



Erick Mateus Silva de Oliveira

**Análise técnico-econômica de uma usina solar fotovoltaica
para produção de hidrogênio**

Projeto de Graduação

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia
Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Sergio Leal Braga
Coorientador: João Henrique Paulino de Azevedo

Rio de Janeiro

Dezembro de 2021

Dedicatória

À minha família, por me ensinar
tanto e tornar isto possível.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer à minha mãe, Maria da Penha, por tudo que fez para que eu pudesse ter a oportunidade e o privilégio de estudar em uma das melhores universidades da América Latina, no curso que sempre quis. Obrigado por me ensinar as melhores e maiores lições de vida.

À minha namorada, Fabyene Melo, sem a qual eu não teria chegado tão longe. Obrigado por ser minha melhor amiga, por me apoiar tanto e por me motivar a ser, todos os dias, 1% melhor do que no dia anterior.

Também agradeço às minhas irmãs, Érika e Ellen, por toda a criação, apoio e parceria nesses 23 anos. Ao meu pai, Francisco, obrigado por ter dado o seu melhor. Ao restante da minha família, Fabyane, Tania, Marcelo, Chico e Marley, muito obrigado por todo o suporte e companheirismo.

Aos meus amigos, obrigado pelos momentos que passamos. Alef, Bernardo, Diego, João, Luig, Mateus, Pedro e Pedro, sou muito grato pela amizade que construímos e temos desde o primeiro período. Aos meus companheiros de Reptiles, Marina, Luiza, Rafaella, Fei, Ana Luísa, Letícia, Davi, Antônio, Bruno, Rodrigo, Ricardo, Gabriel, Leonardo, Karolline, Bernardo, Gabriel e Stélio, obrigado pelos aprendizados inesquecíveis.

Aos meus amigos de longa data, Gabriel, Heitor, Ian, João Pedro, Kim, Luccas, Matheus, Matheus, Mikhael, Rafael, Rodrigo e Vitor, obrigado por esses mais de 10 anos de amizade.

Aos meus ex-colegas de trabalho, Raíssa, Alexandre, André, Marina, Júlia, André, Anderson, Vínicius, Felipe, Amanda, Gabriel, Helena e Víctor, obrigado por terem me acolhido e ensinado tanto sobre o setor de energia e, principalmente, sobre como trabalhar em equipe. Este projeto jamais teria acontecido sem vocês.

Por fim, à PUC-Rio, em especial à VRAC e ao professor Augusto, pela oportunidade de realizar este sonho que é estudar e receber o diploma de bacharel em engenharia mecânica pela PUC-Rio. Ao CTC, obrigado por todo o suporte e conhecimento. Ao DEM, principalmente ao meu orientador, professor Sérgio Braga, obrigado por tudo que me ensinaram e por tornarem isto possível.

Resumo

Análise técnico-econômica de uma usina solar fotovoltaica para produção de hidrogênio.

Este trabalho teve como objetivo a análise técnica e econômica do projeto de uma usina solar fotovoltaica para atender a um *Power Purchase Agreement* (PPA) e à produção de hidrogênio no Nordeste do Brasil. Dessa forma, foram modelados três cenários diferentes no programa *Microsoft Excel*, com capacidades instaladas de 100, 1.000 e 2.000 MW, respectivamente, para os quais foram determinadas a taxa interna de retorno modificada (TIRM), o fluxo de caixa descontado e o valor presente líquido (VPL) à empresa e aos acionistas. Além disso, três sensibilidades diferentes foram feitas para cada cenário, todas em função do percentual de energia alocado para o PPA, a fim de avaliar o impacto que algumas premissas tinham sobre modelo financeiro.

De acordo com os resultados obtidos, o projeto deve ser feito para todos os cenários, dado que as gerações de valor à empresa foram, para os cenários 1, 2 e 3, respectivamente, de 1,84%, 1,83% e 1,94%. Essa conclusão também é baseada no valor médio do *Return on Invested Capital* (ROIC), o qual foi cerca de 68% maior do que o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) médio dos cenários. Além disso, os VPLs e os fluxos de caixa descontados à empresa e aos acionistas foram todos positivos, o que também indicam que o projeto deva ser feito. Entretanto, o *Return on Equity* (ROE) é menor do que o custo de capital próprio nos três casos (cerca de 60%), sendo uma desvantagem para a viabilidade do projeto. Ademais, o payback médio dos cenários foi de aproximadamente 12 anos.

