UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

LUCAS VASCONCELLOS DE MENDONÇA

ENERGIA ELÉTRICA EÓLICA NO BRASIL: UMA ANÁLISE DE MERCADO

JUIZ DE FORA
2019

LUCAS VASCONCELLOS DE MENDONÇA

ENERGIA ELÉTRICA EÓLICA NO BRASIL: UMA ANÁLISE DE MERCADO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Produção.

Orientadora: Professora D. Sc. Cristina Márcia Barros de Castro

JUIZ DE FORA

2019

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração
automática da Biblioteca Universitária da UFJF,
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Mendonça, Lucas Vasconcellos de.
Energia Elétrica Eólica no Brasil: uma análise de mercado / Lucas Vasconcellos de Mendonça. -- 2019.
56 p. : il.

Orientadora: Cristina Márcia Barros de Castro
Coorientador: Bruno Milanez
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Juiz de Fora, ICE/Engenharia, 2019.

1. Energia eólica. 2. Políticas governamentais. 3. Análise de investimento. I. Castro, Cristina Márcia Barros de , orient. II. Milanez, Bruno, coorient. III. Título.

LUCAS VASCONCELLOS DE MENDONÇA

ENERGIA ELÉTRICA EÓLICA NO BRASIL: UMA ANÁLISE DE MERCADO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Produção.

Aprovado em 9 de julho de 2019

BANCA EXAMINADORA

Professora D. Sc. Cristina Márcia Barros de Castro (Orientadora)
Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)

Professor D. Sc. Bruno Milanez (Co-Orientador)
Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)

Professor D. Sc. Antônio Ângelo Missiagia Picorone
Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar gostaria de agradecer imensamente a minha família, em especial minha mãe Maria José e meu pai Jorge Berg pelo apoio incondicional e sempre se esforçando ao máximo para deixar tudo mais fácil. Gostaria de agradecer também a uma das pessoas mais importantes na minha vida: minha namorada e parceira nesta caminhada da vida Luiza Rodrigues, por todo apoio, paciência, pelas inúmeras alegrias e por tornar tudo mais sereno e feliz no meu coração. Não posso me esquecer dos meus grandes amigos dos grupos Wololo e F.R.I.E.N.D.S que demonstram que não é necessário laços familiares para que o sentimento de irmãos sejam criados. Agradeço muito a vocês pelas inúmeras motivações, grupos de estudos, grandes histórias e muitas risadas. Não tenho dúvidas que este laço persistirá pelo resto da vida.

Durante este período acadêmico tive experiências que me transformaram não apenas em um futuro bom profissional, como também em um ser humano melhor. SEEPRO, Escritório de Projetos da UFJF, Intercâmbio... é impossível não agradecer a Universidade Federal de Juiz de Fora por proporcionar esse tipo de experiência única e enriquecedora. Aproveito para agradecer a minha orientadora Professora D. Sc. Cristina Márcia Barros de Castro, por toda ajuda e atenção durante este período. Este trabalho não teria saído tão fluidamente sem o seu enorme suporte. Agradeço também ao professor D. Sc. Bruno Milanez não apenas por seus conselhos enriquecedores para o trabalho como também por suas aulas, que nos faz lembrar e manter sempre em consciência que antes de Engenheiros, somos Humanos e que nunca devemos deixar princípios de vida primordiais serem substituídos por valores materiais.

Por fim, mas não menos importante, gostaria de agradecer a todas as pessoas que me influenciaram a me tornar não somente um bom profissional como também em uma pessoa melhor: Fabricio Costa, Kahan Monteiro, Helio Mescollotti, Manoel Quirino, Rafael Carvalho e Ana Paula Barbosa. Cada um de vocês a sua maneira me inspiram e me motivam a ser sempre uma pessoa melhor que ontem e pior que amanhã. Sem vocês a minha jornada teria sido extremamente vaga.

RESUMO

O trabalho tem como objetivo fazer uma análise do mercado de energia eólica no Brasil. Para tal foi realizada uma análise sobre as políticas implantadas pelo Governo Federal e de que maneira elas influenciaram o mercado, além do cálculo comparativo do *Payback* e da Taxa Interna de Retorno (TIR) de um projeto Hidrelétrico e Eólico. Foi constatado que a energia eólica foi mais influenciada pelo contexto de crise que o mundo atravessava do que pelas políticas implementadas pelo Governo Federal. Além disso, as análises de *Payback* e do TIR demonstram que o projeto eólico proporcionam resultados muito melhores ao comparar com um projeto hidrelétrico.

Palavras-chave: energia eólica, políticas governamentais, análise de investimento.

ABSTRACT

The following work aims to make a brief analysis of the wind energy market in Brazil. For that, an analysis of the policies implemented by the Federal Government was made and it was verified how they influenced the local market, as well as the comparative calculation of the payback and Internal Rate of Return (IRR) of a Hydroelectric and Wind project. It was found that wind energy was more influenced by the world crisis context than the local policies by themselves. In addition, payback and IRR analysis demonstrate that the wind project provides better values when compared to a hydroelectric project.

Keywords: Wind Energy, Governamental Policies, Investment Analysis

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Percentual de Consumo de energia por classe 15
Figura 2: Tipo de energia consumido no setor de Transportes 16
Figura 3: Emissões totais por classe no ano de 2017 16
Figura 4: Composição da oferta de energia elétrica interna brasileira 19
Figura 5: Participação das Fontes na Capacidade Instalada 20
Figura 6: Evolução da Capacidade Instalada (MW) por fonte 21
Figura 7: Crescimento percentual da capacidade instalada por fonte de 2007 a 2016 22
Figura 8: O Sistema Interligado Nacional 23
Figura 9: Sistema Isolado 24
Figura 10: Nova estrutura do setor elétrico no Brasil 25
Figura 11: Relação entre os agentes do mercado de energia 27
Figura 12: Número de agentes na categoria Geração entre os anos 2000 e 2017 28
Figura 13: Número de agentes na categoria Distribuição entre os anos 2000 e 2017 28
Figura 14: Número de agentes na categoria Comercialização entre os anos 2000 e 2017 29
Figura 15: Fluxograma do processo de leilão 30
Figura 16: Funções Custo Total, Custo Imediato e Custo Futuro 34
Figura 17: Preço dos Leilões de Energia Eólica 37
Figura 18: Capacidade Instalada (MW) e perspectiva para o futuro no Brasil 38
Figura 19: Capacidade Instalada por região brasileira no ano de 2019 39
Figura 20: Percentual da Capacidade Instalada por região brasileira 39
Figura 21: Potencial eólico brasileiro 40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Consumo de Energia Elétrica por Setor 20
Tabela 2: Comparativo entre as modalidades Regulada e Livre de Contratação 32
Tabela 3: Usinas por ambiente de contratação 41
Tabela 4: Participação Estatal e Privada nos Projetos 41
Tabela 5: Número de Empreendimentos de Energia Eólica contratados na primeira fase do PROINFA 44
Tabela 6: Expectativa de Contratação e Contratação Final por fonte na primeira fase do PROINFA 44
Tabela 7: Resumo dos projetos selecionados 45
Tabela 8: Resultados obtidos do Projeto Eólico 46
Tabela 9: Resultados obtidos do Projeto Hidrelétrico 46

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ABEEOLICA: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA

ACL: AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

ACR: AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA

ANEEL: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

BEN: BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL

CCEE: CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CEPEL: CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA

CMSE: COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

CNPE: CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA

EPE: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

IBGE: INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA

IPCA: ÍNDICE NACIONAL DE PREÇOS AO CONSUMIDOR AMPLO

IGP-M: ÍNDICE GERAL DE PREÇOS DO MERCADO

FCI: FUNÇÃO CUSTO IMEDIATO

FCF: FUNÇÃO CUSTO FUTURO

MMA: MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE

MME: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

MW: MEGAWATT

ONS: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO

PCH: PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA

PLD: PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

PROINFA: PROGRAMA DE INCENTIVO AS FONTES ALTERNATIVAS

SIN: SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

TIR: TAXA INTERNA DE RETORNO

VPL: VALOR PRESENTE LÍQUIDO

SUMÁRIO

1.0 INTRODUÇÃO 14

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 14
1.2 JUSTIFICATIVA 15
1.3 ESCOPO DO TRABALHO 17
1.4 ELABORAÇÃO DOS OBJETIVOS 18
1.5 DEFINIÇÃO DA METODOLOGIA 18
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO 18

2.0 O SISTEMA DE ENERGIA BRASILEIRO 19

2.1 BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 19
2.2 PANORAMA GERAL DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO 22
2.3 O NOVO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO 24
2.4 FORMAS DE CONTRATAÇÃO 29
2.4.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR) 29
2.4.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) 32
2.5 MERCADO DE CURTO PRAZO 33
2.5.1 METODOLOGIAS DE PLANEJAMENTO E FUNÇÕES CUSTO 33

3.0 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL 36

3.1 POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO 36
3.1.1 PROINFA 36
3.2 EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL 38

4.0 ANÁLISE DE INVESTIMENTO 42

4.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO 42
4.2 PAYBACK 42
4.3 TAXA INTERNA DE RETORNO 43

5.0 AVALIAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA EÓLICA 44

5.1 AVALIAÇÃO DAS POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO 44
5.2 ANÁLISE DE INVESTIMENTO: ENERGIA EÓLICA E ENERGIA CONVENCIONAL 45
5.2.1 ANÁLISE DO PAYBACK E TAXA INTERNA DE RETORNO: 46
5.3 RESULTADOS ALCANÇADOS 47

6.0 CONCLUSÕES 48

REFERÊNCIAS 49

ANEXO A – TERMO DE AUTENTICIDADE 51

ANEXO B – FLUXO DE CAIXA PROJETO UNAÍ BAIXO 52

ANEXO C – FLUXO DE CAIXA PROJETO SETE GAMELEIRAS 53

1.0 INTRODUÇÃO

O mundo vem passando por uma transição energética. Após a 21ª Conferência das Partes das Nações Unidas, 195 países assinaram o Acordo de Paris com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (MMA, 2019). Neste contexto, o Brasil se comprometeu em reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% (abaixo dos níveis apurados em 2005 até 2025) e com perspectiva de reduzir em 43% até o ano de 2030 (MMA, 2019). Para alcançar este nível de redução, o Brasil tem como meta buscar uma participação de aproximadamente 45% das fontes energéticas renováveis em sua matriz energética até o ano de 2030 (MMA, 2019). No ano de 2017 a matriz energética brasileira, de acordo com os dados do Ministério de Minas e Energia, era composta por 19,6% de energias não-renováveis e 80,4% de energias renováveis. Comparando com o restante do mundo, as fontes renováveis representam aproximadamente 22,8% do total da energia produzida no mesmo período (EPE, 2018).

Cada vez mais as energias renováveis vêm ganhando competitividade em função da diminuição dos custos de sua tecnologia (GORINI, 2018) e, dentro deste contexto de aumento de competitividade, uma fonte energética que está em grande expansão no Brasil e que já representa a terceira fonte na matriz energética nacional no ano de 2017 é a energia eólica (ABEEÓLICA, 2018). Este crescimento ocorre muito em função das características dos ventos brasileiros: estáveis e sem grandes mudanças de velocidade e direção (ABEEÓLICA, 2018). Esta característica é uma das justificativas para o aumento da capacidade instalada nos últimos anos: saindo de uma capacidade instalada de menos de 1 Gigawatt (GW) no ano de 2010 para 13,4 GW no ano de 2018 (ABEEÓLICA, 2018). Este crescimento expressivo se torna uma motivação para o presente trabalho, que tem como preocupação em proporcionar uma avaliação do mercado atual de energia eólica no país.

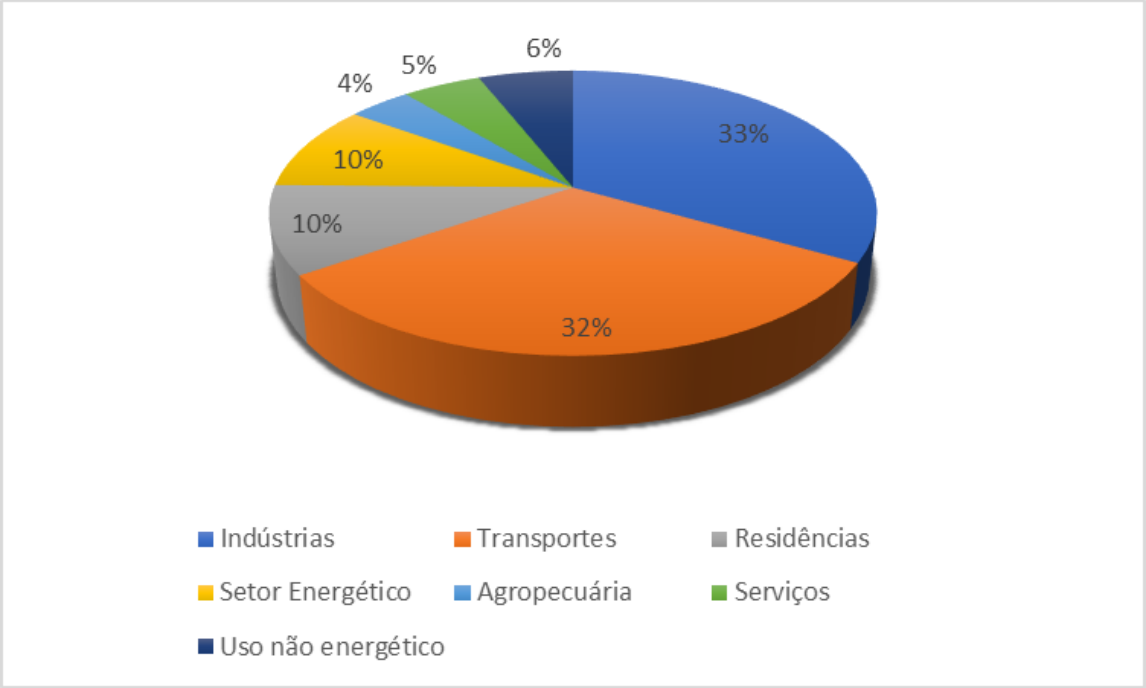
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No Brasil, os custos de investimento em energia eólica caíram aproximadamente 38% entre os anos de 2001 e 2016 (GORINI, 2018). A queda do investimento necessário juntamente com as novas tecnologias aplicadas nas turbinas implicou, consequentemente, no aumento da capacidade de geração de energia. Adiciona-se ainda a força dos ventos brasileiros, que levam a uma alta produtividade. No Brasil, o fator capacidade (ou seja, a relação entre a geração média e a potência instalada) da eólica é de aproximadamente 45%, valor maior que a média mundial, que está em aproximadamente 25% (ABEEÓLICA, 2018). Dessa maneira, o Brasil possui um grande potencial em desenvolver este mercado.

