



**Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia**

**ANÁLISE DO POTENCIAL DAS PEQUENAS
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS PARA O SUPRIMENTO
DO MERCADO LIVRE**

**Autor: Alessandro Alcântara Regiani
Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua**

**Brasília, DF
2019**



Alessandro Alcântara Regiani

**Análise do potencial das Pequenas Centrais Hidrelétricas para o suprimento
do mercado livre**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua

**Brasília, DF
2019**

CIP – Catalogação Internacional da Publicação*

Regiani, Alessandro Alcântara.

Análise do potencial das Pequenas Centrais Hidrelétricas para o suprimento do mercado livre / Alessandro Alcântara Regiani. Brasília: UnB, 2019.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília
Faculdade do Gama, Brasília, 2019. Orientação: Professor. Dr
Fernando Scardua.

1. Fontes Alternativas de Energia. 2. Mercado Livre de Energia.
3. Mercado Regulado de Energia I. Scardua, Fernando Paiva.
- II. Análise do potencial das Pequenas Centrais Hidrelétricas para o suprimento do mercado livre

CDU Classificação



ANÁLISE DO POTENCIAL DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS PARA O SUPRIMENTO DO MERCADO LIVRE

Alessandro Alcântara Regiani

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 04/07/2019 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof. Dr.: Fernando Paiva Scardua, UnB/ FGA
Orientador

Profa. Dra.: Paula Meyer Soares, UnB/ FGA
Membro Convidado

Prof. Dr.: Flavio Henrique J.R. Silva , UnB/ FGA
Membro Convidado

Nathalia Nobrega de Oliveira Braga
Membro Convidado

Brasília, DF
2019

Esse trabalho é dedicado aos meus pais, que estão realizando o sonho de ver um filho formado.

AGRADECIMENTOS

A jornada até aqui foi longa, momentos de felicidade e tristeza alternaram-se ao longo da caminhada. A angústia e a ansiedade algumas vezes tomaram conta dos pensamentos, mas serviram para ensinar que é necessário respeitar, entender e viver o tempo e as circunstâncias com intensidade, sabendo equilibrar a vida acadêmica e a vida social para que, com os aprendizados, eu possa me tornar acima de tudo um homem de valores e princípios morais condizentes com o que Deus nos ensina.

Gostaria de agradecer, primeiramente, a Deus. Aos meus pais por sempre acreditarem em mim e oferecerem todas as condições necessárias para que eu pudesse ingressar na UnB e me manter na faculdade, por me mostrarem as dificuldades da vida e me motivarem nos momentos que precisei. À minha irmã por sempre estar ao meu lado e me ensinar a pensar fora do círculo social no qual estamos inseridos.

Uma das épocas mais importantes na faculdade foi a passagem pela empresa júnior Matriz Engenharia de Energia. Entrei no segundo processo seletivo, logo no início da vida da empresa. Esse momento foi de extrema importância, pois além de aprender sobre o empreendedorismo tive a oportunidade de conhecer pessoas e fazer amizades que despertaram o meu interesse pela área regulatória de energia. Obrigado Matriz Engenharia de Energia.

Novos desafios vieram após a passagem pela Matriz e o principal deles foi a entrevista de estágio na Associação Brasileira da Geração de Energia Limpa. Fui selecionado. Agradeço imensamente à Lízia Reis, Nathália Nóbrega, Bruna Guedes e à Paula Lima pela oportunidade que me foi dada, pelo ano de muito aprendizado sobre o Setor Elétrico Brasileiro, pela paciência, por sempre estarem dispostas a tirar minhas dúvidas e por confiarem em mim, fazendo com que eu realmente estivesse à vontade e me sentisse parte da associação.

Gostaria de agradecer ao professor Fernando Scardua, por aceitar ser meu orientador e sempre estar disposto e preocupado com a evolução do trabalho, sempre orientando da melhor forma, seja por e-mail ou durante os encontros nas aulas de Planejamento e Gestão de Energia as quais também o agradeço tanto pela qualidade e organização quanto pelo comprometimento com seus alunos.

*“Só se pode alcançar um grande êxito
quando nos mantemos fiéis a nós mesmos.”*

RESUMO

Com o objetivo de avaliar a oferta e a demanda do suprimento de energia das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) para o Mercado Livre e avaliar a viabilidade de investimentos nesse tipo de empreendimento, o presente trabalho foi dividido em duas etapas. Foi feita uma revisão teórica do Setor Elétrico Brasileiro e uma análise documental sobre o tema, bem como o levantamento da energia ofertada pelas PCHs a partir do Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos Hidroenergéticos e das informações constantes no Banco de Informações de Geração (BIG), fornecidos pela ANEEL, e uma análise da viabilidade econômica-financeira de seu emprego. Constatou-se a existência de 427 empreendimentos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) em operação em 2018 que geram 5.117 MW de energia elétrica. Essa geração pode ser ampliada já que há 1.248 empreendimentos que estão tanto na fase de obtenção da outorga quanto na etapa de construção, totalizando uma geração de 15.464 MW a serem explorados. A região que possui maior capacidade para exploração é a região Centro-Oeste, no qual há a possibilidade de implantação de 414 usinas gerarem 5.173 MW, enquanto a que possui menor capacidade é a região Nordeste, na qual 710 MW podem ser ofertados a partir de 66 usinas. A viabilidade dos investimentos é comprovada, já que todos os parâmetros de avaliação foram positivos. A melhor faixa de operação é a que está entre 20,1 a 25 MW. Conclui-se que esse potencial deve ser explorado de forma mais significativa, já que essa é uma fonte de energia não intermitente, apresentam preços mais competitivos comparados, principalmente, à fonte térmica, além de garantir a segurança energética do país.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia. Ambiente de Contratação Livre. Ambiente de Contratação Regulada. Pequenas Centrais Hidrelétricas.

ABSTRACT

With the objective of evaluating the supply and demand of small hydroelectric power plants (SHPs) for the Free Market and evaluating the feasibility of investments in this type of project, this work was divided into two stages. A theoretical review of the Brazilian Electricity Sector and a documentary analysis on the subject were made, as well as the survey of the energy offered by the SHPs from the Monitoring Report of Hydroenergetic Studies and Projects and the information contained in the Generation Information Bank (BIG), provided by ANEEL, and an analysis of the economic-financial viability of its employment. It was verified the existence of 427 Small Hydroelectric Plants (SHPs) in operation in 2018 that generate 5,117 MW of electricity. This generation can be expanded since there are 1,248 projects that are both in the stage of obtaining the grant and in the construction phase, totaling a generation of 15,464 MW to be explored. The region with the highest capacity for exploration is the Midwest region, where 414 plants can be set up to generate 5,173 MW, while the one with the lowest capacity is the Northeast region, in which 710 MW can be supplied from 66 mills. The viability of the investments is proven, since all the evaluation parameters were positive. The best operating range is between 20.1 and 25 MW. It is concluded that this potential must be explored in a more significant way, since this is a source of non-intermittent energy, present prices more competitive compared, mainly, to the thermal source, besides guaranteeing the energy security of the country.

Keywords: Free energy market. Free Contracting Surrounding. Regulated Contracting Surrounding. Small Hydroelectric plant

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Fonte: (Autoria própria).....	15
Figura 2 – Autoprodução <i>in situ</i> . Fonte: (ABIAPE, 2017).....	30
Figura 3 – Partes constituintes de uma PCH. Fonte: (Adaptado de Engenharia Química Santos SP).....	38
Figura 4 – Fluxograma dos <i>status</i> das PCHs. Fonte: (Autoria Própria).....	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Regiões e etapas do processo de obtenção de outorga das PCHs.....	49
Tabela 2 – Energia gerada e potencial das PCHs por região.....	49
Tabela 3 – Resultados do Estudo de Viabilidade Técnico Econômica para PCHs...50	
Tabela 4 – EVTE faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 75% de financiamento.....	57
Tabela 5 – EVTE faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 75% de financiamento.....	58
Tabela 6 – EVTE faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 50% de financiamento.....	59
Tabela 7 – EVTE faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 50% de financiamento.....	60
Tabela 8 – EVTE faixa de operação de 5,1 MW a 10 MW com 75% de financiamento.....	61
Tabela 9 – EVTE faixa de operação de 5,1 MW a 10 MW com 75% de financiamento.....	62
Tabela 10 – EVTE faixa de operação de 5,11 MW a 10 MW com 50% de financiamento.....	63
Tabela 11 – EVTE faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 50% de financiamento.....	64
Tabela 12 – EVTE faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW com 75% de financiamento.....	65
Tabela 13 – EVTE faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW com 75% de financiamento.....	66

Tabela 14 – EVTE faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW com 50% de financiamento.....	67
Tabela 15 – EVTE faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW com 50% de financiamento.....	68
Tabela 16 – EVTE faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW com 75% de financiamento.....	69
Tabela 17 – EVTE faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW com 75% de financiamento.....	70
Tabela 18 – EVTE faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW com 50% de financiamento.....	71
Tabela 19 – EVTE faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW com 50% de financiamento.....	72
Tabela 20 – EVTE faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW com 75% de financiamento.....	73
Tabela 21 – EVTE faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW com 75% de financiamento.....	74
Tabela 22 – EVTE faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW com 50% de financiamento.....	75
Tabela 23 – EVTE faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW com 50% de financiamento.....	76
Tabela 24 – EVTE faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW com 75% de financiamento.....	77
Tabela 25 – EVTE faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW com 75% de financiamento.....	78
Tabela 26 – EVTE faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW com 50% de financiamento.....	79
Tabela 27 – EVTE faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW com 50% de financiamento.....	80
Tabela 28 – <i>Payback</i> faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 75% de financiamento.....	82
Tabela 29 – <i>Payback</i> faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 50% de financiamento.....	82
Tabela 30 – <i>Payback</i> faixa de operação de 5,1 MW a 10 MW com 75% de financiamento.....	82

Tabela 31 – <i>Payback</i> faixa de operação de 5,1 MW a 10 MW com 50% de financiamento.....	82
Tabela 32 – <i>Payback</i> faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW com 75% de financiamento.....	83
Tabela 33 – <i>Payback</i> faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW com 50% de financiamento.....	83
Tabela 34 – <i>Payback</i> faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW com 75% de financiamento.....	83
Tabela 35 – <i>Payback</i> faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW com 50% de financiamento.....	83
Tabela 36 – <i>Payback</i> faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW com 75% de financiamento.....	84
Tabela 37 – <i>Payback</i> faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW com 50% de financiamento.....	84
Tabela 38 – <i>Payback</i> faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW com 75% de financiamento.....	84
Tabela 39 – <i>Payback</i> faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW com 50% de financiamento.....	85

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Empreendimentos na faixa de operação de 1 MW a 5 MW. Fonte (CCEE, 2019).....	88
Quadro 2 – Empreendimentos na faixa de operação de 5,1 MW a 10 MW. Fonte (CCEE, 2019).....	88
Quadro 3 – Empreendimentos na faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW. Fonte (CCEE, 2019).....	89
Quadro 4 – Empreendimentos na faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW. Fonte (CCEE, 2019).....	90
Quadro 5 – Empreendimentos na faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW. Fonte (CCEE, 2019).....	91
Quadro 6 – Empreendimentos na faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW. Fonte (CCEE, 2019).....	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica
ABIAPE	Associação Brasileira dos Autoprodutores de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira por Utilização de Recursos Hídricos
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Políticas Energéticas
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
DRDH	Declaração Reserva de Disponibilidade Hídrica
DRI-PCH	Despacho de Registro de Intenção de Outorga
DRS-PCH	Despacho de Registro de Adequabilidade do Sumário Executivo
EBTIDA	<i>Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EER	Encargo de Energia de Reserva
ESS	Encargos de Serviço do Sistema
EVTE	Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
MCP	Mercado de Curto Prazo

MEN	Matriz Energética Nacional
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RGR	Reserva Global de Reversão
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TAR	Tarifa Atualizada de Referência
TIR	Taxa Interna de Retorno
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	11
1 Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro	15
2 CARACTERÍSTICAS DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	16
2.1 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	17
2.2 TRATAMENTO DO RISCO HIDROLÓGICO	17
2.3 MERCADO DE CURTO PRAZO	18
2.4 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS	18
2.5 CONTRATAÇÃO OBRIGATÓRIA E GARANTIAS FINANCEIRAS	19
2.6 ENCARGOS SETORIAIS E ENCARGOS DE SERVIÇO DO SISTEMA	19
3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	23
3.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA	23
3.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE	26
4 MODELOS DE MERCADO	27
4.1 MERCADO ATACADISTA	27
4.2 MERCADO VAREJISTA	28
5 MODALIDADES DE AGENTE	28
5.1 AGENTES DE GERAÇÃO	29
5.1.1 AUTOPRODUTORES	29
5.1.2 PRODUTORES INDEPENDENTES	30
5.2 AGENTES DE TRANSMISSÃO	31
5.3 AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO	32
5.4 AGENTES DE COMERCIALIZAÇÃO	33
5.5 CONSUMIDORES LIVRES	33
5.6 CONSUMIDORES ESPECIAIS	34
5.7 CONSUMIDORES REGULADOS OU CATIVOS	35
5.8 CONSUMIDORES POTENCIALMENTE LIVRES	35
5.9 CONSUMIDORES PARCIALMENTE LIVRES	35
6 PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA	35
6.1 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS	36
7 ANÁLISE FINANCEIRA	39
7.1 PREÇO DA ENERGIA CONTRATADA	39
7.2 MONTANTE DE MEGAWATTS MÉDIOS CONTRATADOS	40
7.3 INVESTIMENTO	40
7.4 PIS/COFINS	40
7.5 IRPJ/CSLL	41
7.6 TAXA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA	41
7.7 CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	41
7.8 CUSTOS AMBIENTAIS	41
7.9 VALOR PRESENTE LÍQUIDO	42
7.10 TAXA INTERNA DE RETORNO NOMINAL	42
7.11 TAXA INTERNA DE RETORNO REAL	43
7.12 PAYBACK	43
7.13 EARNINGS BEFORE INTEREST, TAXES, DEPRECIATION AND AMORTIZATION	44
8 PLANEJAMENTO FINANCEIRO	44
9 TIPOS DE SOCIEDADES EMPRESARIAIS	46
10 RESULTADOS	48
11 CONSIDERAÇÕES FINAIS	51
12 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	53
APÊNDICE A - FLUXOS DE CAIXA	56
APÊNDICE B - PAYBACKS	81
APÊNDICE C - INVESTIMENTOS E MEGAWATTS MÉDIOS CONTRATADOS	87

INTRODUÇÃO

O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro trouxe inúmeras reformas visando à adequação do mercado para que a garantia da modicidade tarifária englobe todos os agentes e para que a tarifa de energia tenha o menor preço aos consumidores finais. Nesse sentido algumas instituições foram criadas e outras recriadas a fim de regular o setor para que esses objetivos sejam alcançados sempre com a maior transparência possível.

A Matriz Energética Nacional é constituída de inúmeras fontes de energia, sendo que para a produção de energia elétrica há a utilização de urânio, carvão mineral, gás natural, biomassa de cana de açúcar, cavaco, energia solar, energia eólica e, a principal, o aproveitamento do potencial hidráulico devido a grande quantidade das bacias hidrológicas e disponibilidade desse recurso. Os empreendimentos de geração hídrica podem ser tanto de grande porte, como as Usinas Hidrelétricas – UHEs como de pequeno porte, sendo elas as Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGHs e as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs. A utilização dos empreendimentos hídricos de pequeno porte, especialmente as PCHs, é de suma importância para o setor, visto que possuem inúmeras vantagens como um impacto ambiental menor, redução da necessidade de longas linhas de transmissão gerando uma menor perda, descentralização da geração e oferta de empregos para a população local.

A comercialização da energia evoluiu em diversos aspectos e hoje há a possibilidade de contratação tanto em um ambiente regulado quanto em um ambiente livre. Os consumidores inseridos no ambiente regulado geralmente são aqueles atendidos a uma baixa tensão, como residências e pequenas indústrias. Os consumidores do ambiente livre são, em sua maioria, as grandes indústrias que apresentam um consumo de energia elétrica elevado e assim podem negociar o preço a ser pago em um contrato bilateral.

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem crescido cada vez mais devido às oportunidades e incentivos, tanto para os geradores quanto para os consumidores. Para os geradores um dos principais incentivos foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), no qual estão inseridos as PCHs, empreendimentos de geração eólica, solar, biomassa e cogeração. Para os consumidores o principal incentivo para a entrada no mercado livre está sendo a redução dos limites de

consumo, questão que vem sendo discutida cada vez mais, principalmente na Consulta Pública nº 33 do Ministério de Minas e Energia, para que haja uma liberalização completa do setor de forma que não prejudique os contratos já existentes.

Nesse contexto o estudo do potencial e da geração das PCHs deve ser levado em conta, assim como o Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE) para a implantação de novos empreendimentos geradores, já que as possibilidades de comercialização dessa fonte estão sendo ampliados e devido à segurança energética fornecida, por ser uma fonte não intermitente.

OBJETIVOS

Objetivo Geral

O objetivo principal desse trabalho é avaliar a oferta e a demanda do suprimento de energia das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) para o Mercado Livre de Energia.

Objetivos Específicos

- Descrever o mercado de energia e os ambientes de contratação regulada e livre;
- Descrever a fonte Pequena Central Hidrelétrica;
- Analisar o Mercado Livre para as Pequenas Centrais Hidrelétricas;
- Análisar o potencial competitivo e econômica/financeira das Pequenas Centrais Hidrelétricas como fonte geradora do Mercado Livre de Energia;

Metodologia

A fim de cumprir com os objetivos propostos, dividiu-se o trabalho em duas etapas. A primeira etapa aborda conceitos sobre o Setor Elétrico Brasileiro e sobre a análise financeira de investimento nas Pequenas Centrais Hidrelétricas, sendo feita uma revisão bibliográfica acerca dos temas.

A segunda etapa traz os resultados do levantamento do potencial de energia elétrica que as Pequenas Centrais Hidrelétricas podem produzir e o que produzem atualmente, além dos resultados da análise financeira que justificam o investimento nesse tipo de empreendimento.

Na revisão bibliográfica foi feito o estudo sobre a estruturação do Setor Elétrico Brasileiro de acordo com o Novo Modelo, em seguida as características do mercado de energia elétrica no Brasil, os ambientes de contratação de energia, os modelos de mercado e os agentes que constituem o setor. Por último foi analisado o Programa de Incentivo das Fontes Alternativas de Energia e então discute-se sobre as Pequenas Centrais Hidrelétricas. Entendida a estruturação do setor e seus diversos aspectos foi realizado um estudo de investimento, no qual assuntos como a análise financeira, planejamento financeiro e os tipos de sociedades existentes no Brasil foram abordados.

As análises documentais foram feitas baseando-se em livros, dissertações, teses e artigos acadêmicos relacionados ao tema. As buscas por artigos foram feitas a partir do Periódico Capes e do Google Acadêmico.

Dados e informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, do Operador Nacional do Sistema – ONS, da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – ABRACEEL, da Associação dos Produtores Independentes de Energia – ABIPE e da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL complementam a revisão bibliográfica.

