



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO, ATUÁRIA E CONTABILIDADE**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO DE FINANÇAS**

**WILGNER MENDES PEREIRA**

**AVALIAÇÃO DE PROJETO EMPÍRICO COM OPÇÕES REAIS: ESTUDO DE CASO**  
**COM PARQUE EÓLICO CEARENSE**

**FORTALEZA**

**2022**

WILGNER MENDES PEREIRA

AVALIAÇÃO DE PROJETO EMPÍRICO COM OPÇÕES REAIS: ESTUDO DE CASO  
COM PARQUE EÓLICO CEARENSE

Monografia apresentada ao Curso de Finanças da Universidade Federal do Ceará como requisito parcial à obtenção do título de bacharel em Finanças.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Gildemir Ferreira da Silva

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Sistema de Bibliotecas  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

P496a Pereira, Wilgner Mendes.

Avaliação de projeto empírico com opções reais : Estudo de caso com parque eólico cearense. / Wilgner Mendes Pereira. – 2022.

51 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Faculdade de Economia, Administração, Atuária e Contabilidade, Curso de Finanças, Fortaleza, 2022.

Orientação: Prof. Dr. Francisco Gildemir Ferreira.

1. Energia eólica. 2. Fluxo de caixa descontado. 3. Valor presente líquido. 4. Opções reais. I. Título.

CDD 332

---

## **Agradecimentos**

Primeiramente, agradeço a Deus por tudo que me concedeu até esse momento, sendo o meu Norte e me ajudando a passar pelas adversidades.

Aos meus pais, Regina e Wagner, pois devo minha eterna gratidão, não só pela força nos momentos difíceis, mas por toda a ajuda nas minhas realizações dos meus sonhos, que sem isso eu não teria conseguido completar essa jornada, eles foram a minha força ao longo do caminho, meu modelo a ser seguido e meu porto seguro.

Agradeço, também, aos meus amigos que estiveram ao meu lado ao longo do curso, especialmente ao Pedro Ronald, Bruno Alves e João Lucas, que passaram por todas as situações e momentos difíceis comigo, vocês tornaram tudo mais leve, pois eu sabia que poderia sempre contar com vocês.

Gostaria de agradecer a todos os professores do curso de Finanças e de Economia que pude ter a oportunidade de assistir aula, especialmente ao professor Gildemir que resumidamente foi um pai no meio acadêmico para mim, um exemplo de profissional e de ser humano. Esses professores que com seus ensinamentos tornaram a minha formação acadêmica possível.

## RESUMO

No âmbito energético do país, o potencial das fontes de energia limpa se destaca a energia eólica que devido as suas características, com ventos fortes, principalmente na região nordeste. Assim, esse trabalho desenvolve um projeto “*greenfield*” de parque eólico utilizando duas metodologias: modelo do fluxo de caixa tradicional (VPL) e teoria das opções reais (TOR), com o fito de apresentar se é viável ou não a construção da usina. Ademais, o trabalho tem objetivo de comparar as duas metodologias, apresentando vantagens e desvantagens em cada uma. Destaque para a TOR que devido a um certo nível de risco no modelo de negócio repassa para os administradores ou gerenciadores a possibilidade de flexibilidade no desenvolvimento, como a opção de postergar, de abandono, de contrair, entre outras, oferecendo um prêmio maior que o fluxo de caixa tradicional.

**Palavras chaves:** energia eólica, fluxo de caixa descontado, valor presente líquido, opções reais.

## ABSTRACT

In the energetic scope of the country, the potential of clean energy sources stands out wind energy that due to its characteristics, with strong winds, mainly in the northeast region. Thus, this paper develops a "greenfield" wind farm project using two methodologies: traditional cash flow model (NPV) and theory of real options (TOR), in order to present whether or not the construction of the plant is feasible. Furthermore, the paper aims to compare the two methodologies, presenting advantages and disadvantages of each one. TOR stands out because, due to a certain level of risk in the business model, it gives the administrators or managers the possibility of flexibility in development, such as the option of postponing, abandoning, contracting, among others, offering a higher premium than traditional cash flow.

**Keywords:** wind energy, discounted cash flow, net present value, real options.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Matriz Elétrica Brasileira em 2020	15
Figura 2	Potencial Eólico Anual a 100m de altura do Ceará	18
Figura 3	Ilustração de Fluxo de Caixa	20
Figura 4	Modelo de árvore binomial	28
Figura 5	Modelo de árvore trinomial	29
Figura 6	Árvore trinomial do ativo objeto	42
Figura 7	Árvore de decisão trinomial	43

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1	Métodos para estimação do Fluxo Caixa	19
Quadro 2	Classificação enquanto ao beta dos ativos	21
Quadro 3	Valores para o investimento inicial	33
Quadro 4	Taxa de Desconto do Parque Eólico	34
Quadro 5	Taxa de desconto nos dez primeiros anos	34
Quadro 6	Modelagem de Receita Bruta para os primeiros 10 anos	35
Quadro 7	Modelagem de Receita Líquida para os primeiros 10 anos	36
Quadro 8	Premissas de Custos	36
Quadro 9	Modelagem do Lucro Bruto para os primeiros 10 anos	37
Quadro 10	Premissas de despesas	37
Quadro 11	Modelagem do EBITDA para os primeiros 10 anos	37
Quadro 12	Projeções de lucro líquido para os primeiros 10 anos	38
Quadro 13	Prazos médios para estimação do capital de giro	38
Quadro 14	Estimativa da variação de capital de giro para os primeiros dez anos	39
Quadro 15	Estimativa de depreciação para os primeiros dez anos	39
Quadro 16	Resumo do fluxo de caixa	40
Quadro 17	Indicadores do método tradicional	40
Quadro 18	Sensibilidade: Variação da taxa de desconto x Taxa de crescimento na perpetuidade	41
Quadro 19	Parâmetros para construção da árvore do ativo objeto	42
Quadro 20	Parâmetros para construção da árvore do ativo objeto	43
Quadro 21	Sensibilidade: Volatilidade implícita x Taxa de remuneração livre de risco	44

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Cotação da DDP no Nordeste nos últimos 10anos

35

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

VPL	Valor Presente Líquido
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
TOR	Teoria das Opções Reais
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
CMO	Custo Marginal de Operação
ASMAE	Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
WACC	Custo Médio Ponderado de Capital
TIR	Taxa Interna de Retorno
PI	Projetos de Investimento
FC	Fator de Capacidade
OR	Opções Reais
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
<b>2 JUSTIFICATIVA</b> .....	<b>13</b>
<b>3 OBJETIVOS</b> .....	<b>13</b>
3.1 Objetivos gerais .....	13
3.2 Objetivos específicos .....	13
<b>4 REVISÃO DE LITERATURA</b> .....	<b>14</b>
4.1. Matriz energética eólica.....	14
4.1.1 Estudo do Setor.....	14
4.1.2 Riscos de Ventania.....	15
4.1.3 Precificação de Energia .....	16
4.2. Análise de viabilidade tradicional.....	19
4.2.1 Fluxo de caixa.....	19
4.2.2 Taxa de desconto.....	20
4.2.3 Valor Presente Líquido e indicadores .....	22
4.3 Teoria das opções reais .....	25
4.3.1 Opções américas e europeias .....	25
4.3.2 Modelo de Black & Scholes .....	26
4.3.3 Arvore de decisão - Modelo trinomial.....	28
4.3.4 Por que usar Opções Reais?.....	30
<b>5 METODOLOGIA</b> .....	<b>32</b>
5.1 Investimento Inicial .....	32
5.2 Taxa de Desconto ou WACC .....	33
5.3 Fluxo de Caixa Descontado.....	34
5.3.1 Premissas do modelo .....	35
5.3.2 Valor presente do parque eólico.....	40
5.3.3 Sensibilidades .....	41
5.4 Modelagem aplicada na TOR .....	41
5.4.1 Opção de espera.....	41
5.4.2 Ativo Objeto .....	42
5.4.3 Arvore trinomial de decisão.....	42
<b>6. CONCLUSÃO</b> .....	<b>44</b>
<b>7. REFERÊNCIAS</b> .....	<b>45</b>
APÊNDICE I – Modelagem financeira do projeto de parque eólico. ....	48
APÊNDICE II – Fluxo de caixa livre da Firma .....	49
APÊNDICE III – Taxa de desconto aplicada em cada período .....	50



## 1 INTRODUÇÃO

No âmbito energético do país, o potencial das fontes de energia limpa se destaca devido as suas características, com ventos fortes (energia eólica), principalmente na região nordeste, alta exposição a luz solar durante um período anual (energia solar), setor agrícola presente em todas as regiões (energia bioquímica), entre outras coisas. Além disso, vale destacar que o Ceará já possui, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) em 2022, as fontes de energia solar e eólica sendo responsável por 58% do total da matriz energética do estado, constando em maior equilíbrio entre as fontes de energia mais tradicionais.

Dentre tais fontes, a energia eólica se destaca no país, principalmente nas regiões norte e nordeste, uma vez que elas são consideradas as melhores áreas para o desenvolvimento da matriz energética com ventos fortes durante todo ano (Alves, 2010).

Apesar de que o Brasil apresente potencial em fontes energéticas alternativas, despertando o interesse de investidores, é indiscutível que, assim como outro qualquer projeto de investimento, há também incertezas enquanto a implementação da matriz energética em uma localização como o processo de instalação, preço da energia, legislação, a constância e potência dos ventos etc.

Com isso, pode haver imprecisões de viabilidades econômico-financeiras, ferramenta a qual é baseada nas projeções de fluxos de caixa trazidas a valor presente por meio de uma taxa de desconto e descontando o valor do investimento inicial resultando no valor presente líquido (VPL), o qual é responsável para a tomada de decisão de projetos, informando se é factível ou não ser realizado, pois, quando feito da maneira tradicional, o modelo não é capaz captura tais incertezas.

Diante disso, a Teoria das Opções Reais (TOR), pouco citada e utilizada no âmbito nacional, oferta à modelagem econômico-financeira a possibilidade de cenários possíveis que no decorrer da execução do projeto venham acontecer. Dessa forma, repassa para os administradores ou gerenciadores a possibilidade de flexibilidade no desenvolvimento, como a opção de postergar, de abandono, de cash in ou cash out etc. (Dos Santos, 2005).

Além disso, apesar de que alguns profissionais de finanças, que produzem a modelagem econômico-financeira com o fito de avaliação, traçam a análise de sensibilidade de cenário para que haja maior flexibilização no fluxo de caixa, variando as projeções entre otimistas e pessimistas, tal prática corresponde há uma parte pequena perante os cenários

possíveis de acontecer, isto é, simulando as oscilações na execução do projeto. Na vida real, entretanto, há possibilidade do projeto ser adiado, cancelado, mudado, diminuído, aumentado etc. (Póvoa, 2012).

Com isso, esse trabalho objetiva comparar a avaliação de um parque eólico por duas metodologias. O nome do parque não será exposto por motivo de confidencialidade. Será utilizado a metodologia tradicional, isto é, com o VPL e a Teoria das Opções Reais, sendo no final apresentado a comparação dos resultados e vantagens entre as metodologias.

## **2 JUSTIFICATIVA**

Apesar de que a avaliação de um projeto mediante os Fluxos de Caixa Descontado (FCD) seja uma ferramenta para decisão de investimento e a forma mais frequente que os profissionais na área de finanças utilizem, ela não contempla as incertezas ou riscos que esse projeto pode ter.

Dessa forma, a realização da avaliação por meio da Teoria das Opções Reais nesse trabalho visa apresentar caminhos alternativos para que as incertezas ou os riscos seja diluído, com a sua principal característica, a flexibilidade gerencial durante a execução.

## **3 OBJETIVOS**

### **3.1 Objetivos gerais**

- Analisar viabilidade da implementação de uma usina eólica no Ceará com avaliação baseado na TOR e no FCD por meio dados empíricos.

### **3.2 Objetivos específicos**

- Realizar por meio de projeções e premissas econômico-financeiras o VPL do parque eólico.
- Desenvolver modelo de Opções Reais, mensurando o prêmio da opção de investir no projeto.
- Comparar os resultados das duas avaliações, conforme descritos nos últimos dois pontos.

## 4 REVISÃO DE LITERATURA

### 4.1. Matriz energética eólica

#### 4.1.1 Estudo do Setor

A geração de energia elétrica no Brasil é baseada no marco regulatório básico resultante da reforma de 2004, embora a definição da matriz energética baseada em energia hidrelétrica tenha se originado no final do século XIX, quando a construção da Usinas Hidrelétrica de Marmelos, na cidade de Juiz de Fora, que foi um precursor do modelo brasileiro dado abundância do recurso hídrico em algumas regiões do país (Fraga, 2018).

