<b>(-) Depreciações</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(171.342)</b>	<b>(171.342)</b>	<b>(171.342)</b>	<b>(171.342)</b>	<b>(171.342)</b>	<b>(171.342)</b>	<b>(171.342)</b>	<b>(172.091)</b>	
Biodigestor	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	
Triturador	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	(1.500)	
Gerador	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	
<b>Lucro Operacional</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>463.145</b>	<b>491.888</b>	<b>521.932</b>	<b>553.337</b>	<b>586.165</b>	<b>620.480</b>	<b>656.350</b>	<b>693.844</b>	<b>732.288</b>
<b>(+/-) Resultado Financeiro</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>							
<b>Lucro Antes do Imposto</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>463.145</b>	<b>491.888</b>	<b>521.932</b>	<b>553.337</b>	<b>586.165</b>	<b>620.480</b>	<b>656.350</b>	<b>693.844</b>	<b>732.288</b>
<b>(-) Impostos</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(34.957)</b>	<b>(36.540)</b>	<b>(38.195)</b>	<b>(39.926)</b>	<b>(41.734)</b>	<b>(43.625)</b>	<b>(45.601)</b>	<b>(47.667)</b>	<b>(49.826)</b>
IRPJ	(22.699)	(23.277)	(24.802)	(25.926)	(27.100)	(28.328)	(29.611)	(30.952)	(32.355)		
CSLL	(12.257)	(12.813)	(13.393)	(14.000)	(14.634)	(15.297)	(15.900)	(16.714)	(17.471)		
<b>Lucro Líquido</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>428.189</b>	<b>455.348</b>	<b>483.737</b>	<b>513.412</b>	<b>544.431</b>	<b>576.855</b>	<b>610.749</b>	<b>646.177</b>	<b>682.462</b>
BRL	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Tarifa (BRL/MWh)	605	632	661	691	722	754	789	824	862	901	942
Energia vendida (MWh)	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797
<b>Receita Bruta</b>	<b>1.691.011</b>	<b>1.767.614</b>	<b>1.847.687</b>	<b>1.931.387</b>	<b>2.018.879</b>	<b>2.110.334</b>	<b>2.205.932</b>	<b>2.305.861</b>	<b>2.410.317</b>	<b>2.519.504</b>	<b>2.633.638</b>
<b>(-) Deduções</b>	<b>(617)</b>	<b>(645)</b>	<b>(674)</b>	<b>(705)</b>	<b>(737)</b>	<b>(770)</b>	<b>(805)</b>	<b>(842)</b>	<b>(880)</b>	<b>(920)</b>	<b>(961)</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.690.394</b>	<b>1.766.969</b>	<b>1.847.013</b>	<b>1.930.682</b>	<b>2.018.142</b>	<b>2.109.564</b>	<b>2.205.127</b>	<b>2.305.020</b>	<b>2.409.437</b>	<b>2.518.584</b>	<b>2.632.676</b>
<b>(-) Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>(745.047)</b>	<b>(778.798)</b>	<b>(814.077)</b>	<b>(850.955)</b>	<b>(889.503)</b>	<b>(929.798)</b>	<b>(971.917)</b>	<b>(1.015.945)</b>	<b>(1.061.968)</b>	<b>(1.110.075)</b>	<b>(1.160.361)</b>
Biodigestor	(409.607)	(428.163)	(447.558)	(467.833)	(489.025)	(511.178)	(534.335)	(558.540)	(583.842)	(610.290)	(637.936)
Triturador	(127.081)	(132.837)	(138.855)	(145.145)	(151.720)	(158.593)	(165.777)	(173.287)	(181.137)	(189.342)	(197.920)
Gerador	(208.359)	(217.798)	(227.664)	(237.977)	(248.757)	(260.026)	(271.805)	(284.118)	(296.989)	(310.442)	(324.505)
<b>(-) Depreciações</b>	<b>(172.091)</b>	<b>(172.091)</b>	<b>(172.091)</b>	<b>(172.090)</b>							
Biodigestor	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)	(125.000)
Triturador	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.249)	(2.248)
Gerador	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)	(44.842)
<b>Lucro Operacional</b>	<b>773.256</b>	<b>816.080</b>	<b>860.845</b>	<b>907.637</b>	<b>956.548</b>	<b>1.007.676</b>	<b>1.061.119</b>	<b>1.116.983</b>	<b>1.175.378</b>	<b>1.236.419</b>	<b>1.300.225</b>
<b>(+/-) Resultado Financeiro</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>							
<b>Lucro Antes do Imposto</b>	<b>773.256</b>	<b>816.080</b>	<b>860.845</b>	<b>907.637</b>	<b>956.548</b>	<b>1.007.676</b>	<b>1.061.119</b>	<b>1.116.983</b>	<b>1.175.378</b>	<b>1.236.419</b>	<b>1.300.225</b>
<b>(-) Impostos</b>	<b>(52.083)</b>	<b>(54.443)</b>	<b>(56.909)</b>	<b>(59.487)</b>	<b>(62.181)</b>	<b>(64.998)</b>	<b>(67.943)</b>	<b>(71.921)</b>	<b>(74.238)</b>	<b>(77.601)</b>	<b>(81.116)</b>
IRPJ	(33.820)	(35.352)	(36.954)	(38.628)	(40.378)	(42.207)	(44.119)	(46.117)	(48.206)	(50.390)	(52.673)
CSLL	(18.263)	(19.090)	(19.955)	(20.859)	(21.804)	(22.792)	(23.824)	(24.903)	(26.031)	(27.211)	(28.443)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>721.173</b>	<b>761.638</b>	<b>803.936</b>	<b>848.150</b>	<b>894.367</b>	<b>942.677</b>	<b>993.776</b>	<b>1.045.963</b>	<b>1.101.141</b>	<b>1.158.818</b>	<b>1.219.109</b>