Para o levantamento do potencial das Pequenas Centrais Hidrelétricas e da atual geração por essa fonte analisou-se uma planilha denominada Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos Hidroenergéticos e as informações constantes no Banco de Informações de Geração – BIG. A partir das informações do BIG obteve-se os resultados por estado dos empreendimentos em operação, empreendimentos em construção e aqueles em que a construção ainda não foi iniciada. A manipulação do Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos Hidroenergéticos fornece os resultados sobre a situação das Pequenas Centrais Hidrelétricas, sendo elas a quantidade de eixos disponíveis, a obtenção de DRI – PCH, DRS- PCH, quais possuem registro ativo, projetos aceitos e projetos entregues, para assim consolidar os dados e obter os resultados da situação das PCHs no cenário de outubro de 2018.

A partir dos dados do potencial hidrelétrico para as Pequenas Centrais Hidrelétricas e objetivando-se validar o investimento nesse tipo de fonte energética foram feitas simulações financeiras, com financiamentos de 50% e 75% do valor médio do empreendimento, que retornam parâmetros de tomada de decisão, como a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL) e o *payback*, que é o

tempo de retorno do investimento. Para essa análise foi desenvolvida uma planilha de Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE). Nessa planilha foram inseridos dados do preço de energia em reais por megawatt-hora, do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), do montante de megawatts-médios contratados, do valor do investimento no empreendimento e quanto desse valor será financiado. A partir desses dados de entrada calculou-se, então, o faturamento bruto do empreendimento e os gastos com: o Programa de Integração Social (PIS) e com a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), com a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e o Imposto de Renda para Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE). Outros custos inerentes dessas geradoras, como de Operação e Manutenção (O&M), ambiental, administrativos e eventuais, além dos custos com os seguros, sendo eles de risco civil, risco operacional e lucro cessante também foram calculados. Por último foram calculados os juros a serem pagos pelo financiamento e a amortização desse empréstimo, considerando-se um prazo de 15 anos. Com os dados de entrada e saída foi gerado um fluxo de caixa.

Para adquirir os dados de entrada como o montante de megawatts-médios contratados e o preço do investimento na usina, analisou-se a planilha da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), denominada Resultado Consolidado dos Leilões para o mês de março de 2019. Nessa planilha dividiu-se os empreendimentos de Pequenas Centrais Hidrelétricas do submercado Centro-Oeste/Sudeste, que participaram dos Leilões de Energia Nova, em faixa de intervalo de 5 em 5 megawatts, de 1 MW a 30 MW. Os valores inseridos foram a média resultante dos empreendimentos contidos na faixa de intervalo. O preço da energia a ser comercializada foi fixado em R\$/MWh 194,00, que foi o preço médio de venda no leilão A-6 de 2018 de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

1. Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro

A partir da década de 1990 o modelo institucional sofreu duas grandes mudanças que constituíram a base para o Novo Modelo. A primeira mudança envolveu a privatização das companhias operadoras, iniciada com a Lei nº 9.427 de 1996 e institucionalizando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A segunda mudança teve início em 2003 ao ser criado um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, o qual foi sustentado pelas Leis nº 10.847/2004, 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004.

O Novo Modelo criou novas instituições de suma importância para o setor. As principais instituições criadas foram a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Sendo assim, hoje o setor está estruturado da seguinte forma:

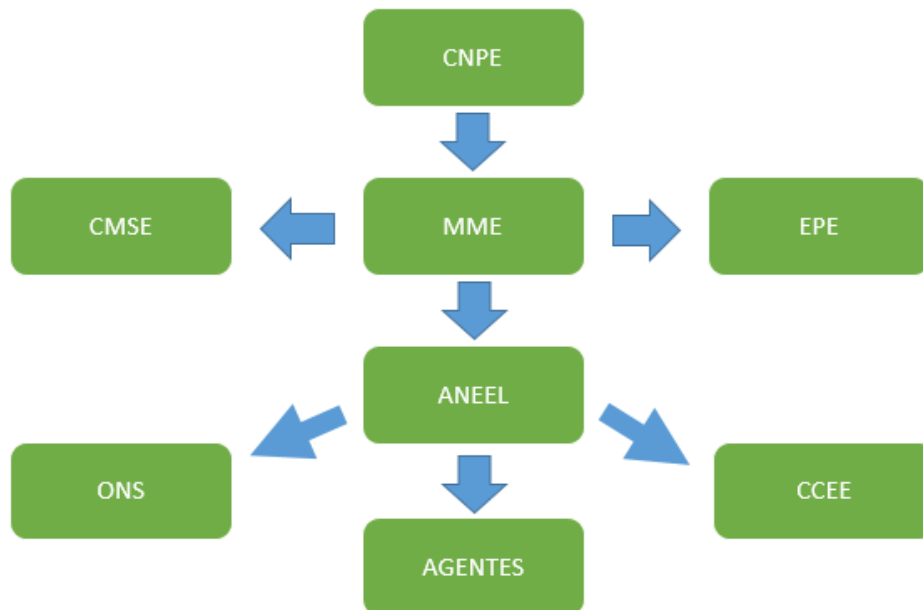


Figura 1 – Estruturação do Setor Elétrico. Fonte: Autoria própria.

O Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) é responsável por formular políticas e diretrizes para o setor energético, além de identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do país. Está diretamente ligado à Presidência da República. O Ministério de Minas e Energia (MME) atua na formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) monitora as condições de atendimento e recomenda ações preventivas para

garantir a segurança do suprimento. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realiza estudos e pesquisas para definição da Matriz Energética Nacional (MEN), além de subsidiar o planejamento da expansão do setor elétrico nas áreas de geração e transmissão. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem o dever de regular e fiscalizar a geração, a transmissão e a distribuição de energia, buscando sempre o equilíbrio do mercado, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelas melhores tarifas aos consumidores. O Operador Nacional do Sistema (ONS) é o órgão responsável por coordenar e operar as instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Os Agentes do setor são as empresas associadas a um dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem o papel de viabilizar a comercialização de energia elétrica, administrando contratos, realizando a liquidação do mercado de curto prazo, dentre outros (CCEE, 2018a).

2 Mercado de Energia Elétrica no Brasil

Devido à grande participação da energia hidrelétrica no Brasil e às dimensões de seu sistema de transmissão, o sistema brasileiro apresenta características únicas quando comparado com outros países. As questões regulatórias evoluíram de acordo com o aprendizado da aplicação das leis e regulamentos ao setor e hoje, algumas convergências regulatórias foram alcançadas, como a maior garantia da segurança no abastecimento, as contratações em longo prazo a fim de suportar a expansão e a criação de dois ambientes de comercialização, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (NERY, 2012).

Sendo assim, características do mercado como o Sistema Interligado Nacional (SIN) e o Tratamento do Risco Hidrológico, além do Mercado de Curto Prazo (MCP) do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), da Contratação Obrigatória e Garantias Financeiras e os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) devem ser entendidos.

2.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Sistema de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil é um sistema hidro-térmico-eólico de grande porte, no qual as usinas hidrelétricas tem participação fundamental. Os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e grande parte da região Norte constituem o Sistema Interligado Nacional (ONS, 2018).

A malha de transmissão é responsável pela interconexão dos sistemas elétricos, possibilitando a transferência de energia entre subsistemas, permitindo a obtenção de ganhos sinérgicos e explorando a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. Essa integração entre a geração e a transmissão permite que o mercado seja atendido com segurança e economicidade (ONS, 2018).

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas que estão localizadas em dezesseis bacias hidrográficas distribuídas por todo o país. A partir da evolução tecnológica, a instalação de usinas eólicas apresentou um forte crescimento, mais especificamente no Nordeste e no Sul, aumentando a importância dessa fonte energética para o atendimento do mercado. As usinas térmicas são de suma importância para o SIN, pois contribuem para a segurança energética do país. Geralmente localizam-se nas proximidades dos principais centros de carga. Essas usinas são despachadas de acordo com as condições hidrológicas do momento e possibilitam a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, a fim de assegurar o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam que a demanda total seja atendida (ONS, 2018).

Do ponto de vista econômico, a característica principal de um sistema hidrotérmico é poder utilizar da água estocada nos reservatórios para geração de energia, podendo minimizar os custos com combustíveis para geração termoelétrica. A capacidade e o nível de armazenamento dos reservatórios, porém, limitam a geração hidroelétrica e geram dependência entre a decisão operativa do presente e os custos operativos no futuro (LUZ, 2012).

2.2 Tratamento do Risco Hidrológico

O risco hidrológico é uma questão que merece uma atenção especial em um sistema constituído principalmente por geração hidrelétrica. A fim de gerenciar melhor esse risco criou-se o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O

objetivo desse mecanismo é de garantir que os geradores recebam a receita associada à sua energia assegurada através da realocação da geração das usinas com excedente para aquelas que estão deficitárias, sob condições normais de operação (NERY, 2012).

Portanto, esse mecanismo garante aos geradores hidráulicos que a energia de seus certificados possa ser comercializada bilateralmente em longo prazo, já que sempre que houver energia produzida acima da energia assegurada ao sistema haverá a realocação entre os geradores (NERY, 2012).

Caso a energia produzida seja menor que a assegurada, os agentes geradores terão sua energia alocada reduzida por um fator único proporcional ao *deficit* do sistema, minimizando o impacto individualizado aos geradores elétricos (NERY, 2012).

2.3 Mercado De Curto Prazo

O Mercado de Curto Prazo (MCP) é definido como o setor da CCEE onde são calculadas as diferenças entre a quantidade de energia elétrica contratada pelos agentes e a quantidade de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes (CCEE, 2018b).

É preciso contabilizar essas diferenças entre energia medida e contratada, para verificar se algum agente precisa pagar ou receber por conta dessas diferenças.

2.4 Preço de Liquidação das Diferenças

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o valor utilizado, pela CCEE, para que as diferenças verificadas entre contratação e geração ou consumo sejam liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP) (LUZ, 2012).

A formação do PLD visa encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro do seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas (CCEE, 2018c).

Focando no momento imediato, utilizar o máximo da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa econômica, já que minimiza os custos de combustível. Tal fato pode ocasionar maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, manter o nível dos reservatórios o mais elevado possível garante uma maior

confiabilidade, porém o despacho da geração térmica será mais constante, aumentando os custos de operação (CCEE, 2018c).

Baseando-se nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado (CCEE, 2018c).

Seu cálculo é realizado por submercados e baseia-se na programação *ex ante* (anterior á operação real do sistema), considerando os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto considerados pelo ONS para a otimização da operação do SIN. O processo completo consiste na utilização dos modelos computacionais *Newave* e *Decomp*, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação (CMO) de cada submercado, respectivamente, em base mensal e semanal. O PLD é, então, determinado e divulgado semanalmente pela CCEE para cada submercado e patamar de carga (leve, médio e pesado) com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada ano de apuração (LUZ, 2012).

A ANEEL homologou em 21/12/2017 os preços do PLD para o ano de 2018, sendo que o preço mínimo e o preço máximo ficaram estabelecidos em R\$ 40,16/MWh e R\$ 505,18/MWh, respectivamente.

2.5 Contratação Obrigatória e Garantias Financeiras

A fim de garantir segurança aos compromissos financeiros perante o mercado a contratação obrigatória e a apresentação de garantias financeiras pelos compradores, geralmente os comercializadores, distribuidores e consumidores são requisitos complementares à negociação (NERY, 2012).

2.6 Encargos Setoriais e Encargos de Serviço do Sistema

Os encargos setoriais são valores pagos pelos consumidores, definidos por base legal, a fim de custear o desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro e as políticas energéticas do Governo Federal.

Os custos da operação do sistema são cobertos através dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS), devendo ser pagos por todos os agentes de consumo.

Esses encargos têm o dever de cobrir os custos embutidos do sistema, que não foram cobertos por meio de outros pagamentos, principalmente as restrições de transmissão, os serviços ancilares e os erros de previsão (NERY, 2012).

Os Encargos Setoriais, de acordo com a ANEEL, são os seguintes (ANEEL, 2019):

- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): A CDE foi criada pela Lei nº. 10.438/2002 com o objetivo de, dentre outras finalidades, promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, custear os descontos nas tarifas concedidos a das classes rural e residencial baixa renda, garantir a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral.

A partir da Lei 12.783/2013, as cotas passam a ser definidas em função dos recursos necessários para atingir suas finalidades e das demais receitas relacionadas à CDE. O Tesouro Nacional pode aportar recursos na conta da CDE, visando a modicidade das tarifas. O custo da CDE é rateado por todos os consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor das cotas é calculado pela ANEEL.

- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): A TFSEE foi criada pela Lei nº. 9.427/1996, alterada pela Lei nº 12.783/2013, e regulamentada pelo Decreto nº. 2.410/1997, com o objetivo de custear o funcionamento da ANEEL no exercício das duas atividades de fiscalização e regulação econômica

A Taxa é paga por todos os consumidores de energia elétrica, incidindo na atividade dos agentes de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica.

- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia: O PROINFA foi criado pela Lei nº 10.438/2002 e regulamentado pelo Decreto nº 5.025/2004 com o objetivo de Custear o funcionamento da ANEEL no exercício das duas atividades de fiscalização e regulação econômica.

Rateio dos custos e da energia elétrica contratada por meio do programa, levando em consideração o Plano Anual elaborado pela Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRAS) e o mercado de energia verificado, cativo e livre. A Lei concedeu isenção aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda.

- Reserva Global de Reversão (RGR): A RGR foi criada por meio do Decreto nº 41.019/1957 com o objetivo de gerar recursos para reversão das instalações utilizadas na geração e transporte de energia em favor das concessionárias, além de financiar a expansão e a melhoria do serviço de energia elétrica.

A partir da Lei nº 12.783/2013, as concessionárias de distribuição ficam desobrigadas de recolher recursos da RGR.

- Compensação Financeira por Utilização de Recursos Hídricos (CFURH): A CFURH está previsto na Constituição Federal de 1988 com o objetivo de compensar financeiramente a União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia.

A CFURH corresponde a 6,75% do valor total de energia mensal produzida por usina (em Megawatt/hora - MWh), multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR). Do total arrecadado, 45% são destinados aos municípios atingidos pelos reservatórios das usinas e 45% são distribuídos aos estados.

Os 10% restantes são repassados à União (3% ao MMA, 3% ao MME e 4% para o FNDCT). A sistemática de distribuição dos royalties é semelhante a da compensação financeira, utilizando-se o valor da energia estabelecido no Tratado de Itaipu, atualizado pela taxa de câmbio do dólar no dia do pagamento e multiplicado pelo número quatro.

- Operador Nacional do Sistema (ONS): A contribuição ao ONS está previsto na Lei nº 9.648/1998, regulamentado pelo Decreto nº 2.335/1997, com o objetivo de financiar o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que coordena e controla a operação das geradoras e transmissoras de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor é definido anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.

- Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE): O P&D/EE foi criado pela Lei nº 9.991/2000, alterado pela Lei nº 11.465/2007 e Lei nº 12.212/2010, com o objetivo de estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos

recursos necessários para gerá-la. As Distribuidoras devem aplicar 0,5% da receita operacional líquida, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Outros agentes devem investir 1% em P&D.

- Encargo de Energia de Reserva (EER): O EER foi criado pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pela Resolução Normativa nº 337/2008, com o objetivo de cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários.

O rateio entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo os consumidores livres e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN. É definido mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), segundo fórmula prevista em resolução da ANEEL.

De acordo com a CCEE, os Encargos de Serviço do Sistema são (CCEE, 2019):

- Encargo por Restrição Elétrica: ocorre quando há alguma restrição operativa que afeta o atendimento da demanda em um submercado ou a estabilidade do sistema. Essas restrições operativas acarretam duas situações possíveis:

- Constrained-on: a usina térmica não está programada, pois sua geração é mais cara. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita sua geração para atender a demanda de energia do submercado. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir a geração adicional da usina.

- Constrained-off: a usina térmica está despachada. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita a redução de sua geração. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir o montante de energia não gerado pela usina.

- Encargo por Segurança Energética: ocorre quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) determina ao ONS que solicite a geração de usinas térmicas com vistas a garantir a segurança do suprimento energético nacional.

- Encargo por Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR): É utilizado para ressarcir a geração de usinas termelétricas despachadas para garantir o suprimento energético quando o nível dos reservatórios está próximo a ultrapassar a CAR.

Além desses ESS pagos exclusivamente aos agentes geradores térmicos, existe também o Encargo por Serviços Ancilares, destinados a garantir a qualidade e a segurança da energia gerada no SIN.

3 Comercialização de Energia Elétrica

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam os agentes de geração e distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam os agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia e os consumidores livres de energia (CCEE, 2018d).

A partir da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) um novo modelo de comercialização surgiu na década de 1990. Este modelo atual, mais estruturado, contribuiu para que houvesse mais investimentos privados no setor nos últimos anos, tornando a comercialização de energia atividade de grande relevância dentro do setor elétrico (FERREIRA, 2012).

Este modelo de comercialização como é hoje, dividido em dois ambientes, dinâmico e em constante evolução, é alvo de inúmeros investidores, principalmente no Ambiente de Contratação Livre (ACL) onde o número de agentes cresceu consideravelmente nos últimos anos, e gerou movimentações financeiras recordes. Associado a este crescimento expressivo, os riscos inerentes de mercado também se mostram relevantes e de fundamental necessidade de gerenciamento para o equilíbrio financeiro do investidor (FERREIRA, 2012).

3.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

O Ambiente de Contratação regulada é o segmento no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e os agentes de distribuição, precedidas de licitação.

Os leilões de compra de energia elétrica realizados pela CCEE, designados pela ANEEL, ocupam papel primordial no ACR. Os agentes participantes dos leilões

formalizam suas negociações por meio de contratos que devem ser registrados no ACR (CCEE, 2018d).

“Os contratos desse ambiente tem regulação específica para aspectos como preço de energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes” (CCEE, 2018d).

No ACR, os seguintes tipos de contratos são possíveis: (CCEE,2018d).

- Contratos de Geração Distribuída: contratos de compra e venda de energia elétrica precedidos de chamada pública promovida pelo agente distribuidor. Essa energia é proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador.

- Contratos de Ajuste: esses contratos têm por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento da totalidade do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga, com prazo de suprimento até dois anos. São realizados para corrigir alguns desvios naturais em relação às previsões efetuadas para outros leilões. Este tipo de leilão permite a adequação da contratação de energia pelas distribuidoras.

- Contratos do Proinfa: toda a energia produzida pelos participantes do Proinfa – Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), usinas eólicas e usinas de biomassa tem garantia de contratação pela Eletrobras por 20 anos. Assim os contratos do Proinfa representam os montantes comercializados pela Eletrobras na CCEE, tendo como vendedoras as usinas participantes do Proinfa e como compradoras as concessionárias de distribuição de energia, consumidores livres e especiais e autoprodutores adquirentes da quota-parte deste programa

- Contratos de Itaipu: a energia produzida pela usina de Itaipu é comercializada no âmbito da CCEE pela Eletrobras por meio de contratos registrados no SCL para representar os efeitos da energia comercializada pela usina de Itaipu Binacional e destinada aos agentes detentores de quotas-parte da usina (distribuidoras)

- Contratos de Energia de Reserva (CER): o mecanismo de contratação de energia de reserva foi criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN, com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade – seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. Sua contratação é viabilizada por meio dos Leilões de Energia de Reserva. Esta modalidade de contratação é formalizada por meio do CER e do Contrato de Uso de energia Reserva (CONUER). Os CERs são firmados entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, na condição de representante dos agentes de consumo, tanto do ACR como do ACL.
- Contratos de Uso de Energia de Reserva: celebrados entre a CCEE e os agentes de consumo do ACR e do ACL – distribuidores, autoprodutores na parcela consumida do SIN e consumidores livres e especiais – em decorrência dos CERs.
- Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado: contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica e respectiva potência associada, celebrado entre o agente vendedor e o agente de distribuição no ACR, como decorrência dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos.