Com isso, houve o processo de substituição de óleo e de gás que faziam iluminação em postes, consequente do processo industrial brasileiro. Diante disso, o planejamento centralizado do governo federal e a execução de projetos de infraestrutura de usinas hidrelétricas e termelétricas (em monopólio) influenciaram a expansão dos complexos geradores de energia ao longo da segunda metade do século XX. Paralelamente, foi iniciado o projeto de instalação da Usina de Angra I que fornecerá energia por fissão nuclear, assim, diversificando a matriz energética e garantir a aquisição de novas energias. Considerando as condições de especialização da produção para essa forma de geração de energia elétrica, possibilitada pela abundância de recursos, o Brasil deu então a opção por um modelo hidrelétrico (Fraga, 2018).

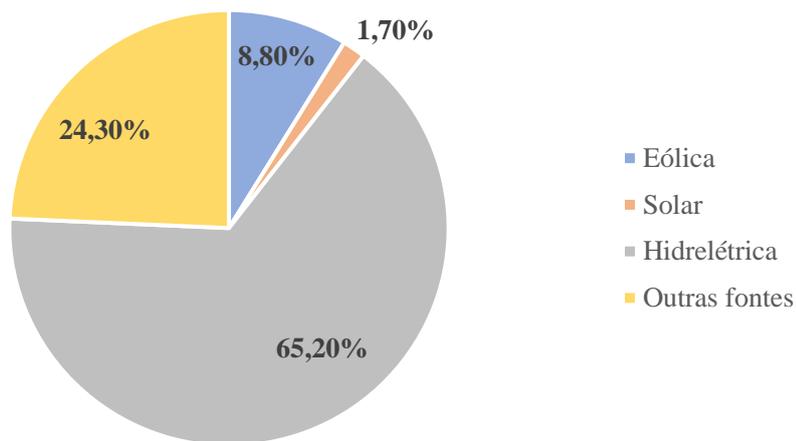
Diante o uso dominante das hidrelétricas, os problemas colocados pelo modelo tradicional, o qual a infraestrutura institucional impulsionou ao longo das últimas décadas, sofreu um esgotamento premeditado, em grande parte devido ao fato de esses recursos dependerem das mudanças climáticas que ocorrem na Terra, bem como novas tecnologias e a criação e desenvolvimento de processos de geração de energia que permitam a substituição de modelos diversos e de baixo risco pela base energética nacional (Fraga, 2018).

Dessa forma, a decisão, recentemente, do governo de promover a melhoria da matriz elétrica vem desenvolvendo usinas eólicas e fotovoltaicas para pequenas centrais hidrelétricas, caso essa tendência se confirme, os custos de produção e operação são relativamente menores do que os custos operacionais de usinas termelétricas, por exemplo. Novamente, mudanças no quadro institucional apoiado pelo foco do Estado em salvaguardar a segurança energética por meio da segurança do abastecimento. Relacionado a isso, aumentar a concorrência e

promover tarifas acessíveis também são os objetivos finais do estabelecimento do modelo brasileiro (Fraga, 2018).

Com isso, segundo a Empresa de Pesquisa Elétrica (EPE), o quadro de matriz energética em 2020 é resumido da seguinte forma:

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira em 2020



Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Elétrica

#### 4.1.2 Riscos de Ventania

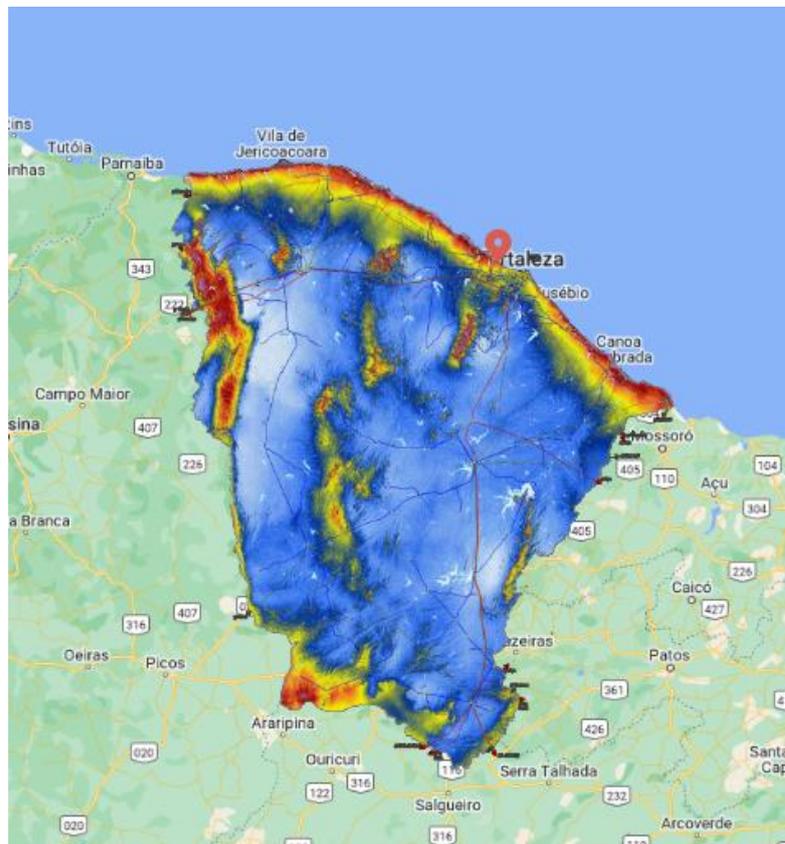
Sob a ótica do Centro de Referência de Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB, 2005), a presença heterogênea da radiação solar na Terra, juntamente com a heterogeneidade da superfície da Terra em termos de forma, topografia e taxa de variação de temperatura são os fatores que levam ao movimento contínuo da massa de ar, na qual se aquecem nas regiões de maior temperatura e se elevam à atmosfera, e nesse dado momento, o ar de outros territórios ocupam seu lugar. Esse fenômeno é o que caracteriza os ventos.

As condições climáticas estacionais observadas ao longo do ano são refletidas nos padrões de vento. Em geral, a velocidade média é representada por estatísticas que traduzem essas mudanças de comportamento. O estudo é fundamental para estimar a capacidade de produção de parques eólicos. A perturbação tem um efeito significativo quando o comportamento é observado durante um curto período. Este é o resultado do atrito do ar na superfície da Terra, diferenças térmicas na atmosfera ao longo de sua elevação, levando em consideração a existência de obstruções e irregularidades do terreno (Burton et al., 2001).

A exposição de aerogeradores a campos abertos os coloca sob intervenção de muitos fenômenos físicos que afetam sua operação, e a validação do projeto e certificação possuem o requisito de explorar uma ampla gama de cenários específicos (Jonkman, 2013). Portanto, a capacidade de modelar e simular o comportamento de aerogeradores em um ambiente próximo à realidade requerem métodos, ferramentas e dados que possam levar em conta os diversos fenômenos que determinam seu comportamento estrutural, dinâmico e elétrico.

No Estado do Ceará, conforme a Figura 2, a região onde o risco de ventania é mitigado é no litoral – indicado pela cor vermelha onde possui maior intensidade -, consoante os dados e as previsões da Atlas dos Ventos do estado, é também o local onde a maioria dos aerogeradores cearenses também estão concentrados

Figura 2 - Potencial Eólico Anual a 100m de altura do Ceará



Fonte: ADECE - Agência de Desenvolvimento do Estado do Ceará

#### 4.1.3 Precificação de Energia

Após a produção de energia dado por uma matriz energética, ela por ser comercializada por meio de contratos bilaterais de energia (*Power Purchase Agreement - PPA*), vendas à longo prazo para a Eletrobrás por intermédio do Programa de Incentivo às

Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) ou venda no mercado Spot na Câmara de Comercialização de Energia (CCEE). Com isso, uma fonte energética inflexível é aquela onde a venda da energia é negociada através de contratos de longo prazo, seja por Contratos Bilaterais (PPA's – *Power Purchase Agreement*), ou participantes do PROINFA -, pois seus preços de venda são pré-estabelecidos nos contratos de longo prazo, e, portanto, não são afetadas por variações no preço Spot de energia. As PCH's flexíveis, por outro lado, tem a sua energia negociada diretamente no mercado *Spot* (CCEE), estando sujeitas as oscilações de preço desse mercado (Caporal, 2008).

- *Power Purchase Agreement* – PPA

Os contratos bilaterais são definidos como acordos de compra e venda de energia celebrados livremente entre dois agentes de mercado, sem a intervenção da CCEE, e são divididos em duas subcategorias de acordo com a duração do contrato: Longo prazo (a partir de seis meses), o que exige o protocolo de registo do contrato celebrado pela CCEE, e Curto Prazo, de até seis meses (Caporal, 2008).

Além disso, os registros de contratos com a CCEE não contêm informações sobre preços negociados, apenas quantidades em MWh contratadas entre empresas e ajustadas de acordo com os níveis de carga sem verificação, ou seja, os dados não precisam ser os iguais em um mesmo período (Caporal, 2008).

O preço da energia de mercado de curto prazo é altamente volátil para refletir com precisão a demanda de entrada por nova geração. Dessa forma, o desenho do modelo considera que o “motor” para expandir o sistema é a vontade de fazer um acordo para parte da demanda por meio de contratos bilaterais de compra antecipada de energia, chamados de *PPAs – Power Purchase Agreement*. Embora, eles sejam instrumentos financeiros, a exigência regulatória de que sejam lastreados em capacidade física de produção garante que o incentivo aos contratos bilaterais resulte em nova oferta (Caporal, 2008).

- PROINFA

De acordo com a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu-se o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA). A matriz energética brasileira é composta em sua maioria por fontes hidrelétricas, o programa surgiu para aumentar a participação de unidades produtivas baseadas em biomassa, eólicas e pequenas centrais

hidrelétricas. O objetivo é contratar 3.300 megawatts de capacidade instalada em uma primeira fase, em seguida o Ministério de Minas e Energia (MME) determinará a quantidade de energia renovável a ser contratada, mas deve ser feito de modo que não exceda o limite pré-definido da tarifa média de suprimento, se comparado com o crescimento baseado em fontes convencionais. O valor econômico correspondente a cada fonte será de acordo com a definição do Ministério de Minas e Energia – MME, sendo aplicada na primeira etapa do programa, com as vendas de energia elétrica destinada às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ELETROBRÁS e no caso de pequenas centrais hidrelétricas, o piso será o corresponde a 70% da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao consumidor final (Caporal, 2008).

#### - Mercado *Spot*

A contabilização de toda a energia elétrica, produzida e consumida, é feita pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), levando em consideração o montante de energia contratada e toda a energia efetivamente averiguada (consumida ou gerada). As empresas produtoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica registram a quantidade de energia contratada, por meio da CCEE, acrescido dos dados de medição, para que se possa determinar a diferença entre a energia produzida e consumida. Esse diferencial é liquidado mensalmente pela CCEE ao preço de mercado para cada submercado (Norte, Sul, Sudeste e Nordeste) e cada nível (leve, médio e pesado). Isso é chamado de mercado de curto prazo, mercado à vista ou mercado *Spot* (Caporal, 2008).

O preço da energia no mercado *Spot* não é derivado diretamente das leis de oferta e demanda, mas é calculado, de modo mensal, por meio de um arquétipo matemático que determina o Custo Marginal de Operação (CMO), definida como o custo de produção de uma unidade adicional de energia em comparação com a última unidade consumida. Uma vez calculada o CMO, a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia - ASMAE torna público o preço a ser praticado no mercado *Spot*, que equivale ao CMO para cada região do Brasil (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste). O preço publicado é utilizado na liquidação das transações entre os agentes de mercado integrantes aos montantes dos Contratos Bilaterais (Caporal, 2008).

## 4.2. Análise de viabilidade tradicional

Neste tópico será abordado como é realizado a avaliação de projetos de maneira tradicional por meio do Fluxo de Caixa descontado, isto é, como se é estimado o fluxo de caixa, a taxa de desconto e a metodologia para trazer valores futuros para os valores presentes, além dos indicadores utilizados para a aprovação do investimento.

### 4.2.1 Fluxo de caixa

Os fluxos de caixa são fundamentais às avaliações de fluxo de caixa descontado, podendo ser classificado em duas visões: fluxo de caixa do patrimônio, onde se tem a ótica do investidor com o uso do capital próprio, e fluxo de caixa da firma, a qual considera tanto o capital próprio e o capital de terceiros (Damodaran, 2007).

Quadro 1 – Métodos para estimação do Fluxo Caixa

<b>Fluxo de caixa do Patrimônio</b>	<b>Fluxo de caixa da Firma</b>
(=) Lucro Líquido	(=) EBIT
- Investimentos	- Impostos
+ Depreciação	+ Depreciação
- Variação do Capital de Giro	- Investimentos
+ Nova dívida levantada	+ Variação do Capital de Giro
- Repagamento de dívida	<b>(=) Fluxo de Caixa Livre da Firma</b>
<b>(=) Fluxo de Caixa Livre do Patrimônio</b>	

Fonte: Elaboração própria

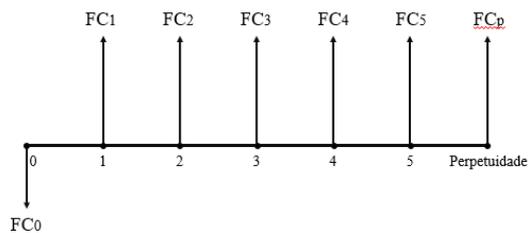
Percebe-se, conforme o quadro acima, que saindo de determinados indicadores de lucros para os chamados fluxos de caixa livres, que são denominados dessa forma, uma vez que são incorporados fluxos depois dos impostos e a necessidade de reinvestimento, logo são considerados livres para retiradas tanto do investidor quanto para a firma (Damodaran, 2007).