1.2 JUSTIFICATIVA

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), as indústrias consomem 33,3% da energia gerada, com base no ano de 2017 (EPE, 2018). Em seguida o setor de Transportes representa 32% do consumo de energia (EPE, 2018), como pode ser visto na Figura 1:

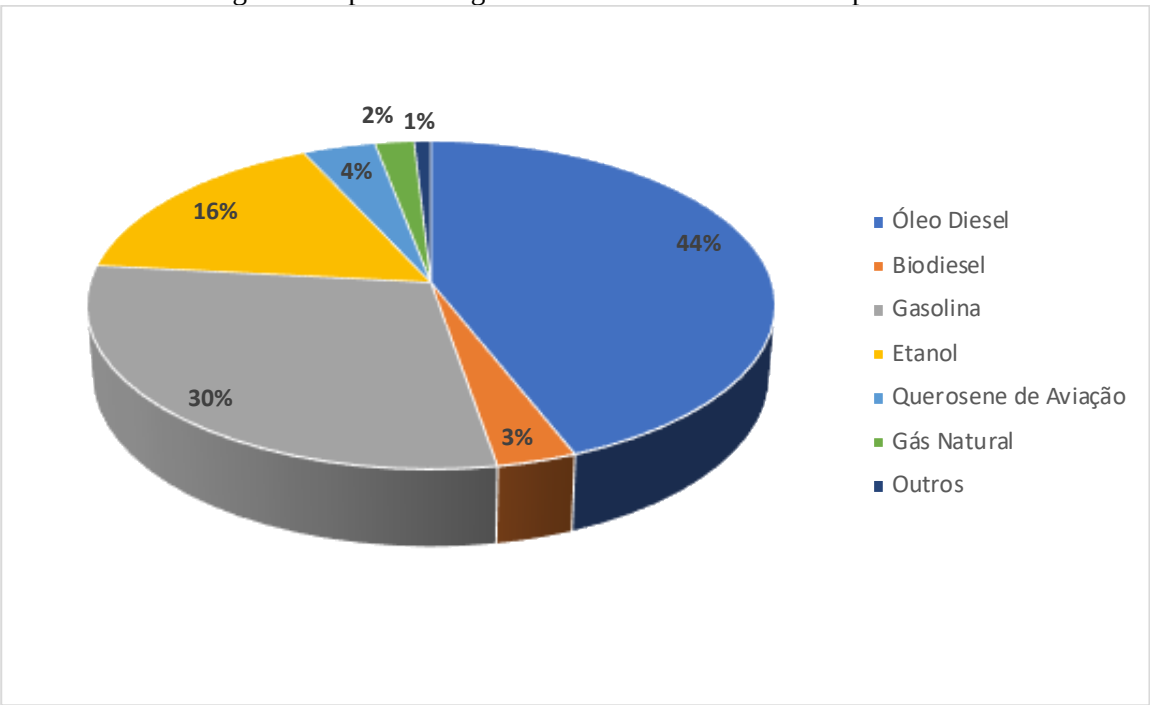
Figura 1: Percentual de Consumo de energia por classe



Fonte: do autor a partir de EPE (2018).

Conforme é possível verificar na Figura 2, o setor de transportes utiliza primariamente de combustíveis fósseis. Dessa maneira, o presente trabalho não irá explorar com mais detalhes o setor de Transportes.

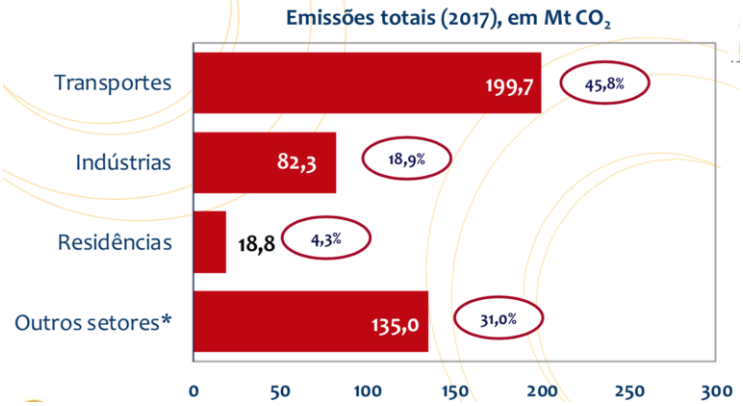
Figura 2: Tipo de energia consumido no setor de Transportes



Fonte: do autor a partir de EPE (2018).

Como pode ser observado na figura 3, as Indústrias também eram responsáveis por 18,9% das emissões de gás carbônico no ambiente no ano de 2017. Assim, a análise do mercado de energia renovável, em especial a eólica, pode auxiliar as empresas a investir em energias renováveis, contrabalanceando com os seus impactos ambientais.

Figura 3: Emissões totais por classe no ano de 2017



Fonte: EPE (2018)

A análise do mercado de energia eólica e as suas perspectivas para o futuro podem servir também como incentivo a um aumento no seu investimento para que aumente sua viabilidade. De acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA, 2018), a fonte eólica apresenta inúmeros ganhos sociais e ambientais como a não emissão direta de CO2 na atmosfera na geração de energia e o fato de sua produção ser capaz de coexistir com outras atividades.

De acordo com o Sistema FIRJAN, o custo da energia elétrica para pequenas e médias empresas pode representar mais de 40% dos custos de produção (FIRJAN, 2017). Tal fato motivou este trabalho de conclusão de curso a compreender a dinâmica do mercado de energia e, considerando as transições que o mundo vem seguindo, analisar uma fonte de energia renovável que vem ganhando relevância no país. Este trabalho pode então, encontrar as razões que a Energia Eólica vem ganhando destaque no Brasil.

1.3 ESCOPO DO TRABALHO

O presente trabalho é fundamentado por pesquisas que possibilitem a avaliação do mercado de energia eólica após a implantação do novo modelo de mercado de energia brasileira. Para tal, serão utilizadas diversas bibliografias para que seja possível proporcionar um bom embasamento teórico.

Além disso, o trabalho irá avaliar as políticas do governo após a implementação do Novo Modelo do Setor Elétrico e analisar os benefícios concedidos às fontes renováveis. A partir disso, uma análise de investimento será realizada comparando um projeto de Usina Eólica e um projeto de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) com capacidades semelhantes. Essas usinas foram consideradas por serem projetos vencedores do 2º leilão de Fontes Alternativas que ocorreu em 2010, tendo início de operação em 2013. Esta análise de investimento levou em consideração algumas premissas para o cálculo em função da falta de dados: os custos de operação de ambas as usinas não foram encontrados e, por esta razão, assumiu-se que apresentariam valores próximos, sendo portanto desprezados da análise. Além disso não estão sendo consideradas variações nos preços de mercado de energia, de modo que a receita seja constante durante todo o período analisado. Outro fato desconsiderado na análise foi a possibilidade de renovação dos contratos dos empreendimentos, de modo que a depreciação ocorresse somente dentro do prazo do contrato. As receitas de ambos os projetos foram corrigidos pelo índice IPCA do respectivo ano.

1.4 ELABORAÇÃO DOS OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho de conclusão de curso é avaliar o impacto das políticas de incentivo as fontes renováveis adotadas pelo Governo Federal na geração de Energia Eólica, além da aplicação de técnicas de análise de investimento para avaliar um projeto de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e um projeto Eólico.

Os objetivos específicos possuem como ponto de partida realizar uma breve análise histórica do mercado de energia brasileiro a partir da implantação do novo modelo, apresentando as principais características do setor e a relação entre os principais agentes do mercado. Após isso, será avaliado o crescimento da energia eólica no país com as políticas adotadas pelo governo ao longo dos anos. Por fim, este trabalho busca realizar uma análise comparativa entre o investimento de um projeto Eólico e um projeto de PCH e dessa forma avaliar qual projeto possui um retorno melhor.

1.5 DEFINIÇÃO DA METODOLOGIA

Este trabalho pode ser separado em duas partes. Na primeira parte, a natureza é descritiva e exploratória, buscando avaliar os impactos das políticas de incentivo implementadas pelo governo. Na segunda parte, a natureza pode ser considerada aplicada, uma vez que uma análise de investimento é realizada para que seja possível concluir qual projeto oferece melhores condições. Por esta razão, a abordagem do presente trabalho será qualitativa e quantitativa.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

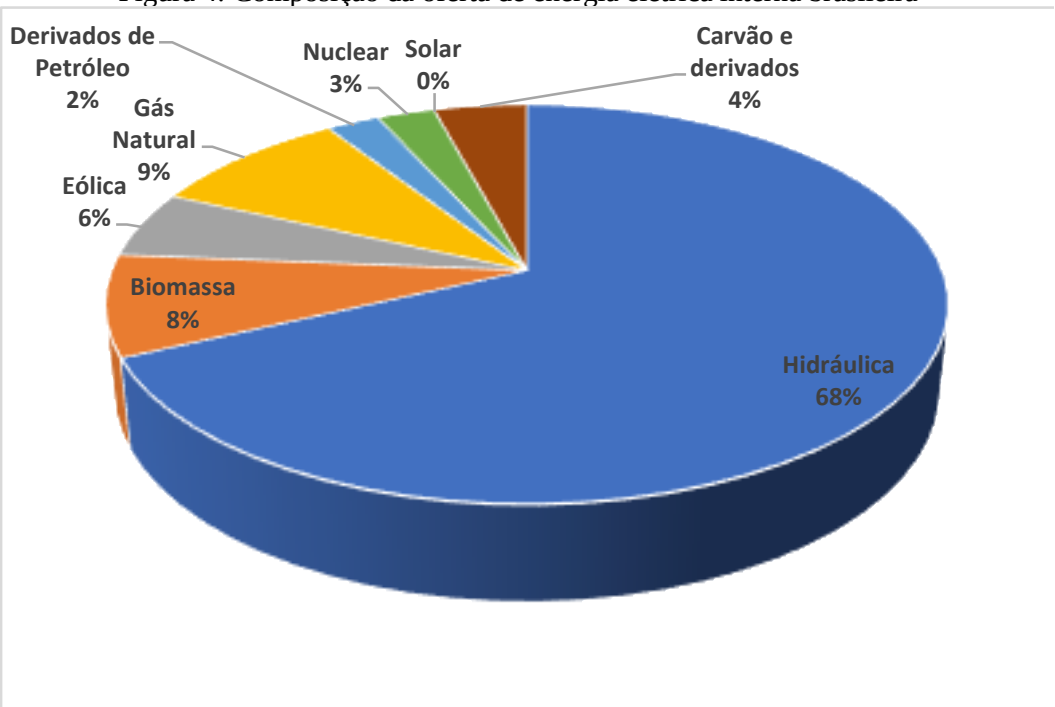
O presente trabalho é composto por 6 capítulos. No primeiro capítulo será exposto uma breve introdução sobre o tema, bem como a metodologia, a justificativa e a definição da metodologia. No capítulo subsequente, será realizada uma revisão bibliográfica sobre o assunto, abordando os principais referenciais teóricos a serem utilizados no trabalho. Posteriormente será realizado o desenvolvimento da pesquisa, buscando associar os elementos teóricos e práticos da pesquisa, onde será explorado as políticas de incentivo propostas pelo Governo Federal bem como a realização da análise de investimento. Por fim, o último capítulo apresenta a conclusão do trabalho, buscando oferecer uma perspectiva do mercado de energia eólica no Brasil e propostas para pesquisas futuras.

2.0 O SISTEMA DE ENERGIA BRASILEIRO

2.1 BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL

Tendo como base o Relatório do Balanço de Energético Nacional de 2017 (ano base 2016), a oferta interna de energia elétrica brasileira possui a seguinte a estrutura, conforme a figura 4:

Figura 4: Composição da oferta de energia elétrica interna brasileira



Fonte: do autor a partir de EPE (2017)

A partir da análise da figura 4, observa-se que o Brasil possui uma estrutura energética predominantemente renovável, com grande destaque para a geração hidráulica que corresponde a 68% do total gerado. Do ponto de vista dos consumidores, a Tabela 1 ilustra o seu histórico:

Tabela 1: Consumo de Energia Elétrica por Setor

%

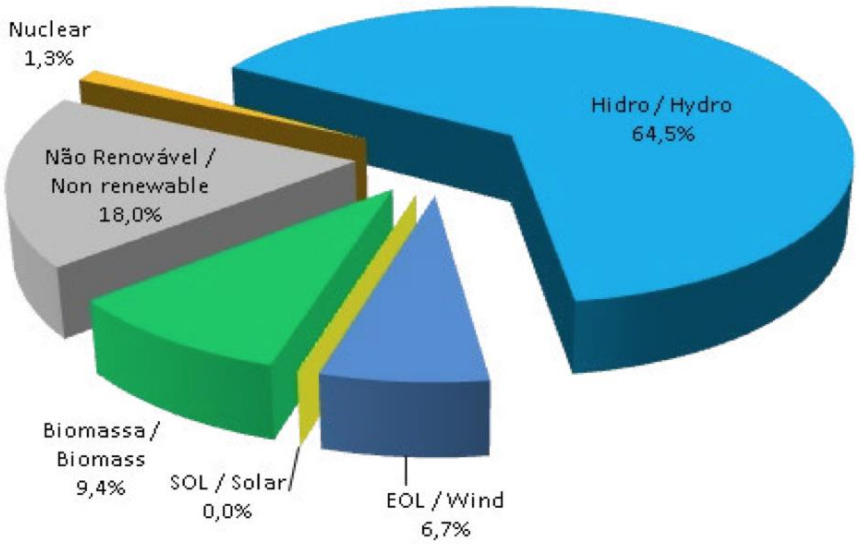
SETORES	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	*SECTORS*
CONSUMO FINAL (10^3 tep)	35.443	36.829	36.638	39.964	41.363	42.861	44.373	46.005	45.096	44.705	*FINAL CONSUMPTION (10^3 toe)*
SETOR ENERGÉTICO	4,2	4,3	4,3	5,8	5,0	5,3	5,8	5,8	6,1	5,7	*ENERGY SECTOR*
RESIDENCIAL	22,1	22,3	23,6	23,1	23,3	23,6	24,2	24,7	25,0	25,6	*RESIDENTIAL*
COMERCIAL	14,2	14,6	15,5	15,0	15,4	16,0	16,4	16,9	17,4	17,2	*COMMERCIAL*
PÚBLICO	8,2	8,1	8,3	8,0	7,9	8,0	8,0	8,5	8,3	8,3	*PUBLIC*
AGROPECUÁRIO	4,3	4,3	4,2	4,1	4,5	4,7	4,6	5,0	5,1	5,3	*AGRICULTURE AND LIVESTOCK*
TRANSPORTES	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	*TRANSPORTATION*
INDUSTRIAL	46,7	46,1	43,8	43,8	43,5	42,1	40,7	38,7	37,7	37,6	*INDUSTRIAL*
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	*TOTAL*

Fonte: EPE (2017)

De maneira geral, o consumo de energia elétrica apresentou uma queda de 0,9% no ano de 2016 comparado ao ano anterior, sendo influenciado especialmente pelo setor industrial que apresentou uma queda de 1,3% no consumo de energia em relação ao ano anterior.