As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio de licitação na modalidade de leilões, devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), de acordo com o estabelecido pelo artigo 11 do Decreto nº 5.163/2004 e artigo 2º da Lei nº 10.848/2004 (ARAÚJO, 2007).

O critério de menor tarifa (inciso VII do art. 20 do Decreto nº 5.163/2004) é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Mega-Watt hora para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEARs) serão, então, celebrados entre os vencedores e as distribuidoras que declararam necessidade de compra para o ano de

início de suprimento da energia contratada no leilão (ARAÚJO, 2007).

De acordo com o Decreto nº 9.143/2017 os leilões são realizados da seguinte maneira:

- Leilões de Energia Nova: a energia provém de novos empreendimentos para expansão da oferta e os contratos terão vigência de 15 a 35 anos. Licitações nos anos “A-3”, “A-4”, “A-5” e “A-6”;
- Leilões de Energia Existente: a energia provém de empreendimentos já existentes a fim de garantir o fornecimento da demanda atual. Os contratos terão vigência de até 15 anos. Licitações nos anos “A-0”, “A-1”, “A-2”, “A-3”, “A-4”, “A-5” e “A-6”;
- Leilões do Proinfa: leilões exclusivos para as fontes alternativas (PCHs, eólica e biomassa) com licitações nos anos “A-1”, “A-2”, “A-3”, “A-4”, “A-5” e “A-6”;
- Leilões indicados pelo CNPE: energia proveniente de projetos indicados pelo CNPE com licitações nos anos “A-5”, “A-6” e “A-7”;
- Leilões com licitação conjunta dos ativos de transmissão: energia elétrica proveniente de novos empreendimentos no qual a licitação é conjunta com os ativos de transmissão. Licitação nos anos “A-5”, “A-6” e “A-7”;

3.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

A partir da Lei nº 9.074 de 1995 o ambiente de contratação livre é regulamentado.

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) consiste em um mercado de contratos bilaterais, livremente pactuados, regidos por leis de livre concorrência nos quais são estabelecidos preços, prazos e volumes e devem ser registrados na CCEE. No ACL existem os consumidores livres e o consumidores especiais (ILHA, 2010).

Os consumidores livres possuem a possibilidade de negociar produtos customizados, isto é o preço da energia, o prazo e o volume de acordo com o seu perfil de demanda, dependendo do nível de sua atividade, permitindo a escolha entre os diversos tipos de arranjos contratuais, o que melhor atende as suas expectativas (ILHA, 2010).

Nesse mercado a energia contratada pode ser de fonte convencional ou de fonte incentivada. A energia convencional é aquela proveniente de grandes usinas hidrelétricas e usinas termelétricas de fontes fósseis. Já a energia incentivada

provém das fontes: eólica, solar, biomassa, PCHs e cogeração qualificada com até 30 MW de energia injetada.

De acordo com a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL), em 2017, o mercado livre de energia teve um crescimento notório, principalmente em relação ao volume comercializado, que atingiu notáveis 86.174 MW médios, o maior valor desde o início em 2009. Neste ano, o número de consumidores desse ambiente de contratação aumentou 27%, passando de 4.062, em 2016 para 5.158, em 2017. Destes, 872 são consumidores livres e 4.286 são consumidores especiais (ABRACEEL, 2017).

Com esse avanço, o mercado livre alcançou, em outubro de 2016, a marca de 29,7% do consumo do SIN, tendo alcançado pela primeira vez a marca de 30% do consumo nacional em junho de 2017. O consumo mensal médio do ACL em 2017 foi de 18.253 MW, representando uma alta de 17% em relação a 2016. No mesmo período de 2017 foi verificada uma redução de 5,4% no consumo do ACR (ABRACEEL, 2017).

Sendo assim, é importante observar o crescimento desse mercado e realizar projeções futuras para a comercialização de energia, por ser um tema que envolve diversos agentes e condições internas e externas de mercado, visando sempre garantir a segurança energética e a modicidade tarifária.

4 Modelos de Mercado

No Brasil existem dois tipos de modelos de mercado, sendo eles o mercado atacadista e o mercado varejista de energia. No mercado atacadista de energia estão inseridos os grandes consumidores, enquanto no mercado varejista estão os consumidores de médio e pequeno porte.

4.1 Mercado Atacadista

Nesse mercado há uma negociação mista, sendo do tipo *pool* no ACR e bilateral no ACL. No ACR são representados por contratos a termo derivados dos leilões de energia para o *pool* de mercado, enquanto no ACL são realizados acordos bilaterais, geralmente contratos a termo, que são negociados independentemente e sem padronização (MAYO, 2012).

Todos esses contratos são registrados na CCEE e são base para a contabilização e liquidação das diferenças no MCP. Está incluso nos contratos as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência. Os preços negociados nos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados apenas pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais (MAYO, 2012).

De acordo com Mayo, o *pool* de energia é um esquema no qual a produção de eletricidade, visando à criação de um mercado eficiente para comercializar a energia elétrica agrega a energia produzida pelas diferentes usinas. É operado de forma centralizada por uma organização independente, que tem como responsabilidade realizar a liquidação do mercado e programar o despacho das usinas e a gestão do sistema de transmissão (MAYO, 2012).

Quando ocorre a contratação bilateral, as partes envolvidas negociam, de comum acordo, o volume, o preço e as condições contratuais. Os vendedores são geralmente os geradores e os compradores as distribuidoras, as comercializadoras ou os consumidores livres.

4.2 Mercado Varejista

Esse mercado ainda está em ascensão no SEB e é composto pelos consumidores com carga maior ou igual a 500 kW, independente da tensão e os empreendedores que possuem usinas a partir de fontes alternativas (eólica, biomassa, solar, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada (MAYO, 2012).

Embora previstos desde 1996, os primeiros contratos de atendimento a consumidores especiais só foram implementados a partir do fim de 2002. O desconto de 50% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para consumidores especiais é hoje um dos principais incentivos para a migração do mercado cativo para o varejista, mas a burocracia existente para o consumidor se tornar um membro da CCEE ainda é um entrave para essa migração (MAYO, 2012).

5 Modalidades de Agente

O Novo Modelo possui divisões de responsabilidade quanto à geração, ao transporte, à distribuição e à comercialização de energia. Essa divisão de responsabilidades cria os Agentes do Setor Elétrico Brasileiro. Esses agentes são divididos em 5 classes: agentes de geração, de transmissão, de distribuição, de

comercialização e os consumidores. A energia gerada pelas diferentes fontes que compõem a MEN deve ser transportada e distribuída para que o consumidor final possa utilizá-la. Essa energia também é comercializada, de acordo com as regras de comercialização determinadas pela CCEE.

5.1 Agentes de Geração

A geração de energia elétrica é a transformação de fontes primárias de energia, como a hidráulica, a solar, a eólica a térmica e etc. em energia secundária, ou seja, a energia elétrica.

Hoje, os geradores devem obter uma outorga estatal, que é concedida sob o regime de concessão ou de autorização, sendo submetidos ao controle e à fiscalização do Poder Concedente e da ANEEL, desde o início da construção do empreendimento até o fim do seu prazo de exploração (SCHOR, 2018).

Os empreendimentos que necessitam de autorização, de acordo com a Lei nº 13.360 de 2016 são os que possuem potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica.

Antes do Novo Modelo entrar em vigor, uma época de forte verticalização setorial, os geradores eram caracterizados como concessionários de serviço público e tinham o direito de comercializar a energia produzida de forma direta com os interessados, geralmente as distribuidoras. Após as reformas do setor houve uma flexibilização e os agentes de geração hoje se dividem entre as classes de Autoprodutor (AP) e Produtor Independente de Energia (PIE) (SCHOR, 2018).

5.1.1 Autoprodutores

Os Autoprodutores de Energia Elétrica foram regulamentados pelo Decreto nº 2003 de 1996. De acordo com esse Decreto, o Autoprodutor de Energia Elétrica é a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam a concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. O art. 26, IV, da Lei nº 9.427 de 1996 permite aos autoprodutores a venda de seus excedentes.

Esses agentes devem possuir acesso ao sistema de transmissão e distribuição, devendo ressarcir os custos envolvidos no transporte da energia.

Essa é uma prática muito comum nas indústrias eletrointensivas, que investem na produção de energia elétrica e assumem os riscos a fim de garantir a competitividade da atividade industrial por meio de proteção (*hedge*) ao risco de preço e garantia de suprimento energético (ABIAPE, 2018).

Dois arranjos de produção são possíveis nessa modalidade, são eles a autoprodução *in situ*, que ocorre quando a geração e o consumo se dão no mesmo local e aquele em que a geração e consumo se dão em locais distintos (ABIAPE, 2018). O caso *in situ* é comum em sistemas isolados e quando é possível aproveitar dos subprodutos do processo industrial para fins energéticos, como o bagaço de cana (ABIAPE, 2018).

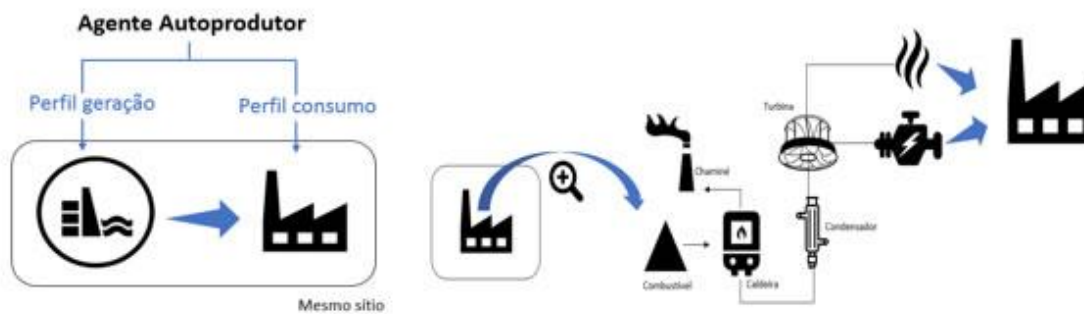


Figura 2 – Autoprodução *in situ*. Fonte: ABIAPE

Quando não ocorre no mesmo local há um maior uso das redes de transmissão e distribuição, gerando gastos maiores. As fontes hidráulica, termelétrica e eólica são as fontes que mais contribuem para esse tipo de arranjo (ABIAPE, 2018).

5.1.2 Produtores Independentes de Energia

Assim como os Autoprodutores, os PIE também foram regulamentados pelo Decreto nº 2003 de 1996 e são definidos como pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da sua energia produzida, por sua conta e risco.

Também possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e estão sujeitos aos devidos encargos de transporte da energia.

De acordo com Tolmasquim, 2011 este produtor está sujeito às normas de comercialização regulada ou livre e podem comercializar sua energia com os seguintes agentes:

- Consumidores livres;
- Concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica;
- Consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração;
- Conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;
- Qualquer consumidor que demonstre ao Poder Concedente não ter o concessionário local assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias, contado da respectiva solicitação;

5.2 Agentes de Transmissão

A atividade de transmissão refere-se ao transporte de energia elétrica desde o sistema de geração até a central de distribuição ou entre dois sistemas geradores.

O agente transmissor deve obter uma concessão da União por meio de licitação estatal para que possa construir e/ou manter e operar as instalações de transmissão necessárias em determinada região do território nacional (SCHOR, 2018).

De acordo com a legislação brasileira, as concessionárias de transmissão devem:

- Propiciar um relacionamento comercial com os usuários, relativo ao uso dos sistemas de transmissão e à conexão em suas instalações, recebendo e encaminhando as solicitações ao ONS, e prestando as informações necessárias ao interessado;
- Negociar e celebrar, com a interveniência do ONS, os Contratos de Conexão com os usuários que venham a se conectar em suas instalações;
- Implementar providências de sua competência, necessárias à efetivação do acesso requerido;
- Efetuar o faturamento relativo ao acesso às suas instalações de transmissão;

O modelo dos anos 1990 instituiu o livre acesso de consumidores livres e produtores independentes às instalações de transmissão e distribuição. Para isso, foi imposto aos concessionários de transmissão e distribuição, o dever legal de compartilhar sua infraestrutura, permitindo acesso à rede. Tal obrigação foi mantida no Novo Modelo, e é instrumentalizada por meio de contratos (TOLMASQUIM, 2011).

Uma observação importante que deve ser feita é que esses agentes não fazem parte da CCEE.

5.3 Agentes de Distribuição

Assim como a transmissão, a distribuição também é um segmento com o objetivo de transportar a energia. Esses agentes rebaixam a tensão da energia proveniente dos transmissores e entregam aos consumidores finais, sendo eles residenciais, comerciais ou industriais.

Essas empresas firmam contratos de concessão de serviço público com o Poder Concedente, representado pela ANEEL, nos quais se estabelecem entre outras, regras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores, assim como penalidades para o caso de descumprimento (TOLMASQUIM, 2011).

Há exceções quanto ao tipo de outorga concedido aos agentes de distribuição. Cooperativas de eletrificação rural, surgidas antes da disponibilização do serviço de distribuição pela concessionária local obtém permissão para a realização do serviço (SCHOR, 2018).

O setor de distribuição é um dos mais regulados e fiscalizados do setor elétrico; além de prestar serviço público sob contrato com o órgão regulador do setor, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a própria Agência edita Resoluções, Portarias e outras normas para o funcionamento adequado do setor de Distribuição, sendo muito rigorosa com sua fiscalização. Um exemplo são os Procedimentos de Distribuição (Prodist), o qual dispõe disciplinas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica. O Prodist, ainda, estabelece critérios e indicadores de qualidade para consumidores e produtores, distribuidores e agentes importadores e exportadores de energia (ABRADEE, 2018).

As distribuidoras devem informar ao MME a demanda de energia do seu mercado a fim de garantirem o atendimento integral, mediante contratos registrados na CCEE. Após o recebimento dessas informações o MME quantifica a energia que deve ser contratada e define qual tipo de leilão será realizado.

5.4 Agentes de Comercialização

Esses agentes são aqueles que articulam as operações de compra e venda de energia elétrica. Essa atividade não é essencial à indústria elétrica, mas o comercializador conhece o mercado e seu exato funcionamento podendo auxiliar os usuários que muitas vezes desconhecem as normas e seus direitos como consumidores. Os comercializadores, portanto, trazem inúmeros benefícios, principalmente aos geradores e aos consumidores livres (SCHOR, 2018).

Atuam no Ambiente de Contratação Livre (ACL), podendo exercer as funções de *trader*, *broker* e *dealer* da seguinte forma:

- *Trader*: “comercializam a energia em nome próprio, internalizando as eventuais perdas e ganhos advindos da flutuação dos preços de mercado”;
- *Broker*: “intermediam a negociação entre dois agentes, sem representar parte alguma”;
- *Dealer*: “representam uma das partes na negociação de compra e venda”;

Os comercializadores negociam a energia com os consumidores livres e com os consumidores especiais.

5.5 Consumidores Livres

Conforme o Decreto nº 9.143 de 2017, os consumidores livres são aqueles que, atendidos em qualquer tensão, tenham exercido a opção de compra de energia elétrica respeitando os artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074 de 1995.

O artigo 15 da Lei nº 9.074 de 1995 estabelece que:

Art. 15. respeitadas os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga maior ou igual a 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

No ano de 2000 os consumidores já existentes obtiveram igualdade de condições com os novos consumidores, cujo consumo mínimo é de 3.000 kW, porém a tensão ainda deveria ser superior a 69 kV. A partir de janeiro de 2019 haverá uma redução de limite de 10.000 kW para 3.000 kW, englobando os consumidores que em 7 de julho de 1995 consumissem os 3.000 kW com tensão inferior a 69 kV.

Já o artigo 16 dessa lei diz que:

“É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia”.

Portanto, foram regulamentadas para os antigos e novos consumidores as condições em que poderão comprar sua energia de modo que não prejudicasse os contratos já existentes e não houvesse uma liberalização completa do mercado podendo ocasionar prejuízos aos distribuidores.

5.6 Consumidores Especiais

São os consumidores que, apesar de não cumprirem com os requisitos dos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074 de 1995, negociam seus contratos de acordo com o que está previsto no artigo 26, § 5º da Lei 9.427 de 1996:

Art. 26 (...) § 5º O aproveitamento referido nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 3.000 kW e aqueles com base em fonte solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesse de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, observados os prazos de carência constantes dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.

Portanto, esses usuários adquirem sua energia dos empreendimentos com base na fonte solar, eólica, biomassa ou hídrica, desde que a usina seja uma

Pequena Central Hidrelétrica (PCH), sendo que o seu consumo mínimo deve ser de 500 kW (SCHOR, 2018).

5.7 Consumidores Regulados ou Cativos

Estes são todos os consumidores que não se enquadram como consumidores livres ou especiais e firmam contratos de adesão com a distribuidora local, que adquire a energia dos leilões estipulados pela Aneel.

A tarifa de energia a ser paga ao distribuidor é definida e regulamentada pela Aneel, que intervém sempre que necessário a fim de garantir a modicidade tarifária.

5.8 Consumidores Potencialmente Livres

Os consumidores potencialmente livres são aqueles que possuem todas as características de um consumidor livre estipuladas pelos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074 de 1995 e mesmo assim preferem ser tratados como consumidores cativos.

As distribuidoras que fornecem energia a esse público tem o dever de especificar os montantes necessários a seu suprimento, quando ocorre a realização dos leilões de energia (TOLMASQUIM, 2011).

5.9 Consumidores Parcialmente Livres

Os consumidores parcialmente livres atuam tanto no ACR quanto no ACL. São atendidos pelas distribuidoras e complementam sua carga com contratos realizados no ACL.

6 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

O primeiro passo relevante dado pelo governo a fim de estimular a implantação de empreendimentos movidos por fontes alternativas de energia foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Esse programa foi aprovado no final do governo de Fernando Henrique Cardoso, em 2002, porém só foi instituído a partir do Decreto nº 5.025 de 2004 já no governo de Luiz Inácio Lula da Silva (MAYO, 2018).

De acordo com esse decreto, o objetivo do Proinfa é de aumentar a participação da energia elétrica por empreendimentos de Produtores Independentes

Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Interligado Nacional. É administrado pelo MME.

Sua proposta inicial era de contratar 3.300 MW de empreendimentos baseados nas fontes alternativas, sendo que seria de responsabilidade das PCHs a geração de 1.100 MW, da fonte eólica mais 1.100 MW e da biomassa os outros 1.100 MW faltantes (MAYO, 2018).

Essa divisão não foi cumprida, já que a fonte por biomassa não conseguiu preencher a demanda indicada. Houve então o repasse para as PCHs e os parques eólicos (MAYO, 2018).