Além disso, como objetivo de construir um modelo financeiro, o analista baseado nos conhecimentos de hoje, projeta esse fluxo de caixa, por meio de uma taxa de crescimento ou nos resultados esperados pela administração que irá executar o projeto. Dessa forma, por

conta de não serem valores realizados, há possibilidade de uma decisão ruim por causa de erros nos fluxos de caixa projetados, que é denominado de risco de previsão (Ross *et. al*, 2013).

Em síntese, quando os fluxos de caixas podem ser representados da seguinte forma:

Figura 3 – Ilustração de Fluxo de Caixa



Fonte: Elaboração Própria

Onde,

- $FC_0$  = fluxo de caixa inicial realizado hoje, com a ponta da seta para baixo representando um gasto, isto é, o valor investido no projeto.
- $FC_{1,2,3,4,5}$  = fluxos de caixa para cada período, com a seta para cima representando um retorno do projeto.
- $FC_p$  = fluxo de caixa considerando a perpetuidade do projeto, sendo calculado da premissa de crescimento.

#### 4.2.2 Taxa de desconto

Como qualquer outro investimento, em termos de avaliação há também a presença do risco do negócio, o qual denomina-se de taxa de desconto, o qual se refere à probabilidade de perdas e ganhos de rendimentos no investimento (Damodaran, 2007). Além disso, segundo a relação Risco-Retorno, quanto maior o potencial de retorno, maior será o risco desse investimento, e o contrário também sendo válido (Ross *et. al*, 2013).

Assim como classificamos o fluxo de caixa em duas visões, para a mensuração da taxa de desconto será semelhante, caso a escolha do modelo de precificação seja com o fluxo de caixa para a firma, a taxa de desconto a ser adotada seria o custo médio ponderado de capital (WACC) que considera tanto o risco dos acionistas quanto dos credores. E, no caso pela

metodologia de fluxo de caixa para o acionista, apenas será considerado o custo de capital próprio (Póvoa, 2012).

- Custo de Capital Próprio ( $K_e$ )

O custo de capital próprio pode ser mensurado por meio do *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) que é o principal modelo utilizado, que se baseia no argumento da dominância do binômio risco-retorno para o equilíbrio de precificação. Quando os preços se deslocam da relação risco-retorno preferida pelo mercado naquele momento, os investidores iniciam processos de compra e venda até que um novo equilíbrio se estabeleça (Póvoa, 2012). Em outras palavras, é um modelo em que captura a exposição de um ativo a todo tipo de risco do mercado em um número, o beta do ativo (Damodaran, 2007). Podendo ser mensurado da seguinte forma:

$$K_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f)$$

Onde,

- $R_f$  é a taxa livre de risco, sendo o retorno mínimo exigido pelo investidor;
- $\beta$  é uma relação de regressão linear a qual indica se o investimento é mais ou menos volátil do que o mercado como um todo, estando em um intervalo entre -1 e 1;

Quadro 2 – Classificação enquanto ao beta dos ativos

Quanto mais próximo de -1	Há uma forte relação inversa ao mercado.
Quanto mais próximo de 0	Não há relação ao mercado.
Quanto mais próximo de 1	Há uma forte relação direta ao mercado.

Fonte: Elaboração Própria

- $R_m$  é a taxa de retorno esperado do mercado.

- Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

Quando utilizado o fluxo de caixa da firma, a taxa de desconto para trazer a valor será o WACC - traduzido do inglês, seria o custo médio ponderado de capital – uma vez que irá considerar, o retorno para investidores, o retorno exigido por credores (Póvoa, 2012). Portanto,

será agregado ao CAPM o custo da dívida, que pode ser observada direta ou indiretamente, é a taxa de juros a qual vai ser ou é atrelado ao endividamento (Ross et. al, 2013), com retrospectivos pesos da estrutura de capital, da seguinte forma:

$$Wacc = \frac{E}{E + D} \times Ke + \frac{D}{E + D} \times Kd$$

Onde,

- $E$  é equity, que significa o capital próprio no investimento;
- $D$  é debit, que é o capital de terceiros no investimento;
- $Ke$  é o custo de capital próprio;
- $Kd$  é o custo de capital de terceiros.

#### 4.2.3 Valor Presente Líquido e indicadores

##### - Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido correspondente a um projeto pode ser definido como a soma dos valores descontados associados a ele. Na concepção de Veras (2001, p. 234), este método ‘baseia-se em calcular o valor presente líquido do fluxo de caixa, com suas respectivas entradas e saídas, da aplicação que está sendo observada’. De acordo com (GITMAN, 2002), pelo método levar em consideração o valor do dinheiro no tempo, acaba por se tornar uma ferramenta aprimorada de análise de estimativas de capital que, por sua vez, é calculado da seguinte forma:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + i)^t} - I_0$$

Onde,

- $t$ : período generalizado ( $t=0$  a  $t=n$ );
- $i$ : taxa de desconto;
- $FC_t$ : é um fluxo coletivo para  $t = (0...n)$  que pode ser positivo (entradas) ou negativos(saídas);
- $VPL$ : Valor Presente Líquido descontado a uma taxa  $i$ ;
- $I_0$ : Investimento inicial;

- $n$ : números de intervalos do fluxo.

O método VPL faz parte do conceito de proporção, logo, é caracterizado por trazer para o tempo presente, ou seja, este método leva em consideração o valor temporal dos recursos financeiros. A viabilidade financeira do projeto analisado pelo método VPL é representada pelo diferencial positivo entre receita e custo, descontada a uma taxa de juros específica (REZENDE & OLIVEIRA, 1993).

O método VPL contém algumas vantagens: pode ser aplicado a fluxos de caixa que possuem múltiplas mudanças de sinal, incluindo entradas e saídas; considerando o valor do dinheiro no tempo e; depende inteiramente dos fluxos de caixa esperados do projeto e do custo de oportunidade do capital, onde as escolhas do tomador de decisão não possuem muita significância, tais como impacto dos métodos contábeis utilizados pela empresa, a rentabilidade das atividades atuais da empresa ou a lucratividade de outros elementos independentes. No entanto, esta abordagem apresenta malefícios, entre os quais está a determinação da taxa mínima de atratividade, ou seja, a flexibilidade da taxa de juros e; a incapacidade de recuperar os benefícios de projetos bem-sucedidos (BRUNI & FAMÁ, 2003).

#### - Taxa Interna de Retorno (TIR)

Sob a ótica de Fleischer (1988), a TIR de uma aplicação é a taxa de juros na qual o valor presente da receita resultante do projeto é exatamente equivalente ao valor presente dos pagamentos, ou seja, é a aquisição de uma respectiva taxa de juros que faça com o que o valor presente dos fluxos de caixa seja nulo. Oliveira (1982) define a taxa interna de retorno como a taxa que torna o valor das rentabilidades futuras igual ao valor dos custos incorridos pelo projeto, portanto a taxa interna de retorno é descrita como o retorno esperado do capital investido. A rentabilidade do projeto obtido a partir da análise do fluxo de caixa esperado é a taxa de juros que torna zero a diferença entre receitas e despesas. Portanto, o critério para tomar uma decisão de investimento com base na taxa interna de retorno é aceitar um projeto de investimento quando a taxa interna de retorno exceder o custo de oportunidade do capital adquirido no projeto de investimento. A fórmula de cálculo da TIR é feita da seguinte forma:

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

Onde,

- $FC_0$ : Investimento inicial;
- $FC_t$ : Valor presente dos ingressos de caixa;
- $i_{TIR}$ : Taxa Interna de Retorno;
- $t$ : Tempo de desconto de cada ingresso de caixa;
- $n$ : Tempo de desconto do último fluxo de caixa.

O método da TIR tem suas vantagens, dentre elas está a clareza da visualização percentual após chegar ao resultado; considera também o valor do dinheiro no tempo. Mas também há desvantagens na dificuldade de calcular, já que é feito com base em tentativa e erro; A consistência dos resultados é variável, e o método pressupõe que o saldo será reaplicado na mesma taxa de investimento.

#### - *Payback* descontado

Sob a ótica de Rasoto *et al.* (2012), o *payback* descontado permite a visualização do tempo necessário para que as receitas do projeto retornem o valor investido, ou seja, consiste no período preciso para que os ingressos de caixa se equiparem ao montante inicialmente investido, também caracterizado como uma ferramenta de indicação de risco do projeto.

Como a solução do *Payback* indica o número de ciclos necessários para recuperar o investimento e está diretamente relacionado ao fator de risco, quanto menor for o *Payback* de um projeto, menor o risco da aplicação monetária. Por outro lado, uma alta rentabilidade indica um alto risco na implantação do projeto em questão (SOUZA e CLEMENTE, 2008). Assim, o indicador de retorno tenta determinar se o período de retorno do investimento inicial de negócios ocorre dentro do horizonte planejado. No entanto, deve-se notar que este indicador deve ser utilizado com cautela ao comparar projetos em diferentes ramos de atividade, pois ignora todos os eventos (receitas e custos) após um determinado período (LIMA, 2010; RASOTO *et al.*, 2012). Para Kliemann Neto (2005), o *Payback* é um indicador complementar útil em situações de instabilidade financeira, alto risco ou volatilidade frequente, onde o seu cálculo se dá na seguinte fórmula:

$$FCC_{(t)} = -I \sum_{j=1}^t \frac{(R_j - C_j)}{(1 + i)^j}$$

Onde,

- $FCC_{(t)}$ : Valor atual do capital ou o fluxo de caixa descontado para o valor atual cumulativo até o instante  $t$ ;
- $I$ : Valor algébrico do investimento no instante 0;
- $R_j$ : Receita do ano  $j$ ;
- $C_j$ : Custo do ano  $j$ ;
- $i$ : Taxa de juros
- $j$ : Índice que simboliza os períodos  $j$ : 1 a  $t$ .

### 4.3 Teoria das opções reais

#### 4.3.1 Opções americanas e europeias

As escolhas financeiras são, em geral, catalogadas conforme sua capacidade de exercício adiantado. As opções de estilo europeu só podem ser exercidas na data de vencimento, enquanto as opções de estilo americano podem ser exercidas a qualquer momento antes da data de vencimento. Logo, como o preço das opções europeias possui o requisito de conhecimento do preço final do ativo, acaba por se tornar uma questão mais fácil se for comparada ao modo americano, de caráter mais complexo.

Em uma tentativa de desenvolver uma conclusão minuciosa de precificação, Black e Scholes (1973) chegaram a um resultado que mensura o preço de uma *call* europeia simples, contudo, soluções críticas para modelos mais complexos ainda não foram formuladas. Consequentemente, a maior parte das pesquisas atualmente em desenvolvimento na área de instrumentos financeiros concentra-se no uso de procedimentos numéricos para avaliar opções com características mais complexas, incluindo opções americanas.

O maior obstáculo para o desenvolvimento de respostas analíticas para o modelo americano se dá por conta de uma característica fundamental, o exercício antecipado. Assim, vários métodos numéricos foram desenvolvidos ao longo dos anos para estimar os preços nos moldes americanos, entretanto, quando se encontra com mais de três agentes de incerteza, os modelos ficam impraticáveis.

Através do modelo de Simulação de Monte Carlo, Boyle (1977) o introduziu para análise de opções. Até proximamente, os estudos na precificação de opções eram limitados à

precificação de opções europeias. Muitos consideram esses modelos inadequados para opções americanas porque seu algoritmo de preços envolve determinar melhor estratégia de exercício antecipado por meio de um artifício dinâmico de programação. Acreditava-se que o modelo de simulação, de natureza *Forward*, não suporta o modelo de programação dinâmica, que é de natureza *Backward*. Esse fato é mais bem ilustrado pela conclusão de alguns autores: Segundo Hull, “Uma restrição do modelo de Monte Carlo é que ele só pode ser aplicado à avaliação de derivativos europeus.”; Hull e White fazem dessa ideia ficar ainda mais clara quando afirmam que “A simulação de Monte-Carlo não consegue capturar o atributo de exercício antecipado, justamente por não sabermos o melhor momento de preço para um determinante instantâneo no tempo”.

#### 4.3.2 Modelo de Black & Scholes

Sob a ótica de Bessada *et al.* (2005), o mercado de derivativos no Brasil vem crescendo, com cada dia mais pessoas interessadas no assunto. Destacando que o mercado financeiro nacional se encontra em desenvolvimento constante, oferecendo uma variedade de formas eficazes de gestão de capital e risco.