No que tange a capacidade instalada, pode-se observar através da figura 5 que as fontes renováveis corresponderam a mais de 80% da capacidade no país no ano de 2017, sendo a energia eólica responsável por 6,7%.

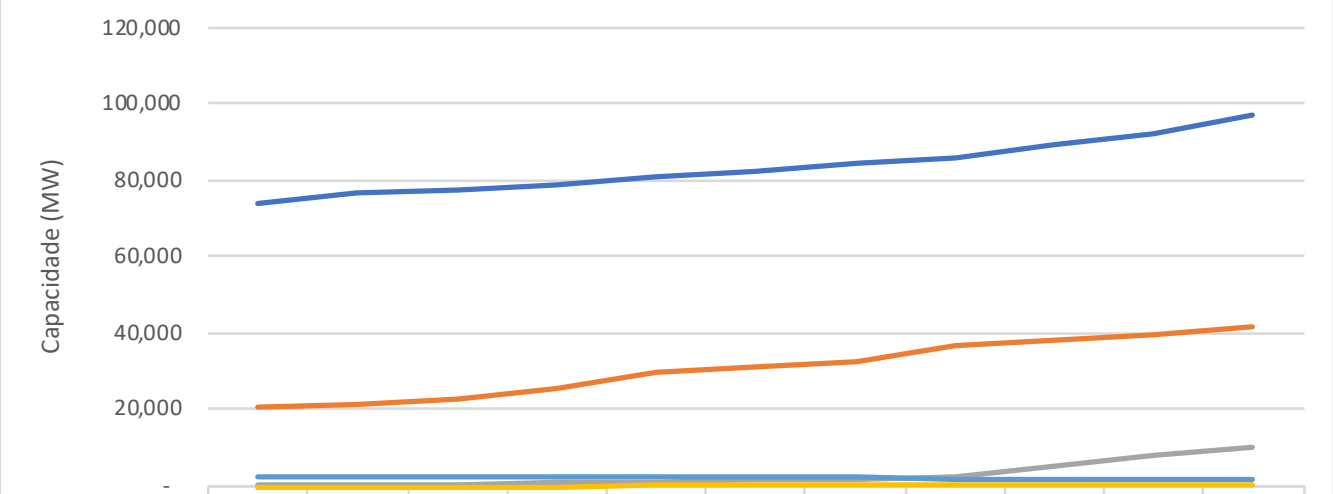
Figura 5: Participação das Fontes na Capacidade Instalada



Fonte: EPE (2017)

Do ano de 2015 para 2016 houve um aumento na capacidade instalada brasileira de 9.479MW. As usinas hidráulicas foram as que mais influenciaram, contribuindo com 55,6% deste aumento. Além delas, é importante destacar a influência das usinas solares e eólicas, que representaram 26,3% deste aumento na capacidade do ano de 2016 (EPE, 2017). Na figura 6 é possível observar a evolução da capacidade instalada das principais fontes no Brasil:

Figura 6: Evolução da Capacidade Instalada (MW) por fonte

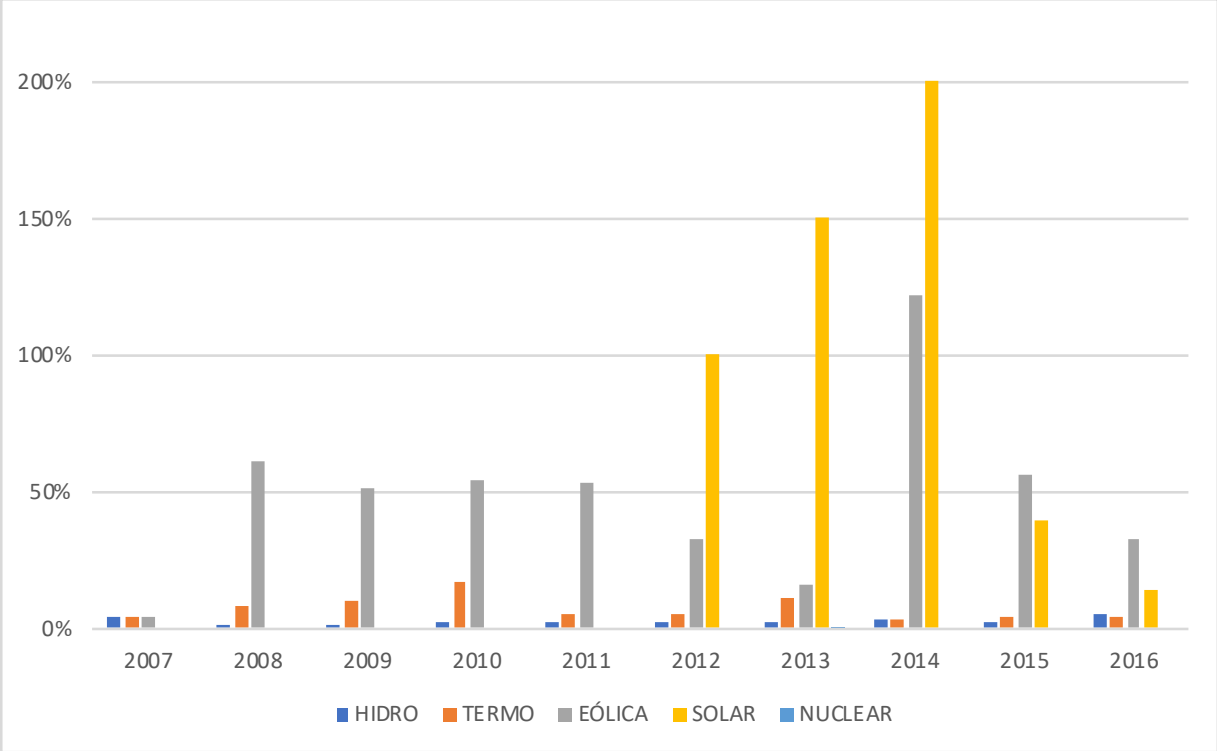


	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
HIDRO	73,678	76,869	77,545	78,610	80,703	82,459	84,294	86,018	89,193	91,650	96,925
TERMO	20,372	21,229	22,999	25,350	29,689	31,243	32,778	36,528	37,827	39,563	41,275
EÓLICA	237	247	398	602	927	1,425	1,892	2,202	4,888	7,633	10,124
SOLAR	-	-	-	-	1	1	2	5	15	21	24
NUCLEAR	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	1,990	1,990	1,990	1,990

Fonte: do autor a partir de EPE (2017).

A figura 7 demonstra o crescimento percentual por fonte entre os anos de 2007 e 2016. Por meio da análise da figura 7, é visível que os crescimentos mais expressivos decorrem da energia eólica e da energia solar, com um crescimento médio neste período de 48% e 84% respectivamente.

Figura 7: Crescimento percentual da capacidade instalada por fonte de 2007 a 2016

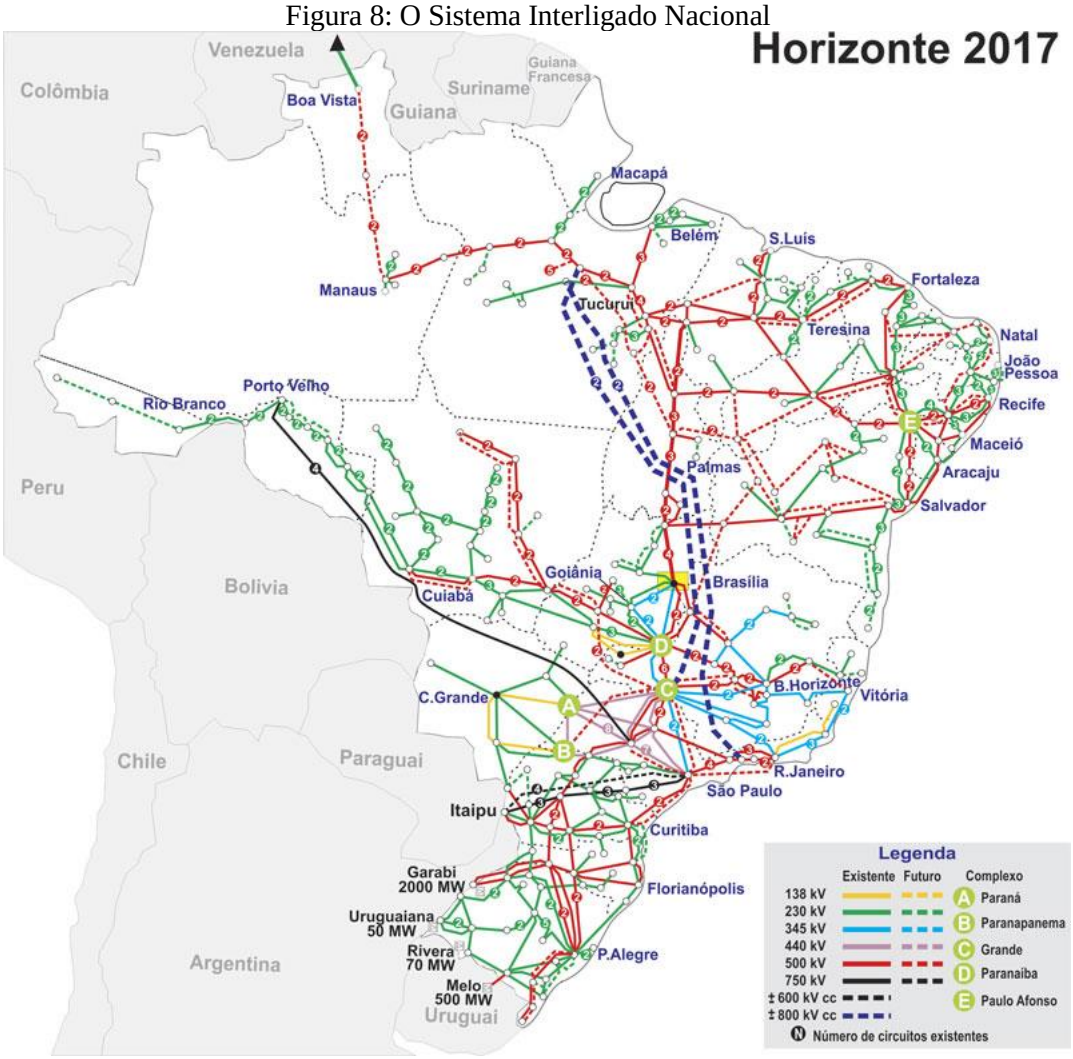


Fonte: do autor a partir de EPE(2017).

2.2 PANORAMA GERAL DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O Brasil por ser considerado o sexto país mais populoso do mundo de acordo com estimativas do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE,2019), faz com que cada região brasileira (Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul) possuam certas particularidades no que tange os sistemas de geração, transmissão e distribuição. Tais particularidades facilitam ou dificultam ao acesso da população da região à energia elétrica. Para a geração e transmissão de energia elétrica, o país conta com o Sistema Interligado Nacional (SIN) (ANEEL, 2008). Tal sistema abrange a maior parte do território brasileiro e é composta pelos subsistemas: Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. O SIN abrange 96,6% de toda a capacidade de energia elétrica produzida no país. Este sistema interligado é de fundamental importância para o fornecimento de energia em períodos de estiagem, pois permite que uma localidade com reservatórios mais cheios possa enviar energia elétrica para uma outra região que possui reservatórios mais vazios (ANEEL, 2008). A figura 8 torna visível a abrangência do SIN e sua inter-relação:

Figura 8: O Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS (2015)

Existem ainda sistemas de menor porte que não são conectados ao SIN, sendo chamados de Sistemas Isolados. Estes sistemas se concentram especialmente na Região Amazônica, onde as características geográficas da região dificultam a construção de linhas de transmissão que possam conectar ao SIN (ANEEL, 2008a). A figura 9 apresenta a distribuição do Sistema Isolado na região Amazônica.

Além disso, o Sistema Isolado é abastecido primariamente por usinas térmicas movidas a óleo diesel e óleo combustível. Este fato torna o custo de produção de energia superior ao da energia gerada pelo SIN. Outro fato que contribui para um custo mais elevado são as dificuldades logísticas e de abastecimento dessas localidades, o que pressiona o custo dos fretes dos combustíveis (ANEEL, 2008). Assim, para que os consumidores do Sistema Isolado possuam os mesmos benefícios dos consumidores inseridos no SIN foi criada a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis, encargo que subsidia a compra dos óleos diesel e de combustível usado na geração de energia (ANEEL, 2008).

Figura 9: Sistema Isolado

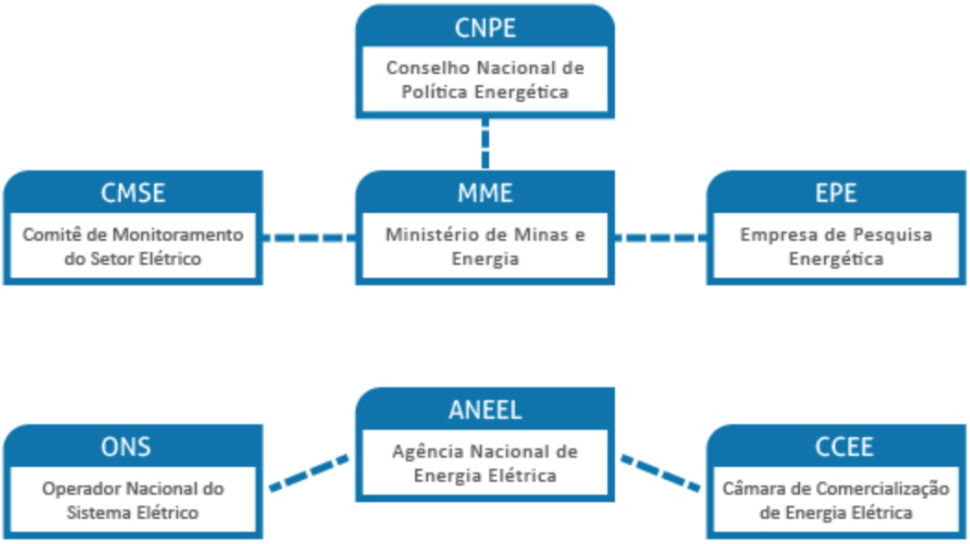
Fonte: ANEEL (2008a)

2.3 O NOVO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO

O ano de 2004 foi marcado por mudanças no setor elétrico brasileiro. Neste ano ocorreu a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, através da Lei n. 10.848/2004 que criou novas instituições e alterou as funções das instituições existentes. O Novo Modelo do Setor Elétrico se diferencia dos antigos modelos por objetivar simultaneamente três alvos principais do serviço público de energia: universalização dos serviços de

energia, segurança no abastecimento e modicidade tarifária (TOLMASQUIM, 2011). Na figura 10 é possível ver como está a nova estrutura do setor.