A contratação final do programa foi de 144 usinas produzindo 3.299,40 MW. Desse montante 1.422,92 MW provém de 54 parques eólicos, 1.191,24 MW de 63 PCHs e 685,24 MW de 27 usinas a biomassa que deveriam entrar em operação até dezembro de 2010 (MAYO, 2018).

Atualmente 131 usinas integram o programa, sendo 60 PCHs, 52 eólicas e 19 térmicas à biomassa (MAYO, 2012).

6.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

O art. 2º da Resolução Normativa 673 de 2015 diz que:

Art. 2º Serão considerados empreendimentos com características de PCH aqueles empreendimentos destinados a autoprodução ou produção independente de energia elétrica, cuja potência seja superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e com área de reservatório de até 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio.

Esses empreendimentos estão condicionados à obtenção de uma outorga de autorização para que possam entrar em operação. O primeiro passo para a obtenção dessa outorga é realizar o requerimento do Despacho de Registro de Intenção (DRI-PCH) por meio do site da ANEEL, comprovar o aporte da garantia de registro e preencher o formulário de registro. Estudos de inventário e a conformidade dos documentos exigidos serão necessários para a concessão desse registro de intenção. Quando publicado o DRI-PCH o empreendedor terá um prazo de 14 meses para elaborar um projeto básico.

Após realizado o projeto básico e a ANEEL constatando que não há irregularidades nas documentações exigidas será emitido um Despacho de Registro de Adequabilidade do Sumário Executivo (DRS-PCH). Esse despacho permite que a

ANEEL solicite a Declaração Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH) e que o empreendedor requeira o Licenciamento Ambiental pertinente junto aos órgãos competentes. Esse despacho tem duração de três anos, podendo ser prorrogável por mais três anos.

O empreendedor, ao cumprir com a etapa de obtenção do DRS-PCH, terá uma outorga de autorização concedida pela ANEEL e assim poderá iniciar a construção de sua usina. Concluída a construção esta entrará em operação.

As PCHs operam a fio d'água, ou seja, seu reservatório não permite uma regularização de fluxo de água. Sendo assim há duas possibilidades que influem na operação da usina. A primeira é quando ocorre a estiagem e a vazão é menor do que a capacidade das turbinas, provocando ociosidade. A segunda ocorre quando as vazões são maiores do que a capacidade de absorção das máquinas e então há passagem de água pelo vertedor e segue o curso natural do rio sem passar pelas máquinas (ECOD, 2011).

Possuem geralmente uma pequena barragem que desvia o curso do rio para o canal de adução. O reservatório é pequeno e, portanto pouca água é armazenada.

Esse tipo de estrutura causa baixo impacto ambiental já que uma pequena área é alagada, porém não há como armazenar a água excedente do período de chuvas intenso e utilizá-la em um período de estiagem, devido o seu reservatório ser pequeno (ECOD, 2011).

Essas usinas são compostas por uma ou mais comportas de fundo (desarenadoras), que são utilizadas para (ECOD, 2011):

- “Permitir a saída de um percentual da vazão total do rio denominada vazão sanitária ou vazão residual”;
- “Permitir a passagem de água excedente durante as cheias, diminuindo a espessura da lamina de água sobre os vertedouros”;
- “Permitir a descarga de areia do reservatório, amenizando os problemas de assoreamento”;
- “A vazão sanitária é uma exigência ambiental, sendo necessária para manter o curso original do rio e o ecossistema local”;
- “A diminuição da espessura da lamina de água sobre os vertedouros evita o alagamento indesejável de outras estruturas da barragem”;

- “A descarga de areia do reservatório diminui o assoreamento que ocorre em virtude do material trazido pelo rio”;
- “As descargas de fundo devem ser programadas com o Ibama (exigência da legislação ambiental)”;

Na figura a seguir pode ser observada as partes constituintes de uma PCH:

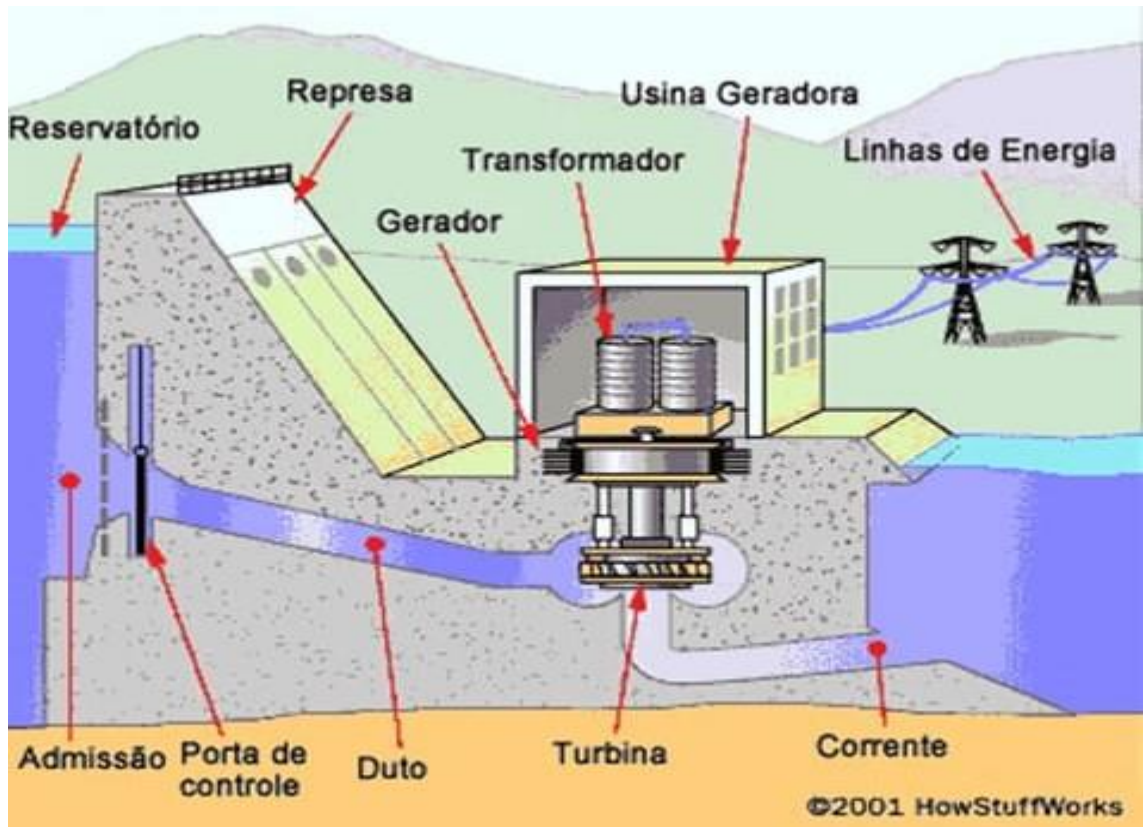


Figura 3. Partes constituintes de uma PCH. Fonte: Adaptado de Engenharia Química Santos SP

As PCHs causam menos impactos ambientais do que grandes hidrelétricas, reduzem a necessidade de transmissão de energia por longas linhas diminuindo as perdas no sistema, o processo de licenciamento ambiental é mais simples, promovem a descentralização da produção energética e geram empregos para as comunidades locais, geralmente por meio de pequenos e médios investidores em vez das grandes instituições bancárias (ECOD, 2011).

Como desvantagens possuem uma geração limitada de energia, devido à pequena proporção em relação à demanda, seu custo de produção é maior do que uma usina de grande porte e pequenos impactos ambientais podem ser causados (ECOD, 2011).

7 Análise Financeira

A análise financeira consiste no estudo de viabilidade de investimento em projetos. O objetivo principal da análise financeira de um projeto é determinar se o mesmo compensa os esforços e recursos necessários à atividade produtiva. Para essa avaliação devem-se determinar os lados de entrada física, insumos, e os lados de saída física, produtos. Ao lado de saída física correspondem os valores monetários recebidos, sendo denominados fluxos de receitas. Ao lado da entrada física correspondem os valores monetários devidos, sendo denominados fluxos de custos (BUARQUE, 1984). Esse balanço, entre os fluxos de receita e os fluxos de custos, gera um fluxo de caixa, que é um dos parâmetros necessários para que se possa fazer a avaliação do projeto. A fim de elaborar o fluxo de caixa para avaliar o investimento em uma PCH os seguintes parâmetros foram utilizados como dados de entrada e saída: preço da energia a ser contratada, IPCA, montante de megawatts médios negociados, investimento necessário, custos com impostos e taxas (PIS/COFINS, CSLL/IRPJ, TFSEE e juros), custos com gastos de operação e manutenção, custos ambientais, administrativos e eventuais. A partir da inserção desses dados, valores como o Valor Presente Líquido (VPL), a TIR nominal e o *payback* são retornados.

7.1 Preço da Energia a ser Contratada

O preço da energia a ser contratada pode ocorrer de duas formas. No ACR é delimitado um preço teto que sofrerá deságios por parte dos concorrentes no leilão. O ganhador do leilão é aquele que conseguir vender a energia pelo menor preço. Já no ACL essa energia é negociada livremente em um contrato bilateral entre o gerador e o comprador.

De acordo com a ANEEL, o preço médio da energia para as PCHs no último leilão A-6 de 2018 foi de R\$/MWh 194,00.

7.2 Montante de Megawatts Médios Negociados

Essa é a energia que de fato foi negociada. Não necessariamente é a energia que a usina tem capacidade de produzir ou sua garantia física¹. Está registrada em um contrato. Esse é um dado muito importante para que as instituições possam fazer os estudos corretos e estruturarem o planejamento energético para o país nos próximos anos.

7.3 Investimento

Ao realizar-se o estudo do investimento identificam-se as necessidades de recursos financeiros a fim de executar o projeto, dar início e garantir seu funcionamento (BUARQUE, 1984). Ao determinar-se o mérito do projeto, determina-se, também, como deve ser feito o investimento, seja com capital próprio e/ou com ajuda de um capital terceiro. Essa etapa é de suma importância e permite avaliações que ajudam na tomada de decisão.

7.4 Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS)

O PIS é um tributo federal que incide sobre as receitas, apresentando duas temáticas distintas, segundo BERK e DEMARZO (2009):

- a. Cumulativa: aplicável às pessoas jurídicas que apuram o imposto de renda trimestral com base no lucro presumido ou arbitrado e às microempresas e empresas de pequeno porte, optantes pelo Simples/Federal, com alíquota igual a 0,65% das receitas;
- b. Não Cumulativa: aplicável às demais entidades (de modo geral, empresas tributadas pelo imposto de renda pelo lucro real, trimestral ou anual) com alíquota igual a 1,65%;

O COFINS também é uma tributação federal que consiste na mesma forma de taxamento do PIS, sendo elas, segundo BERK e DEMARZO (2009):

- a. Cumulativa: alíquota é igual a 3% das receitas;
- b. Não Cumulativa: alíquota cobrada de 7,6% das receitas;

¹ Quantidade de energia que um equipamento de geração consegue suprir dado um critério de suprimento definido.

Para as PCHs esses tributos são cobrados de forma cumulativa, totalizando uma alíquota de 3,65% das receitas.

7.5 Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

De acordo com BERK e DEMARZO (2009), este tributo incide sobre o lucro líquido das empresas, sendo consideradas três possibilidades para a apuração: real, presumido ou arbitrado, tributando-os de maneira diferenciada. Sua alíquota básica é de 15%. Caso a parcela do lucro trimestral (real, presumido ou arbitrado) exceda R\$ 60.000,00, estará sujeita à incidência de adicional de imposto de renda com alíquota igual a 10%, caso das PCHs.

O CSLL é calculado de forma idêntica ao IRPJ e sua alíquota com base no lucro real é de 9%. Quando calculado com base no lucro presumido das PCHs esta alíquota é de 9% de 32% das receitas, ou seja, 2,88% das receitas.

7.6 Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

A TFSEE é uma taxa arrecadada a fim de custear o funcionamento da ANEEL e representa 0,5% da receita bruta dos agentes de geração.

7.7 Custos de Operação e Manutenção

Todo o tipo de empreendimento envolve custos de manutenção e operação. Segundo BUARQUE (1984), esses custos estão divididos em custos fixos e variáveis. Os custos fixos representam aqueles que não dependem do nível de produção do produto ao longo do tempo, como, por exemplo, o custo de mão de obra e custos financeiros do investimento. Já os custos variáveis dependem diretamente do nível de produção por unidade, como por exemplo o custo de matéria prima.

Conforme MARTINS e CUSTÓDIO (2016), os custos de manutenção e operação para as PCHs é de R\$/MWh 10,00.

7.8 Custos Ambientais, Administrativos e Eventuais

Assim como os custos de manutenção e operação são inerentes a um projeto os custos com o meio ambiente, administrativos e eventuais também são. O custo ambiental representa a interação entre a empresa e o meio ambiente, enquanto os

custos administrativos são aqueles necessários para cubrir os aspectos burocráticos ao qual a empresa está sujeita. Custos eventuais são advindos de eventos esporádicos que possam ocorrer na empresa.

De acordo com MARTINS e CUSTÓDIO (2016) esses custos são de R\$/MWh 7,00.

7.9 Valor Presente Líquido (VPL)

Ao calcular-se o valor de um custo ou benefício em termos de dinheiro no tempo atual, a este é designado o termo valor presente. Define-se, portanto, o Valor Presente Líquido de um projeto ou investimento como sendo o valor presente dos benefícios subtraído do valor presente de seus custos (BERK e DEMARZO, 2009).

Esse termo é calculado da seguinte forma:

$$VPL = \frac{FC1}{(1+i)} + \frac{FC2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FCn}{(1+i)^n} - I \quad (1)$$

Em que:

VPL = Valor Presente Líquido;

FCn = fluxo de caixa na ordem n, em que n = 0, 1, 2, 3,...

i = taxa de desconto;

I = investimento;

Os valores positivos do VPL garantem a rentabilidade do projeto ao empreendedor enquanto valores negativos do VPL significam que os custos estão excedendo os seus benefícios, fazendo com que o investidor esteja perdendo dinheiro. Sendo assim a regra de decisão do VPL baseia-se em escolher a opção que tenha o maior VPL (BERK e DEMARZO, 2009).

7.10 Taxa Interna de Retorno Nominal (TIR nominal)

Essa taxa é definida como sendo a taxa de juros capaz de igualar o valor presente dos fluxos de caixa a 0, ou seja, é a taxa de desconto que deve ser aplicada ao fluxo de caixa para igualar todo o valor de custos do projeto com todas as receitas obtidas (BUARQUE, 1984).

É calculada da seguinte forma:

$$\sum_{j=0}^n \frac{R_j - C_j}{(1+i)^j} - \sum_{j=0}^n \frac{I}{(1+i)^j} = 0 \quad (2)$$

Em que:

R_j = receita ao longo de um ano;

C_j = custos ao longo de um ano;

i = taxa de desconto;

I = investimento

Um parâmetro importante a ser entendido para a tomada de decisão baseada na TIR é a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Essa taxa é a menor taxa de retorno que o investidor está disposto a aceitar em relação a um investimento de risco, variando de projeto para projeto.

Para que o projeto seja aceito a TIR deve ser maior que a TMA.

Toma-se como base para os cálculos uma TMA de 10%

7.11 Taxa Interna de Retorno Real (TIR real)

A Taxa Interna de Retorno Real é a taxa na qual é considerado a inflação ao longo do tempo, valorando o aumento geral dos preços ao calcular-se a rentabilidade final. Sendo assim fornece informações mais precisas ao investidor.

7.12 *Payback*

O *payback* refere-se ao tempo necessário para que um projeto comece a ser lucrativo para o empresário, ou seja, em quanto tempo o empreendimento terá um retorno maior que o investimento. Essa é a análise mais simples em uma tomada de decisão, mas de suma importância, pois informa sobre o tempo necessário para que o projeto se pague. A partir da elaboração do fluxo de caixa obtém-se o *payback*.

Esse parâmetro é calculado somando-se os fluxos de caixa de todos os anos do investimento até que se tenha o retorno do capital investido.

7.13 Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization (EBITDA)

Representa o lucro empresarial antes dos juros, impostos, depreciação e amortização. A partir dessa análise pode-se ter uma ideia da lucratividade ao optar-se por diferentes tipos de financiamento e formas de declaração de imposto.

Esse parâmetro é calculado descontando-se da receita bruta os gastos com operação e manutenção, ambientais e diversos e com os seguros.

8 Planejamento Financeiro

A forma organizacional de uma empresa traz grandes vantagens à mesma. A principal vantagem dessas formas é a não imposição de restrições a quem pode ser proprietário de suas ações, ou seja, qualquer pessoa que tenha algum dinheiro pode ser um potencial investidor. Sendo assim, geralmente uma empresa possui desde pequenos investidores a grandes investidores (BERK e DEMARZO, 2009).

A fim de comunicar as informações financeiras à comunidade de investidores as empresas emitem demonstrativos financeiros. A partir dos demonstrativos financeiros os investidores podem tomar a decisão de investir ou não naquela empresa (BERK e DEMARZO, 2009).

De acordo com BERK e DEMARZO (2009), as empresas de capital aberto geralmente produzem quatro tipos de demonstrativos financeiros, sendo eles:

1. O Balanço Patrimonial:

O Balanço Patrimonial é responsável por informar sobre os ativos e passivos de uma empresa. Este balanço demonstra a posição financeira da empresa em um determinado momento.

Os ativos financeiros dividem-se nas seguintes classes:

A. Ativos Circulantes: são aqueles que podem se tornar dinheiro dentro de um ano, como, por exemplo, títulos negociáveis, contas a receber e o estoque.

B. Ativos realizáveis a longo prazo: nessa categoria encaixam-se as propriedades, instalações, equipamentos, imóveis e maquinários que produzam benefícios por mais de um ano.

Os passivos são as obrigações empresarias junto aos credores e são divididos em:

A. Exigíveis a curto prazo: são aqueles que serão satisfeitos dentro de um ano, como as contas a serem pagas, títulos e dívidas a curto prazo e salários e impostos.

B. Exigíveis a longo prazo: qualquer empréstimo ou obrigação de dívidas com um resgate de mais de um ano, além de *leasings* financeiros e impostos diferidos, que são impostos incorridos mas que ainda não foram quitados.

A diferença entre os ativos e passivos é a equivalência patrimonial, que pode ser chamada de valor contábil do patrimônio dos sócios ou do patrimônio líquido. O patrimônio líquido é utilizado como uma estimativa do valor de liquidação da empresa, que nada mais é do que a diferença entre a venda dos ativos e o pagamento de seus passivos.

2. O demonstrativo de resultados;

Este é responsável por demonstrar as receitas e despesas de uma empresa ao longo de um período, resultando no lucro líquido obtido, ou seja, sua rentabilidade. Para o cálculo da rentabilidade alguns aspectos devem ser levados em conta, sendo eles:

A. Lucro bruto: é a diferença entre as receitas de vendas e os custos

B. Despesas Operacionais: são aquelas inerentes à qualquer empresa, como por exemplo as despesas administrativas, despesas gerais, salários, custos de *marketing* e em pesquisas e desenvolvimento. Deve-se levar em conta, também, a depreciação e amortização de suas propriedades, instalações, equipamentos e imóveis.