Por fim, as sensibilidades mostraram que um percentual maior de receita proveniente dos PPAs de longo prazo é melhor para o projeto do que a venda de hidrogênio, dado que todas as análises para os três cenários indicaram maiores retornos com esta mudança, como o *payback* em torno de 10 anos e valor gerado de mais de 3,0%.

Palavras-chave:

Usina solar fotovoltaica; hidrogênio verde; fluxo de caixa descontado; análise técnico-econômica;

Abstract

Techno-economic analysis of a photovoltaic solar power plant for hydrogen production.

This report aimed to perform a techno-economic analysis of a photovoltaic solar project in order to provide energy to a bilateral Power Purchase Agreement (PPA) and to produce hydrogen in the Northeast of Brazil. For this, three different scenarios were modeled on *Microsoft Excel*, with total capacities of 100, 1,000 and 2,000 MW, respectively, to which were determined the modified internal rate of return (MIRR), the discounted cash flow and the net present value (NPV) to the firm and to the shareholders. Furthermore, three different sensibilities were performed for each scenario, all of them in respect of the energy's percentage destined to the PPA, in order to evaluate the impact that some assumptions had on the financial model.

According to the obtained results, the project should be done for all scenarios, given that the value creations to the firm were, for scenarios 1, 2 and 3, respectively, 1.84%, 1.83% and 1.94%. This conclusion is also based on the average value of the Return on Invested Capital (ROIC), which is around 68% higher than the average Weighted Average Cost of Capital (WACC) of the scenarios. Beyond that, all the NPVs and discounted cash flows to the firm and to the shareholders were positive, which also indicates that the project should be done. However, the Return on Equity (ROE) is lower than the cost of equity capital for the three scenarios (around 60%), which is a disadvantage for the project's feasibility. Moreover, the average payback time of the three scenarios is about 12 years.

Finally, the sensibilities showed that a higher revenue percentage from the long-term PPA is better for the project than the hydrogen production, since all analyses for the three scenarios indicated higher returns with this change, such as the payback of around 10 years and the value creation of over 3.0%.

Keywords:

PV solar; green hydrogen; discounted cash flow; valuation; PPA, techno-economic analysis.

1. Introdução	15
2. Fundamentação Teórica	17
2.1. O mercado atual de hidrogênio	17
2.2. Aplicações do hidrogênio	18
2.3. Produção de hidrogênio	20
2.3.1. Processo de eletrólise da água	20
2.3.2. Perdas do processo	24
2.3.3. Tecnologias e Equipamentos	26
2.4. Armazenamento e transporte de hidrogênio	28
2.5. Cenário atual e futuro das energias renováveis no Brasil	29
2.6. Usinas solares fotovoltaicas (UFVs)	32
2.6.1. Tecnologias e equipamentos necessários	33
2.6.2. Representação do circuito elétrico	36
2.6.3. Perdas na geração da UFV	40
2.6.4. Demais parâmetros do projeto	42
2.7. Avaliação Econômica de Projetos	43
2.7.1. O Método do Fluxo de Caixa Descontado (DCF)	44
2.7.2. Custos de desenvolvimento (Dev Costs)	46
2.7.3. Investimentos em bens de capital (CAPEX)	47
2.7.4. Custos operacionais (OPEX)	48
2.7.5. Financiamento e Estrutura de Capital	49
2.7.6. Capital de Giro Líquido	52
2.7.7. Custo de capital	53
2.7.7.1. Custo de Capital Próprio (K_e)	54
2.7.7.2. Custo de Capital de Terceiros (K_d)	56
2.7.8. Retorno do investimento	57
2.7.8.1. Valor Presente Líquido (VPL)	58
2.7.8.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)	59
2.7.8.3. Payback	60
2.7.8.4. Retorno sobre Capital	62
3. Premissas e Desenvolvimento do Projeto	64
3.1. Premissas da Planta de Hidrogênio	65
3.1.1. Eletrolisador	65
3.1.2. Armazenamento e transporte	72