Segundo Bessada *et al.* (2005) os derivativos sujeitam-se a existência de um ativo modelo ou ativo objeto, portanto, esses contratos existem porque constam produtos que estão sendo negociados à vista no mercado índices, ações, taxa de juros, produtos agrícolas, entre outros. No entanto, os derivativos só podem existir em ativos e mercadorias cujos preços são negociados livremente no mercado.

Dentre os diversos tipos de derivativos podemos destacar as opções, um dos derivativos mais negociados por pessoas físicas no território nacional. É necessário entender como funciona o mercado de opções, entretanto, se tem a necessidade de achar o “preço justo” de um contrato por parte dos investidores, na qual as tomadas de decisões no tocante a compra e venda tenha pertencimento à estratégia financeira aplicada.

Um dos modelos mais importantes e famosos de precificação de opções é o de Black-Scholes, vindo a ser publicado em 1973 no *Journal of Political Economy*, da Universidade de Chicago. Tal modelo assume que o preço do ativo está sujeito a um comportamento aleatório contínuo (estocástico), partindo do pressuposto que a distribuição de probabilidade do objeto é log-normal.

Black e Scholes (1973) expressaram que ao derivar a equação para o valor de opções em relação aos preços das ações, foram assumidas condições ideais para os mercados de ações e opções, baseadas em sete premissas:

- i. A ação não distribui dividendos.
- ii. É conhecida e constante a taxa de juros isenta de risco no seu curto prazo.
- iii. Opção da modalidade europeia, podendo ser exercida apenas no vencimento.
- iv. A precificação das ações segue um passeio aleatório, com o tempo contínuo e variância equivalente ao quadrado dos preços das ações.
- v. No ato de compra e/ou venda da ação ou opção, não há custos de transações.
- vi. Com o intuito da compra de um título, é possível ceder qualquer fração de seu preço em prol de sua aquisição, ou mesmo manter, a uma taxa de juros de curto prazo.
- vii. Vendas a descoberto sem penalidades.

As fórmulas de precificação de Black e Scholes, no âmbito de *call* e *put*, podem ser expressas da seguinte forma: (Black-Scholes 1973):

$$C = SN(d1) - Ke^{-rT}N(d2)$$

$$P = -SN(d1) - Ke^{-rT}N(d2)$$

$$d1 = \frac{\ln \frac{S}{K} + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma\sqrt{T}}$$

$$d2 = \frac{\ln \frac{S}{K} + \left(r - \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma\sqrt{T}}$$

$$d2 = d1 - \sigma\sqrt{T}$$

Onde,

P: Precificação da *put*;

C: Precificação da *call*;

S: Preço da ação;

K: Preço do exercício;

T: Tempo até o vencimento;

$\sigma$ : Desvio-padrão do retorno das ações;

e: base dos logaritmos naturais;

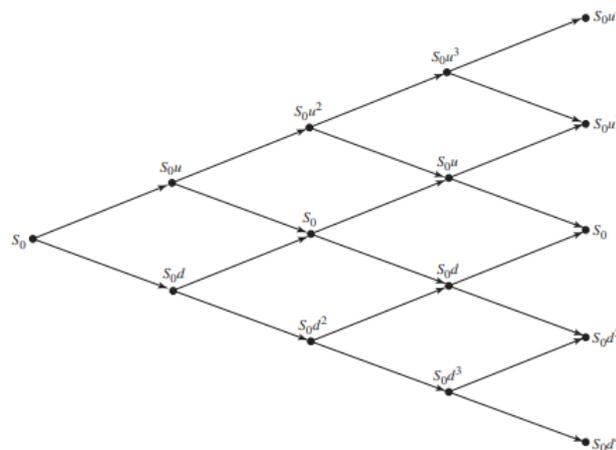
N(d): Função de densidade normal acumulada.

De um lado temos a *call*, onde no termo  $SN(d1)$  é constatado a derivada da vantagem esperada ao adquirir o ativo, na qual é multiplicado o valor do ativo objeto ( $S$ ) pelas mudanças no preço (prêmio) em termos das mudanças nos preços do ativo objeto  $N(d1)$ . Do outro lado, temos o valor atual do exercício no seu vencimento, e o preço justo é calculado pela diferença dos componentes da fórmula.

#### 4.3.3 Arvore de decisão - Modelo trinomial

O modelo da árvore binomial, apresentado por Cox, Ross e Rubinstein (1979) e o de Black-Scholes (1973) são os mais visados pelo mercado, em virtude de sua fácil utilização e singeleza, no entanto, é válido mencionar que possuem limitações, destacando que ambos não mostram as reais condições encontradas no mercado. Na figura abaixo segue breve ilustração do modelo binomial.

Figura 4 – Modelo de árvore binomial



Fonte: Hull (2006)

Onde,

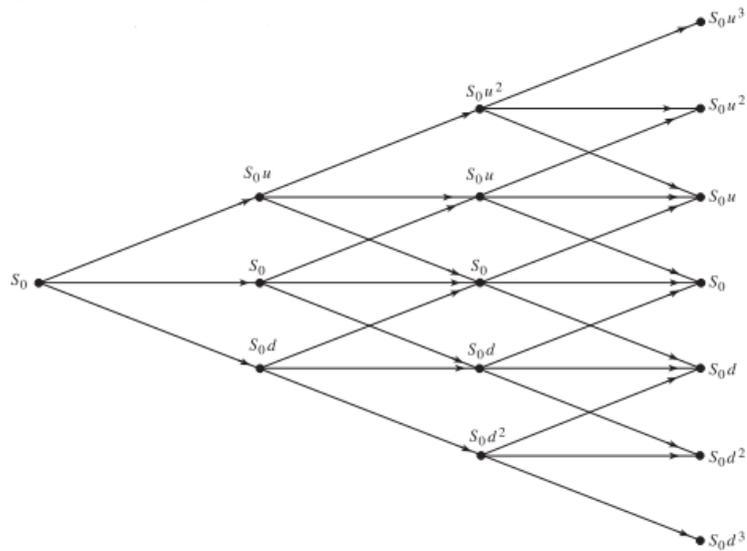
- $S_0$ : Nó inicial da árvore
- $u$ : Fator de multiplicação em caso de subida na árvore – “Up”
- $d$ : Fator de multiplicação em caso de descida na árvore – “Down”

Já o modelo de árvore trinomial implícita depende da volatilidade contínua da árvore trinomial padrão para construir sua volatilidade implícita, tornando a modelagem em condições mais próximas da realidade. Supõe-se que a volatilidade (em princípio constante) varie em pontos percentuais de acordo com a alta ou queda do preço de exercício causada pela

mudança no preço do ativo subjacente da opção, ou seja, o modelo é ajustado ao sorriso da volatilidade.

Uma árvore trinomial, semelhantemente a uma árvore binomial, é dado por N níveis, possuindo um grupo de nós e aderindo com movimento para cima, meio e para baixo de cada nó,  $t$  é a duração do passo de tempo, da seguinte forma, consoante Hill (2006):

Figura 5 – Modelo de árvore trinomial



Fonte: Hill (2006)

Onde,

- $S_0$ : Nó inicial da árvore
- $u$ : Fator de multiplicação em caso de subida na árvore – “Up”
- $d$ : Fator de multiplicação em caso de descida na árvore – “Down”

Sendo que as variáveis acima, são calculados da seguinte maneira:

$$S_0 = VPL_{Tradicional}$$

$$\Delta t = \frac{T}{n}$$

$$u = e^{\sigma\sqrt{3\Delta t}}, \quad d = \frac{1}{u}$$

E, as probabilidades são:

$$P_u = \frac{1}{6} + \sqrt{\frac{\Delta t}{12\sigma^2}} \times \left( r - q - \frac{\sigma^2}{2} \right), \quad P_m = \frac{2}{3}, \quad P_d = \frac{1}{6} - \sqrt{\frac{\Delta t}{12\sigma^2}} \times \left( r - q - \frac{\sigma^2}{2} \right)$$

Onde,

- $\sigma$ : Volatilidade implícita do Projeto.
- $\Delta t$ : Período entre um nó e outro.
- $T$ : Período considerado na modelagem tradicional.
- $n$ : Números de nós da árvore.
- $r$ : Taxa de juros livre de riscos.
- $q$ : Taxa de distribuição de dividendos.

Além disso, segundo Derman, Kani e Chriss (1996), em mercados com sorrisos de volatilidade grandes ou persistentes, os modelos de árvores trinomiais implícitas podem fornecer maior consistência na estimativa dos preços teóricos das opções, o que não ocorre nos modelos de Black-Scholes e de árvore binomial, uma vez que a volatilidade nestes é dada como constante, sendo independente do preço do exercício do ativo-objeto e prazo de vencimento. O sorriso da volatilidade, assim como sua distribuição, é uma restrição considerada como essenciais para a falta de aproximação entre o preço de mercado e teórico.

#### 4.3.4 Por que usar Opções Reais?

O mundo contemporâneo é caracterizado pela complexidade multipolaridade e pela ruptura com os antigos fundamentos institucionais. A natureza mutável da concorrência e as crescentes pressões sobre o mercado globalizado tornam a análise de projetos de investimento (PI) como um processo importante para construir uma vantagem competitiva. Essa mudança, e sua complexidade inerente, exige uma perspectiva diferente das peculiaridades, diversidades e estados que constituem os novos cenários, que possuem caráter instáveis e turbulentos.

Segundo Brasil (2002), recentemente tem-se estudado os conceitos básicos de investimentos como opções, e tal fato muda consideravelmente o processo da tomada de decisão no âmbito dos investimentos, em suas vertentes teóricas e práticas.

Supondo uma aplicação monetária para a construção de um parque eólico, pode ser tratada como uma opção que pode ser realizado ou não, entretanto, o resultado vai ser definido com base nas circunstâncias do mercado de energia nacional. Os projetos guardam possibilidades que raramente são capturadas pelos métodos habituais, e se captadas, não são tratadas com a devida relevância.

A Teoria das Opções Reais (TOR), quando implementada em análise de viabilidade de investimento, integra táticas financeiras e de negócios, levando em consideração a análise das versatilidades empresariais e as opções de desenvolvimento que são o centro dos processos empresariais. Dessa forma, o princípio é a ideia de que um projeto pode ser constituído como uma sequência de deliberações administrativas ou opções reais ao decorrer do tempo (AMRAM & KULATILAKA, 1999; SAMANEZ, 1994).

Como resultado da decisão, os investimentos muitas vezes são baseados em uma avaliação da viabilidade financeira do projeto com base em métodos analíticos tradicionais e orçamento de capital. A verdade é que esses métodos ignoram pelo menos duas decisões que ocorrem na prática gerencial: *timing*, ou seja, a oportunidade de delongar decisões de investimento versus imprevisibilidade da oportunidade (agora ou nunca) e inconversibilidade (inexistência da possibilidade de recuperar o capital investido), no todo ou em parte, em caso de renúncia. Esses atributos, juntamente com a incerteza, mostram semelhanças entre opções financeiras e opções reais. Ambos têm o direito, mas não a obrigação de comprar ou vender uma quantidade específica do ativo-objeto a um preço predeterminado em uma oportunidade atual ou futura (COPELAND, 2000).

A opção de investir tem um valor que precisa ser contabilizado. Projetos de investimento podem ser vistos como um conjunto de possibilidades reais. Entre o leque de opções reais, podemos destacar as escolhas de postergar o investimento, eliminar um estágio do investimento, alterar volumes de produção (expansão, contração, pausa, reinício), abrir mão pelo valor, ajustar o uso (entradas e saídas) e opções de crescimento; podendo ainda serem classificadas como opções americanas e europeias. Damodaran (2002) argumenta que "a possibilidade de exercício antecipado torna opções de estilo americanas mais valiosas do que opções de estilo europeu de características semelhantes; também as tornam mais difíceis de avaliar [...] embora o exercício antecipado seja muitas vezes impraticável".

Sob a ótica de Amram & Kulatilaka (1999), o valor significativo da Teoria das Opções Reais está em sua capacidade de remodelar o pensamento dos gestores sobre investimentos estratégicos. Ao fornecer uma apresentação objetiva da incerteza e dos riscos embutidos na dessimetria e contingências de cada desdobre do no caminho histórico do projeto, as opções

reais são uma ferramenta que permite aos gerentes pensar com mais clareza sobre as complexidades da tomada de decisões estratégica, permitindo a confiabilidade e valor do contribuinte.

As opções reais trazem um novo meio de pensar e analisar, na qual incerteza, instabilidade, volatilidade e variância podem ser consideradas parâmetros válidos de ferramentas adequadas para análises complexas e alinhamento com as transformações do mundo atual. A força desta ferramenta está na sua capacidade de analisar e orientar o desenvolvimento de projetos de investimento, não só pela precisão e complexidade analítica da técnica, mas também pelas informações obtidas nas diferentes etapas do processo, dando como um resultado uma massa de conhecimento que se combina com todas as informações pré-existentes, sendo refinada de forma constante à medida que novas informações são atribuídas.