Figura 10: Nova estrutura do setor elétrico no Brasil



Fonte: CCEE (2018)

Os órgãos apresentados na figura 10 estão descritos abaixo:

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): este órgão tem como principal função formular políticas e diretrizes de energia que possibilitem o suprimento de insumos energéticos a todas as regiões do Brasil. Além disso, o CNPE deve revisar periodicamente as matrizes energéticas das regiões do país e, assim estabelecer diretrizes para programas específicos conforme a necessidade de cada região.
- Ministério de Minas e Energia (MME): é o órgão que tem como função conduzir as políticas energéticas do país. O MME possui como obrigação formular e implementar políticas do setor energético conforme as diretrizes formadas pelo CNPE.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): órgão coordenado diretamente pelo MME e tem como objetivo acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico nacional.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): instituição vinculada ao MME e possui como principal atribuição prestar serviços na área de estudos e pesquisas para o desenvolvimento e o planejamento do setor energético.

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): instituição responsável por controlar, operar e supervisionar a geração de energia no SIN. Além disso, tem como função administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): é a agência que tem como principal função regular e fiscalizar a produção, distribuição e geração de energia.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): órgão responsável pela operação do mercado de energia elétrica.

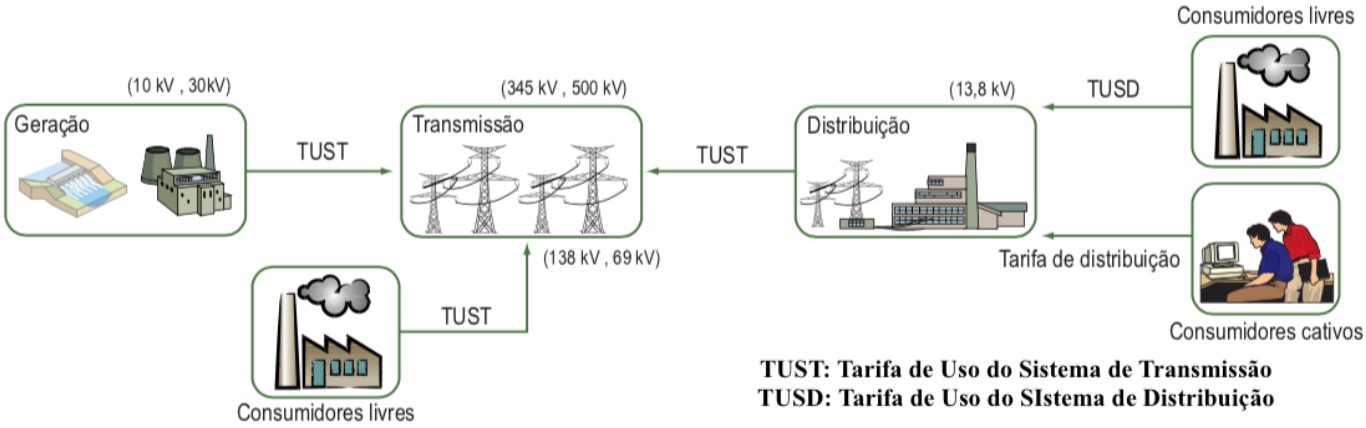
Além da nova estrutura, uma das principais alterações provocadas pelo Novo Modelo foi a mudança do critério usado para a concessão de novos empreendimentos de geração. No atual modelo, foi estabelecido o Modelo de Contratação Multilateral, ou seja, não há uma empresa que centraliza as compras de energia elétrica, mas sim uma gama de empresas que, tendo ocorrido o processo de licitação dos empreendimentos de geração, assinariam contratos bilaterais com o agente vencedor da licitação. Estes agentes vencedores são responsáveis pelo pagamento de uma receita permitida, proporcional à energia adquirida (TOLMASQUIM, 2011). Outro diferencial do novo modelo foi a adoção de dois ambientes para firmar os contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), nos quais participam consumidores (sendo eles livres e especiais), geradoras de energia (podem ser classificadas também como Produtores Independentes de Energia e Autoprodutores), comercializadores e distribuidores (CCEE, 2018a). Tais agentes são descritos da seguinte maneira:

- Consumidores Livres: consumidor que pode escolher o seu fornecedor de energia por meio de livre negociação. Um consumidor é considerado livre quando a sua demanda mínima é de 3 Megawatt (MW).
- Consumidores Especiais: consumidor com uma demanda entre 500 kilowatt (kW) e 3 MW que pode adquirir sua energia de qualquer fornecedor, desde que esta energia seja oriunda de fontes incentivadas, como a eólica, biomassa ou solar.
- Comercializadores: são os agentes que compra a energia por meio de contratos feitos no ACL, podendo vender esta energia a outros comercializadores, geradores ou aos consumidores livres e especiais no próprio ACL ou ainda vender para os distribuidores por meio de leilões no ACR.
- Produtores Independentes de Energia: agentes individuais que possuem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia.

- Autoprodutores: agentes que possuem concessão, permissão ou autorização para produzirem energia para si mesmos e venderem eventuais excedentes de energia, desde que haja autorização da ANEEL.
- Distribuidores: basicamente são as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Em função das regulamentações vigentes, todos os distribuidores são obrigados a participar do ACR, assinando contratos de energia com os preços resultantes dos leilões.

As atividades de Distribuição e Transmissão são setores que apresentam regulamentação, uma vez que se enquadram como Monopólio Natural. Dessa maneira, cabe a ANEEL celebrar estes contratos e fiscalizar a sua execução (TOLMASQUIM, 2011). A atividade de geração de energia pode ser considerada competitiva, uma vez que os seus agentes podem vender energia tanto no ACR quanto no ACL. Os agentes de geração não podem desenvolver atividades de distribuição, conforme a Lei n. 10.848/2004. Por fim, os agentes de comercialização são os que possuem a devida autorização para a compra e venda de energia no SIN. Estes agentes atuam como intermediadores entre os geradores e os consumidores, tendo como objetivo reduzir os custos das transações e permitir o atendimento dos consumidores conforme suas necessidades. Eles possuem um papel importante na estabilização do preço da energia no mercado (TOLMASQUIM, 2011). De maneira básica pode-se estabelecer a relação entre estes agentes a partir da figura 11:

Figura 11: Relação entre os agentes do mercado de energia

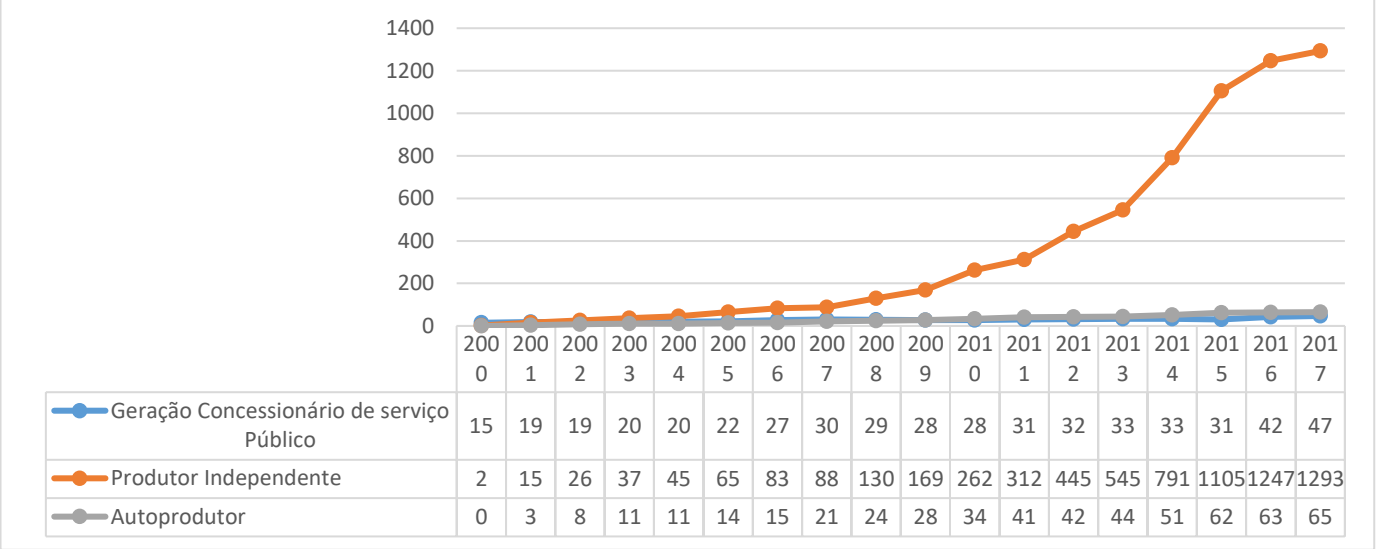


Fonte: ANEEL (2008a)

A Tarifa de Uso do Sistema do Sistema de Distribuição (TUSD) é basicamente um valor monetário (em R$/MW ou em R$/kW) estabelecido pela ANEEL que é empregado para realizar o faturamento mensal dos usuários do sistema de distribuição de energia elétrica por seu uso. Já a Tarifa de Uso do Sistema de

Transmissão (TUST) é uma tarifa cobrada pelo uso dos sistemas de transmissão. O número de agentes no setor elétrico brasileiro durante os anos de 2000 e 2017 podem ser observados nas imagens 12, 13 e 14:

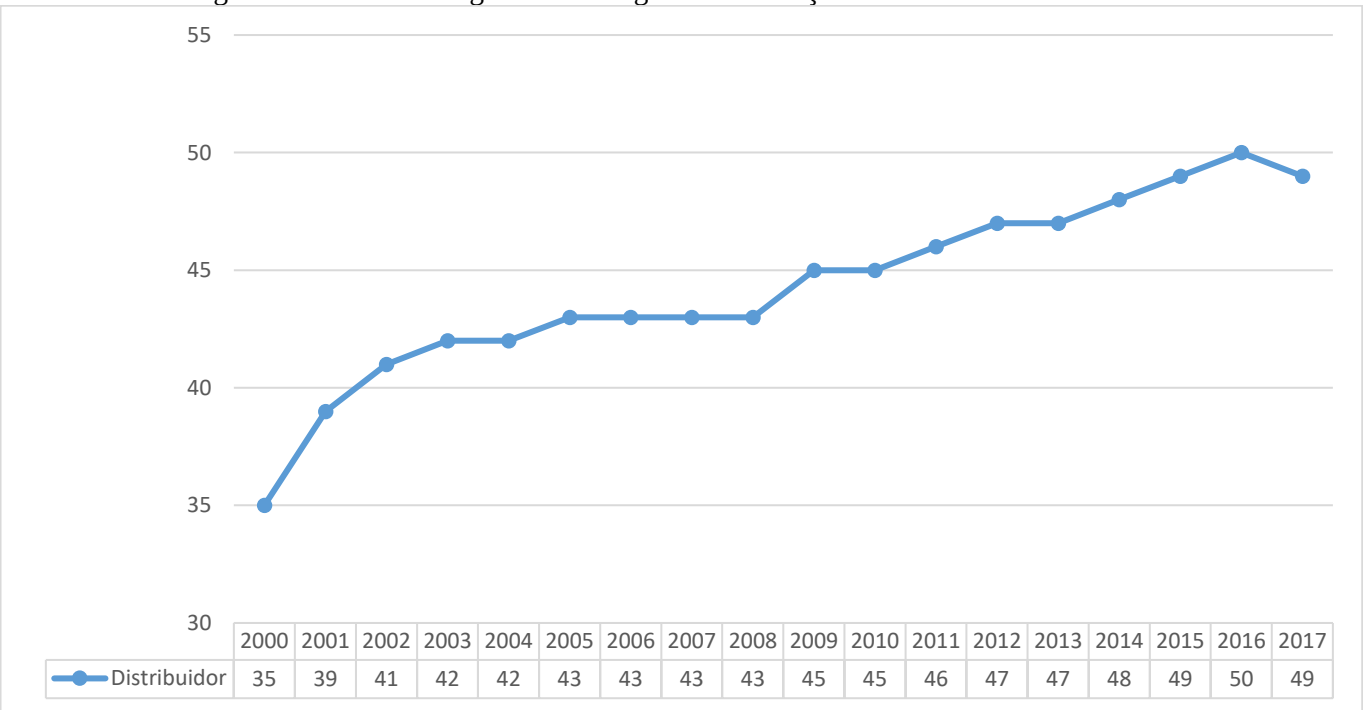
Figura 12: Número de agentes na categoria Geração entre os anos 2000 e 2017



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Geração Concessionário de serviço Público	15	19	19	20	20	22	27	30	29	28	28	31	32	33	33	31	42	47
Produtor Independente	2	15	26	37	45	65	83	88	130	169	262	312	445	545	791	1105	1247	1293
Autoprodutor	0	3	8	11	11	14	15	21	24	28	34	41	42	44	51	62	63	65

Fonte: do autor, adaptado de CCEE (2018)

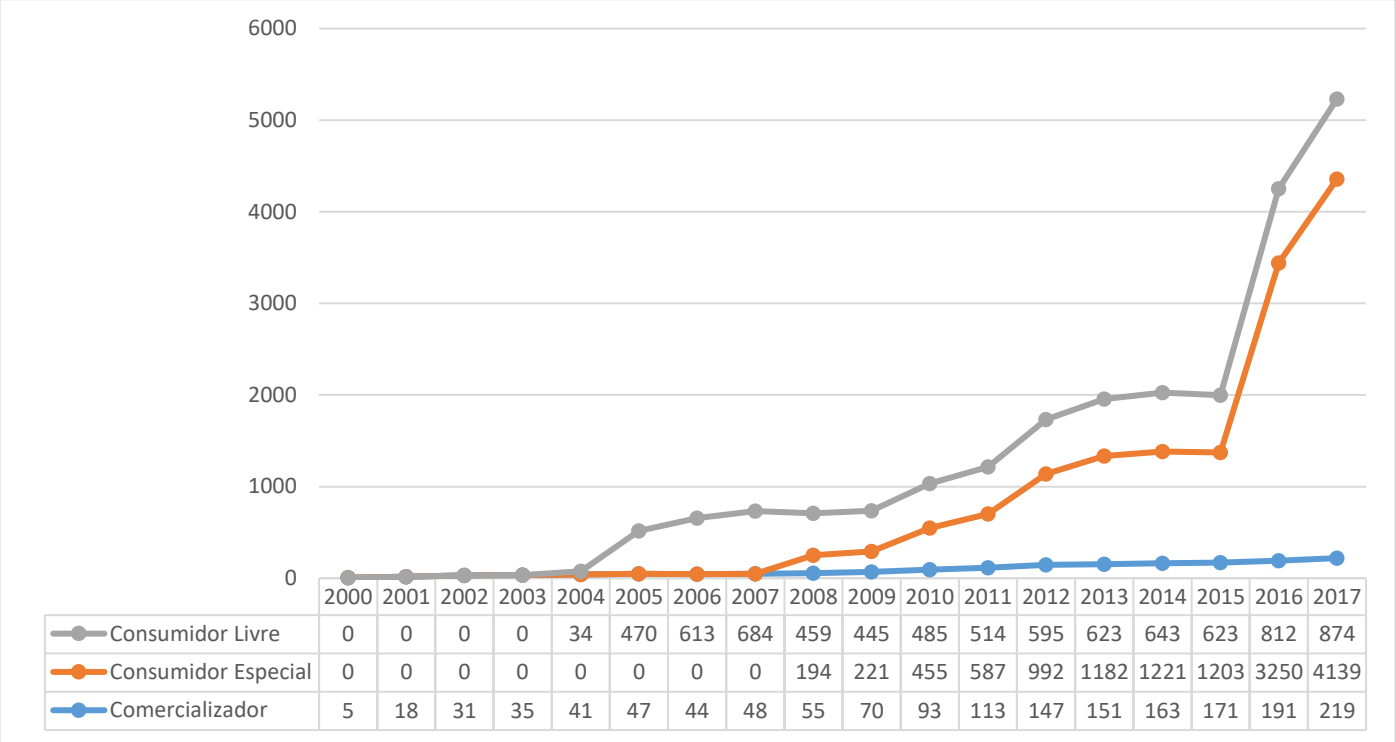
Figura 13: Número de agentes na categoria Distribuição entre os anos 2000 e 2017



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Distribuidor	35	39	41	42	42	43	43	43	43	45	45	46	47	47	48	49	50	49

Fonte: do autor, adaptado de CCEE (2018)

Figura 14: Número de agentes na categoria Comercialização entre os anos 2000 e 2017



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Consumidor Livre	0	0	0	0	34	470	613	684	459	445	485	514	595	623	643	623	812	874
Consumidor Especial	0	0	0	0	0	0	0	0	194	221	455	587	992	1182	1221	1203	3250	4139
Comercializador	5	18	31	35	41	47	44	48	55	70	93	113	147	151	163	171	191	219

Fonte: do autor, adaptado de CCEE (2018)

Analisando as imagens acima, observa-se um crescimento exponencial em praticamente todos os segmentos a partir do ano de 2015. Tal fato decorre especialmente da remoção de subsídios concedidos ao setor no ano de 2012 somado aos bons níveis dos reservatórios na época, o que contribuiu para tornar o setor elétrico mais atrativo (MELO, 2018).