C. Lucro antes de juros e impostos: engloba fontes de receitas ou despesas de atividades que não são as atividades principais da empresa, como, por exemplo, o fluxo de caixa de investimentos financeiros realizados, conhecido como - *earnig before interests and taxes* - **EBIT**. Do EBIT deduz-se os juros pagos sobre dívidas em circulação a fim de calcular o lucro anterior aos impostos.

Para análise dos demonstrativos dos resultados, segundo BERK e DEMARZO (2009), alguns itens de rentabilidade podem ser analisados, como por exemplo:

A. Margem operacional: razão entre o resultado operacional e suas receitas, fornecendo quanto uma empresa lucra antes dos juros e impostos.

B. Margem de Lucro Líquido: razão entre o lucro líquido e o total de vendas, que demonstra a receita que estará disponível após o pagamento dos juros e impostos;

C. Capital de giro em dias: fornece o grau de eficiência com o qual a empresa utiliza seu capital de giro líquido

D. *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* – EBITDA: cálculo do lucro empresarial antes dos juros, impostos, depreciação e amortização;

3. O demonstrativo de fluxos de caixas;

Este demonstrativo é o responsável por informar o quanto de dinheiro em caixa foi gerado e a forma como foi alocado durante um período. Utiliza como base as informações do demonstrativo de resultados e do balanço patrimonial. Este é composto pelas atividades operacionais, que fornece o lucro líquido proveniente do demonstrativo dos resultados, sendo feita, posteriormente, o reajuste desse valor a todas as entradas que não provém das atividades operacionais. As atividades de investimento refletem o dinheiro utilizado em investimentos. Há também as atividades de financiamento, que fornecem a relação entre a empresa e seus investidores.

4. Demonstrativo de equivalência patrimonial

Faz a divisão do patrimônio líquido dos sócios, que foi calculado no balanço patrimonial em valor proveniente da emissão de novas ações, pelos lucros retidos.

9 Tipos de Sociedades Empresariais

De acordo com BERK e DEMARZO (2009) os seguintes tipos de sociedade existem no Brasil.

A Lei 10.406/02 que instituiu o Novo Código Civil passou a estabelecer os tipos de empresa no Brasil. Para a lei brasileira, uma sociedade se constitui quando duas ou mais pessoas se obrigam a contribuir, com bens ou serviços, para o exercício de atividade econômica e a partilha, entre si, dos resultados, correspondendo a uma pessoa jurídica de direito privado. Existem duas espécies de sociedades, empresária ou simples.

A. Sociedade Empresária: é aquela onde se exerce profissionalmente atividade econômica organizada para a produção ou circulação de bens ou de serviços, constituindo elemento de empresa (art. 981). O representante legal da empresa passa a ser o administrador, o qual substitui a antiga figura do Sócio-Gerente. Os tributos existentes sobre essa pessoa jurídica são os mesmos existentes para qualquer outro tipo de sociedade, e variam dentro de regimes estipulados, de acordo com o ramo de atividade e com o faturamento da empresa, na esfera federal, estadual e municipal. A inscrição da sociedade empresária é obrigatória e deve ser feita no Registro Público de Empresas Mercantis antes do início da atividade. As sociedades empresárias poderão adotar uma das seguintes espécies societárias:

a. Sociedade em nome coletivo: sociedade que deve ser constituída somente por pessoas físicas, sendo que todos os sócios respondem solidária e ilimitadamente pelas obrigações sociais.

b. Sociedade em Comandita Simples: sociedade que possui dois tipos de sócios: os comanditados, pessoas físicas responsáveis solidária e ilimitadamente pelas obrigações sociais; e os comanditários, obrigados somente pelo valor de sua quota.

c. Sociedade Limitada: corresponde ao tipo mais comum de sociedade. É aquela em que a responsabilidade de cada sócio é restrita ao valor de suas quotas, mas todos respondem solidariamente pela integralização do capital social. O capital social divide-se em quotas, iguais ou desiguais, cabendo uma ou diversas a cada sócio. A sociedade será gerenciada por uma ou mais pessoas designadas no contrato social ou em ato separado, denominada(s) Administrador(es).

d. Sociedade Anônima ou por Ações: tem o capital dividido em ações, e a responsabilidade dos sócios ou acionistas será limitada ao preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas.

- e. Sociedade em Comandita por ações: tem o capital dividido em ações, regendo-se pelas normas relativas às sociedades anônimas.
- B. Sociedade Simples: é aquela formada por pessoas que exercem profissão intelectual, de natureza científica, literária ou artística, mesmo se contar com auxiliares ou colaboradores. Seu objetivo será somente a prestação de serviços relacionados à habilidade profissional e intelectual pessoal dos sócios, sendo vedado o enquadramento das empresas com atividade de comércio e indústria nessa espécie de sociedade. A responsabilidade de cada sócio é ilimitada e os sócios respondem, ou não subsidiariamente pelas obrigações sociais, conforme previsão no Contrato Social. Os tributos existentes sobre essa pessoa jurídica são os mesmos existentes para qualquer outro tipo de sociedade, e variam dentro de regimes estipulados, de acordo com o ramo de atividade e com o faturamento da empresa, na esfera federal, estadual e municipal.

10 Resultados

A partir do levantamento de dados utilizando como base o Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos Hidroenergéticos e das informações constantes no Banco de Informações de Geração (BIG), ambos fornecidos pela ANEEL, os seguintes resultados sobre o potencial das PCHs foram obtidos para o mês de outubro de 2018:



Figura 4. Fluxograma dos *status* das PCHs. Fonte: Autoria própria

A partir desses resultados constata-se que os eixos disponíveis são equivalentes aos empreendimentos em operação, ou seja, há a possibilidade de

dobrar a produção havendo investimentos nesses cursos de água disponíveis. A etapa “em elaboração” engloba os empreendimentos que possuem um registro ativo e o DRI-PCH, fase inicial para a obtenção da outorga. A fase “elaboradas” é aquela em que já houve um primeiro aceiteamento, por parte da ANEEL, do projeto básico elaborado durante a obtenção do DRI-PCH ou o projeto já foi entregue, com os devidos ajustes e agora aguarda para obter o DRS-PCH. Essa etapa é de suma importância para a obtenção do DRS-PCH que permitirá ao empreendedor a reserva da disponibilidade hídrica e o início do Licenciamento Ambiental. Aceito o estudo do Licenciamento Ambiental e todos os projetos estando em acordo com as normas exigidas pela ANEEL as usinas estão autorizadas e assim podem iniciar a etapa de construção para que assim possam entrar em operação.

Esses empreendimentos estão divididos da seguinte forma pelo território brasileiro:

Tabela 1. Regiões e etapas do processo de obtenção de outorga das PCHs.

Região/Etapas	Norte		Centro Oeste		Sul		Sudeste		Nordeste		Total	
	Quantidade	MW	Quantidade	MW	Quantidade	MW	Quantidade	MW	Quantidade	MW	Quantidade	MW
Eixos Disponíveis	46	507	113	1.328	73	702	149	1810	42	474	423	4821
Em Elaboração	1	14	14	158	21	228	13	235	2	13	51	648
Elaborado	0	0	15	251	11	158	10	114	0	0	36	523
DRS-PCH	22	374	171	2906	203	2563	121	1636	13	187	530	7666
Autorizadas	7	97	37	530	63	793	29	350	9	36	145	1806
Operação	36	392	98	1677	137	1421	143	1515	13	112	427	5117

Fonte: Autoria Própria

De acordo com essa tabela observa-se que a região Sul é a que possui mais empreendimentos a ponto de entrar em operação. As regiões Norte e Nordeste estão no mesmo nível em todas as etapas, desde a quantidade de eixos disponíveis até os empreendimentos que estão operando. O mesmo ocorre com as regiões Centro-Oeste e Sudeste.

O potencial do que pode ser gerado a partir das PCHs, por região, é dado pela tabela abaixo:

Tabela 2. Energia gerada e potencial das PCHs por região.

Região	Norte		Centro Oeste		Sul		Sudeste		Nordeste	
	Quantidade	MW	Quantidade	MW	Quantidade	MW	Quantidade	MW	Quantidade	MW
Potencial	76	992	414	5173	371	4444	322	4145	66	710
Operação	36	392	98	1677	137	1421	143	1515	13	112

Fonte: Autoria Própria

Portanto, constata-se que a região Centro Oeste é a região com maior possibilidade de investimentos por parte dos empreendedores com um potencial de 5.173 MW a serem gerados, enquanto a região Nordeste é a que menor possui possibilidades de investimento com 710 MW de energia elétrica podendo ser gerado.

As regiões Sul e Sudeste estão pareadas podendo gerar aproximadamente 4.200 MW e suas gerações atuais também são próximas, mostrando o forte aproveitamento dos cursos da água localizados nessas regiões, principalmente na região Sul que possui um menor território.

A região Norte é composta, principalmente, por grandes usinas hidrelétricas e por isso os investimentos em PCHs nessa área tornam-se menos viáveis, já que a disponibilidade hídrica dessa região favorece a construção de grandes empreendimentos.

Os estudos de viabilidade técnico e econômica para as PCHs que serão construídas durante os anos de 2019 e 2020, iniciando suas operações no ano de 2021 por um período de 30 anos, que é o prazo de outorga para esse tipo de empreendimento fornece os seguintes dados:

Tabela 03. Resultados do EVTE para PCHs.

Resultados do Estudo de Viabilidade Técnico e Econômica para PCHs								
			Financiamento					
			50%			75%		
Faixa de Potência Instalada (MW)	Investimento médio(R\$)	Montante de MW médios contratados	TIR Nominal (%)	VPL (R\$)	Payback (anos)	TIR Nominal (%)	VPL (R\$)	Payback (anos)
1 a 5	14.143,52	1,1	12,8	3.995	12,2	11,74	2.561	13,3
5,1 a 10	63.293,68	5	12,85	18.285	12,2	11,8	11.865	13,3
10,1 a 15	68.029,37	5,7	13,64	25.376	11,4	12,58	18.476	12,6
15,1 a 20	103.069,76	9,1	14,31	46.022	11,1	13,25	35.568	12,1
20,1 a 25	108.568,83	11,3	16,63	76.778	9,8	15,54	65.776	10,4
25,1 a 30	151.662,40	13,1	14,02	62.847	11,1	12,96	47.464	12,2

Fonte: Autoria Própria.

Os empreendimentos na faixa de potência entre 1 a 5 MW e entre 5,01 a 10 MW tiveram resultados próximos, no qual o tempo de retorno do investimento é de 13 anos e 3 meses, ao se considerar um financiamento de 75%, sendo observada uma proporção de 5 vezes a mais o valor do investimento médio e do montante de megawatts médios contratados na faixa de 5,01 a 10 MW. Essa proporcionalidade reflete na equidade dos parâmetros analisados.

A faixa de potência entre 10,1 a 15 MW obteve um pequeno incremento nos investimentos e no montante de megawatts contratados. O tempo de retorno do investimento é de 12 anos e 6 meses, com um financiamento de 75%.

Já na faixa de potência entre 15,1 MW a 20 MW o preço do investimento aumentou em 34% e os montantes de megawatts médios tiveram um acréscimo de 3,4 de contratação. O tempo de retorno desse investimento é de 12 anos e 1 mês.

Os empreendimentos operando na faixa de 20,1 MW a 25 MW apresentaram os melhores parâmetros de tomada de decisão, sendo que o seu tempo de retorno do investimento é de 10 anos e 4 meses, o menor tempo entre todas as potências analisadas, ao se considerar o financiamento de 75%.

Já os projetos entre 25,1 MW e 30 MW comparam-se àqueles que estão operando entre 15,1 MW a 20 MW, pois possuem os parâmetros para a tomada de decisão próximos.

11 Considerações Finais

A Matriz Energética Brasileira é composta por diversas fontes de energia e cada vez mais evolui no sentido de utilizar fontes alternativas de energia, como a eólica, solar, biomassa e PCHs. Nesse sentido, sabendo-se do potencial gerador das PCHs, é importante considerar-se o investimento nesse tipo de fonte devido às suas principais vantagens em relação às outras fontes, que são: menos impactos ambientais do que grandes hidrelétricas, redução da necessidade de transmissão de energia por longas linhas evitando perdas no sistema, o processo de licenciamento ambiental é simplificado e promovem a descentralização da produção energética gerando empregos para as comunidades locais, geralmente por meio de pequenos e médios investidores em vez das grandes instituições bancárias.

A busca pela redução dos preços da energia comercializada tem se tornado cada vez mais um ponto de debate entre os agentes, principalmente pelos consumidores finais. As consultas públicas trazem à tona reduções nos limites de contratação e discutem a melhor forma em como se fazer essa redução para que não haja prejuízo aos empreendedores que já negociam sua energia. Sendo assim, o Mercado Livre de Energia está crescendo e merece atenção por parte dos empreendedores para que possam viabilizar seus investimentos da maneira correta.

As PCHs possuem incentivos e os utilizam para que possam viabilizar seu preço de energia como fonte geradora, podendo concorrer com as demais fontes para suprimento do Mercado Livre.

O Brasil tem a possibilidade de duplicar a sua geração utilizando empreendimentos desse tipo, já que a quantidade destes que ainda podem ser explorados equivalem à quantidade dos mesmos em operação.

A análise financeira mostra que é viável futuros investimentos nas PCHs, haja vista que todos os valores da TIR, para todas as faixas de operação, ficaram acima da TMA de 10%. Todos os VPLs também foram positivos. As maneiras de financiamento do projeto e os tipos de sociedades existentes permitem aos investidores diversos arranjos para que o projeto seja executado.

Na análise feita constata-se que a melhor faixa de operação para se investir está entre 20,1 MW e 25 MW, devido ao seu tempo de retorno ser o menor e a taxa interna de retorno ser a maior.

Para os menores investidores recomenda-se investir nas usinas que estão entre 1 MW a 5 MW, já que o projeto terá o mesmo tempo de retorno daquelas na faixa de operação entre 5,1 MW a 10 MW e o investimento é cinco vezes menor.

Sendo assim, o trabalho cumpre com seus objetivos ao demonstrar a capacidade de geração e a viabilidade desses projetos para a expansão da matriz energética brasileira, considerando todas as vantagens e desvantagens desse tipo de empreendimento.

12 Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Informações para Empreendedores*. Acessado em 20/11/2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/espaco-do-empendedor/-/asset_publisher/uPv0Vn1PiOn9/content/encargos/654800?inheritRedirect=false>

Citado na página 20

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS INVESTIDORES EM AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA. *Autoprodução*. Acessado em 17/10/2018 Disponível em: <<http://abiape.com.br/a-autoproducao/>> Citado 4 vezes nas páginas 29 e 30.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. *O novo setor elétrico*. Acessado em 28/09/2018. Disponível em: <<https://view.joomag.com/revista-abraceel-2018-revista-abraceel-2018/0971609001522262187?short>> Citado 2 vezes na página 27.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. *Setor de Distribuição*. Brasília, 2018. Citado na página 32.

ARAÚJO, V.S. *Sistemática dos Leilões de Energia*. 2007. 70 p. Dissertação (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Citado 2 vezes na página 2.

BERK, J; DEMARZO, P. *Finanças Empresariais Essencial*. Porto Alegre: Editora Artmed, 2009. Citado 10 vezes nas páginas 40, 42, 44, 45 e 46.

BUARQUE, C. *Avaliação Econômica de Projetos*. Rio de Janeiro: Editora Elsevier, 1984. Citado 4 vezes nas páginas 39, 40, 41 e 42.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Primeiros passos sobre o setor elétrico e a CCEE*. São Paulo, 2018. Citado na página 15.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Mercado de Curto Prazo*. São Paulo 2018. Citado na página 17.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Setor Elétrico*. São Paulo, 2018. Citado 2 vezes na página 17

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Comercialização*. São Paulo, 2018 Citado 3 vezes na página 19

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *ESS*. São Paulo, 2019. Citado na página 23

ECODESENVOLVIMENTO. *Pequenas Centrais Hidrelétricas*. Acessado em 01/11. Disponível em: <<http://www.ecodesenvolvimento.org/posts/2011/marco/ecod-basico-pequenas-centrais-hidreletricas-pch#ixzz5YFpoDBgc>>. Citado 5 vezes nas páginas 32 e 33.

ENGENHARIA QUÍMICA SANTOS SP. *Energia Hidrelétrica – Energia das Águas*. Acessado em 20/11/2019. Disponível em: < <https://www.engquimicasantosp.com.br/2016/01/energia-hidreletrica-energia-das-aguas.html>> Citado na página 38.

FERREIRA, A.B.B. *Sistema de Suporte à Decisão Contratual Ótima de UHEs no Mercado de Energia Elétrica utilizando Gerenciamento de Risco*. 2011. 112 p. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo. Citado 2 vezes nas páginas 23.

ILHA, V.T. *A teoria dos custos de transação e o modelo de comercialização de energia elétrica após as reformas do setor elétrico*. 2010. 63 p. Trabalho de Conclusão de Curso em Ciências Econômicas – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Citado 2 vezes na página 26

LUZ, C.P.M.S.; GOMES, L.M.; Brandão, L.E.T. *Análise da Dinâmica do Mercado a Termo de Energia Elétrica no Brasil*. *Revista Brasileira de Gestão de Negócios*. 2012. 21 p. Citado 3 vezes nas páginas 17, 18 e 19

MARTINS, M.A.R.; CUSTÓDIO, F.G. *Análise da Viabilidade Econômica e Financeira para Investimento em uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH)*. 6. P. XVII Congresso Nacional de Administração e Contabilidade - AdCont 2016. Citado 2 vezes na página 41

MAYO, R. *Mercados de Eletricidade*. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2012. Citado 10 vezes nas páginas 27, 28, 35 e 36

NERY, E. *Mercados e regulação de energia elétrica*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2012. Citado 6 vezes nas páginas 16, 18 e 1.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *O Sistema Interligado Nacional*. 2018. Acessado em 16/09/2018. Disponível em: < <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin> >. Citado 3 vezes na página 17.

SCHOR, J.M. *Abertura do Mercado Livre de Energia Elétrica. Vantagens e possibilidades do retail Wheeling no Brasil*. Rio de Janeiro. Editora Synergia, 2018. Citado 6 vezes nas páginas 29, 31, 32. 33 e 34.

TOLMASQUIM, M.T. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro. Editora Synergia, 2011. Citado 4 vezes nas páginas 30, 32 e 35.

APÊNDICES

Apêndice A – Fluxos de Caixa

Tabela 04. EVTE faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 75% de financiamento.

Ano de Operação				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço da Energia (R\$/MWh)	R\$ 194	R\$ 202	R\$ 210	R\$ 218	R\$ 227	R\$ 236	R\$ 245	R\$ 255	R\$ 266	R\$ 276	R\$ 287	R\$ 299	R\$ 311
Índice de Reajuste (IPCA)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
MW médios contratados				1,1									
Energia MWh/ano				9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636
Faturamento Bruto				R\$ 2.103	R\$ 2.187	R\$ 2.274	R\$ 2.365	R\$ 2.460	R\$ 2.558	R\$ 2.661	R\$ 2.767	R\$ 2.878	R\$ 2.993
PIS e Cofins				-77	-80	-83	-86	-90	-93	-97	-101	-105	-109
CSLL e IRPJ				-61	-63	-66	-68	-71	-74	-77	-81	-85	-89
TFSEE				-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Operação e Manutenção				-96	-100	-104	-108	-113	-117	-122	-127	-132	-137
Ambiente / Administração / Eventuais				-67	-70	-73	-76	-79	-82	-85	-89	-92	-96
Seguros				-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42
Juros				-85	-79	-74	-68	-63	-58	-52	-46	-41	-35
Amortização				-669	-674	-679	-685	-690	-696	-701	-707	-712	-718
Capital de Terceiro		5.304	5.304										
Capital Próprio		1.768	1.768										
Fluxo de Caixa Líquido	0	-7.072	-7.072	1.005	1.077	1.152	1.230	1.311	1.395	1.483	1.573	1.667	1.764

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 05. EVTE faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 75% de financiamento.