## **APÊNDICE C – FCL PARA CENÁRIO I E CENÁRIO II**

FCI para cenário I									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
BRL									
Lucro Líquido	-	-	609.963	645.356	682.352	721.024	761.449	803.704	847.874
(+) Depreciações	-	-	171.342	171.342	171.342	171.342	171.342	171.342	171.342
(-) CAPEX	(3.636.040)	-	-	-	-	-	-	-	(22.492)
(-) Variações do capital de giro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre	(3.636.040)	-	781.304	816.697	853.694	892.366	932.790	975.046	1.019.215
BRL									
Lucro Líquido	992.005	1.044.739	1.099.861	1.157.480	1.217.710	1.280.668	1.346.478	1.415.269	1.487.176
(+) Depreciações	172.091	172.091	172.091	172.091	172.091	172.091	172.091	172.091	172.091
(-) CAPEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Variações do capital de giro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre	1.164.096	1.216.829	1.271.952	1.329.571	1.389.801	1.452.759	1.518.569	1.587.360	1.659.267
BRL									
Fluxo de caixa livre	(3.636.040)	-	599.530	626.689	655.078	684.753	715.773	748.197	782.090
BRL									
FCI para cenário II									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
BRL									
Lucro Líquido	-	-	428.189	455.348	483.737	513.412	544.431	576.855	610.749
(+) Depreciações	-	-	171.342	171.342	171.342	171.342	171.342	171.342	171.342
(-) CAPEX	(3.636.040)	-	-	-	-	-	-	-	(22.492)
(-) Variações do capital de giro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre	(3.636.040)	-	599.530	626.689	655.078	684.753	715.773	748.197	782.090
BRL									
Fluxo de caixa livre	976.027	1.020.241	1.066.458	1.114.768	1.165.267	1.218.054	1.273.232	1.330.909	1.615.407



**ANEXO A – TARIFAS MÉDIAS DAS DISTRIBUIDORAS DO SUDESTE EM 2016**  
**PARA CLASSE DE CONSUMO COMERCIAL, SERVIÇO E OUTROS**

Empresa	Consumo de Energia Elétrica em MWh	Tarifa Média de Fornecimento	Tarifa Média de Fornecimento com Impostos
CEDRAP - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL DO ALTO PARAÍBA LTDA	2.869,37	398,08	493,56
CERES - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DE RESENDE LTDA	4.712,78	545,38	548,85
CERIM - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL ITU-MARINIQUE	3.379,43	474,38	587,29
CERIPA - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DE ITÁ-PARANAPANEMA-AVARÉ	7.872,29	408,97	511,53
CERIS - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DA REGIÃO DE ITAPECECIRA DA SERRA	1.164,86	380,51	480,55
CERMIC - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOGI DAS CRUZES	2.897,38	433,28	532,55
CERNHE - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL DA REGIÃO DE NOVO HORIZONTE	713,58	510,18	633,11
CERPRO - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DA REGIÃO DE PROMISSÃO LTDA	664,86	367,77	465,83
CETRIL - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E TELEFONIA RURAIS DE IBIÚNA LTDA	2.398,12	557,56	684,19
CNEE - COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	81.210,83	418,41	549,91
CPFL JAGUARI - COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	33.778,60	400,76	522,69
CPFL LESTE PAULISTA - COMPANHIA LESTE PAULISTA DE ENERGIA	29.211,28	428,39	562,83
CPFL MOCOCO - COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCO	20.129,72	454,73	610,85
CPFL-PIRATININGA - COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	1.435.888,77	480,54	622,45
CPFL SANTA CRUZ - COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ	105.712,31	487,59	642,56
CPFL SUL PAULISTA - COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA	37.709,55	434,80	570,08
CPFL-PAULISTA - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	3.247.137,03	434,69	563,70
DMED - DME DISTRIBUIÇÃO S.A.	50.787,43	477,40	700,82
EMG - ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	159.218,22	482,94	702,61
ENF - ENERGISA NOVA FRIBURGO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	46.982,80	503,34	761,83
AMPLA - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	1.449.322,64	519,37	789,89
BANDEIRANTE - BANDEIRANTE ENERGIA S.A.	1.477.901,05	480,46	629,40
EEB - EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA S.A.	88.033,71	467,56	635,86
CEMIG-D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	3.837.739,56	488,64	701,84
CAIUÁ-D - CAIUÁ DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	179.658,65	432,92	566,11
EDEVPA - EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA VALE PARANAPANEMA S.A.	104.832,81	441,49	578,40
CEDRI - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO DE ITARIRI	206,21	573,66	723,49
ELEKTRO - ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.	1.646.870,04	491,20	648,85
ELETROPAULO - ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.	8.167.217,11	399,34	525,67
ELFSM - EMPRESA LUZE FORÇA SANTA MARIA S.A.	56.490,14	509,26	725,81
ESCELSA - ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	956.327,47	469,81	680,41
LIGHT - LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	4.922.595,30	507,94	778,25
CERRP - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE SÃO JOSÉ DO RIO PRETO	3.670,74	336,47	425,84
<b>Totais</b>	<b>28.165.449,64</b>	<b>459,04</b>	<b>638,21</b>