## **5 METODOLOGIA**

Será realizado a avaliação do projeto de energia eólica usando os modelos financeiros de Fluxo de Caixa Descontado e de Teoria das Opções Reais. Logo após, será comparado os resultados que indicará qual delas é mais eficiente. Os resultados serão obtidos por meio do valor do VPL, sendo que quanto maior melhor.

O investimento inicial ou aporte dos investidores, será realizado com 20% por capital próprio e 80% financiado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), sendo que no final da projeção, com o pagamento da dívida total, a estrutura de capital será de 100% capital próprio. Logo, os fluxos serão mensurados por meio do Fluxo de Caixa Livre da Firma (FCLF) e a taxa de desconto será definida, de forma proporcional pelo CAPM ( $K_e$ ) e a taxa de financiamento do projeto definida pelo Banco ( $K_d$ ).

### **5.1 Investimento Inicial**

De forma geral, o investimento para o início das operações do parque eólico irá depender da produção efetiva de energia, sendo que será considerado como premissa a cada 1 MWh serão investidos 6 milhões de reais.

A usina contará ao todo com 21 aerogeradores, todos interligados a uma subestação, cada unidade terá como fator de capacidade (FC) – caso 100% da energia gerada fosse utilizada – 4,5MWh tendo 87% de aproveitamento.

Dessa forma, o parque eólico terá 82,2MWh como produção efetiva de energia, resultando em um investimento total de 493,3 milhões de reais, com 70% direcionado à aquisição dos aerogeradores, 12% destinados para os fatores de construção da usina e os 18% para gastos de rede de média tensão.

Como isso, segue os valores para o projeto.

Quadro 3 – Valores para o investimento inicial

<b>Investimento   Valores em Milhares</b>	
Investimento por 1MWh	6.000
Produção de energia efetiva   MWh	82,2
Custo com Aerogeradores	345.303
Custo com fatores de produção	59.195
Rede de média tensão	88.792
<b>Investimento Total</b>	<b>493.290</b>

Fonte: Elaboração própria

## 5.2 Taxa de Desconto ou WACC

A taxa de desconto será estimada pelo o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC). Os indicadores que agregam ao modelo serão do mercado norte-americano, uma vez que tem maior abrangência do que o mercado brasileiro.

Vale ressaltar que haverá mudanças na estrutura de capital ao longo modelo, isto é, a taxa de desconto não será constante.

Além disso, será adicionado ao modelo generalizado a variável de risco país ao CAPM.

$$K_e = R_f + \beta \times \text{Prêmio de Risco} + \text{Risco}$$

Portanto, a taxa de desconto pode ser resumida ao seguinte quadro.

Quadro 4 - Taxa de Desconto do Parque Eólico

Descrição	Proxy	Valor
Taxa Livre de Risco	Título pré-fixado de 10 anos dos EUA	3,52%
Beta Desalavancado	Beta do setor de energia americano	0,56
Beta Alavancado	Beta ajustado ao projeto	2,04
Prêmio de risco	Premio de risco do mercado americano	4,24%
Risco País	EMBI+	2,51%
Risco de liquidez	Size premium	0,00%
<b>Custo de K Próprio (USD)</b>		<b>14,7%</b>
Inflação implícita EUA (USD)	Considera títulos de 10 anos	2,3%
Inflação implícita Brasil (BRL)	Considera títulos de 10 anos	6,3%
<b>Custo de K Próprio (BRL)</b>		<b>19,1%</b>
Taxa de Juros	Taxa de Financiamento - BNDS	10,33%
Alíquota de Imposto		34,0%
<b>Custo de Dívida</b>		<b>6,8%</b>
% Capital Próprio		20,00%
% Dívida		80,00%
<b>WACC</b>		<b>9,27%</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quadro 5 – Taxa de desconto nos dez primeiros anos

WACC	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2032P
Custo de capital próprio	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%
Proporção de capital próprio	22,58%	27,74%	32,90%	38,06%	43,23%	48,39%	53,55%	58,71%	63,87%	69,03%
Custo de capital de terceiros	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%
Proporção de capital de terceiros	77,42%	72,26%	67,10%	61,94%	56,77%	51,61%	46,45%	41,29%	36,13%	30,97%
<b>Taxa de Desconto</b>	<b>9,59%</b>	<b>10,22%</b>	<b>10,85%</b>	<b>11,49%</b>	<b>12,12%</b>	<b>12,75%</b>	<b>13,38%</b>	<b>14,02%</b>	<b>14,65%</b>	<b>15,28%</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 5.3 Fluxo de Caixa Descontado

O fluxo de caixa terá 20 anos como projeção, sendo que projeto contará como 7 meses para que se estruture 100% do parque eólico, a construção será realizada nos meses com menor nível na intensidade de rajadas de ventos, o qual resultara em uma perda de 10% de faturamento anual.

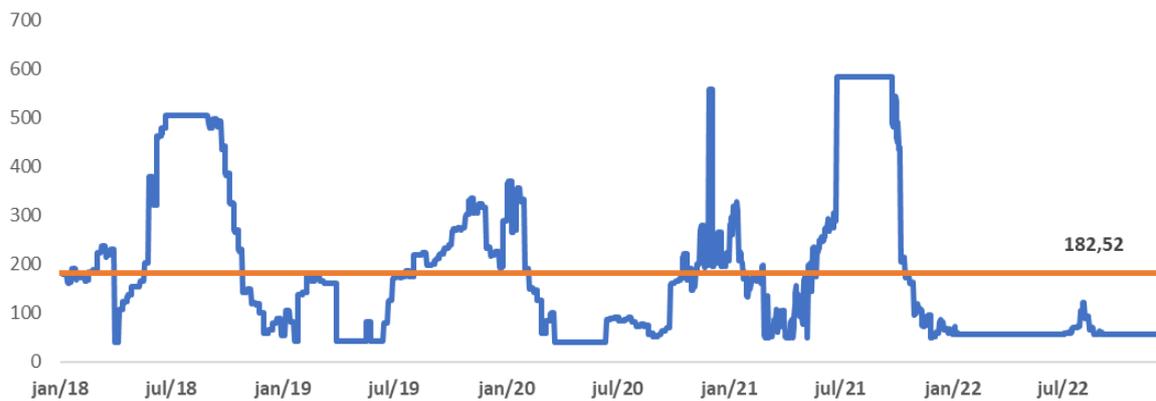
Após isso, será calculado a perpetuidade para somar ao restante do fluxo de caixa. E, consoante a taxa de desconto de cada período, todos os valores serão levados a valor presente, encontrando o “*valuation*” (avaliação) do projeto e informando se é viável ou não.

### 5.3.1 Premissas do modelo

#### - Receita Bruta

A receita bruta será advinda da produção total de energia elétrica (em MWh) pelo parque eólico multiplicado por R\$ 184,82, preço anual médio de energia (em MWh), segundo cotações promovidas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), no Nordeste. Já a geração de eletricidade, será o resultante da capacidade total de cada aerogerador multiplicado pela performance média de produção de cada dispositivo.

Gráfico 1 - Cotação da DDP no Nordeste nos últimos 10anos



Fonte:CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Dessa forma, irá ser considerado que não haverá crescimento de quantidade de aerogeradores no parque, a performance média de cada um será a mesma a longo do período estimando e o ticket médio será corrigido pela inflação (IPCA).

Quadro 6 – Modelagem de Receita Bruta para os primeiros 10 anos

Descrição	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2032P
Fator de Capacidade por aerogerador	4,5MWh									
Percentual médio de aproveitamento	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%
Produção de Energia por aerogerador	3,9MWh									
Produção de Energia do parque	82,2MWh									
<b>Produção Anual   Milhares</b>	<b>648,2MWh</b>	<b>720,2MWh</b>								
<b>Ticket Médio</b>	<b>R\$192,12</b>	<b>R\$198,08</b>	<b>R\$204,02</b>	<b>R\$210,14</b>	<b>R\$216,45</b>	<b>R\$222,94</b>	<b>R\$229,63</b>	<b>R\$236,52</b>	<b>R\$243,61</b>	<b>R\$250,92</b>
<b>Receita Bruta  Milhares</b>	<b>R\$ 124.530</b>	<b>R\$ 142.656</b>	<b>R\$ 146.936</b>	<b>R\$ 151.344</b>	<b>R\$ 155.885</b>	<b>R\$ 160.561</b>	<b>R\$ 165.378</b>	<b>R\$ 170.339</b>	<b>R\$ 175.449</b>	<b>R\$ 180.713</b>
% de Crescimento		14,6%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%

Fonte: Elaboração Própria

## - Receita Líquida

Para alcançar a receita líquida do negócio deve fazer as devidas deduções no faturamento, que serão os impostos de Pis e Confins (3,65%) e ISS (5%) que terão como base a receita bruta.

Quadro 7 – Modelagem de Receita Líquida para os primeiros 10 anos

Valores em milhares de reais	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2032P
(=) Receita Bruta	124.530	142.656	146.936	151.344	155.885	160.561	165.378	170.339	175.449	180.713
(-) Deduções	(10.772)	(12.340)	(12.710)	(13.091)	(13.484)	(13.889)	(14.305)	(14.734)	(15.176)	(15.632)
Pis/Confins	(4.545)	(5.207)	(5.363)	(5.524)	(5.690)	(5.860)	(6.036)	(6.217)	(6.404)	(6.596)
ISS	(6.227)	(7.133)	(7.347)	(7.567)	(7.794)	(8.028)	(8.269)	(8.517)	(8.772)	(9.036)
(=) Receita Líquida	113.758	130.317	134.226	138.253	142.401	146.673	151.073	155.605	160.273	165.081

Fonte: Elaboração Própria

## - Lucro Bruto

Para se estimar o lucro bruto serão considerado os custos uma demonstração de resultados do exercício (DRE) de 2022 de uma usina eólica com 21 aerogeradores da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) localizada no interior da Bahia. Com isso, levando em consideração a semelhança dos negócios, isto é, a localização (Nordeste), tamanho da estrutura da usina (21 aerogeradores), entre outros fatores, o mesmo custo médio por aerogerador deste parque foi considerado no projeto, sendo os seguintes valores.

Quadro 8 – Premissas de Custos

Descrição de Custos	Valores em milhares de reais
Material	R\$ 4.040
Serviços de Terceiros	R\$ 7.541
Encargos de uso de rede de transmissão	R\$ 4.661
Outros custos	R\$ 659

Fonte: Elaboração Própria

Além disso, vale ressaltar que os valores foram atualizados pelas expectativas de IPCA do Banco Central (BACEN), conforme o período estimado, reproduzindo uma margem bruta de 84%.

Quadro 9 – Modelagem do Lucro Bruto para os primeiros 10 anos

Valores em milhares	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2032P
(=) Receita líquida	113.758	130.317	134.226	138.253	142.401	146.673	151.073	155.605	160.273	165.081
(-) Custos da operação	(17.597)	(18.143)	(18.687)	(19.248)	(19.825)	(20.420)	(21.033)	(21.663)	(22.313)	(22.983)
Material	(4.206)	(4.337)	(4.467)	(4.601)	(4.739)	(4.881)	(5.028)	(5.178)	(5.334)	(5.494)
Serviços de Terceiros	(7.852)	(8.095)	(8.338)	(8.588)	(8.846)	(9.111)	(9.384)	(9.666)	(9.956)	(10.255)
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(4.853)	(5.003)	(5.154)	(5.308)	(5.467)	(5.631)	(5.800)	(5.974)	(6.154)	(6.338)
Outros custos	(686)	(707)	(729)	(751)	(773)	(796)	(820)	(845)	(870)	(896)
(=) Lucro Bruto	96.161	112.174	115.539	119.005	122.575	126.253	130.040	133.941	137.960	142.098
Margem Bruta	84,53%	86,08%	86,08%	86,08%	86,08%	86,08%	86,08%	86,08%	86,08%	86,08%

Fonte: Elaboração Própria

## - EBITDA

De maneira semelhante ao item anterior, as despesas operacionais também foram projetadas consoante ao valor médio de despesa da CEMIG, sendo atualizado pelo IPCA, porém o arrendamento do terreno onde os aerogeradores estão localizados será 2% da receita líquida.