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
R\$ 323	R\$ 336	R\$ 349	R\$ 363	R\$ 378	R\$ 393	R\$ 409	R\$ 425	R\$ 442	R\$ 460	R\$ 478	R\$ 497	R\$ 517	R\$ 538	R\$ 559	R\$ 582	R\$ 605	R\$ 629	R\$ 654	R\$ 681
4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636
R\$ 3.113	R\$ 3.237	R\$ 3.367	R\$ 3.501	R\$ 3.641	R\$ 3.787	R\$ 3.939	R\$ 4.096	R\$ 4.260	R\$ 4.430	R\$ 4.607	R\$ 4.792	R\$ 4.983	R\$ 5.183	R\$ 5.390	R\$ 5.606	R\$ 5.830	R\$ 6.063	R\$ 6.306	R\$ 6.558
-114	-118	-123	-128	-133	-138	-144	-150	-155	-162	-168	-175	-182	-189	-197	-205	-213	-221	-230	-239
-94	-98	-103	-108	-114	-119	-125	-131	-137	-143	-150	-157	-164	-172	-180	-188	-196	-205	-214	-224
-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3
-143	-148	-154	-160	-167	-174	-180	-188	-195	-203	-211	-220	-228	-237	-247	-257	-267	-278	-289	-301
-100	-104	-108	-112	-117	-121	-126	-131	-137	-142	-148	-154	-160	-166	-173	-180	-187	-194	-202	-210
-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42
-29	-24	-18	-12	-6															
-724	-730	-735	-741	-747															
1.866	1.971	2.081	2.195	2.314	3.190	3.319	3.452	3.591	3.735	3.885	4.042	4.204	4.373	4.549	4.731	4.921	5.119	5.324	5.538

Fonte: Autoria Própria

Tabela 06. EVTE faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 50% de financiamento.

Ano de Operação				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço da Energia (R\$/MWh)	R\$ 194	R\$ 202	R\$ 210	R\$ 218	R\$ 227	R\$ 236	R\$ 245	R\$ 255	R\$ 266	R\$ 276	R\$ 287	R\$ 299	R\$ 311
Índice de Reajuste (IPCA)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
MW médios contratados				1,1									
Energia MWh/ano				9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636
Faturamento Bruto				R\$ 2.103	R\$ 2.187	R\$ 2.274	R\$ 2.365	R\$ 2.460	R\$ 2.558	R\$ 2.661	R\$ 2.767	R\$ 2.878	R\$ 2.993
PIS e Cofins				-77	-80	-83	-86	-90	-93	-97	-101	-105	-109
CSLL e IRPJ				-61	-63	-66	-68	-71	-74	-77	-81	-85	-89
TFSEE				-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Operação e Manutenção				-96	-100	-104	-108	-113	-117	-122	-127	-132	-137
Ambiente / Administração / Eventuais				-67	-70	-73	-76	-79	-82	-85	-89	-92	-96
Seguros				-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42
Juros				-56	-53	-49	-46	-42	-38	-35	-31	-27	-23
Amortização				-446	-449	-453	-456	-460	-464	-467	-471	-475	-479
Capital de Terceiro		3.536	3.536										
Capital Próprio		3.536	3.536										
Fluxo de Caixa Líquido	0	-7.072	-7.072	1.256	1.328	1.403	1.481	1.562	1.646	1.734	1.824	1.918	2.015

Fonte: Autoria Própria

Tabela 07. EVTE faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 50% de financiamento.

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
R\$ 336	R\$ 349	R\$ 363	R\$ 378	R\$ 393	R\$ 409	R\$ 425	R\$ 442	R\$ 460	R\$ 478	R\$ 497	R\$ 517	R\$ 538	R\$ 559	R\$ 582	R\$ 605	R\$ 629	R\$ 654	R\$ 681
4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636	9.636
R\$ 3.237	R\$ 3.367	R\$ 3.501	R\$ 3.641	R\$ 3.787	R\$ 3.939	R\$ 4.096	R\$ 4.260	R\$ 4.430	R\$ 4.607	R\$ 4.792	R\$ 4.983	R\$ 5.183	R\$ 5.390	R\$ 5.606	R\$ 5.830	R\$ 6.063	R\$ 6.306	R\$ 6.558
-118	-123	-128	-133	-138	-144	-150	-155	-162	-168	-175	-182	-189	-197	-205	-213	-221	-230	-239
-98	-103	-108	-114	-119	-125	-131	-137	-143	-150	-157	-164	-172	-180	-188	-196	-205	-214	-224
-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3
-148	-154	-160	-167	-174	-180	-188	-195	-203	-211	-220	-228	-237	-247	-257	-267	-278	-289	-301
-104	-108	-112	-117	-121	-126	-131	-137	-142	-148	-154	-160	-166	-173	-180	-187	-194	-202	-210
-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42
-16	-12	-8	-4															
-486	-490	-494	-498															
2.222	2.332	2.446	2.565	3.190	3.319	3.452	3.591	3.735	3.885	4.042	4.204	4.373	4.549	4.731	4.921	5.119	5.324	5.538

Fonte: Autoria Própria

Tabela 08. EVTE faixa de operação de 5,1 MW a 10 MW com 75% de financiamento.

Ano de Operação				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço da Energia (R\$/MWh)	R\$ 194	R\$ 202	R\$ 210	R\$ 218	R\$ 227	R\$ 236	R\$ 245	R\$ 255	R\$ 266	R\$ 276	R\$ 287	R\$ 299	R\$ 311
Índice de Reajuste (IPCA)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
MW médios contratados				5,0									
Energia MWh/ano				43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625
Faturamento Bruto				R\$ 9.520	R\$ 9.901	R\$ 10.297	R\$ 10.709	R\$ 11.137	R\$ 11.582	R\$ 12.046	R\$ 12.528	R\$ 13.029	R\$ 13.550
PIS e Cofins				-347	-361	-376	-391	-407	-423	-440	-457	-476	-495
CSLL e IRPJ				-336	-350	-365	-381	-397	-414	-431	-450	-468	-488
TFSEE				-5	-5	-5	-5	-6	-6	-6	-6	-7	-7
Operação e Manutenção				-436	-454	-472	-491	-510	-531	-552	-574	-597	-621
Ambiente / Administração / Eventuais				-305	-318	-330	-344	-357	-372	-386	-402	-418	-435
Seguros				-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190
Juros				-379	-355	-331	-306	-282	-257	-233	-207	-182	-157
Amortização				-2.992	-3.016	-3.040	-3.064	-3.088	-3.113	-3.138	-3.163	-3.188	-3.213
Capital de Terceiro		23.735	23.735										
Capital Próprio		7.912	7.912										
Fluxo de Caixa Líquido	0	-31.647	-31.647	4.530	4.853	5.188	5.537	5.900	6.278	6.670	7.078	7.503	7.945

Fonte: Autoria Própria

Tabela 09. EVTE faixa de operação de 5,1 MW a 10 MW com 75% de financiamento.

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
R\$ 323	R\$ 336	R\$ 349	R\$ 363	R\$ 378	R\$ 393	R\$ 409	R\$ 425	R\$ 442	R\$ 460	R\$ 478	R\$ 497	R\$ 517	R\$ 538	R\$ 559	R\$ 582	R\$ 605	R\$ 629	R\$ 654	R\$ 681
4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625
R\$ 14.092	R\$ 14.656	R\$ 15.242	R\$ 15.851	R\$ 16.485	R\$ 17.145	R\$ 17.831	R\$ 18.544	R\$ 19.286	R\$ 20.057	R\$ 20.859	R\$ 21.694	R\$ 22.562	R\$ 23.464	R\$ 24.403	R\$ 25.379	R\$ 26.394	R\$ 27.450	R\$ 28.548	R\$ 29.688
-514	-535	-556	-579	-602	-626	-651	-677	-704	-732	-761	-792	-823	-856	-891	-926	-963	-1.002	-1.042	-1.084
-509	-530	-552	-575	-599	-624	-650	-677	-705	-734	-764	-796	-829	-863	-898	-935	-974	-1.014	-1.055	-1.098
-7	-7	-8	-8	-8	-9	-9	-9	-10	-10	-10	-11	-11	-12	-12	-13	-13	-14	-14	-15
-646	-672	-698	-726	-755	-786	-817	-850	-884	-919	-956	-994	-1.034	-1.075	-1.118	-1.163	-1.209	-1.258	-1.308	-1.361
-452	-470	-489	-508	-529	-550	-572	-595	-619	-643	-669	-696	-724	-753	-783	-814	-847	-881	-916	-952
-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190
-131	-105	-79	-53	-27															
-3.239	-3.265	-3.291	-3.317	-3.344															
8.404	8.881	9.378	9.895	10.432	14.361	14.942	15.546	16.175	16.828	17.508	18.215	18.950	19.715	20.510	21.337	22.198	23.092	24.022	24.990

Fonte: Autoria Própria

Tabela 10. EVTE faixa de operação de 5,1 MW a 10 MW com 50% de financiamento.

Ano de Operação				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço da Energia (R\$/MWh)	R\$ 194	R\$ 202	R\$ 210	R\$ 218	R\$ 227	R\$ 236	R\$ 245	R\$ 255	R\$ 266	R\$ 276	R\$ 287	R\$ 299	R\$ 311
Índice de Reajuste (IPCA)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
MW médios contratados				5,0									
Energia MWh/ano				43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625
Faturamento Bruto				R\$ 9.520	R\$ 9.901	R\$ 10.297	R\$ 10.709	R\$ 11.137	R\$ 11.582	R\$ 12.046	R\$ 12.528	R\$ 13.029	R\$ 13.550
PIS e Cofins				-347	-361	-376	-391	-407	-423	-440	-457	-476	-495
CSLL e IRPJ				-336	-350	-365	-381	-397	-414	-431	-450	-468	-488
TFSEE				-5	-5	-5	-5	-6	-6	-6	-6	-7	-7
Operação e Manutenção				-436	-454	-472	-491	-510	-531	-552	-574	-597	-621
Ambiente / Administração / Eventuais				-305	-318	-330	-344	-357	-372	-386	-402	-418	-435
Seguros				-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190
Juros				-252	-236	-220	-204	-188	-172	-155	-138	-122	-105
Amortização				-1.995	-2.010	-2.026	-2.043	-2.059	-2.075	-2.092	-2.109	-2.125	-2.142
Capital de Terceiro		15.823	15.823										
Capital Próprio		15.823	15.823										
Fluxo de Caixa Líquido	0	-31.647	-31.647	5.653	5.976	6.312	6.661	7.024	7.401	7.794	8.202	8.626	9.068

Fonte: Autoria Própria

Tabela 11. EVTE faixa de operação de 5,1 MW a 10 MW com 50% de financiamento.

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
R\$ 323	R\$ 336	R\$ 349	R\$ 363	R\$ 378	R\$ 393	R\$ 409	R\$ 425	R\$ 442	R\$ 460	R\$ 478	R\$ 497	R\$ 517	R\$ 538	R\$ 559	R\$ 582	R\$ 605	R\$ 629	R\$ 654	R\$ 681
4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625	43.625
R\$ 14.092	R\$ 14.656	R\$ 15.242	R\$ 15.851	R\$ 16.485	R\$ 17.145	R\$ 17.831	R\$ 18.544	R\$ 19.286	R\$ 20.057	R\$ 20.859	R\$ 21.694	R\$ 22.562	R\$ 23.464	R\$ 24.403	R\$ 25.379	R\$ 26.394	R\$ 27.450	R\$ 28.548	R\$ 29.689
-514	-535	-556	-579	-602	-626	-651	-677	-704	-732	-761	-792	-823	-856	-891	-926	-963	-1.002	-1.042	-1.084
-509	-530	-552	-575	-599	-624	-650	-677	-705	-734	-764	-796	-829	-863	-898	-935	-974	-1.014	-1.055	-1.098
-7	-7	-8	-8	-8	-9	-9	-9	-10	-10	-10	-11	-11	-12	-12	-13	-13	-14	-14	-15
-646	-672	-698	-726	-755	-786	-817	-850	-884	-919	-956	-994	-1.034	-1.075	-1.118	-1.163	-1.209	-1.258	-1.308	-1.361
-452	-470	-489	-508	-529	-550	-572	-595	-619	-643	-669	-696	-724	-753	-783	-814	-847	-881	-916	-952
-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190	-190
-87	-70	-53	-35	-18															
-2.159	-2.177	-2.194	-2.211	-2.229															
9.527	10.005	10.502	11.018	11.555	14.361	14.942	15.546	16.175	16.828	17.508	18.215	18.950	19.715	20.510	21.337	22.198	23.092	24.022	24.990

Fonte: Autoria Própria

Tabela 12. EVTE faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW com 75% de financiamento.

Ano de Operação				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço da Energia (R\$/MWh)	R\$ 194	R\$ 202	R\$ 210	R\$ 218	R\$ 227	R\$ 236	R\$ 245	R\$ 255	R\$ 266	R\$ 276	R\$ 287	R\$ 299	R\$ 311
Índice de Reajuste (IPCA)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
MW médios contratados				5,7									
Energia MWh/ano				49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932
Faturamento Bruto				R\$ 10.896	R\$ 11.332	R\$ 11.785	R\$ 12.257	R\$ 12.747	R\$ 13.257	R\$ 13.787	R\$ 14.339	R\$ 14.912	R\$ 15.509
PIS e Cofins				-398	-414	-430	-447	-465	-484	-503	-523	-544	-566
CSLL e IRPJ				-388	-404	-421	-439	-458	-477	-497	-518	-540	-562
TFSEE				-5	-6	-6	-6	-6	-7	-7	-7	-7	-8
Operação e Manutenção				-499	-519	-540	-562	-584	-607	-632	-657	-683	-711
Ambiente / Administração / Eventuais				-350	-364	-378	-393	-409	-425	-442	-460	-478	-497
Seguros				-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204
Juros				-407	-381	-355	-329	-303	-277	-250	-223	-196	-169
Amortização				-3.216	-3.241	-3.267	-3.293	-3.319	-3.346	-3.373	-3.399	-3.427	-3.454
Capital de Terceiro		25.511	25.511										
Capital Próprio		8.504	8.504										
Fluxo de Caixa Líquido	0	-34.015	-34.015	5.430	5.799	6.183	6.583	6.998	7.430	7.879	8.347	8.833	9.338

Fonte: Autoria Própria

Tabela 13. EVTE faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW com 75% de financiamento

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
R\$ 323	R\$ 336	R\$ 349	R\$ 363	R\$ 378	R\$ 393	R\$ 409	R\$ 425	R\$ 442	R\$ 460	R\$ 478	R\$ 497	R\$ 517	R\$ 538	R\$ 559	R\$ 582	R\$ 605	R\$ 629	R\$ 654	R\$ 681
4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932
R\$ 16.129	R\$ 16.774	R\$ 17.445	R\$ 18.143	R\$ 18.869	R\$ 19.624	R\$ 20.409	R\$ 21.225	R\$ 22.074	R\$ 22.957	R\$ 23.875	R\$ 24.830	R\$ 25.823	R\$ 26.856	R\$ 27.931	R\$ 29.048	R\$ 30.210	R\$ 31.418	R\$ 32.675	R\$ 33.982
-589	-612	-637	-662	-689	-716	-745	-775	-806	-838	-871	-906	-943	-980	-1.019	-1.060	-1.103	-1.147	-1.193	-1.240
-586	-610	-635	-662	-689	-718	-747	-778	-810	-844	-878	-915	-952	-991	-1.032	-1.074	-1.118	-1.164	-1.211	-1.261
-8	-8	-9	-9	-9	-10	-10	-11	-11	-11	-12	-12	-13	-13	-14	-15	-15	-16	-16	-17
-739	-769	-799	-831	-865	-899	-935	-973	-1.012	-1.052	-1.094	-1.138	-1.183	-1.231	-1.280	-1.331	-1.384	-1.440	-1.497	-1.557
-517	-538	-560	-582	-605	-629	-655	-681	-708	-736	-766	-796	-828	-861	-896	-932	-969	-1.008	-1.048	-1.090
-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204
-141	-113	-85	-57	-29															
-3.481	-3.509	-3.537	-3.565	-3.594															
9.864	10.410	10.979	11.570	12.185	16.447	17.112	17.804	18.523	19.271	20.049	20.859	21.700	22.575	23.485	24.432	25.417	26.440	27.505	28.613

Fonte: Autoria Própria

Tabela 14. EVTE faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW com 50% de financiamento

Ano de Operação				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço da Energia (R\$/MWh)	R\$ 194	R\$ 202	R\$ 210	R\$ 218	R\$ 227	R\$ 236	R\$ 245	R\$ 255	R\$ 266	R\$ 276	R\$ 287	R\$ 299	R\$ 311
Índice de Reajuste (IPCA)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
MW médios contratados				5,7									
Energia MWh/ano				49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932
Faturamento Bruto				R\$ 10.896	R\$ 11.332	R\$ 11.785	R\$ 12.257	R\$ 12.747	R\$ 13.257	R\$ 13.787	R\$ 14.339	R\$ 14.912	R\$ 15.509
PIS e Cofins				-398	-414	-430	-447	-465	-484	-503	-523	-544	-566
CSLL e IRPJ				-388	-404	-421	-439	-458	-477	-497	-518	-540	-562
TFSEE				-5	-6	-6	-6	-6	-7	-7	-7	-7	-8
Operação e Manutenção				-499	-519	-540	-562	-584	-607	-632	-657	-683	-711
Ambiente / Administração / Eventuais				-350	-364	-378	-393	-409	-425	-442	-460	-478	-497
Seguros				-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204
Juros				-271	-254	-237	-220	-202	-184	-167	-149	-131	-112
Amortização				-2.144	-2.161	-2.178	-2.195	-2.213	-2.231	-2.248	-2.266	-2.284	-2.303
Capital de Terceiro		17.007	17.007										
Capital Próprio		17.007	17.007										
Fluxo de Caixa Líquido	0	-34.015	-34.015	6.637	7.007	7.391	7.790	8.206	8.638	9.087	9.554	10.040	10.546

Fonte: Autoria Própria

Tabela 15. EVTE faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW com 50% de financiamento.