2.4 FORMAS DE CONTRATAÇÃO

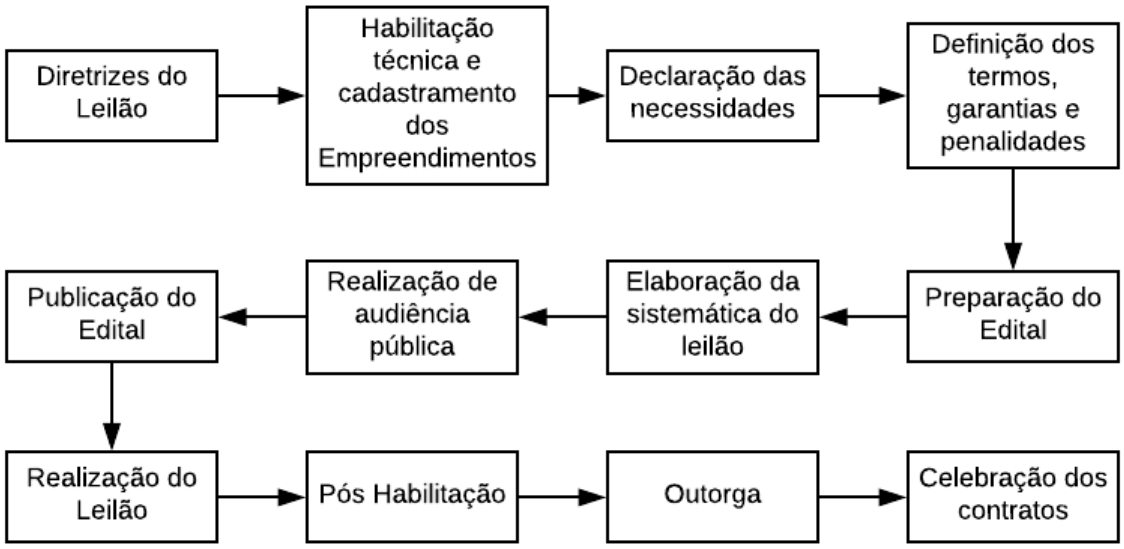
Através do decreto 5.163/2004 as formas de comercialização de energia elétrica foram atualizadas, sendo possível a comercialização de energia através dos seguintes ambientes de contratação: regulado e livre.

2.4.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

Neste ambiente de contratação de longo prazo tem-se como compradores as distribuidoras e como vendedoras, as geradoras de energia elétrica. O prazo para entrega da energia vendida é previsto para que ocorra em um, três ou cinco anos após a data em que o leilão foi realizado, sendo estes chamados, respectivamente de A-1, A-3 e A-5 (ANEEL, 2008b).

O Ministério de Minas e Energia estipula as datas dos leilões que são realizados pela Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além disso, por meio de portarias o Ministério de Minas e Energia estipula um preço máximo para o Megawatthora (MWh) que será ofertado tendo como consideração também qual a fonte da energia (no caso, térmica ou hídrica). Estes leilões são divididos em duas modalidades, os leilões de energia existente e os leilões de energia nova. A divisão em duas modalidades tem o intuito de conservar a modicidade tarifária, uma vez que impede que a energia de usinas já existentes, com os investimentos já amortizados, sejam vendidas ao preço de energia nova que é mais cara, já que necessita recuperar o investimento feito na usina (TOLMASQUIM, 2011). Os leilões de energia obedecem ao fluxograma apresentado na figura 15:

Figura 15: Fluxograma do processo de leilão



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de TOLMASQUIM (2011)

- **Diretrizes do leilão:** Através de portarias do Ministério de Minas e Energia as diretrizes são veiculadas, definindo como será a sistemática do leilão, a data que o leilão será realizado, a modalidade contratual, o início da operação e o prazo para entrega da declaração de necessidades pelos compradores distribuidores.
- **Habilitação técnica e cadastramento dos Empreendimentos:** O Ministério de Minas e Energia deve informar com antecedência o prazo de cadastro e habilitação técnica dos projetos na EPE para todos os interessados em participar do leilão.

- **Declaração das necessidades:** Os distribuidores devem entregar a declaração das necessidades dentro do prazo estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia.
- **Distribuição dos termos, garantias e penalidades:** O Ministério de Minas e Energia, juntamente com a ANEEL devem definir os termos, garantias e as penalidades que os participantes estarão sujeitos.
- **Preparação do edital:** Nesta etapa, a ANEEL define os termos, garantias e as outras condições do edital.
- **Elaboração da sistemática do leilão:** O Ministério de Minas e Energia juntamente com o EPE elaboram a sistemática do leilão.
- **Realização de audiência pública:** A ANEEL realiza uma audiência pública.
- **Publicação do edital**
- **Realização do Leilão**
- **Pós Habilitação:** Nesta etapa é realizado o exame das condições financeiras, técnicas e jurídicas do empreendedor. Tal exame pode ser realizado antes ou depois do leilão.
- **Outorga:** Em caso de uso de bem público, após a realização do Leilão, cabe a ANEEL instruir e encaminhar ao Ministério de Minas e Energia, os processos de outorga de concessão ou sua autorização. Caso ocorra a concessão, cabe ao Presidente da República publicar o decreto e ao Ministério de Minas e Energia celebrar os contratos.
- **Celebração dos contratos**

Os leilões de energia existente são relativos as produções de usinas já existentes e os volumes estipulados na contratação são entregues no ano seguinte ao da licitação (classificação A-1). Além disso, eles possuem como objetivo atender a demanda de carga das concessionárias de distribuição. Já os leilões de energia nova correspondem a produção de usinas em processo de concessão ou que já foram outorgadas pelas Aneel e se encontram em fase de construção ou planejamento. Os prazos de entrega dos volumes estipulados na contratação são mais longos, geralmente de três a cinco anos (classificações A-3 e A-5) (ANEEL, 2008b).

De acordo com a Lei 10.848/2004 (BRASIL, 2004), os processos licitatórios de energias de usinas já existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas devem ser específicos para cada tipo de contratação. O leilão de fontes alternativas, como a energia eólica, é o único processo onde a especificação de energia nova ou existente não é aplicado. Além destes leilões os seguintes leilões ocorrem no ACR (CCEE, 2018c):

- Leilão Estruturante: leilão realizado para empreendimentos que possuem prioridade de licitação e implantação, conforme estratégia e interesse público. Este leilão busca assegurar o atendimento nacional de energia elétrica e sua confiabilidade.

- Leilão de Energia de Reserva: leilão criado com o objetivo de aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN. Esta energia de reserva é contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo. Este tipo de energia pode ser utilizado apenas por consumidores livres e especiais, agentes de distribuição, geração e de exportação.
- Leilão de Ajuste: estes leilões visam ajustar a contratação de energia pelos distribuidores, lidando com possíveis desvios ocorridos da diferença entre as previsões feitas pelas distribuidoras em leilões passados e o real comportamento do mercado. Os contratos firmados são de curta duração (entre três meses e dois anos).

2.4.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

Neste ambiente de contratação, a negociação de preços, duração, condições de entrega e cláusulas contratuais entre compradores e vendedores ocorrem de maneira livre. Para participar desta modalidade, as empresas geradoras devem ser enquadradas como Produtores Independentes de Energia (PIE) e a parte compradora deve possui uma demanda superior a 0,5 MW para consumo próprio. As transações entre ambos são intermediadas por empresas comercializadoras, que possuem o objetivo de facilitar o contato entre as duas partes e gerar liquidez para este mercado (ANEEL, 2008b). Além disso, para que o consumidor possa ser enquadrado como livre, este deve possuir livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão tendo este direito garantido por contratos de conexão e de uso (sendo exigido um mínimo de 3MW). O consumidor livre pode comprar toda a carga necessária para o seu atendimento integral ou optar em comprar parte dela. A tabela 2 mostra um pequeno comparativo entre os ambientes de contratação regulada e livre:

Tabela 2: Comparativo entre as modalidades Regulada e Livre de Contratação

	Ambiente de Contratação	
	Livre	**Regulado**
Participantes	Comercializadoras, Geradores e Consumidores (livre e especiais)	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras só podem negociar energia nos leilões de energia existentes
Contratação	Livre negociação	Realizado por meio de leilões de energia
Tipo de Contrato	Definido de maneira livre entre as partes (Curto Prazo)	Regulado pela ANEEL, chamado de Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (Longo Prazo)
Preço	Negociado entre vendedor e comprador	Definido no leilão

Fonte: CCEE (2018)

2.5 MERCADO DE CURTO PRAZO

Os contratos de compra e venda de energia realizados tanto no Ambiente Regulado quanto no Livre são registrados na CCEE que apura os montantes produzidos e consumidos conforme cada agente. Como ambos ao fechar o contrato se baseiam em projeções, diferenças nas duas pontas podem ocorrer. Tais diferenças são contabilizadas para uma possível liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo de forma que essas diferenças sejam zeradas. Tais contabilizações são valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que são fornecidos pelo programa *Newave* e variam conforme a região que integra o Sistema Interligado Nacional (SIN) de acordo com sua disponibilidade. Basicamente, o PLD é a solução ótima de equilíbrio entre o benefício atual do uso da água e o seu benefício futuro, tendo como medida esperada o uso de combustíveis das usinas termoelétricas (CCEE, 2018b). Neste tipo de mercado não existem contratos, sendo realizado contratações multilaterais, seguindo as Regras de Comercialização (ANEEL, 2008).

2.5.1 METODOLOGIAS DE PLANEJAMENTO E FUNÇÕES CUSTO

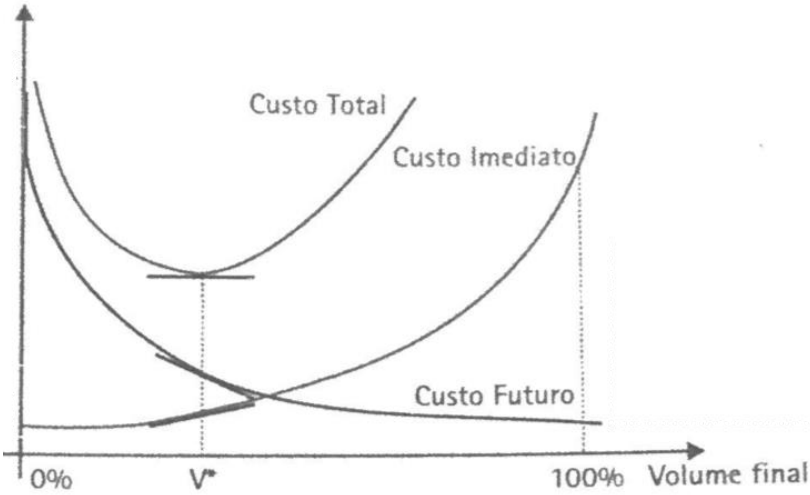
Em sistemas onde há predominância de energia hidrelétrica e grau de regularização variável (ou seja, ocorre a análise do nível da capacidade dos reservatórios das hidrelétricas com uma frequência semanal ou plurianual), é preciso definir a todo momento qual o nível de geração de energia termoelétrica e/ou do quanto usar água dos reservatórios. A geração de energia hidrelétrica é considerada uma variável estocástica, uma vez que depende de condições hidrológicas futuras. Uma decisão em operações hidrotérmicas tem consequências diretas no futuro (TOLMASQUIM, 2011). Em resumo, o nível ótimo de operação de um sistema hidrotérmico está ligado diretamente entre a decisão de deplecionar ou não os reservatórios. Tal decisão possui um custo imediato ligado a geração de energia termoelétrica, sendo indicado pela Função Custo Imediato (FCI) e um custo futuro, ligado a expectativa de despacho térmico, sendo representado pela Função de Custo Futuro (FCF). A solução ótima é dada pela Equação 1:

$$\frac{\partial(FCI+FCF)}{\partial V} = \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} \quad \text{Eq. 1}$$

onde V é o volume final.

Além disso, a figura 16 ilustra o comportamento das funções Custo Total, Custo Imediato e Custo Futuro.

Figura 16: Funções Custo Total, Custo Imediato e Custo Futuro



Fonte: SILVA (2012)

A Função de Custo Imediado (FCI) é definida como os custos da geração térmica no período *t*. O custo imediato a medida que se opta por não utilizar a geração hídrica, ou seja, quanto menor for a decisão de geração hídrica, maior será a geração térmica. Dessa forma, a Função de Custo Imediato varia conforme o volume do reservatório. Se o volume estiver baixo, a geração de energia está voltada para a fonte hídrica, o que indica um custo imediato baixo. De maneira oposta, a Função Custo Futuro (FCF) está ligada ao custo esperado da geração de energia térmica. Esta função decresce a medida que o volume hídrico final aumenta, pois haverá mais recurso água disponível. A solução ótima da equação ocorre no ponto V* da figura 16, onde as derivadas da FCF e da FCI são iguais em módulo e a função de custo é minimizada. (TOLMASQUIM, 2011)

Com base nesses cálculos o planejamento da Operação ocorre tendo como objetivo minimizar o valor esperado do custo total, possuindo como variáveis a geração hidroelétrica e termoelétrica. Para o planejamento de médio prazo (horizonte de 5 anos), o modelo Newave é utilizado. Este modelo tem como objetivo minimizar os custos de operação e foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (Cepel). O modelo Newave é composto por 4 módulos basicamente (CEPEL, 2017):

- **Módulo de Cálculo dos sistemas equivalentes e energias afluentes**, onde os reservatórios são agregados em um único reservatório equivalente de energia. A capacidade de armazenamento é estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do subsistema, além de agregar as vazões afluentes de cada subsistema em afluências energéticas equivalentes.