3.2.	Premissas da usina solar	76
3.3.	Premissas dos custos de desenvolvimento	84
3.4.	Premissas financeiras e econômicas	85
3.4.1.	Dados macroeconômicos	85
3.4.2.	Financiamento	87
3.4.3.	Custo médio ponderado de capital (WACC)	89
3.4.4.	Depreciação e Amortização	90
3.4.5.	Capital de Giro Líquido	92
3.4.6.	Enquadramento fiscal	93
3.5.	Receitas do projeto	93
3.6.	Cronogramas de desembolso	96
3.7.	Fluxo de caixa descontado	97
4.	Resultados	99
4.1.	Aspectos técnicos	99
4.2.	Custos de investimentos	100
4.3.	Financiamento	102
4.4.	Custo médio ponderado de capital	103
4.5.	Fluxos de caixa, VPLs e TIRM	104
4.5.1.	Cenário 1: 100 MW	104
4.5.2.	Cenário 2: 1.000 MW	108
4.5.3.	Cenário 3: 2.000 MW	110
4.6.	Análises de sensibilidade	113
4.6.1.	Sensibilidade 1: Criação de valor em função da taxa de investimento e da alocação de energia	114
4.6.1.1.	Cenário 1: 100 MW	114
4.6.1.2.	Cenário 2: 1.000 MW	115
4.6.1.3.	Cenário 3: 2.000 MW	116
4.6.2.	Sensibilidade 2: VPL para a empresa em função do WACC e da alocação de energia	117
4.6.2.1.	Cenário 1: 100 MW	117
4.6.2.2.	Cenário 2: 1.000 MW	118
4.6.2.3.	Cenário 3: 2.000 MW	119
4.6.3.	Sensibilidade 3: VPL para os acionistas em função do KE e da alocação de energia	119
4.6.3.1.	Cenário 1: 100 MW	120

4.6.3.2. Cenário 2: 1.000 MW	121
4.6.3.3. Cenário 3: 2.000 MW	121
5. Conclusões	122
6. Bibliografia	124
7. Apêndice A – Cenário 1	129
8. Apêndice B – Cenário 2	132
9. Apêndice C – Cenário 3	135

Lista de figuras

Figura 1 - Comparação entre o poder calorífico dos principais combustíveis (SANTOS; SANTOS, 2005)	19
Figura 2 - Esquema simplificado de funcionamento da eletrólise alcalina da água (MEDEIROS, 2013).	21
Figura 3 - Composição da tensão da célula devido às perdas	25
Figura 4 - Esquema típico de um eletrolisador alcalino (IRENA, 2020)	27
Figura 5 - Esquema típico de um eletrolisador PEM (IRENA, 2020)	28
Figura 6 - Distribuição da capacidade instalada no SIN ao final de 2019 e previsão para 2024 (ONS, 2021)	30
Figura 7 - Ranking de países em capacidade instalada de fontes renováveis em 2020 (IRENA, 2021)	31
Figura 8 - Componentes da radiação solar (PALHARES, 2016).	32
Figura 9 - Estrutura de uma célula solar fotovoltaica (Adaptada de PINHO; GALDINO, 2014)	34
Figura 10 - Diferença de absorção de luz entre tipos de painel (SUPERPV, 2020)	35
Figura 11 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014)	37
Figura 12 - Curvas I-V e P-V (PALHARES, 2016)	38
Figura 13 - Cálculo do FCFF	45
Figura 14 - Cálculo do FCFE	45
Figura 15 - Relação entre investimentos e financiamentos (Autorial)	50
Figura 16 - Tríade de tomada de decisão em investimentos (Autorial)	62
Figura 17 - Metodologia de cálculo da tarifa de uso de água (Autorial)	68
Figura 18 - Relação entre receitas e custo de energia da empresa	96
Figura 19 - Estrutura de modelagem do projeto.	98
Figura 20 - Fluxos de caixa descontado e acumulado para o cenário 1	107
Figura 21 - Fluxos de caixa para o cenário 3	111