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
R\$ 323	R\$ 336	R\$ 349	R\$ 363	R\$ 378	R\$ 393	R\$ 409	R\$ 425	R\$ 442	R\$ 460	R\$ 478	R\$ 497	R\$ 517	R\$ 538	R\$ 559	R\$ 582	R\$ 605	R\$ 629	R\$ 654	R\$ 681
4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932	49.932
R\$ 16.129	R\$ 16.774	R\$ 17.445	R\$ 18.143	R\$ 18.869	R\$ 19.624	R\$ 20.409	R\$ 21.225	R\$ 22.074	R\$ 22.957	R\$ 23.875	R\$ 24.830	R\$ 25.823	R\$ 26.856	R\$ 27.931	R\$ 29.048	R\$ 30.210	R\$ 31.418	R\$ 32.675	R\$ 33.982
-589	-612	-637	-662	-689	-716	-745	-775	-806	-838	-871	-906	-943	-980	-1.019	-1.060	-1.103	-1.147	-1.193	-1.240
-586	-610	-635	-662	-689	-718	-747	-778	-810	-844	-878	-915	-952	-991	-1.032	-1.074	-1.118	-1.164	-1.211	-1.261
-8	-8	-9	-9	-9	-10	-10	-11	-11	-11	-12	-12	-13	-13	-14	-15	-15	-16	-16	-17
-739	-769	-799	-831	-865	-899	-935	-973	-1.012	-1.052	-1.094	-1.138	-1.183	-1.231	-1.280	-1.331	-1.384	-1.440	-1.497	-1.557
-517	-538	-560	-582	-605	-629	-655	-681	-708	-736	-766	-796	-828	-861	-896	-932	-969	-1.008	-1.048	-1.090
-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204	-204
-94	-76	-57	-38	-19															
-2.321	-2.339	-2.358	-2.377	-2.396															
11.071	11.618	12.186	12.778	13.393	16.447	17.112	17.804	18.523	19.271	20.049	20.859	21.700	22.575	23.485	24.432	25.417	26.440	27.505	28.613

Fonte: Autoria Própria

Tabela 16. EVTE faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW com 75% de financiamento

Ano de Operação				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço da Energia (R\$/MWh)	R\$ 194	R\$ 202	R\$ 210	R\$ 218	R\$ 227	R\$ 236	R\$ 245	R\$ 255	R\$ 266	R\$ 276	R\$ 287	R\$ 299	R\$ 311
Índice de Reajuste (IPCA)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
MW médios contratados				9,1									
Energia MWh/ano				79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716
Faturamento Bruto				R\$ 17.396	R\$ 18.092	R\$ 18.815	R\$ 19.568	R\$ 20.351	R\$ 21.165	R\$ 22.011	R\$ 22.892	R\$ 23.808	R\$ 24.760
PIS e Cofins				-635	-660	-687	-714	-743	-773	-803	-836	-869	-904
CSLL e IRPJ				-634	-660	-687	-716	-745	-776	-808	-841	-876	-912
TFSEE				-9	-9	-9	-10	-10	-11	-11	-11	-12	-12
Operação e Manutenção				-797	-829	-862	-897	-933	-970	-1.009	-1.049	-1.091	-1.135
Ambiente / Administração / Eventuais				-558	-580	-604	-628	-653	-679	-706	-734	-764	-794
Seguros				-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309
Juros				-616	-578	-538	-499	-459	-419	-379	-338	-297	-255
Amortização				-4.872	-4.911	-4.950	-4.989	-5.029	-5.069	-5.110	-5.150	-5.192	-5.233
Capital de Terceiro		38.651	38.651										
Capital Próprio		12.884	12.884										
Fluxo de Caixa Líquido	0	-51.535	-51.535	8.966	9.556	10.169	10.806	11.470	12.159	12.877	13.623	14.399	15.205

Fonte: Autoria Própria

Tabela 17. EVTE faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW com 75% de financiamento

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
R\$ 323	R\$ 336	R\$ 349	R\$ 363	R\$ 378	R\$ 393	R\$ 409	R\$ 425	R\$ 442	R\$ 460	R\$ 478	R\$ 497	R\$ 517	R\$ 538	R\$ 559	R\$ 582	R\$ 605	R\$ 629	R\$ 654	R\$ 681
4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716
R\$ 25.750	R\$ 26.780	R\$ 27.851	R\$ 28.965	R\$ 30.124	R\$ 31.329	R\$ 32.582	R\$ 33.886	R\$ 35.241	R\$ 36.651	R\$ 38.117	R\$ 39.641	R\$ 41.227	R\$ 42.876	R\$ 44.591	R\$ 46.375	R\$ 48.230	R\$ 50.159	R\$ 52.165	R\$ 54.252
-940	-977	-1.017	-1.057	-1.100	-1.144	-1.189	-1.237	-1.286	-1.338	-1.391	-1.447	-1.505	-1.565	-1.628	-1.693	-1.760	-1.831	-1.904	-1.980
-949	-988	-1.029	-1.071	-1.115	-1.160	-1.208	-1.257	-1.308	-1.361	-1.417	-1.474	-1.534	-1.597	-1.662	-1.729	-1.799	-1.872	-1.948	-2.027
-13	-13	-14	-14	-15	-16	-16	-17	-18	-18	-19	-20	-21	-21	-22	-23	-24	-25	-26	-27
-1.180	-1.227	-1.276	-1.327	-1.380	-1.436	-1.493	-1.553	-1.615	-1.679	-1.747	-1.817	-1.889	-1.965	-2.043	-2.125	-2.210	-2.299	-2.390	-2.486
-826	-859	-893	-929	-966	-1.005	-1.045	-1.087	-1.130	-1.176	-1.223	-1.272	-1.322	-1.375	-1.430	-1.488	-1.547	-1.609	-1.673	-1.740
-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309
-214	-172	-129	-86	-43															
-5.275	-5.317	-5.359	-5.402	-5.445															
16.045	16.917	17.825	18.769	19.751	20.760	21.792	22.846	23.924	25.026	26.151	27.299	28.469	29.661	30.875	32.111	33.368	34.646	35.944	37.262

Fonte: Autoria Própria

Tabela 18. EVTE faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW com 50% de financiamento

Ano de Operação				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço da Energia (R\$/MWh)	R\$ 194	R\$ 202	R\$ 210	R\$ 218	R\$ 227	R\$ 236	R\$ 245	R\$ 255	R\$ 266	R\$ 276	R\$ 287	R\$ 299	R\$ 311
Índice de Reajuste (IPCA)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
MW médios contratados				9,1									
Energia MWh/ano				79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716
Faturamento Bruto				R\$ 17.396	R\$ 18.092	R\$ 18.815	R\$ 19.568	R\$ 20.351	R\$ 21.165	R\$ 22.011	R\$ 22.892	R\$ 23.808	R\$ 24.760
PIS e Cofins				-635	-660	-687	-714	-743	-773	-803	-836	-869	-904
CSLL e IRPJ				-634	-660	-687	-716	-745	-776	-808	-841	-876	-912
TFSEE				-9	-9	-9	-10	-10	-11	-11	-11	-12	-12
Operação e Manutenção				-797	-829	-862	-897	-933	-970	-1.009	-1.049	-1.091	-1.135
Ambiente / Administração / Eventuais				-558	-580	-604	-628	-653	-679	-706	-734	-764	-794
Seguros				-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309
Juros				-411	-385	-359	-333	-306	-279	-252	-225	-198	-170
Amortização				-3.248	-3.274	-3.300	-3.326	-3.353	-3.380	-3.406	-3.434	-3.461	-3.489
Capital de Terceiro		25.767	25.767										
Capital Próprio		25.767	25.767										
Fluxo de Caixa Líquido	0	-51.535	-51.535	10.795	11.385	11.998	12.636	13.299	13.989	14.706	15.452	16.228	17.035

Fonte: Autoria Própria

Tabela 19. EVTE faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW com 50% de financiamento

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
R\$ 323	R\$ 336	R\$ 349	R\$ 363	R\$ 378	R\$ 393	R\$ 409	R\$ 425	R\$ 442	R\$ 460	R\$ 478	R\$ 497	R\$ 517	R\$ 538	R\$ 559	R\$ 582	R\$ 605	R\$ 629	R\$ 654	R\$ 681
4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716	79.716
R\$ 25.750	R\$ 26.780	R\$ 27.851	R\$ 28.965	R\$ 30.124	R\$ 31.329	R\$ 32.582	R\$ 33.886	R\$ 35.241	R\$ 36.651	R\$ 38.117	R\$ 39.641	R\$ 41.227	R\$ 42.876	R\$ 44.591	R\$ 46.375	R\$ 48.230	R\$ 50.159	R\$ 52.165	R\$ 54.252
-940	-977	-1.017	-1.057	-1.100	-1.144	-1.189	-1.237	-1.286	-1.338	-1.391	-1.447	-1.505	-1.565	-1.628	-1.693	-1.760	-1.831	-1.904	-1.980
-949	-988	-1.029	-1.071	-1.115	-1.160	-1.208	-1.257	-1.308	-1.361	-1.417	-1.474	-1.534	-1.597	-1.662	-1.729	-1.799	-1.872	-1.948	-2.027
-13	-13	-14	-14	-15	-16	-16	-17	-18	-18	-19	-20	-21	-21	-22	-23	-24	-25	-26	-27
-1.180	-1.227	-1.276	-1.327	-1.380	-1.436	-1.493	-1.553	-1.615	-1.679	-1.747	-1.817	-1.889	-1.965	-2.043	-2.125	-2.210	-2.299	-2.390	-2.486
-826	-859	-893	-929	-966	-1.005	-1.045	-1.087	-1.130	-1.176	-1.223	-1.272	-1.322	-1.375	-1.430	-1.488	-1.547	-1.609	-1.673	-1.740
-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309	-309
-142	-114	-86	-58	-29															
-3.516	-3.544	-3.573	-3.601	-3.630															
17.874	18.747	19.654	20.598	21.580	26.260	27.322	28.426	29.574	30.769	32.011	33.303	34.646	36.044	37.497	39.008	40.580	42.214	43.914	45.682

Fonte: Autoria Própria

Tabela 20. EVTE faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW com 75% de financiamento

Ano de Operação				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço da Energia (R\$/MWh)	R\$ 194	R\$ 202	R\$ 210	R\$ 218	R\$ 227	R\$ 236	R\$ 245	R\$ 255	R\$ 266	R\$ 276	R\$ 287	R\$ 299	R\$ 311
Índice de Reajuste (IPCA)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
MW médios contratados				11,3									
Energia MWh/ano				98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988
Faturamento Bruto				R\$ 21.602	R\$ 22.466	R\$ 23.364	R\$ 24.299	R\$ 25.271	R\$ 26.282	R\$ 27.333	R\$ 28.426	R\$ 29.563	R\$ 30.746
PIS e Cofins				-788	-820	-853	-887	-922	-959	-998	-1.038	-1.079	-1.122
CSLL e IRPJ				-793	-825	-859	-894	-931	-969	-1.009	-1.051	-1.093	-1.138
TFSEE				-11	-11	-12	-12	-13	-13	-14	-14	-15	-15
Operação e Manutenção				-990	-1.029	-1.071	-1.113	-1.158	-1.204	-1.253	-1.303	-1.355	-1.409
Ambiente / Administração / Eventuais				-693	-721	-749	-779	-811	-843	-877	-912	-948	-986
Seguros				-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326
Juros				-649	-608	-567	-526	-484	-441	-399	-356	-313	-269
Amortização				-5.132	-5.173	-5.214	-5.256	-5.298	-5.340	-5.382	-5.425	-5.469	-5.512
Capital de Terceiro		40.713	40.713										
Capital Próprio		13.571	13.571										
Fluxo de Caixa Líquido	0	-54.284	-54.284	12.220	12.952	13.714	14.505	15.329	16.185	17.076	18.003	18.966	19.968

Fonte: Autoria Própria

Tabela 21. EVTE faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW com 75% de financiamento

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
R\$ 323	R\$ 336	R\$ 349	R\$ 363	R\$ 378	R\$ 393	R\$ 409	R\$ 425	R\$ 442	R\$ 460	R\$ 478	R\$ 497	R\$ 517	R\$ 538	R\$ 559	R\$ 582	R\$ 605	R\$ 629	R\$ 654	R\$ 681
4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988
R\$ 31.976	R\$ 33.255	R\$ 34.585	R\$ 35.968	R\$ 37.407	R\$ 38.903	R\$ 40.459	R\$ 42.078	R\$ 43.761	R\$ 45.511	R\$ 47.332	R\$ 49.225	R\$ 51.194	R\$ 53.242	R\$ 55.371	R\$ 57.586	R\$ 59.890	R\$ 62.285	R\$ 64.777	R\$ 67.368
-1.167	-1.214	-1.262	-1.313	-1.365	-1.420	-1.477	-1.536	-1.597	-1.661	-1.728	-1.797	-1.869	-1.943	-2.021	-2.102	-2.186	-2.273	-2.364	-2.459
-1.185	-1.233	-1.283	-1.336	-1.390	-1.447	-1.505	-1.567	-1.630	-1.696	-1.765	-1.837	-1.911	-1.989	-2.069	-2.153	-2.240	-2.330	-2.425	-2.522
-16	-17	-17	-18	-19	-19	-20	-21	-22	-23	-24	-25	-26	-27	-28	-29	-30	-31	-32	-34
-1.465	-1.524	-1.585	-1.648	-1.714	-1.783	-1.854	-1.928	-2.005	-2.086	-2.169	-2.256	-2.346	-2.440	-2.537	-2.639	-2.744	-2.854	-2.968	-3.087
-1.026	-1.067	-1.109	-1.154	-1.200	-1.248	-1.298	-1.350	-1.404	-1.460	-1.518	-1.579	-1.642	-1.708	-1.776	-1.847	-1.921	-1.998	-2.078	-2.161
-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326
-225	-181	-136	-91	-46															
-5.556	-5.600	-5.645	-5.690	-5.735															
21.010	22.094	23.221	24.393	25.612	32.661	33.979	35.351	36.777	38.260	39.802	41.406	43.075	44.810	46.614	48.491	50.443	52.472	54.583	56.779

Fonte: Autoria Própria

Tabela 22. EVTE faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW com 50% de financiamento

Ano de Operação				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço da Energia (R\$/MWh)	R\$ 194	R\$ 202	R\$ 210	R\$ 218	R\$ 227	R\$ 236	R\$ 245	R\$ 255	R\$ 266	R\$ 276	R\$ 287	R\$ 299	R\$ 311
Índice de Reajuste (IPCA)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
MW médios contratados				11,3									
Energia MWh/ano				98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988
Faturamento Bruto				R\$ 21.602	R\$ 22.466	R\$ 23.364	R\$ 24.299	R\$ 25.271	R\$ 26.282	R\$ 27.333	R\$ 28.426	R\$ 29.563	R\$ 30.746
PIS e Cofins				-788	-820	-853	-887	-922	-959	-998	-1.038	-1.079	-1.122
CSLL e IRPJ				-793	-825	-859	-894	-931	-969	-1.009	-1.051	-1.093	-1.138
TFSEE				-11	-11	-12	-12	-13	-13	-14	-14	-15	-15
Operação e Manutenção				-990	-1.029	-1.071	-1.113	-1.158	-1.204	-1.253	-1.303	-1.355	-1.409
Ambiente / Administração / Eventuais				-693	-721	-749	-779	-811	-843	-877	-912	-948	-986
Seguros				-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326
Juros				-433	-406	-378	-350	-322	-294	-266	-237	-208	-179
Amortização				-3.421	-3.449	-3.476	-3.504	-3.532	-3.560	-3.588	-3.617	-3.646	-3.675
Capital de Terceiro		27.142	27.142										
Capital Próprio		27.142	27.142										
Fluxo de Caixa Líquido	0	-54.284	-54.284	14.147	14.879	15.641	16.432	17.256	18.113	19.003	19.930	20.893	21.895

Fonte: Autoria Própria

Tabela 23. EVTE faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW com 50% de financiamento

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
R\$ 323	R\$ 336	R\$ 349	R\$ 363	R\$ 378	R\$ 393	R\$ 409	R\$ 425	R\$ 442	R\$ 460	R\$ 478	R\$ 497	R\$ 517	R\$ 538	R\$ 559	R\$ 582	R\$ 605	R\$ 629	R\$ 654	R\$ 681
4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988	98.988
R\$ 31.976	R\$ 33.255	R\$ 34.585	R\$ 35.968	R\$ 37.407	R\$ 38.903	R\$ 40.459	R\$ 42.078	R\$ 43.761	R\$ 45.511	R\$ 47.332	R\$ 49.225	R\$ 51.194	R\$ 53.242	R\$ 55.371	R\$ 57.586	R\$ 59.890	R\$ 62.285	R\$ 64.777	R\$ 67.368
-1.167	-1.214	-1.262	-1.313	-1.365	-1.420	-1.477	-1.536	-1.597	-1.661	-1.728	-1.797	-1.869	-1.943	-2.021	-2.102	-2.186	-2.273	-2.364	-2.459
-1.185	-1.233	-1.283	-1.336	-1.390	-1.447	-1.505	-1.567	-1.630	-1.696	-1.765	-1.837	-1.911	-1.989	-2.069	-2.153	-2.240	-2.330	-2.425	-2.522
-16	-17	-17	-18	-19	-19	-20	-21	-22	-23	-24	-25	-26	-27	-28	-29	-30	-31	-32	-34
-1.465	-1.524	-1.585	-1.648	-1.714	-1.783	-1.854	-1.928	-2.005	-2.086	-2.169	-2.256	-2.346	-2.440	-2.537	-2.639	-2.744	-2.854	-2.968	-3.087
-1.026	-1.067	-1.109	-1.154	-1.200	-1.248	-1.298	-1.350	-1.404	-1.460	-1.518	-1.579	-1.642	-1.708	-1.776	-1.847	-1.921	-1.998	-2.078	-2.161
-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326	-326
-150	-121	-91	-61	-30															
-3.704	-3.734	-3.763	-3.793	-3.824															
22.937	24.021	25.148	26.320	27.539	32.661	33.979	35.351	36.777	38.260	39.802	41.406	43.075	44.810	46.614	48.491	50.443	52.472	54.583	56.779

Fonte: Autoria Própria

Tabela 24. EVTE faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW com 75% de financiamento

Ano de Operação				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço da Energia (R\$/MWh)	R\$ 194	R\$ 202	R\$ 210	R\$ 218	R\$ 227	R\$ 236	R\$ 245	R\$ 255	R\$ 266	R\$ 276	R\$ 287	R\$ 299	R\$ 311
Índice de Reajuste (IPCA)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
MW médios contratados				13,1									
Energia MWh/ano				114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756
Faturamento Bruto				R\$ 25.042	R\$ 26.044	R\$ 27.086	R\$ 28.169	R\$ 29.296	R\$ 30.468	R\$ 31.687	R\$ 32.954	R\$ 34.272	R\$ 35.643
PIS e Cofins				-914	-951	-989	-1.028	-1.069	-1.112	-1.157	-1.203	-1.251	-1.301
CSLL e IRPJ				-923	-960	-1.000	-1.041	-1.083	-1.128	-1.174	-1.222	-1.271	-1.323
TFSEE				-13	-13	-14	-14	-15	-15	-16	-16	-17	-18
Operação e Manutenção				-1.148	-1.193	-1.241	-1.291	-1.342	-1.396	-1.452	-1.510	-1.571	-1.633
Ambiente / Administração / Eventuais				-803	-835	-869	-904	-940	-977	-1.016	-1.057	-1.099	-1.143
Seguros				-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455
Juros				-907	-850	-792	-734	-676	-617	-557	-497	-437	-376
Amortização				-7.169	-7.226	-7.284	-7.342	-7.400	-7.459	-7.519	-7.579	-7.639	-7.700
Capital de Terceiro		56.873	56.873										
Capital Próprio		18.958	18.958										
Fluxo de Caixa Líquido	0	-75.831	-75.831	12.712	13.560	14.443	15.361	16.316	17.309	18.341	19.415	20.532	21.694

Fonte: Autoria Própria

Tabela 25. EVTE faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW com 75% de financiamento.