Quadro 10 – Premissas de despesas

Descrição das despesas	Valores em milhares
Arrendamento	2% sobre receita líquida
Despesas administrativas e pessoal	R\$ 2.226
Serviços de terceiros	R\$ 1.249
Outras despesas	R\$ 1.110

Fonte: Elaboração Própria

Quadro 11 – Modelagem do EBITDA para os primeiros 10 anos

Valores em milhares de reais	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2032P
(=) Lucro Bruto	96.161	112.174	115.539	119.005	122.575	126.253	130.040	133.941	137.960	142.098
(-) Despesas Totais	(6.697)	(7.165)	(7.380)	(7.602)	(7.830)	(8.065)	(8.307)	(8.556)	(8.813)	(9.077)
Arrendamento	(1.923)	(2.243)	(2.311)	(2.380)	(2.452)	(2.525)	(2.601)	(2.679)	(2.759)	(2.842)
Despesa administrativas e pessoal	(2.318)	(2.390)	(2.461)	(2.535)	(2.611)	(2.689)	(2.770)	(2.853)	(2.939)	(3.027)
Serviços de Terceiros	(1.300)	(1.341)	(1.381)	(1.422)	(1.465)	(1.509)	(1.554)	(1.601)	(1.649)	(1.698)
Outras despesas	(1.156)	(1.192)	(1.227)	(1.264)	(1.302)	(1.341)	(1.381)	(1.423)	(1.465)	(1.509)
(=) EBITDA	89.464	105.008	108.159	111.403	114.746	118.188	121.734	125.386	129.147	133.022
Margem EBITDA	78,64%	80,58%	80,58%	80,58%	80,58%	80,58%	80,58%	80,58%	80,58%	80,58%

Fonte: Elaboração Própria

## - Lucro Líquido

Finalizando a projeção de resultados, deve se descontar ao EBITDA a depreciação, considerando de maneira linear, dos aerogeradores em cada período e os impostos relacionados à renda, IRPJ e CSLL, com alíquota de 15% e 9% respectivamente.

Quadro 12 – Projeções de lucro líquido para os primeiros 10 anos

Valores em milhares	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2032P
(=) EBITDA	89.464	105.008	108.159	111.403	114.746	118.188	121.734	125.386	129.147	133.022
(-) Depreciação	(24.665)	(25.898)	(27.193)	(28.552)	(29.980)	(31.479)	(33.128)	(34.867)	(36.697)	(38.623)
(-) IRPJ	(3.917)	(6.386)	(7.041)	(7.701)	(8.365)	(9.033)	(9.695)	(10.358)	(11.025)	(11.694)
(-) CSLL	(2.350)	(3.831)	(4.225)	(4.620)	(5.019)	(5.420)	(5.817)	(6.215)	(6.615)	(7.016)
(=) Lucro Líquido	58.532	68.894	69.701	70.530	71.382	72.256	73.095	73.946	74.810	75.688
Margem Líquida	51,45%	52,87%	51,93%	51,02%	50,13%	49,26%	48,38%	47,52%	46,68%	45,85%

Fonte: Elaboração Própria

## - Variação de Capital de Giro

Ainda com base no relatório do parque eólico da CEMIG, foi elaborado, partindo das demonstrações financeiras os dias de contas a receber, estoque, fornecedores e outros passivos, contemplando tanto o ciclo operacional como financeiro do projeto.

Quadro 13 – Prazos médios para estimação do capital de giro

Prazo médio	Dias
Contas a Receber	13
Estoque	27
Fornecedores	6,14
Outros Passivos	1,44

Fonte: Elaboração Própria

Valores sendo resultados das seguintes operações.

$$I. \quad PMCR = \frac{\text{Contas a Receber}}{\text{Receita}} \times 30$$

$$II. \quad PME = \frac{\text{Estoque}}{\text{Custos}} \times 30$$

$$\text{III. } PMF = \frac{\text{Fornecedores}}{\text{Custos}} \times 30$$

$$\text{IV. } PMOP = \frac{\text{Outros passivos}}{\text{Despesas operacionais}} \times 30$$

Assim, para a projeção das contas que compõe o capital de giro, utilizando a mesma metodologia, se obteve o seguinte resultado.

Quadro 14 – Estimativa da variação de capital de giro para os primeiros dez anos

Valores em milhares de reais	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2032P
(+) Contas a receber	49.295	56.471	58.165	59.910	61.707	63.558	65.465	67.429	69.452	71.535
(+) Estoque	3.786	3.903	4.020	4.141	4.265	4.393	4.525	4.661	4.800	4.944
(-) Fornecedores	(3.602)	(3.713)	(3.825)	(3.939)	(4.058)	(4.179)	(4.305)	(4.434)	(4.567)	(4.704)
(-) Outros passivos	(92)	(108)	(111)	(114)	(118)	(121)	(125)	(129)	(132)	(136)
Saldo de capital de giro	49.387	56.553	58.249	59.997	61.797	63.651	65.560	67.527	69.553	71.639
<b>Variação de capital de giro</b>	<b>49.387</b>	<b>7.166</b>	<b>1.697</b>	<b>1.747</b>	<b>1.800</b>	<b>1.854</b>	<b>1.910</b>	<b>1.967</b>	<b>2.026</b>	<b>2.087</b>

Fonte: Elaboração Própria

## - CAPEX e Depreciação

Depreciação linear foi o modelo de depreciação usada no projeto de parque eólico, com os equipamentos tendo vida útil de 20 anos. Com isso, com a finalidade de haver perpetuidade da usina eólica, embora não seja adotado no mercado, serão considerados os valores de depreciação serão utilizados com CAPEX (CAPital EXpenditure – Despesa com Capital), uma vez que se manterá constante o número de aerogerador.

Quadro 15 – Estimativa de depreciação para os primeiros dez anos

Cronograma de Depreciação   Milhares	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Depreciação do ano 1	(24.665)	(24.665)	(24.665)	(24.665)	(24.665)	(24.665)	(24.665)	(24.665)	(24.665)	(24.665)
Depreciação do ano 2		(1.233)	(1.233)	(1.233)	(1.233)	(1.233)	(1.233)	(1.233)	(1.233)	(1.233)
Depreciação do ano 3			(1.295)	(1.295)	(1.295)	(1.295)	(1.295)	(1.295)	(1.295)	(1.295)
Depreciação do ano 4				(1.360)	(1.360)	(1.360)	(1.360)	(1.360)	(1.360)	(1.360)
Depreciação do ano 5					(1.428)	(1.428)	(1.428)	(1.428)	(1.428)	(1.428)
Depreciação do ano 6						(1.499)	(1.574)	(1.656)	(1.743)	(1.835)
Depreciação do ano 7							(1.574)	(1.574)	(1.574)	(1.574)
Depreciação do ano 8								(1.656)	(1.656)	(1.656)
Depreciação do ano 9									(1.743)	(1.743)
Depreciação do ano 10										(1.835)
<b>Depreciação total</b>	<b>(24.665)</b>	<b>(25.898)</b>	<b>(27.193)</b>	<b>(28.552)</b>	<b>(29.980)</b>	<b>(31.479)</b>	<b>(33.128)</b>	<b>(34.867)</b>	<b>(36.697)</b>	<b>(38.623)</b>

Fonte: Elaboração Própria

### 5.3.2 Valor presente do parque eólico

Uma vez que foram projetados as receitas, gastos, variação de capitação de giro e depreciação do projeto, conseqüentemente se tem a projeção de caixa para o parque eólico, os quais serão descontados pelas respectivas taxas de desconto, assim levados a valor presente líquido e realizado o “*valuation*” (avaliação).

Quadro 16 – Resumo do fluxo de caixa acumulado de 5 em 5 anos

Fluxo de Caixa Descontado   Em R\$ mil	2023-2027	2028-2032	2033-2037	2038-2042	Perpetuidade
(=)EBIT	392.493	452.683	501.674	551.727	
(+)Depreciação	136.287	174.793	225.742	291.548	
(-)Imposto	(53.455)	(82.889)	(109.723)	(132.088)	
(-)CAPEX	(136.287)	(174.793)	(225.742)	(291.548)	
(-)Variação de Capital de Giro	(61.797)	(9.843)	(11.410)	(13.228)	
<b>(=)FCLP</b>	<b>277.242</b>	<b>359.952</b>	<b>380.541</b>	<b>406.411</b>	<b>1.151.070</b>
<b>Fluxos Descontados</b>	<b>192.882</b>	<b>128.033</b>	<b>50.218</b>	<b>17.964</b>	<b>184.503</b>

Fonte: Elaboração própria

Quadro 17 – Indicadores do método tradicional

<b>Indicador</b>	<b>Valor em milhares</b>
VPL	80.310
Valuation	573.600
Equity	178.968

Fonte: Elaboração própria

Portanto, considerando a metodologia do fluxo de caixa da firma com um crescimento de 3% na perpetuidade e uma taxa de desconto móvel, consoante a estrutura de capital e seus custos, o projeto de usina eólica se mostrou viável com um valor presente líquido, isto é, a soma dos fluxos de caixa a valor presente menos o investimento inicial de R\$ 80,3 milhões, resultando em um “*Valuation*” de R\$ 573,6 milhões de reais, sendo que “equity” (patrimônio) será avaliado de R\$ 179 milhões de reais.

### 5.3.3 Sensibilidades

Quadro 18 – Sensibilidade: Variação da taxa de desconto x Taxa de crescimento na perpetuidade

		Crescimento na perpetuidade			
		1%	3%	4,5%	6%
Variação da taxa de desconto	3,00%	(103.494)	(89.558)	(74.581)	(52.783)
	1,50%	(45.670)	(21.183)	6.943	51.658
	<b>0,00%</b>	34.584	<b>80.310</b>	138.205	244.533
	-1,50%	153.262	246.485	384.643	721.498
	-3,00%	344.575	563.304	1.002.602	3.690.967

Fonte: Elaboração própria

Uma forma de flexibilidade do modelo é por meio de sensibilidades. A sensibilidade na taxa de desconto e na taxa de crescimento na perpetuidade, uns dos principais pontos para a realização do “*valuation*” ou VPL.

Na primeira coluna da tabela estão os valores de variação da taxa de desconto, sendo destacado 0% que foi usado no modelo, e na primeira linha da tabela estão as simulações com taxa de crescimento na perpetuidade, sendo 3% utilizado no modelo.

Dessa forma, foi destacado o valor de 80.310 mil, VPL do projeto de parque eólico, uma vez que quando maior for a taxa de crescimento e com a queda dos juros, reduzindo a taxa de desconto, há elevação do valor presente líquido.

## 5.4 Modelagem aplicada na TOR

### 5.4.1 Opção de espera

Por conta que no período desse trabalho há um nível considerado de incerteza e variações significativas na taxa de juros, a opção que será utilizada será a de espera.

Portanto, o investidor poderá optar por se inicia imediatamente o projeto de usina eólica ou se a quantia de investimento vai ser aplicada no mercado com uma taxa livre de riscos, enquanto espera o momento adequado para iniciar o projeto.

### 5.4.2 Ativo Objeto

Utilizaremos o VPL como prêmio para caso o investidor fosse investir para iniciar imediatamente o projeto de usina eólica.

Assim como na projeção de fluxo de caixa, será utilizado o mesmo período de 20 anos, mas cinco nós, isto é, cada nó representa um período de quatro anos.

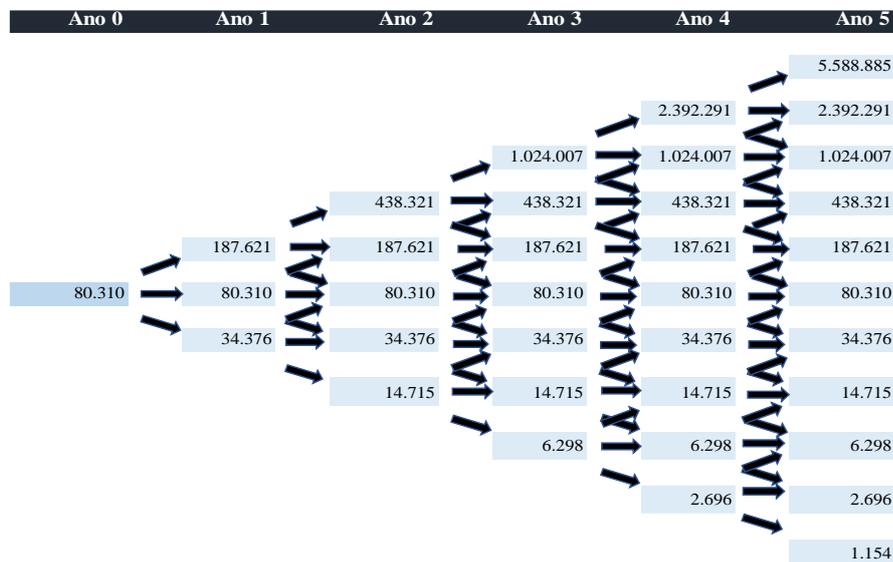
Para a construção da árvore trinomial do ativo objeto, é utilizado os seguintes parâmetros.

Quadro 19 – Parâmetros para construção da árvore do ativo objeto

Parametro	Valor
Razão Up	2,34
Razão Mean	1,00
Razão Down	0,43

Fonte: Elaboração própria

Figura 6 –Árvore trinomial do ativo objeto



Fonte: Elaboração Própria

### 5.4.3 Arvore trinomial de decisão

Uma vez definida a árvore do ativo objeto, pode se definir quais são as decisões ótimas para o investimento.

Outra opção para o investidor é aplicar o valor no mercado com uma taxa livre de risco de 7,5% a.a., o que para cada nó seria 34%, taxa equivalente a quatros anos.