- **Módulo de Cálculo do modelo estocástico de energias afluentes – modelo GEVAZP**, onde os parâmetros do modelo estocástico de energias afluentes que são utilizados nas políticas de operações hidrotérmicas, é estimado.
- **Módulo de Cálculo da política de operação hidrotérmica,** onde é determinada a política mais econômica para os subsistemas equivalentes.
- **Módulo de Simulação da Operação,** onde ocorre a simulação do sistema ao longo do período de planejamento, para os mais diversos cenários de sequências hidrológicas.

A partir do modelo obtido pelo programa Newave é possível iniciar o planejamento de curto prazo, sendo utilizado o modelo Decomp. Neste modelo, as usinas são representadas de forma individual, com horizonte anual e discretização semanal no primeiro mês e mensal nos subsequentes. Além disso, este modelo considera os aspectos elétricos da operação como restrições e o seu objetivo é definir as metas de geração por usina. O resultado final do modelo fornece o custo marginal de operação. Para finalizar o horizonte de planejamento é utilizado o modelo Dessem-Pat, que calcula o despacho com horizonte de até duas semanas. Neste modelo existe uma modelagem mais precisa da parte de transmissão. (SILVA, 2012)

3.0 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

A energia eólica no Brasil teve sua primeira operação iniciada no ano de 1992, no arquipélago de Fernando de Noronha, sendo uma parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica e a Companhia Energética de Pernambuco e recebendo o financiamento do Instituto Folkencenter. Nos anos seguintes, a energia eólica pouco se desenvolveu em função da falta de políticas para o seu fomento, além do seu alto custo de tecnologia (ABEEÓLICA, 2018).

3.1 POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO

Durante a crise energética do ano de 2001, foi criado o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA), tendo como objetivo incentivar a contratação de 1.050MW de projetos energia eólica até o final do ano de 2003, além de tentar promover a energia eólica como uma energia complementadora sazonal dos fluxos hidrológicos. Entretanto, este programa não obteve os resultados esperados e foi substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Este programa além de incentivar as energias renováveis na matriz energética, foi de suma importância para fixar as indústrias de turbinas eólicas e componentes no Brasil, exigindo um conteúdo nacional para os aerogeradores frutos desse programa (ABEEÓLICA, 2018).

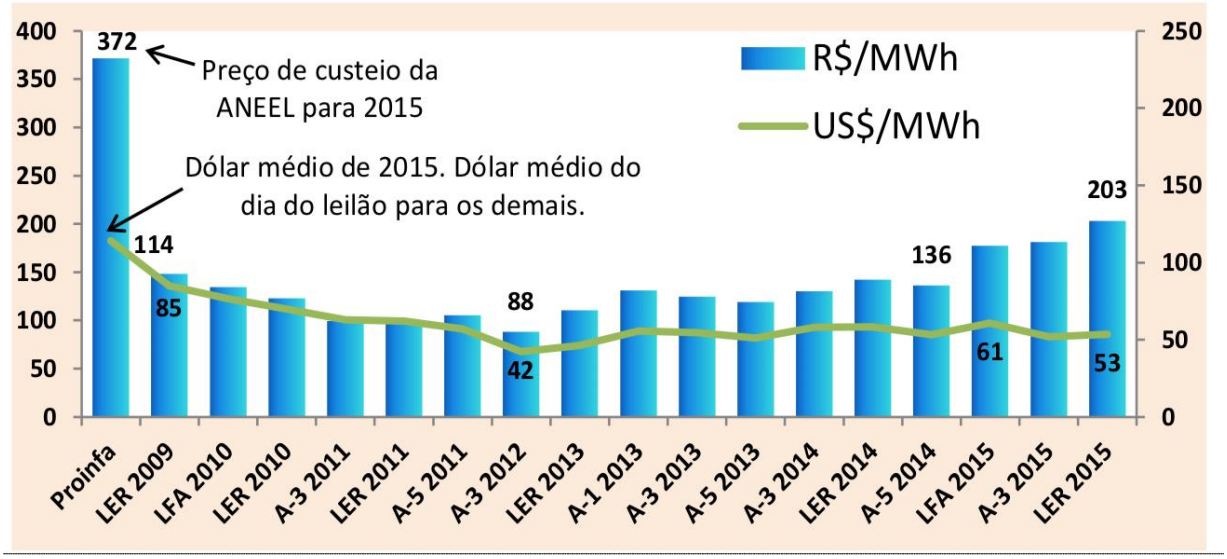
3.1.1 PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi instituído pela Lei número 10.438/2002 (alterada depois pela Lei 10.762/2003) e tinha como principal objetivo ampliar a produção de energia elétrica gerada a partir dos ventos, da biomassa e das Pequenas Centrais Hidrelétricas (ou PCH) (CAMILLO, 2013). Com a criação do PROINFA pode-se considerar duas grandes novidades para o país: ser um marco regulatório específico para as fontes de energia alternativas e a proposta de inserir essas energias no Sistema Interligado Nacional. Este programa trouxe um sistema de garantia de preço, além de definir uma meta de expansão da energia eólica. Na primeira fase do programa, os preços foram garantidos pelo sistema chamado *feed in* (ou sistema de cotas). De maneira geral esse sistema corrigia possíveis falhas de mercado que pudessem impedir a competição entre as fontes alternativas e as fontes tradicionais (CAMILLO, 2013). Além disso, o PROINFA foi baseado em um conjunto de medidas bem sucedidas em países pioneiros (como Alemanha e Estados Unidos) e não levou em conta questões locais, como o desenvolvimento da tecnologia, sistemas de financiamento e o nível de confiabilidade dos investidores. Nos países pioneiros, houve um período de experimentação das tecnologias e de fomentação aos investimentos na área, algo que o PROINFA não foi capaz de reproduzir (CAMILLO, 2013).

De acordo com CAMILLO (2013), o PROINFA pode ser dividido em duas fases: a primeira, previa-se a contratação de 3.300 MW de energia divididas de maneira igualitária entre os projetos de biomassa, energia solar, eólica e PCH. Já na segunda fase, era previsto que a participação das fontes agraciadas pelo programa no consumo total deveria chegar a 10% em até 20 anos e atender a um aumento mínimo de 15% do incremento anual da demanda de energia elétrica do país. Esta proposta de segunda fase do PROINFA foi influenciada pelo Novo Modelo do Sistema Elétrico. Tal fato ocorreu pois o PROINFA baseia-se em uma tarifa do tipo *feed in*, ou seja, um preço mínimo é determinado para ser pago pelo produtor correspondente à tecnologia da fonte. Já os leilões de energia possuem como parâmetro o menor preço ofertado para o consumidor final. Em função desta incompatibilidade a segunda etapa do programa não foi levada a diante (SANTOS, 2017).

Além do mecanismo de preço, outras mudanças ocorreram após a não-regulamentação do PROINFA. No que tange as políticas de criação de mercado, as concessionárias de eletricidade puderam tomar parte de investimentos em novos parques eólicos. Além disso, foi a exigida a certificação de viabilidade financeira dos investidores e a incorporação de novos agentes financeiros, os quais deveriam possuir suas carteiras de investimento monitoradas mensalmente (CAMILLO, 2013). Outra mudança que ocorreu foi a mudança de índice que corrige os preços fixados nos leilões. Os preços fixados nos leilões deixaram de ser corrigidos pelo índice IGP-M (como ocorria durante o PROINFA) e passaram a ser corrigidos pelo índice IPCA. Esta mudança trouxe maior estabilidade nos preços em dólar, uma vez que o índice IPCA é menos sensível as variações cambiais, conforme pode ser observado na figura 17. Apesar dessas mudanças, no primeiro Leilão de Fontes Alternativas (2007), nenhum projeto de energia eólica foi contratado em função do seu alto preço. (CAMILLO, 2013).

Figura 17: Preço dos Leilões de Energia Eólica



Fonte: MME (2017).

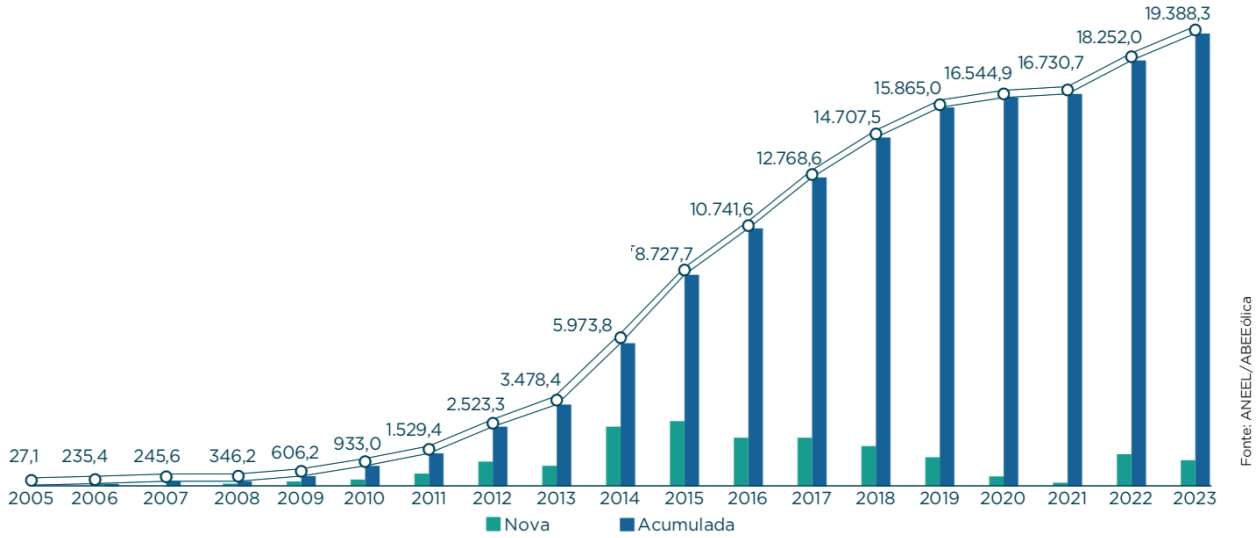
O PROINFA tornou possível também a realização de contratos de longo prazo com a garantia de compra da energia pela Eletrobrás. Não foram exigidos compromissos pré fixados de geração, tendo como garantia 70% do piso da receita contratual durante todo o período de amortização dos investimentos, independente da quantidade de energia lançada no sistema. A alteração do PROINFA através da Lei 10.762/2003 proporcionou a fonte eólica e as outras fontes alternativas o benefício da redução de ao menos 50% das tarifas de uso das redes de distribuição e transmissão (CAMILLO, 2013).

3.2 EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

Em 2009 houve o primeiro leilão dedicado a comercialização da fonte eólica. Este leilão, chamado de Leilão de Energia de Reserva foi responsável pela contratação de 1,8GW e permitiu que novos leilões ocorressem. O 2º leilão ocorreu ao final do ano de 2009 e foi responsável pela contratação de usinas eólicas com início de suprimento em 2012 e com prazo de contratos de 20 anos. Desde então, leilões regulares de energia eólica vêm ocorrendo no Brasil e com mais relevância dentro deste cenário. No ano de 2013 foram contratados 4,71GW de energia proveniente de energia eólica, sendo um recorde do setor (ABEEÓLICA, 2018). Além dos recordes em geração de energia, os leilões de energia eólica estão no segundo lugar no quesito preço, tendo uma média muito competitiva, no ano de 2018. Além do ambiente regulado de leilões, a fonte de energia eólica também é comercializada em uma proporção menor no Mercado Livre (ABEEÓLICA, 2018).

Na figura 18, é possível observar a perspectiva de crescimento da capacidade da energia eólica no Brasil e que o seu crescimento efetivo iniciou a partir do ano de 2009 em função de sua presença nos leilões de energia do país. Além disso, a expectativa para o ano de 2019 é que a capacidade instalada alcance 15.865MW:

Figura 18: Capacidade Instalada (MW) e perspectiva para o futuro no Brasil



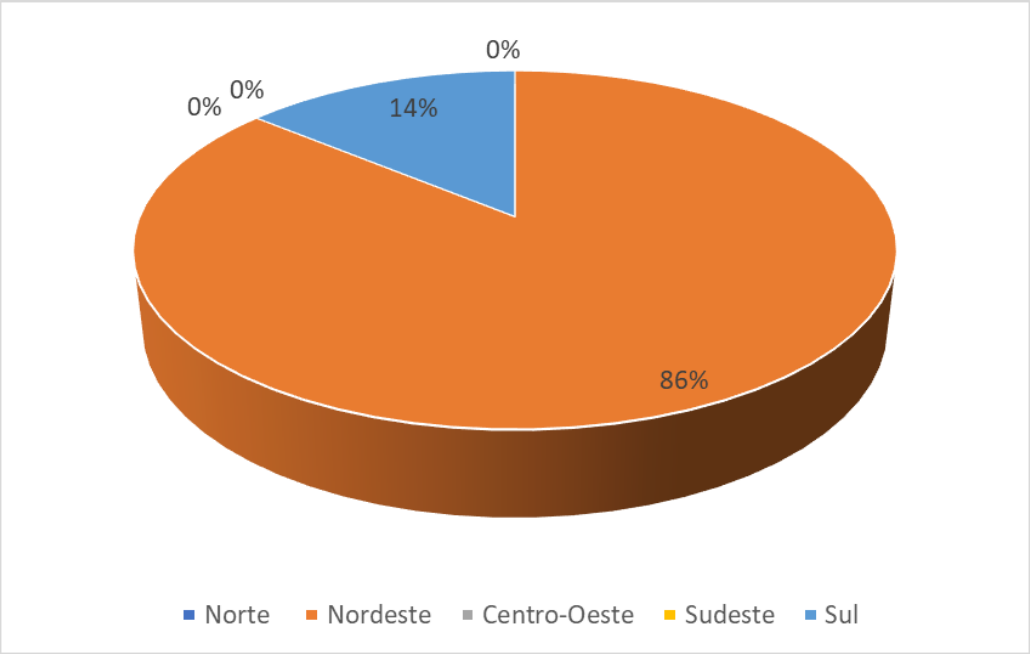
Fonte: ABEEÓLICA (2019)