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
R\$ 323	R\$ 336	R\$ 349	R\$ 363	R\$ 378	R\$ 393	R\$ 409	R\$ 425	R\$ 442	R\$ 460	R\$ 478	R\$ 497	R\$ 517	R\$ 538	R\$ 559	R\$ 582	R\$ 605	R\$ 629	R\$ 654	R\$ 681
4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756
R\$ 37.069	R\$ 38.552	R\$ 40.094	R\$ 41.698	R\$ 43.365	R\$ 45.100	R\$ 46.904	R\$ 48.780	R\$ 50.731	R\$ 52.761	R\$ 54.871	R\$ 57.066	R\$ 59.349	R\$ 61.723	R\$ 64.191	R\$ 66.759	R\$ 69.429	R\$ 72.207	R\$ 75.095	R\$ 78.099
-1.353	-1.407	-1.463	-1.522	-1.583	-1.646	-1.712	-1.780	-1.852	-1.926	-2.003	-2.083	-2.166	-2.253	-2.343	-2.437	-2.534	-2.636	-2.741	-2.851
-1.377	-1.433	-1.492	-1.552	-1.615	-1.681	-1.749	-1.820	-1.894	-1.970	-2.050	-2.133	-2.219	-2.309	-2.402	-2.499	-2.600	-2.705	-2.815	-2.928
-19	-19	-20	-21	-22	-23	-23	-24	-25	-26	-27	-29	-30	-31	-32	-33	-35	-36	-38	-39
-1.699	-1.767	-1.837	-1.911	-1.987	-2.067	-2.149	-2.235	-2.325	-2.418	-2.514	-2.615	-2.720	-2.828	-2.942	-3.059	-3.182	-3.309	-3.441	-3.579
-1.189	-1.237	-1.286	-1.338	-1.391	-1.447	-1.505	-1.565	-1.627	-1.692	-1.760	-1.831	-1.904	-1.980	-2.059	-2.141	-2.227	-2.316	-2.409	-2.505
-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455
-314	-253	-190	-127	-64															
-7.761	-7.823	-7.886	-7.949	-8.012															
22.902	24.158	25.465	26.823	28.237	37.782	39.311	40.900	42.554	44.273	46.061	47.921	49.855	51.866	53.958	56.134	58.396	60.750	63.197	65.742

Fonte: Autoria Própria

Tabela 26. EVTE faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW com 50% de financiamento.

Ano de Operação				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço da Energia (R\$/MWh)	R\$ 194	R\$ 202	R\$ 210	R\$ 218	R\$ 227	R\$ 236	R\$ 245	R\$ 255	R\$ 266	R\$ 276	R\$ 287	R\$ 299	R\$ 311
Índice de Reajuste (IPCA)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
MW médios contratados				13,1									
Energia MWh/ano				114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756
Faturamento Bruto				R\$ 25.042	R\$ 26.044	R\$ 27.086	R\$ 28.169	R\$ 29.296	R\$ 30.468	R\$ 31.687	R\$ 32.954	R\$ 34.272	R\$ 35.643
PIS e Cofins				-914	-951	-989	-1.028	-1.069	-1.112	-1.157	-1.203	-1.251	-1.301
CSLL e IRPJ				-923	-960	-1.000	-1.041	-1.083	-1.128	-1.174	-1.222	-1.271	-1.323
TFSEE				-13	-13	-14	-14	-15	-15	-16	-16	-17	-18
Operação e Manutenção				-1.148	-1.193	-1.241	-1.291	-1.342	-1.396	-1.452	-1.510	-1.571	-1.633
Ambiente / Administração / Eventuais				-803	-835	-869	-904	-940	-977	-1.016	-1.057	-1.099	-1.143
Seguros				-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455
Juros				-605	-567	-528	-489	-450	-411	-371	-331	-291	-251
Amortização				-4.779	-4.817	-4.856	-4.894	-4.933	-4.973	-5.012	-5.052	-5.093	-5.133
Capital de Terceiro		37.916	37.916										
Capital Próprio		37.916	37.916										
Fluxo de Caixa Líquido	0	-75.831	-75.831	15.404	16.252	17.135	18.053	19.008	20.001	21.033	22.107	23.224	24.386

Fonte: Autoria Própria

Tabela 27. EVTE faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW com 50% de financiamento.

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
R\$ 323	R\$ 336	R\$ 349	R\$ 363	R\$ 378	R\$ 393	R\$ 409	R\$ 425	R\$ 442	R\$ 460	R\$ 478	R\$ 497	R\$ 517	R\$ 538	R\$ 559	R\$ 582	R\$ 605	R\$ 629	R\$ 654	R\$ 681
4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756	114.756
R\$ 37.069	R\$ 38.552	R\$ 40.094	R\$ 41.698	R\$ 43.365	R\$ 45.100	R\$ 46.904	R\$ 48.780	R\$ 50.731	R\$ 52.761	R\$ 54.871	R\$ 57.066	R\$ 59.349	R\$ 61.723	R\$ 64.191	R\$ 66.759	R\$ 69.429	R\$ 72.207	R\$ 75.095	R\$ 78.099
-1.353	-1.407	-1.463	-1.522	-1.583	-1.646	-1.712	-1.780	-1.852	-1.926	-2.003	-2.083	-2.166	-2.253	-2.343	-2.437	-2.534	-2.636	-2.741	-2.851
-1.377	-1.433	-1.492	-1.552	-1.615	-1.681	-1.749	-1.820	-1.894	-1.970	-2.050	-2.133	-2.219	-2.309	-2.402	-2.499	-2.600	-2.705	-2.815	-2.928
-19	-19	-20	-21	-22	-23	-23	-24	-25	-26	-27	-29	-30	-31	-32	-33	-35	-36	-38	-39
-1.699	-1.767	-1.837	-1.911	-1.987	-2.067	-2.149	-2.235	-2.325	-2.418	-2.514	-2.615	-2.720	-2.828	-2.942	-3.059	-3.182	-3.309	-3.441	-3.579
-1.189	-1.237	-1.286	-1.338	-1.391	-1.447	-1.505	-1.565	-1.627	-1.692	-1.760	-1.831	-1.904	-1.980	-2.059	-2.141	-2.227	-2.316	-2.409	-2.505
-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455	-455
-210	-168	-127	-85	-43															
-5.174	-5.216	-5.257	-5.299	-5.341															
25.594	26.850	28.157	29.515	30.929	37.782	39.311	40.900	42.554	44.273	46.061	47.921	49.855	51.866	53.958	56.134	58.396	60.750	63.197	65.742

Fonte: Autoria Própria

Apêndice B – *Paybacks*

Tabela 28. Payback faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 75% de financiamento.

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Payback Simples (Saldo)	0	-7.072	-14.144	-13.138	-12.061	-10.909	-9.679	-8.369	-6.973	-5.491	-3.917	-2.251	-486	1.379
Anos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Meses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 29. Payback faixa de operação de 1 MW a 5 MW com 50% de financiamento.

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Payback Simples (Saldo)	0	-7.072	-14.144	-12.887	-11.559	-10.156	-8.675	-7.113	-5.467	-3.733	-1.909	9
Anos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Meses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12

Fonte: Autoria Própria

Tabela 30. Payback faixa de operação de 5,1 MW a 10 MW com 75% de financiamento

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Payback Simples (Saldo)	0	-31.647	-63.294	-58.764	-53.911	-48.723	-43.185	-37.285	-31.008	-24.337	-17.259	-9.756	-1.811	6.592
Anos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Meses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3

Fonte: Autoria Própria

Tabela 31. Payback faixa de operação de 5,1 MW a 10 MW com 50% de financiamento.

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Payback Simples (Saldo)	0	-31.647	-63.294	-57.640	-51.664	-45.352	-38.692	-31.668	-24.267	-16.473	-8.271	355
Anos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Meses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12

Fonte: Autoria Própria

Tabela 32. Payback faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW com 75% de financiamento

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Payback Simples (Saldo)	0	-34.147	-68.294	-62.879	-57.094	-50.926	-44.358	-37.375	-29.960	-22.095	-13.763	-4.945	4.378
Anos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Meses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6

Fonte: Autoria Própria

Tabela 33. Payback faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW com 50% de financiamento

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Payback Simples (Saldo)	0	-34.147	-68.294	-61.666	-54.670	-47.289	-39.509	-31.314	-22.687	-13.610	-4.066	5.964
Anos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Meses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5

Fonte: Autoria Própria

Tabela 34. Payback faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW com 75% de financiamento

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Payback Simples (Saldo)	0	-51.535	-103.070	-94.104	-84.548	-74.379	-63.573	-52.103	-39.944	-27.067	-13.445	954
Anos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Meses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11

Fonte: Autoria Própria

Tabela 35. Payback faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW com 50% de financiamento

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Payback Simples (Saldo)	0	-51.535	-103.070	-92.274	-80.889	-68.891	-56.255	-42.956	-28.967	-14.261	1.191
Anos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Meses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	11

Fonte: Autoria Própria

Tabela 36. Payback faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW com 75% de financiamento

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Payback Simples (Saldo)	0	-54.284	-108.569	-96.349	-83.397	-69.683	-55.178	-39.849	-23.663	-6.587	11.416
Anos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Meses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	4

Fonte: Autoria Própria

Tabela 37. Payback faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW com 50% de financiamento

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Payback Simples (Saldo)	0	-54.284	-108.569	-94.422	-79.542	-63.902	-47.469	-30.213	-12.101	6.902
Anos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Meses		0	0	0	0	0	0	0	0	8

Fonte: Autoria Própria

Tabela 38. Payback faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW com 75% de financiamento

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Payback Simples (Saldo)	0	-75.831	-151.662	-138.951	-125.390	-110.947	-95.586	-79.271	-61.962	-43.621	-24.205	-3.673	18.020
Anos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Meses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2

Fonte: Autoria Própria

Tabela 39. Payback faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW com 50% de financiamento

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Payback Simples (Saldo)	0	-75.831	-151.662	-136.259	-120.007	-102.872	-84.819	-65.811	-45.810	-24.777	-2.670	20.554
Anos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Meses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Fonte: Autoria Própria

Apêndice C – Investimentos e Megawatts médios contratados

Quadro 1. Empreendimentos na faixa de operação de 1 MW a 5 MW.

ID Resultado Vendedor	Leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Fonte	Investimento (R\$)	Potência (MW)	Energia Contratada no ano A (MW médio)
1294	10ºLEN	Energia Nova	FIGUEIRAO	Hidrelétrica (PCH)	14.104.350,00	1,274	0,8
0731	21ºLEN	Energia Nova	GEOMECANICA	Hidrelétrica (PCH)	14.182.690,00	2,680	1,2

Fonte: CCEE, 2019

Quadro 2. Empreendimentos na faixa de operação de 5,1 MW a 10 MW.

ID Resultado Vendedor	Leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Fonte	Investimento (R\$)	Potência (MW)	Energia Contratada no ano A (MW médio)
1285	10ºLEN	Energia Nova	ESTIVADINHO	Hidrelétrica (PCH)	68.465.540,00	9,900	6,29
1347	10ºLEN	Energia Nova	MANTOVILLIS	Hidrelétrica (PCH)	29.643.900,00	5,200	3
0435	22ºLEN	Energia Nova	FORTUNA II	Hidrelétrica (PCH)	59.341.760,00	9,000	4,6
0478	22ºLEN	Energia Nova	JACARE	Hidrelétrica (PCH)	56.317.360,00	9,000	4,9
0308	23ºLEN	Energia Nova	CACHIMBO ALTO	Hidrelétrica (PCH)	67.458.370,00	9,810	5,9
0394	23ºLEN	Energia Nova	EGP FAZ	Hidrelétrica (PCH)	162.600.730,00	7,360	4,9
0663	23ºLEN	Energia Nova	RECANTO	Hidrelétrica (PCH)	39.499.480,00	9,110	5,3
0301	25ºLEN	Energia Nova	FOCKINK	Hidrelétrica (PCH)	23.022.300,00	10,000	5,0

Fonte: CCEE, 2019

Quadro 3. Empreendimentos na faixa de operação de 10,1 MW a 15 MW

ID Resultado Vendedor	Leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Fonte	Investimento (R\$)	Potência (MW)	Energia Contratada no ano A (MW médio)
1395	10ºLEN	Energia Nova	POCO FUNDO	Hidrelétrica (PCH)	74.416.000,00	14,000	6,48
1396	10ºLEN	Energia Nova	PB	Hidrelétrica (PCH)	37.566.930,00	10,172	5,23
0578	18ºLEN	Energia Nova	MUTUM	Hidrelétrica (PCH)	68.460.000,00	14,000	1,2
0408	22ºLEN	Energia Nova	DORES DE GUANHAES	Hidrelétrica (PCH)	85.761.310,00	14,000	7,1
0733	22ºLEN	Energia Nova	SENHORA DO PORTO	Hidrelétrica (PCH)	68.015.160,00	12,000	6,5
0218	23ºLEN	Energia Nova	PRATA	Hidrelétrica (PCH)	54.182.000,00	13,050	5,6
0220	23ºLEN	Energia Nova	PRATA	Hidrelétrica (PCH)	61.145.000,00	13,300	5,9
0577	23ºLEN	Energia Nova	NOVA GUAPORE ENERGETICA	Hidrelétrica (PCH)	95.780.000,00	13,964	9,0
0721	23ºLEN	Energia Nova	SÃO LUIZ	Hidrelétrica (PCH)	66.937.890,00	10,500	4,3

Fonte: CCEE, 2019

Quadro 4. Empreendimentos na faixa de operação de 15,1 MW a 20 MW

ID Resultado Vendedor	Leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Fonte	Investimento (R\$)	Potência (MW)	Energia Contratada no ano A (MW médio)
0611	02ºLEN	Energia Nova	PERFORMANCE	Hidrelétrica (PCH)	49.581.780,00	19,000	11,0
0622	02ºLEN	Energia Nova	PERFORMANCE	Hidrelétrica (PCH)	44.502.490,00	20,000	11,0
0330	10ºLEN	Energia Nova	MEGA ENERGIA	Hidrelétrica (PCH)	98.801.400,00	17,000	7,0
0482	10ºLEN	Energia Nova	MEGA ENERGIA	Hidrelétrica (PCH)	100.539.160,00	20,000	9,0
0676	10ºLEN	Energia Nova	MEGA ENERGIA	Hidrelétrica (PCH)	97.814.050,00	17,000	7,0
1114	10ºLEN	Energia Nova	ATEN	Hidrelétrica (PCH)	140.122.000,00	18,000	9,82
1380	10ºLEN	Energia Nova	TRD E COBRAPAR	Hidrelétrica (PCH)	110.852.020,00	15,800	6,68
0393	16ºLEN	Energia Nova	EGP FAZENDA	Hidrelétrica (PCH)	126.336.230,00	19,500	9,1
0425	18ºLEN	Energia Nova	FAZENDA VELHA	Hidrelétrica (PCH)	68.541.970,00	16,500	6,7
0984	21ºLEN	Energia Nova	SAVANA	Hidrelétrica (PCH)	193.606.480,00	19,000	13,4

Fonte: CCEE, 2019

Quadro 5. Empreendimentos na faixa de operação de 20,1 MW a 25 MW

ID Resultado Vendedor	Leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Fonte	Investimento (R\$)	Potência (MW)	Energia Contratada no ano A (MW médio)
0576	01ºLEN	Energia Nova	PERFORMANCE	Hidrelétrica (PCH)	77.433.240,00	21,000	12,0
0620	02ºLEN	Energia Nova	PIEDADE	Hidrelétrica (PCH)	38.694.920,00	21,690	7,0
0706	02ºLEN	Energia Nova	SANTA CRUZ POWER	Hidrelétrica (PCH)	108.527.730,00	24,300	21,0
0606	08ºLEN	Energia Nova	CESA (ENERGEST)	Hidrelétrica (PCH)	32.412.070,00	22,500	1,0
0623	10ºLEN	Energia Nova	EMAE	Hidrelétrica (PCH)	118.998.700,00	25,000	16,0
1337	10ºLEN	Energia Nova	JUINA	Hidrelétrica (PCH)	169.360.460,00	24,419	16,93
0537	16ºLEN	Energia Nova	PCH MATA VELHA	Hidrelétrica (PCH)	178.544.660,00	24,000	12,7
0219	18ºLEN	Energia Nova	ALUPAR	Hidrelétrica (PCH)	142.410.110,00	23,000	6,0
0503	20ºLEN	Energia Nova	LAJARI	Hidrelétrica (PCH)	110.737.540,00	20,880	9,0

Fonte: CCEE, 2019

Quadro 6. Empreendimentos na faixa de operação de 25,1 MW a 30 MW

ID Resultado Vendedor	Leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Fonte	Investimento (R\$)	Potência (MW)	Energia Contratada no ano A (MW médio)
0450	01ºLEN	Energia Nova	PERFORMANCE	Hidrelétrica (PCH)	77.433.240,00	27,000	16,0
0634	02ºLEN	Energia Nova	EPPP	Hidrelétrica (PCH)	113.722.000,00	28,030	21,0
0678	02ºLEN	Energia Nova	CESA	Hidrelétrica (PCH)	110.686.000,00	29,000	16,0
0305	16ºLEN	Energia Nova	EGP CABEÇA DE BOI	Hidrelétrica (PCH)	188.169.560,00	29,683	13,6
0983	16ºLEN	Energia Nova	ALUPAR	Hidrelétrica (PCH)	204.796.000,00	28,500	13,1
1006	16ºLEN	Energia Nova	SANTA HELENA ENERGIA	Hidrelétrica (PCH)	149.483.000,00	29,300	16,7
0739	18ºLEN	Energia Nova	OMEGA SERRA DAS AGULHAS	Hidrelétrica (PCH)	125.667.440,00	28,000	11,7
0764	18ºLEN	Energia Nova	TBL	Hidrelétrica (PCH)	21.856.700,00	29,330	7,0
0279	21ºLEN	Energia Nova	ATIAIA	Hidrelétrica (PCH)	158.653.000,00	27,150	16,5
0291	21ºLEN	Energia Nova	BOA VISTA	Hidrelétrica (PCH)	168.531.330,00	26,500	14,0
0985	21ºLEN	Energia Nova	PHOENIX	Hidrelétrica (PCH)	267.987.130,00	28,000	19,2
0304	23ºLEN	Energia Nova	EGP APC	Hidrelétrica (PCH)	171.765.340,00	30,000	4,2
0738	23ºLEN	Energia Nova	SIGMA ENERGIA	Hidrelétrica (PCH)	125.667.440,00	30,000	1,1
0763	23ºLEN	Energia Nova	TBL	Hidrelétrica (PCH)	110.852.020,00	29,328	5,3
0614	26ºLEN	Energia Nova	EECO JACUTINGA	Hidrelétrica (PCH)	191.412.330,00	28,000	16,4
0982	26ºLEN	Energia Nova	VERDE 08	Hidrelétrica (PCH)	239.915.840,00	30,000	18,2

Fonte: CCEE, 2019