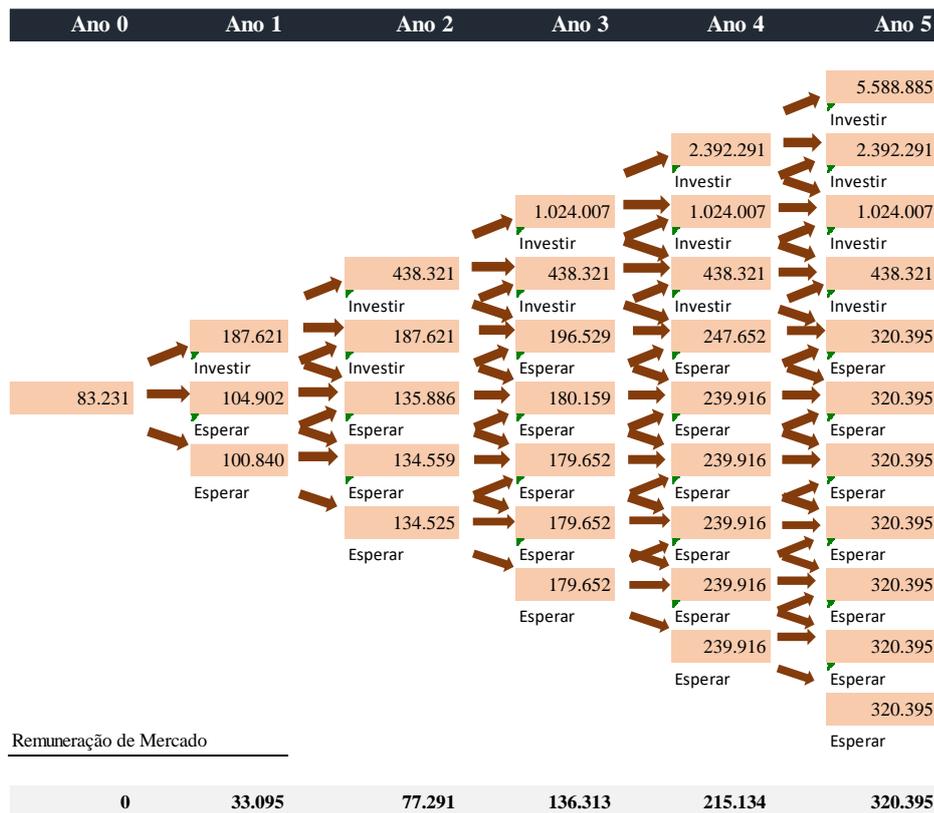
Além disso, foram utilizados os seguintes parâmetros para estimação dos valores.

Quadro 20 – Parâmetros para construção da árvore do ativo objeto

Parametro	Valor
Tipo de Opção	Americana
Taxa de Juros	7,50%
Taxa de desconto	33,54%
Propabilidade Up	8,76%
Propabilidade Mean	66,67%
Propabilidade Donw	24,57%
Volatilidade Implicita   Variancia	30,00%

Fonte: Elaboração Própria

Figura 7 – Árvore de decisão trinomial



Fonte: Elaboração Própria

Resolvendo a árvore com o sentido da direita para a esquerda, e com o investidor tomando as decisões de forma racional, obtém se um prêmio para a opção de espera de 83,2 milhões de reais.

Além disso, vale ressaltar que a opção fica ainda mais valiosa quanto maior o nível de volatilidade implícita e maior a taxa de juros livre de riscos, conforme a sensibilidade abaixo.

Quadro 21 – Sensibilidade: Volatilidade implícita x Taxa de remuneração livre de risco

		Volatilidade implícita				
		10%	20%	30%	40%	50%
Taxa de remuneração livre de risco	15%	356.920	356.920	356.994	357.274	357.364
	12%	200.828	200.842	201.343	202.080	202.250
	7,50%	80.310	80.310	83.231	84.310	82.161
	5%	80.310	80.310	80.310	80.310	80.310
	3%	80.310	80.310	80.310	80.310	80.310

Fonte: Elaboração Própria

## 6. CONCLUSÃO

Portanto, após a avaliação tanto pelo método de fluxo de caixa tradicional e pela teoria das opções reais e comparando os resultados, nota-se que o prêmio da opção de espera é maior do que o prêmio do VPL.

Além disso, o modelo de OR, por intermédio da árvore de decisão, indica conforme o desenvolvimento da conjuntura quais são as decisões ótimas a serem tomadas, enquanto no fluxo de caixa tradicional somente com as sensibilidades é possível ter possibilidade de flexibilização do modelo.

Com isso, o modelo de OR apresenta mais vantagens do que o modelo tradicional, principalmente quanto maior o risco implícito no projeto, além de permitir observar a viabilidade implícita e taxa de remuneração livre de risco.

## 7. REFERÊNCIAS

ALVES, Jose Jakson Amancio. **Análise regional da energia eólica no Brasil**. Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional, v. 6, n. 1, 2010.

AMRAM M.; KULATILAKA N. **Real options: managing strategic investment in na ucertain world**. Cambridge: HBS Press, 1999.

BESSADA, Octavio, BARBEDO, Claudio, ARAÚJO, Gustavo. **Mercado de Derivativos no Brasil: Conceitos, Operações e Estratégias**. 1ª Ed. Rio de Janeiro: Record, 2005.

BLACK, Fischer, SCHOLES, Myron. **The Pricing of Options and Corporate Liabilities**. University of Chicago, The Journal of Political Economy, Vol. 81, No.3 (May-Jun.1973).

BNDES. Financiamentos: Parques eólicos. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/leiloes-infraestrutura/parques-eolicos-2013>

BRASIL, H. G. O modelo de avaliação pelo método de opção real. *Avaliação moderna de investimentos*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002. cap. 15, 2002.

BRUNI, A. L.; FAMÁ, R. **As decisões de investimento: com aplicações na HP 12C e Excel**. São Paulo: Atlas, 2003.

BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. Chichester: John Wiley & Sons, 2001.

CARPORAL, Alexandre. **Avaliação de uma Unidade de Geração de Energia Através da Teoria de Opções Reais**. Brazilian Business Review, Vitória - ES, v. 5, ed. 2, 2008.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: CRESESB, 2001.

CHRISTENSEN, B. J. PRABHALA, N. R. **The relation between implied and realized volatility**. Journal of Financial Economics, v.50, 1998.

ČÍŽEK, Pavel, KOMORÁD, Karel. **Implied Trinomial Trees**. Departamento of Econometrics and Operation Research, Universiteit van Tilburg The Netherlands, Komerční Banka, Praha, Czech Replubic, 2007.

COPELAND, T. et al. **Avaliação de empresas: valuation: calculando e gerenciando o valor das empresas**. São Paulo: Makrom Books, 2002.

COX, J., ROSS, S., RUBINSTEIN, M. **Option pricing: a simplified approach**. Journal of Financial Economics, v. 7, 1979.

DAMODARAN, A. **Avaliação de investimentos**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2000.

DERMAN, E., KANI, I., CHRISS, N. **Implied trinomial trees of the volatility smile**. In: SACHS, G. Quantitative Strategies Reseach Notes, 1996.

FLEISCHER, G. A. **Teoria da aplicação do capital: um estudo das decisões de investimento.** São Paulo: Edgard Blucher, 1988.

GITMAN, L. **Princípios de administração financeira.** 7.ed. São Paulo: Harbra, 2002.

GUIMARÃES, L. dos S. O custo nivelado da eletricidade e seu impacto na transição energética. **Boletim Energético**, FGV Energia, jun. 2019.

HULL, John. **Options, Futures and Other Derivatives.** 6th Edition. Prentice Hall, 2006.

JONKMAN, J. The new modularization framework for the FAST wind turbine CAE tool. In: AIAA AEROSPACE SCIENCES MEETING, INCLUDING THE NEW HORIZONS FORUM AND AEROSPACE EXPOSITION, 51., Grapevine, 2013. **Proceedings of a meeting.** Reston: American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2013.

JORION, P. **Predicting Volatility in the Foreign Exchange Market.** Journal of Finance, vol. 50, 1995.

JOY, C.; BOYLE, P.P.; TAN, K.S. **Quasi-Monte Carlo Methods in Numerical Finance.** Management Science, vol.42, no 6(June.1996).

JUNGINGER, M. et al. **Onshore Wind Energy.**In: Technological Learning in the Transition to a Low Carbon Energy System. Londres: Academic Press, 2020. p.87-102, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818762-3.00006-6>. Acesso em: 04 nov. 2022.

KLIEMANN NETO, F. **Apostila de Engenharia Econômica e Decisão Multicritério.** Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Departamento de Engenharia de Produção e Transporte. Porto Alegre – RS, 2005.

LAWRENCE, W. D. Design and development of megawatt wind turbines. **WIT Transactions on State of the Art in Science and Engineering.** Southampton, v. 44, cap. 6, p. 187-256, 2010.

OLIVEIRA, S. L. **Tratado de metodologia científica: projetos de pesquisas, TGI, TCC, monografias, dissertações e teses.** 2. ed. São Paulo: Pioneira, 1999.

RASOTO, A.; GNOATTO, A.A.; OLIVEIRA, A.G. de; ROSA, C.F. da; ISHIKAWA, G.; CARVALHO, H.A. de; LIMA, I.A. de; LIMA, J.D. de; TRENTIN; M.G.; RASOTO, V.I. **Gestão Financeira: enfoque em inovação.** 1. ed. Curitiba: Aymar, 2012. v. 6. 140p. (série UTFinova).

REZENDE, J. L. P.; OLIVEIRA, A. D. **Análise econômica e social de projetos florestais: matemática financeira, formulação de projetos, avaliação de projetos, localização de projetos, análise de custo-benefício.** Viçosa: Ed. UFV, 1993.

SOUZA, A.; CLEMENTE, A. **Decisões Financeiras e Análises de Investimentos: Conceitos, técnicas e aplicações.** 6. ed. São Paulo: Atlas, 2008. 186p.

VERAS, L. L. **Matemática financeira:** uso de calculadoras financeiras, aplicações ao mercado financeiro, introdução à engenharia econômica, 300 exercícios resolvidos e propostos com respostas. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2001.

YOSHINO, J.A. **Uma Metodologia para a Estimação do Risco no Mercado Acionário Brasileiro: preço Arrow-Debreu**, PPE -Pesquisa e Planejamento Econômico, Volume 31, no. 1, 2001.