Figura 19: Capacidade Instalada por região brasileira no ano de 2019

UF	POTÊNCIA (MW)	PARQUES
RN	4.043,1	150
BA	3.660,0	139
CE	2.050,5	80
RS	1.831,9	80
PI	1.638,1	60
PE	782,0	34
MA	328,8	12
SC	238,5	14
PB	157,2	15
SE	34,5	1
RJ	28,1	1
PR	2,5	1
Total	**14.795,0**	587

Fonte: ABEEÓLICA (2019)

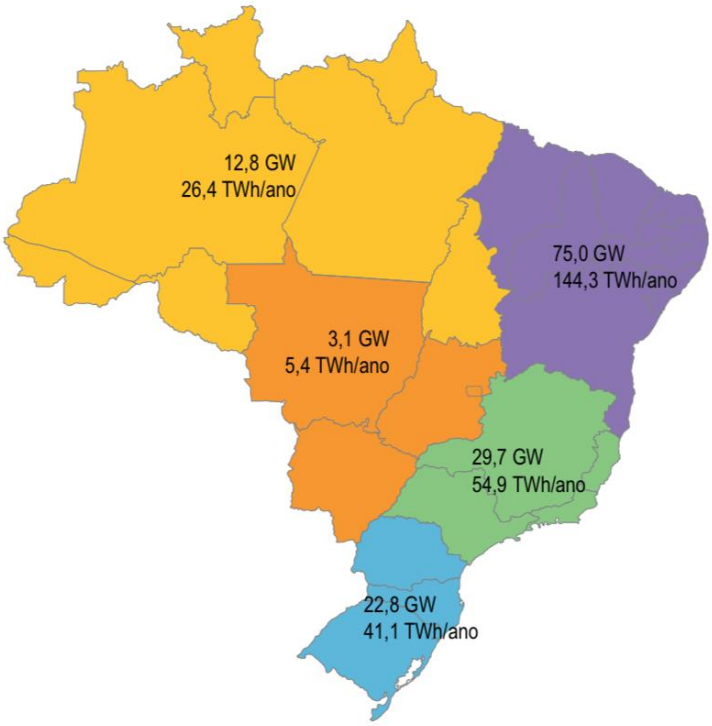
Figura 20: Percentual da Capacidade Instalada por região brasileira



Fonte: do autor a partir de ABEEÓLICA(2019)

Pela figura 19 é possível observar que dos 14.795MW de potência gerados no Brasil até o mês de Fevereiro de 2019, 12.694.2MW são oriundos da região Nordeste do Brasil, o que corresponde a 86% do total como pode ser visto na figura 20. A capacidade eólica do Brasil tem elevado bastante ao longo dos anos, sendo apresentado o potencial a ser instalado de fontes eólicas e a capacidade anual de geração de energia por região na figura 21. De maneira geral, o Brasil possui uma média de ventos 2x maior que a média mundial e uma oscilação de velocidade dos ventos de 5%, permitindo uma maior previsibilidade dos volumes a serem produzidos (ANEEL, 2008b). Outro fato a se destacar é que a velocidade dos ventos é maior em períodos de seca, o que pode ser levado em consideração para a utilização de usinas eólicas em sistemas complementares com as usinas hidrelétricas (ANEEL, 2008b).

Figura 21: Potencial eólico brasileiro



Fonte: ANEEL (2008b)

De acordo com DINIZ (2018), no ano de 2015 as usinas eólicas contratadas neste ano podem ser classificadas pelos seguintes ambientes de contratação conforme a tabela 3:

Tabela 3: Usinas por ambiente de contratação

	Usinas	Part. (%)
Proinfa	41	5,7
Leilão	557	77,5
ACL ou N/D	121	16,8
Total	**719**	**-**

Fonte: (DINIZ, 2018)

Ainda segundo DINIZ (2018) das 719 analisadas, 483 são de projetos privados e 236 são estatais, como pode ser observado na tabela 4. Outro fato importante de se destacar é o número baixo de participação do Estado no PROINFA. Tal resultado é justificado pela estrutura do programa, em que a geração de energia é de responsabilidade privada enquanto que a Comercialização e a garantia de preço ficam sob responsabilidade do Estado (DINIZ, 2018). Apesar da baixa contratação através do PROINFA no ano de 2015, este trabalho irá realizar uma avaliação desta política por ela ter sido um marco no setor de energia brasileiro além de ter sido responsável pela regulamentação das fontes alternativas.

Tabela 4: Participação Estatal e Privada nos Projetos

	ACL ou N/D		Leilão		Proinfa		**Total**	
	Usinas	Part. (%)	Usinas	Part. (%)	Usinas	Part. (%)	**Usinas**	**Part. (%)**
Presença estatal	38	31,4	196	35,2	2	4,9	**236**	**32,8**
Privado	83	68,6	361	64,8	39	95,1	**483**	**67,2**
Total	**121**	**-**	**557**	**-**	**41**	**-**	**719**	**-**

Fonte: (DINIZ, 2018)

4.0 ANÁLISE DE INVESTIMENTO

4.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

Entende-se como Valor Presente Líquido (VPL) a diferença entre o valor do investimento e o seu custo (ROSS *et al.*, 2013). Ele pode ser considerado também como uma medida de valor do que é criado ou agregado hoje por um investimento que será realizado no futuro (ROSS *et al.*, 2013). Tal valor pode ser calculado realizando a diferença entre o valor presente dos fluxos de caixas futuro (ou seja, o fluxo de caixa futuro dado uma taxa específica – normalmente a inflação) e o custo do investimento. Um investimento deve ser aceito se o VPL for positivo e recusado se for negativo. Para o caso de um VPL igual a zero, entende-se que é indiferente assumir o investimento ou não (ROSS *et al.*, 2013). O Valor Presente Líquido pode ser definido então pela Equação 2:

$$VPL = \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 \quad \text{Eq. 2}$$

Onde:

FC_0 é o investimento inicial de um projeto;

FC_t é o valor presente de suas entradas de caixa;

r é a taxa de investimento estabelecida pela empresa.

4.2 PAYBACK

Para complementar a análise de investimento é usual calcular o período de *Payback* de um dado investimento. De acordo com ROSS *et al.* (2013), o período de *Payback* é o período tempo que um dado investimento necessita para que o seu fluxo de caixa seja suficiente para recuperar o seu custo inicial. Sob esta ótica, um investimento é aceitável se o seu período de *Payback* for inferior a um determinado período de tempo.

Uma deficiência do método de *Payback* é que este não leva em conta os fluxos de caixa que ocorrem depois do período de *Payback* (GITMAN; ZUTTER, 2017). Como forma de corrigir o problema do valor do dinheiro no tempo, há a regra do *Payback* descontado. Por esta regra, os fluxos de caixa serão descontados conforme a taxa informada e o período de *Payback* do projeto será definido quando a soma dos fluxos de caixa descontados forem iguais ao investimento inicial. De maneira análoga ao *Payback*, um investimento é aceitável se o seu período de *Payback* for inferior a um determinado período de tempo (ROSS *et al.*, 2013).

4.3 TAXA INTERNA DE RETORNO

De acordo com ROSS *et al.* (2013) a Taxa Interna de Retorno (TIR) pode ser definida como taxa de retorno que torna o VPL zero. Ao calcular o TIR, busca-se encontrar uma única taxa de retorno que dependa apenas dos fluxos de caixa de um determinado investimento. Por esta regra, um investimento é considerado aceitável se a TIR exceder ao retorno exigido.

5.0 AVALIAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA EÓLICA

5.1 AVALIAÇÃO DAS POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO

Conforme já discutido anteriormente, a energia eólica no Brasil ganhou maior representatividade após a implementação do PROINFA. Na primeira etapa do programa de incentivo, que ocorreu em 2005, foram contratados 54 projetos referentes a energia eólica, conforme pode ser observado na tabela 5 as regiões onde estes projetos foram implantados:

Tabela 5: Número de Empreendimentos de Energia Eólica contratados na primeira fase do PROINFA

Região	Projetos	Potência (MW)
Nordeste	36	805.58
Sudeste	2	163.05
Sul	16	454.29

Fonte: SANTOS (2017) adaptado de ELETROBRAS (2005)

Pela tabela 6, pode ser observado que as contratações finais de PCH e Eólica superaram as expectativas. Isso decorre do fato da realocação da cota não alcançada nos projetos de biomassa, o que permitiu que novos projetos de energia eólica e PCH pudessem ser contemplados. Os projetos de biomassa não conseguiram contemplar por serem considerados inviáveis, pois a tarifa que o governo oferecia não era capaz de cobrir os custos (DUTRA; SZKLO, 2018).

Tabela 6: Expectativa de Contratação e Contratação Final por fonte na primeira fase do PROINFA

Fonte	Expectativa	Contratação Final
Biomassa	1.100 MW	685 MW
PCH	1.100 MW	1.191 MW
Eólica	1.100 MW	1.422 MW
Total	3.300 MW	3.299 MW

Fonte: (CÉBOLO, 2005) adaptado de (DUTRA; SZKLO)

Inicialmente os projetos selecionados deveriam iniciar sua operação até Dezembro de 2006. Entretanto, somente 5 projetos cumpriram o prazo estabelecido. Em função disso, o prazo foi adiado para 31 de Dezembro de 2008 através da lei nº 11.075/2004. Ao final deste prazo, somente mais 6 projetos conseguiram entrar em operação. Dessa forma, através da medida provisória nº 517/2010, o prazo foi

estendido para dezembro de 2011. Ao final deste prazo todos os projetos haviam iniciado as operações (SANTOS, 2017).

De acordo com Dutra (2007) um dos motivos para o atraso na entrega dos projetos decorre da incapacidade financeira dos empreendedores, necessitando de uma revisão dos projetos. Outro fato levantado por Dutra (2007) foi que dos 54 projetos selecionados, 32 projetos não possuíam financiamento do BNDES, em razão das dificuldades em proporcionar todas as garantias solicitadas pelo banco.

Os leilões possuem como principal característica produzir pressão competitiva sobre os ofertantes de energia e, a energia eólica por necessitar importar equipamentos e enfrentar forte concorrência das outras fontes alternativas mais desenvolvidas no país, não conseguiam tornar a fonte mais atrativa por meio dos leilões (CAMILLO, 2013).

A mudança deste cenário ocorreu efetivamente a partir do ano de 2008, quando a crise mundial afetou o crescimento da capacidade instalada nos países líderes do mercado, como Estados Unidos e Alemanha. Diante disso, o mercado de turbinas eólicas foi voltado para países em desenvolvimento, provocando uma queda no preço da tecnologia em função da entrada de fabricantes em países como o Brasil (SANTOS, 2017). Neste momento o país se tornou atrativo para os investimentos e o mercado começou a se consolidar. O custo médio dos investimentos dos parques do PROINFA eram aproximadamente R$ 6.000/kW instalado (valores corrigidos para o ano de 2011), enquanto que o custo médio de investimentos dos empreendimentos vencedores do leilão de 2010 era de R$ 4.100/kW instalado, representando uma redução de aproximadamente 30% (CAMILLO, 2013).

5.2 ANÁLISE DE INVESTIMENTO: ENERGIA EÓLICA E ENERGIA CONVENCIONAL

Para a realização desta etapa do trabalho, dois projetos com capacidades de produção de energia semelhantes foram escolhidos. Os projetos selecionados participaram do 2º leilão de fontes alternativas e podem ser observados na tabela 7:

Tabela 7: Resumo dos projetos selecionados

Empreendimento	**Tipo de Energia**	**Tipo de Contrato**	**Potência**	**Investimento Previsto (R$`000)**	**Receita Anual (R$`000)**	**Prazo do Contrato**	**Início da Operação**
UNAÍ BAIXO	HIDRELÉTRICA (PCH)	Quantidade	21,0MW	124.763,00	8.128,16	30 anos	2013
SETE GAMELEIRAS	EÓLICA	Disponibilidade	28,8MW	129.600,00	14.508,75	20 anos	2013

Fonte: do autor, adaptado de ANEEL Edital 007/2010

Notas: 1) Entende-se como uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), usinas que apresentam uma potência entre 5 e 30 MW e possuem menos de 13m² de área de reservatório (ABRAPCH, 2019). 2) O cálculo da Receita Anual da Usina de PCH foi feita da seguinte forma: Número de Lotes Contratados x 0,1 MWmédio x Preço de Venda (R$/MWh) x Número de horas em 1 ano. 3) As informações relacionadas a receita anual da Energia Eólica foram obtidos no Edital 007/2010.

5.2.1 ANÁLISE DO PAYBACK E TAXA INTERNA DE RETORNO:

Para os cálculos do Payback e da Taxa Interna de Retorno foi elaborado um fluxo de caixa de ambos os projetos com as suas respectivas receitas corrigidas pelo IPCA do ano em questão. Além disso, de acordo com Laurencel, Filho (2013) por se tratarem de projetos com prazos diferentes, toda a análise deve ser realizada utilizando o Método do Múltiplo Comum para o período. Portanto, foi feita uma análise de 60 anos para os projetos. A depreciação dos investimentos foi descontada somente até o prazo do contrato, uma vez que não faria sentido depreciar por 60 anos as usinas. Importante ressaltar que os contratos são passíveis de renovação, mas por limitações do trabalho esta possibilidade foi desconsiderada. Outro fato desconsiderado por falta de informação foi os custos de operação de ambas as usinas. Além disso não estão sendo consideradas variações nos preços de mercado, de modo que a receita seja constante durante todo o período analisado. As tabelas 8 e 9 mostram os resultados obtidos da análise de cada projeto:

Tabela 8: Resultados obtidos do Projeto Eólico

PROJETO EÓLICO SETE GAMELEIRAS	
Payback	11 anos
VPL (Valores em R$'000)	150.062,9
TIR	9,8%

Fonte: do autor

Tabela 9: Resultados obtidos do Projeto Hidrelétrico

PROJETO PCH UNAÍ BAIXO	
Payback	14 anos
VPL (Valores em R$'000)	72.869,6
TIR	7,2%

Fonte: do autor

5.3 RESULTADOS ALCANÇADOS

No que tange as políticas de incentivo, com as informações obtidas pode-se concluir que o governo não levou em conta as condições iniciais do país, o que até aquele momento tornava a política ineficiente. As empresas aqui instaladas ainda não detinham tecnologia para o desenvolvimento abaixo do custo da estrutura e as que foram aprovadas na primeira fase do PROINFA não possuíam capacidade financeira suficiente para entregar o projeto dentro do prazo programado. A partir da crise global no ano de 2008, o Brasil se tornou atrativo para empresas estrangeiras o que motivou a instalação de novas indústrias no país. Daí em diante, a política fluiu como deveria.

Com relação a análise de investimento, o Projeto Eólico Sete Gameleiras possui um *Payback* de 11 anos, um Valor Presente Líquido (VPL) de 150.062.900,00 e uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 9,8%. Já o Projeto PCH Unaí Baixo possui um *Payback* de 14 anos, um Valor Presente Líquido (VPL) de 7,2%. Sob a perspectiva conceitual, ambos os projetos são satisfatórios para a realização do investimento. Entretanto, ao comparar ambos os investimentos o projeto Eólico traz um *Payback* em um menor espaço de tempo e sua Taxa Interna de Retorno é 2,6% maior ao ser comparado com o projeto da PCH.