**ANEXO B – TARIFAS MÉDIAS DAS DISTRIBUIDORAS DO SUDESTE EM 2016**  
**PARA CLASSE DE CONSUMO INDUSTRIAL**

Empresa	Consumo de Energia Elétrica em MWh	Tarifa Média de Fornecimento	Tarifa Média de Fornecimento com Impostos
CEDRAP - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL DO ALTO PARÁIBA LTDA	9.323,33	340,85	429,29
CERES - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DE RESENDE LTDA	117,62	545,66	558,24
CERIM - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL ITU-MAIRINQUE	1.375,65	480,75	568,85
CERÍA - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DE ITÁI-PARANAPANEMA-AVARÉ	9.776,68	374,72	474,07
CERIS - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DA REGIÃO DE TAPECERICA DA SERRA	247,21	390,92	492,74
CERMIC - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOGI DAS CRUZES	3.199,83	382,38	471,46
CERNHE - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL DA REGIÃO DE NOVO HORIZONTE	20,45	509,81	621,71
CERPRO - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DA REGIÃO DE PROMISSÃO LTDA	9.326,24	365,13	447,30
CETRIL - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E TELEFONIA RURAIS DE IBIÚNA LTDA	1.291,77	526,28	645,32
CNEE - COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	56.485,42	392,01	515,62
CPFL JAGUARI - COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	187.373,50	354,88	462,63
CPFL LESTE PAULISTA - COMPANHIA LESTE PAULISTA DE ENERGIA	18.400,29	390,08	512,22
CPFL MOCOCA - COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA	23.759,95	393,83	517,60
CPFL- PIRATININGA - COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	1.208.610,61	450,68	583,93
CPFL SANTA CRUZ - COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ	104.785,70	428,93	571,06
CPFL SUL PAULISTA - COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA	63.516,07	351,14	456,20
CPFL-PAULISTA - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	2.286.562,05	426,34	553,84
DMD& - DME DISTRIBUIÇÃO SA	65.771,09	417,35	556,78
EMG - ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	95.216,00	439,92	581,31
ENF - ENERGISA NOVA FRIBURGO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	32.609,85	422,10	647,07
AMPLA - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	467.452,48	475,24	732,13
BANDEIRANTE - BANDEIRANTE ENERGIA S.A.	1.308.295,86	451,16	593,54
EEB - EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA S.A.	108.439,45	420,71	555,68
CEMIG-D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	2.203.592,63	428,59	561,14
CAIUÁ-D - CAIUÁ DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	73.958,70	402,37	526,34
EDEVP - EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA VALE PARANAPANEMA S.A	82.404,06	416,44	549,99
CEDRI - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO DE ITARIRI	19,46	616,02	786,24
ELEKTRO - ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.	1.822.392,16	443,72	587,46
ELETROPAULO - ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A	2.816.934,13	376,91	498,24
ELFSM - EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A.	61.158,86	467,20	667,98
ESCELSA - ESPIRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	640.066,63	430,44	627,92
LIGHT - LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	730.069,33	467,45	722,40
CERRP - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE SÃO JOSÉ DO RIO PRETO	6.558,13	277,09	347,20
<b>Totais</b>	<b>14.499.111,19</b>	<b>425,69</b>	<b>570,66</b>