## APÊNDICE I – Modelagem financeira do projeto de parque eólico.

PARQUE EOLICO   Operacional	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2032P	2033P	2034P	2035P	2036P	2037P	2038P	2039P	2040P	2041P	2042P
<b>Receita Bruta</b>	<b>124.530</b>	<b>142.656</b>	<b>146.936</b>	<b>151.344</b>	<b>155.885</b>	<b>160.561</b>	<b>165.378</b>	<b>170.339</b>	<b>175.449</b>	<b>180.713</b>	<b>186.134</b>	<b>191.718</b>	<b>197.470</b>	<b>203.394</b>	<b>209.496</b>	<b>215.781</b>	<b>222.254</b>	<b>228.922</b>	<b>235.789</b>	<b>242.863</b>
% de Crescimento		14,6%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
<b>Deduções</b>	<b>(10.772)</b>	<b>(12.340)</b>	<b>(12.710)</b>	<b>(13.091)</b>	<b>(13.484)</b>	<b>(13.889)</b>	<b>(14.305)</b>	<b>(14.734)</b>	<b>(15.176)</b>	<b>(15.632)</b>	<b>(16.101)</b>	<b>(16.584)</b>	<b>(17.081)</b>	<b>(17.594)</b>	<b>(18.121)</b>	<b>(18.665)</b>	<b>(19.225)</b>	<b>(19.802)</b>	<b>(20.396)</b>	<b>(21.008)</b>
PIS/CONFIS	(4.545)	(5.207)	(5.363)	(5.524)	(5.690)	(5.860)	(6.036)	(6.217)	(6.404)	(6.596)	(6.794)	(6.998)	(7.208)	(7.424)	(7.647)	(7.876)	(8.112)	(8.356)	(8.606)	(8.865)
ISS	(6.227)	(7.133)	(7.347)	(7.567)	(7.794)	(8.028)	(8.269)	(8.517)	(8.772)	(9.036)	(9.307)	(9.586)	(9.873)	(10.170)	(10.475)	(10.789)	(11.113)	(11.446)	(11.789)	(12.143)
<b>Receita Líquida</b>	<b>113.758</b>	<b>130.317</b>	<b>134.226</b>	<b>138.253</b>	<b>142.401</b>	<b>146.673</b>	<b>151.073</b>	<b>155.605</b>	<b>160.273</b>	<b>165.081</b>	<b>170.034</b>	<b>175.135</b>	<b>180.389</b>	<b>185.800</b>	<b>191.374</b>	<b>197.116</b>	<b>203.029</b>	<b>209.120</b>	<b>215.394</b>	<b>221.855</b>
<b>Custos da Operação</b>	<b>(17.597)</b>	<b>(18.143)</b>	<b>(18.687)</b>	<b>(19.248)</b>	<b>(19.825)</b>	<b>(20.420)</b>	<b>(21.033)</b>	<b>(21.663)</b>	<b>(22.313)</b>	<b>(22.983)</b>	<b>(23.672)</b>	<b>(24.382)</b>	<b>(25.114)</b>	<b>(25.867)</b>	<b>(26.643)</b>	<b>(27.443)</b>	<b>(28.266)</b>	<b>(29.114)</b>	<b>(29.987)</b>	<b>(30.887)</b>
Material	(4.206)	(4.337)	(4.467)	(4.601)	(4.739)	(4.881)	(5.028)	(5.178)	(5.334)	(5.494)	(5.659)	(5.828)	(6.003)	(6.183)	(6.369)	(6.560)	(6.757)	(6.959)	(7.168)	(7.383)
Serviços de Terceiros	(7.852)	(8.095)	(8.338)	(8.588)	(8.846)	(9.111)	(9.384)	(9.666)	(9.956)	(10.255)	(10.562)	(10.879)	(11.205)	(11.542)	(11.888)	(12.245)	(12.612)	(12.990)	(13.380)	(13.781)
Encargos de uso da rede básica de tr	(4.853)	(5.003)	(5.154)	(5.308)	(5.467)	(5.631)	(5.800)	(5.974)	(6.154)	(6.338)	(6.528)	(6.724)	(6.926)	(7.134)	(7.348)	(7.568)	(7.795)	(8.029)	(8.270)	(8.518)
Outros custos	(686)	(707)	(729)	(751)	(773)	(796)	(820)	(845)	(870)	(896)	(923)	(951)	(979)	(1.009)	(1.039)	(1.070)	(1.102)	(1.135)	(1.169)	(1.204)
<b>Lucro Bruto</b>	<b>96.161</b>	<b>112.174</b>	<b>115.539</b>	<b>119.005</b>	<b>122.575</b>	<b>126.253</b>	<b>130.040</b>	<b>133.941</b>	<b>137.960</b>	<b>142.098</b>	<b>146.361</b>	<b>150.752</b>	<b>155.275</b>	<b>159.933</b>	<b>164.731</b>	<b>169.673</b>	<b>174.763</b>	<b>180.006</b>	<b>185.406</b>	<b>190.968</b>
Margem Bruta	85%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%
<b>SG&amp;A</b>	<b>(6.697)</b>	<b>(7.165)</b>	<b>(7.380)</b>	<b>(7.602)</b>	<b>(7.830)</b>	<b>(8.065)</b>	<b>(8.307)</b>	<b>(8.556)</b>	<b>(8.813)</b>	<b>(9.077)</b>	<b>(9.349)</b>	<b>(9.630)</b>	<b>(9.919)</b>	<b>(10.216)</b>	<b>(10.523)</b>	<b>(10.838)</b>	<b>(11.163)</b>	<b>(11.498)</b>	<b>(11.843)</b>	<b>(12.199)</b>
Arrendamento	(1.923)	(2.243)	(2.311)	(2.380)	(2.452)	(2.525)	(2.601)	(2.679)	(2.759)	(2.842)	(2.927)	(3.015)	(3.105)	(3.199)	(3.295)	(3.393)	(3.495)	(3.600)	(3.708)	(3.819)
Despesa administrativa e pessoal	(2.318)	(2.390)	(2.461)	(2.535)	(2.611)	(2.689)	(2.770)	(2.853)	(2.939)	(3.027)	(3.118)	(3.211)	(3.308)	(3.407)	(3.509)	(3.614)	(3.723)	(3.835)	(3.950)	(4.068)
Serviços de Terceiros	(1.300)	(1.341)	(1.381)	(1.422)	(1.465)	(1.509)	(1.554)	(1.601)	(1.649)	(1.698)	(1.749)	(1.802)	(1.856)	(1.912)	(1.969)	(2.028)	(2.089)	(2.152)	(2.216)	(2.283)
Outras despesas	(1.156)	(1.192)	(1.227)	(1.264)	(1.302)	(1.341)	(1.381)	(1.423)	(1.465)	(1.509)	(1.555)	(1.601)	(1.649)	(1.699)	(1.750)	(1.802)	(1.856)	(1.912)	(1.969)	(2.029)
<b>EBITDA</b>	<b>89.464</b>	<b>105.008</b>	<b>108.159</b>	<b>111.403</b>	<b>114.746</b>	<b>118.188</b>	<b>121.734</b>	<b>125.386</b>	<b>129.147</b>	<b>133.022</b>	<b>137.012</b>	<b>141.123</b>	<b>145.356</b>	<b>149.717</b>	<b>154.208</b>	<b>158.835</b>	<b>163.600</b>	<b>168.508</b>	<b>173.563</b>	<b>178.770</b>
Margem EBITDA	79%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%
Depreciação	(24.665)	(25.898)	(27.193)	(28.552)	(29.980)	(31.479)	(33.128)	(34.867)	(36.697)	(38.623)	(40.651)	(42.785)	(45.031)	(47.394)	(49.882)	(52.501)	(55.257)	(58.157)	(61.210)	(64.423)
<b>EBIT</b>	<b>64.800</b>	<b>79.111</b>	<b>80.966</b>	<b>82.851</b>	<b>84.766</b>	<b>86.709</b>	<b>88.606</b>	<b>90.519</b>	<b>92.450</b>	<b>94.398</b>	<b>96.362</b>	<b>98.338</b>	<b>100.326</b>	<b>102.323</b>	<b>104.326</b>	<b>106.334</b>	<b>108.343</b>	<b>110.350</b>	<b>112.353</b>	<b>114.346</b>
Margem EBIT	57%	61%	60%	60%	60%	59%	59%	58%	58%	57%	57%	56%	56%	55%	55%	54%	53%	53%	52%	52%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(38.685)</b>	<b>(36.539)</b>	<b>(34.026)</b>	<b>(31.514)</b>	<b>(29.001)</b>	<b>(26.488)</b>	<b>(23.975)</b>	<b>(21.463)</b>	<b>(18.950)</b>	<b>(16.437)</b>	<b>(13.925)</b>	<b>(11.412)</b>	<b>(8.899)</b>	<b>(6.386)</b>	<b>(3.874)</b>	<b>(1.361)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Pagamento de Juros	(38.685)	(36.539)	(34.026)	(31.514)	(29.001)	(26.488)	(23.975)	(21.463)	(18.950)	(16.437)	(13.925)	(11.412)	(8.899)	(6.386)	(3.874)	(1.361)	0	0	0	0
<b>LAIR</b>	<b>26.114</b>	<b>42.572</b>	<b>46.940</b>	<b>51.338</b>	<b>55.765</b>	<b>60.221</b>	<b>64.630</b>	<b>69.056</b>	<b>73.500</b>	<b>77.961</b>	<b>82.437</b>	<b>86.926</b>	<b>91.427</b>	<b>95.936</b>	<b>100.452</b>	<b>104.973</b>	<b>108.343</b>	<b>110.350</b>	<b>112.353</b>	<b>114.346</b>
<b>Imposto sobre Renda</b>	<b>(6.267)</b>	<b>(10.217)</b>	<b>(11.266)</b>	<b>(12.321)</b>	<b>(13.384)</b>	<b>(14.453)</b>	<b>(15.511)</b>	<b>(16.574)</b>	<b>(17.640)</b>	<b>(18.711)</b>	<b>(19.785)</b>	<b>(20.862)</b>	<b>(21.942)</b>	<b>(23.025)</b>	<b>(24.109)</b>	<b>(25.194)</b>	<b>(26.002)</b>	<b>(26.484)</b>	<b>(26.965)</b>	<b>(27.443)</b>
IR	(3.917)	(6.386)	(7.041)	(7.701)	(8.365)	(9.033)	(9.695)	(10.358)	(11.025)	(11.694)	(12.366)	(13.039)	(13.714)	(14.390)	(15.068)	(15.746)	(16.251)	(16.553)	(16.853)	(17.152)
CSLL	(2.350)	(3.831)	(4.225)	(4.620)	(5.019)	(5.420)	(5.817)	(6.215)	(6.615)	(7.016)	(7.419)	(7.823)	(8.228)	(8.634)	(9.041)	(9.448)	(9.751)	(9.932)	(10.112)	(10.291)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>58.532</b>	<b>68.894</b>	<b>69.701</b>	<b>70.530</b>	<b>71.382</b>	<b>72.256</b>	<b>73.095</b>	<b>73.946</b>	<b>74.810</b>	<b>75.688</b>	<b>76.577</b>	<b>77.476</b>	<b>78.383</b>	<b>79.298</b>	<b>80.218</b>	<b>81.140</b>	<b>82.341</b>	<b>83.866</b>	<b>85.388</b>	<b>86.903</b>
Margem Líquida	51%	53%	52%	51%	50%	49%	48%	48%	47%	46%	45%	44%	43%	43%	42%	41%	41%	40%	40%	39%

## APÊNDICE II – Fluxo de caixa livre da Firma

Fluxo de Caixa Descontado   Em R\$ mil	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Perpetuidade	
(=) EBIT	64.800	79.111	80.966	82.851	84.766	86.709	88.606	90.519	92.450	94.398	96.362	98.338	100.326	102.323	104.326	106.334	108.343	110.350	112.353	114.346		
(+) Depreciação	24.665	25.898	27.193	28.552	29.980	31.479	33.128	34.867	36.697	38.623	40.651	42.785	45.031	47.394	49.882	52.501	55.257	58.157	61.210	64.423		
(-) Imposto	(6.267)	(10.217)	(11.266)	(12.321)	(13.384)	(14.453)	(15.511)	(16.574)	(17.640)	(18.711)	(19.785)	(20.862)	(21.942)	(23.025)	(24.109)	(25.194)	(26.002)	(26.484)	(26.965)	(27.443)		
(-) CAPEX	(24.665)	(25.898)	(27.193)	(28.552)	(29.980)	(31.479)	(33.128)	(34.867)	(36.697)	(38.623)	(40.651)	(42.785)	(45.031)	(47.394)	(49.882)	(52.501)	(55.257)	(58.157)	(61.210)	(64.423)		
(-) Variação de Capital de Giro	(49.387)	(7.166)	(1.697)	(1.747)	(1.800)	(1.854)	(1.910)	(1.967)	(2.026)	(2.087)	(2.149)	(2.214)	(2.280)	(2.348)	(2.419)	(2.491)	(2.566)	(2.643)	(2.723)	(2.804)		
<b>(=) FCLP</b>	<b>(493.290)</b>	<b>9.145</b>	<b>61.728</b>	<b>68.004</b>	<b>68.783</b>	<b>69.582</b>	<b>70.402</b>	<b>71.185</b>	<b>71.979</b>	<b>72.784</b>	<b>73.601</b>	<b>74.428</b>	<b>75.262</b>	<b>76.103</b>	<b>76.949</b>	<b>77.799</b>	<b>78.649</b>	<b>79.774</b>	<b>81.223</b>	<b>82.666</b>	<b>84.099</b>	<b>1.151.070</b>
Taxa de Desconto	9,6%	10,2%	10,9%	11,5%	12,1%	12,8%	13,4%	14,0%	14,7%	15,3%	15,9%	16,5%	17,2%	17,8%	18,4%	19,1%	19,1%	19,1%	19,1%	19,1%	19,1%	
<b>Fluxos Descontados</b>	<b>(493.290)</b>	<b>8.345</b>	<b>50.812</b>	<b>49.923</b>	<b>44.526</b>	<b>39.275</b>	<b>34.266</b>	<b>29.548</b>	<b>25.203</b>	<b>21.265</b>	<b>17.751</b>	<b>14.661</b>	<b>11.980</b>	<b>9.687</b>	<b>7.752</b>	<b>6.138</b>	<b>4.811</b>	<b>4.098</b>	<b>3.504</b>	<b>2.994</b>	<b>2.558</b>	<b>184.503</b>

### APÊNDICE III – Taxa de desconto aplicada em cada período

WACC	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2032P	2033P	2034P	2035P	2036P	2037P	2038P	2039P	2040P	2041P	2042P
Custo de capital próprio	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%	19,08%
Proporção de capital próprio	22,58%	27,74%	32,90%	38,06%	43,23%	48,39%	53,55%	58,71%	63,87%	69,03%	74,19%	79,35%	84,52%	89,68%	94,84%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Custo de capital de terceiros	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%
Proporção de capital de terceiros	77,42%	72,26%	67,10%	61,94%	56,77%	51,61%	46,45%	41,29%	36,13%	30,97%	25,81%	20,65%	15,48%	10,32%	5,16%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
<b>Taxa de Desconto</b>	<b>9,59%</b>	<b>10,22%</b>	<b>10,85%</b>	<b>11,49%</b>	<b>12,12%</b>	<b>12,75%</b>	<b>13,38%</b>	<b>14,02%</b>	<b>14,65%</b>	<b>15,28%</b>	<b>15,92%</b>	<b>16,55%</b>	<b>17,18%</b>	<b>17,82%</b>	<b>18,45%</b>	<b>19,08%</b>	<b>19,08%</b>	<b>19,08%</b>	<b>19,08%</b>	<b>19,08%</b>