6.0 CONCLUSÕES

Ao final deste trabalho chega-se a conclusão que as políticas implementadas pelo Governo só foram bem sucedidas quando o nível tecnológico e da indústria no país estiveram compatíveis com a realidade mundial. Se o cenário de crise mundial não tivesse ocorrido no período, é provável que o PROINFA não teria sido bem sucedido, uma vez que sua estruturação foi baseado em medidas bem sucedidas dos países pioneiros sem considerar os aspectos locais.

Com relação a análise de investimento, dada as limitações do trabalho, é interessante notar que mesmo havendo a necessidade um investimento maior para a construção de uma usina eólica, o seu período de *Payback* é inferior ao período de *Payback* do projeto de PCH e ainda possui uma Taxa Interna de Retorno 2,6% maior. Esse resultado reforça as boas condições que o país possui no presente momento em ampliar os investimentos nesta fonte. Soma-se a isso o potencial eólico do país, potencial este que não é utilizado em sua totalidade. O momento favorece novas instalações e cada vez mais as discussões das matrizes energéticas são trazidas para o debate.

Como recomendação de novos trabalhos, sugere-se avaliar outro mercado que possui um crescimento tão expressivo quanto o da energia eólica no Brasil: energia solar. Os dados levantados neste trabalho indicam que esta fonte possui potencial em assumir um papel de destaque na matriz energética nacional. Outro ponto relevante para pesquisas futuras seria a realização de um paralelo entre o PROINFA e as políticas elaboradas pelos países pioneiros (como Alemanha e Estados Unidos). A partir deste paralelo, entender os pontos fortes e fracos de cada um e fazer uma análise contextualizada de modo que se avalie a atual política de incentivo no Brasil. Por fim, indica-se realizar um estudo de como ocorreu o fomento de pesquisa e desenvolvimento para as tecnologias da indústria eólica e de que maneira elas podem reduzir os seus custos.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA, Associação Brasileira de Energia Eólica. **Eólica: energia para um futuro inovador**. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>. Acesso em: 1 set. 2018. , 24 ago. 2018

ABEEÓLICA, Associação Brasileira de Energia Eólica. **Info Vento. v. 9 , 15 fev. 2019**. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/03/Infovento_PT.pdf>. Acesso em: 12 abr. 2019.

ABRAPCH, Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidrelétricas. **O que são PCHs e CGHs**. Disponível em: <https://abrapch.org.br/noticias/272/o-que-sao-pchs-e-cghs>. , 2019

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília ,[2008a] .

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Parte I: Energia no Brasil e no Mundo**. 3rd. ed. Brasilia: [s.n.], 2008b. .978-85-87491-10-7.

BRASIL, Presidência da República. **Lei n. 10848/2004**.15 mar. 2004

CAMILLO, E. V. **As políticas de inovação da indústria de energia eólica: uma análise do caso brasileiro com base no estudo de experiências internacionais**. Tese (doutorado) – UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, Campinas, 2013. Disponível em: <http://pct.capes.gov.br/teses/2013/33003017047P2/TES.PDF>.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Como se dividem**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa/como_se_dividem?_adf.ctrl-state=14zoomxih_62&_afrLoop=152947414813869#!>. Acesso em: 6 out. 2018a. , 6 out. 2018

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Preços**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa/como_se_dividem?_adf.ctrl-state=14zoomxih_62&_afrLoop=152947414813869#!>. Acesso em: 6 out. 2018b. , 6 out. 2018

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Tipos de Leilões**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afrLoop=158639753439135&_adf.ctrl-state=jfnv6q7da_18#!%40%40%3F_afrLoop%3D158639753439135%26_adf.ctrl-state%3Djfnv6q7da_22>. Acesso em: 6 out. 2018c. , 6 out. 2018

CÉBOLO, A.S. **Comercialização com Fonte de Energia Eólica.** 2005.

CEPEL, Centro de Pesquisas em Energia Elétrica. **NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo**. Disponível em: <http://www.cepel.br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>. Acesso em: 2 nov. 2018. , 2017

DINIZ, T. B. **Expansão da Indústria de geração eólica no Brasil: uma análise à luz da nova economia das Instituições**. Acesso em: 12 abr. 2019.

DUTRA, R. M. **Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após a Primeira Fase do PROINFA**. Tese de Doutorado – UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, Rio de Janeiro,

2007. 415 p. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/doutorado/Ricardo_Marques_Dutra.pdf>.

DUTRA, R. M.; SZKLO, A. S. **A Energia Eólica no Brasil: Proinfa e o Novo Modelo do Setor Elétrico**. p. 14

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional (2018) - Relatório Síntese ano base 2017.** p. 62 , 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Relatório Final BEN 2017**. p. 296 , 2017.

FIRJAN, Sistema FIRJAN. **Quanto custa a Energia Elétrica para a pequena e média indústria no Brasil?** p. 7 , Fev 2017.

GITMAN, L. J.; ZUTTER, C.J. **Princípios de Administração Financeira**. 14. ed.: Pearson, 2017. 807 p. .978-85-430-0674-1.

GORINI, R. **Custos de Geração de Energia Renovável**. Disponível em: <https://drudu6g9smo13.cloudfront.net/wp-content/uploads/2018/08/PPT_GORINI_IRENA_Brazil-Wind-Power_08.Aug_.18_vf_port6.pdf>. Acesso em: 9 jul. 2018. , ago. 2018

LAURENCEL, L. C.; FILHO, M. R. **Engenharia Financeira: Fundamentos para avaliação e seleção de projetos de investimentos e tomada de decisão**. LTC, 2013. .

MELO, L. **Mercado livre já responde por 30% da energia consumida no Brasil; entenda como funciona** .G1. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2018/08/14/mercado-livre-ja-responde-por-30-da-energia-consumida-no-brasil-entenda-como-funciona.ghtml>. Acesso em: 19 jun. 2019. , 14 ago. 2018

MMA, Ministério do Meio Ambiente. **Acordo de Paris.** Disponível em: <http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sistema Transmissão Horizonte 2017**. [2015] .

ROSS, S. A. *et al.* **Fundamentos de Administração Financeira**. 9ed. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013. 808 p.

SANTOS, L. T. **Avanços da Energia Eólica no Brasil: uma análise das políticas públicas e seus resultados**. UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO, Vitória, 2017. 98 p.

SILVA, E. L. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. 1. ed. [S.l: s.n.], 2012. 182 p. .85-241-0646-8.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília: Synergia; EPE, 2011. 320 p. .978-85-61325-59-6.

ANEXO A – TERMO DE AUTENTICIDADE

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA

Termo de Declaração de Autenticidade de Autoria

Declaro, sob as penas da lei e para os devidos fins, junto à Universidade Federal de Juiz de Fora, que meu Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Graduação em Engenharia de Produção é original, de minha única e exclusiva autoria. E não se trata de cópia integral ou parcial de textos e trabalhos de autoria de outrem, seja em formato de papel, eletrônico, digital, áudio-visual ou qualquer outro meio.

Declaro ainda ter total conhecimento e compreensão do que é considerado plágio, não apenas a cópia integral do trabalho, mas também de parte dele, inclusive de artigos e/ou parágrafos, sem citação do autor ou de sua fonte.

Declaro, por fim, ter total conhecimento e compreensão das punições decorrentes da prática de plágio, através das sanções civis previstas na lei do direito autoral[1] e criminais previstas no Código Penal[2], além das cominações administrativas e acadêmicas que poderão resultar em reprovação no Trabalho de Conclusão de Curso.

Juiz de Fora, 09 de Julho de 2019.

LUCAS VASCONCELLOS DE MENDONÇA	201149081
NOME LEGÍVEL DO ALUNO	Matrícula
Lucas V. de Mendonça	087.332.766-66
ASSINATURA	CPF

[1] LEI N° 9.610, DE 19 DE FEVEREIRO DE 1998. Altera, atualiza e consolida a legislação sobre direitos autorais e dá outras providências.

[2] Art. 184. Violar direitos de autor e os que lhe são conexos: Pena - detenção, de 3 (três) meses a 1 (um) ano, ou multa.

ANEXO B – FLUXO DE CAIXA PROJETO UNAÍ BAIXO

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
IPCA	5.90%	6.50%	5.83%	5.91%	6.40%	10.67%	6.28%	2.94%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%
Depreciação	0.0	0.0	0.0	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3
Receita	0.0	0.0	0.0	8,128.2	8,648.4	9,571.1	10,172.2	10,471.3	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9
Lucro Bruto	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**(4,348.1)**	**(3,827.9)**	**(2,905.2)**	**(2,304.1)**	**(2,005.0)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**
Imposto de Renda	0.0	0.0	0.0	(1,652.3)	(1,454.6)	(1,104.0)	(875.6)	(761.9)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)
% do Imposto	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*
Receita Líquida	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**(2,695.8)**	**(2,373.3)**	**(1,801.2)**	**(1,428.5)**	**(1,243.1)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**
Adicionando novamente: Depreciação	0.0	0.0	0.0	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3
Removendo: Investimento Inicial	(124,763.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Free Cash Flow	**(124,763.00)**	**-**	**-**	**9,780.45**	**10,102.98**	**10,675.10**	**11,047.76**	**11,233.18**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**
Fluxo de Caixa Acumulado	(124,763.0)	(124,763.0)	(124,763.0)	(114,982.5)	(104,879.6)	(94,204.5)	(83,156.7)	(71,923.5)	(60,447.5)	(48,971.5)	(37,495.6)	(26,019.6)	(14,543.6)	(3,067.6)	8,408.4	19,884.4
Período de Payback	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.3	0.0

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
IPCA	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%
Depreciação	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Receita	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9
Lucro Bruto	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**(1,613.4)**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**
Imposto de Renda	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	(613.1)	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9
% do Imposto	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*
Receita Líquida	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**(1,000.3)**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**
Adicionando novamente: Depreciação	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	12,476.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Removendo: Investimento Inicial	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Free Cash Flow	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**11,475.99**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**
Fluxo de Caixa Acumulado	31,360.4	42,836.4	54,312.4	65,788.4	77,264.4	88,740.3	100,216.3	111,692.3	123,168.3	134,644.3	146,120.3	157,596.3	169,072.3	180,548.3	187,283.3	194,018.3	200,753.3	207,488.2	214,223.2	220,958.2
Período de Payback	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069
IPCA	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%
Depreciação	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Receita	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9	10,862.9
Lucro Bruto	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**	**10,862.9**
Imposto de Renda	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9	4,127.9
% do Imposto	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*
Receita Líquida	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**	**6,735.0**
Adicionando novamente: Depreciação	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Removendo: Investimento Inicial	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Free Cash Flow	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**	**6,735.00**
Fluxo de Caixa Acumulado	227,693.2	234,428.2	241,163.2	247,898.2	254,633.2	261,368.2	268,103.2	274,838.2	281,573.2	288,308.2	295,043.2	301,778.2	308,513.2	315,248.2	321,983.2	328,718.2	335,453.2	342,188.2	348,923.2	355,658.2	362,393.2	369,128.2	375,863.2	382,598.1
Período de Payback	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

ANEXO C – FLUXO DE CAIXA PROJETO SETE GAMELEIRAS

IPCA	5.90%	6.50%	5.83%	5.91%	6.40%	10.67%	6.28%	2.94%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Depreciação	0.0	0.0	0.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0
Receita	0.0	0.0	0.0	14,508.8	15,437.3	17,084.5	18,157.4	18,691.2	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3
Lucro Bruto	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**1,548.8**	**2,477.3**	**4,124.5**	**5,197.4**	**5,731.2**	**6,430.3**	**6,430.3**	**6,430.3**	**6,430.3**	**6,430.3**	**6,430.3**	**6,430.3**	**6,430.3**
Imposto de Renda	0.0	0.0	0.0	588.5	941.4	1,567.3	1,975.0	2,177.9	2,443.5	2,443.5	2,443.5	2,443.5	2,443.5	2,443.5	2,443.5	2,443.5
% do Imposto	38%	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*
Receita Líquida	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**960.2**	**1,535.9**	**2,557.2**	**3,222.4**	**3,553.3**	**3,986.8**	**3,986.8**	**3,986.8**	**3,986.8**	**3,986.8**	**3,986.8**	**3,986.8**	**3,986.8**
Adicionando novamente: Depreciação	0.0	0.0	0.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0
Removendo: Investimento Inicial	(129,600.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Free Cash Flow	**(129,600.00)**	**-**	**-**	**13,920.23**	**14,495.93**	**15,517.17**	**16,182.37**	**16,513.35**	**16,946.76**	**16,946.76**	**16,946.76**	**16,946.76**	**16,946.76**	**16,946.76**	**16,946.76**	**16,946.76**
Fluxo de Caixa Acumulado	(129,600.0)	(129,600.0)	(129,600.0)	(115,679.8)	(101,183.8)	(85,666.7)	(69,484.3)	(52,971.0)	(36,024.2)	(19,077.4)	(2,130.7)	14,816.1	31,762.8	48,709.6	65,656.3	82,603.1
Período de Payback	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0

IPCA	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Depreciação	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0																
Receita	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3
Lucro Bruto	**6,430.3**	**6,430.3**	**6,430.3**	**6,430.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**
Imposto de Renda	2,443.5	2,443.5	2,443.5	2,443.5	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3
% do Imposto	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*
Receita Líquida	**3,986.8**	**3,986.8**	**3,986.8**	**3,986.8**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**
Adicionando novamente: Depreciação	12,960.0	12,960.0	12,960.0	12,960.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Removendo: Investimento Inicial	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Free Cash Flow	**16,946.76**	**16,946.76**	**16,946.76**	**16,946.76**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**
Fluxo de Caixa Acumulado	99,549.9	116,496.6	133,443.4	150,390.1	145,465.3	162,412.1	157,487.3	174,434.0	169,509.2	186,456.0	181,531.2	198,478.0	193,553.2	210,499.9	205,575.1	222,521.9	217,597.1	234,543.8	229,619.0	246,565.8
Período de Payback	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

IPCA	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%	3.74%
	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069
Depreciação																								
Receita	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3	19,390.3
Lucro Bruto	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**	**19,390.3**
Imposto de Renda	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3	7,368.3
% do Imposto	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*	*38%*
Receita Líquida	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**	**12,022.0**
Adicionando novamente: Depreciação	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Removendo: Investimento Inicial	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Free Cash Flow	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**	**12,021.96**
Fluxo de Caixa Acumulado	241,641.0	258,587.7	253,662.9	270,609.7	265,684.9	282,631.7	277,706.9	294,653.6	289,728.8	306,675.6	301,750.8	318,697.5	313,772.7	330,719.5	325,794.7	342,741.4	337,816.6	354,763.4	349,838.6	366,785.4	361,860.6	378,807.3	373,882.5	390,829.3
Período de Payback	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0