Lista de tabelas

Tabela 1 - Principais processos de produção de hidrogênio (PALHARES, 2016).	20
Tabela 2 - Valores típicos de albedo (Adaptado de Santos e Melo, 2015)	33
Tabela 3 - Resumo do dimensionamento elétrico da UFV	39
Tabela 4 - Perdas na geração de uma UFV (EPE, 2021).	40
Tabela 5 - Tomada de decisão a partir do VPL	58
Tabela 6 - Tomada de decisão a partir da TIR	59
Tabela 7 - Comparação entre CAPEX para eletrolisadores alcalinos	65
Tabela 8 - Comparação entre CAPEX para eletrolisadores PEM	66
Tabela 9 - Custos indiretos para o CAPEX do eletrolisador (Adaptado de ALI KHAN, 2021)	67
Tabela 10 - Tarifas de água para o Ceará, válidas desde janeiro/2021 (CAGECE, 2020)	68
Tabela 11 - Custos diretos de CAPEX para os tipos de eletrolisadores	69
Tabela 12 - Custos indiretos de CAPEX para os tipos de eletrolisadores	70
Tabela 13 - Valores para o OPEX	70
Tabela 14 - Condições e custos para diferentes formas de armazenamento de H ₂ gasoso (Adaptado de BLOOMBERG, 2020)	72
Tabela 15 - Condições e custos para diferentes formas de armazenamento de H ₂ líquido (Adaptado de BLOOMBERG, 2020)	73
Tabela 16 - Armazenamento, transporte e custo de pequenas quantidades (0 a 10 ton/dia) em função da distância (Adaptado de BLOOMBERG, 2020)	74
Tabela 17 - Armazenamento, transporte e custo de quantidades médias (11 a 100 ton/dia) em função da distância (Adaptado de BLOOMBERG, 2020)	74
Tabela 18 - Armazenamento, transporte e custo de grandes quantidades (acima de 100 ton/dia) em função da distância (Adaptado de BLOOMBERG, 2020)	75
Tabela 19 - Valores de referência para o PR	76
Tabela 20 - Valores de PR ao longo da vida útil do projeto	77
Tabela 21 - Valores adotados de perdas para cada cenário (Adaptado de EPE, 2020)	78
Tabela 22 - Resumo dos aspectos de produção de energia e hidrogênio	79
Tabela 23 - CAPEX direto segundo diferentes fontes.	80
Tabela 24 - Distribuição do CAPEX entre módulos e inversores	81
Tabela 25 - Custos associados ao sistema de transmissão	82
Tabela 26 - Demais custos de capital	82
Tabela 27 - Distribuição e CAPEX total da UFV	83
Tabela 28 - Custos de OPEX em diferentes fontes	84
Tabela 29 - Distribuição e OPEX Total da UFV	84
Tabela 30 - Premissas macroeconomicas para o Brasil (Adaptado de BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2021)	86

Tabela 31 - Expectativa de inflação americana (Adaptado de PRESTON; THANABALASINGAM, 2021)	86
Tabela 32 - Depreciação dos equipamentos para produção de H ₂	91
Tabela 33 - Depreciação dos equipamentos para produção de energia	91
Tabela 34 - Percentuais de contas a receber e à pagar de empresas do setor de energia	92
Tabela 35 - Preços considerados de venda do hidrogênio	94
Tabela 36 - Cronograma de desembolso dos investimentos (valores em %).	97
Tabela 38 – Valores médios dos aspectos técnicos e das despesas com amortização e depreciação para cada cenário	99
Tabela 39 - Totais de investimentos para cada cenário	100
Tabela 40 - Razão de investimento pela capacidade instalada para cada cenário	101
Tabela 41 - OPEX médio do hidrogênio para cada cenário	102
Tabela 42 - OPEX médio da UFV para cada cenário	102
Tabela 43 - Estrutura de capital em cada cenário	102
Tabela 44 - Custo Médio Ponderado de Capital para cada cenário	103
Tabela 45 - Custos de investimento e reinvestimento para cada cenário	104
Tabela 46 - Fluxo de Caixa para o cenário 1	105
Tabela 47 - Fluxos de caixa descontados trazidos a valor presente para o cenário 1	105
Tabela 48 – Valor presente dos investimentos para o cenário 1	106
Tabela 49 - Resultados das taxas para o cenário 1	106
Tabela 50 - Fluxos de caixa para o cenário 2	108
Tabela 51 - Fluxos de caixa descontados trazidos a valor presente para o cenário 2	108
Tabela 52 – Valor presente dos investimentos para o cenário 2	109
Tabela 53 - Resultados das taxas para o cenário 2	110
Tabela 54 - Fluxos de caixa para o cenário 3	111
Tabela 55 - Fluxos de caixa descontados trazidos a valor presente para o cenário 3	112
Tabela 56 - Valor presente dos investimentos para o cenário 3	112
Tabela 57 - Resultados das taxas para o cenário 3	113
Tabela 58 – Sensibilidade 1 – valor gerado: taxa de investimento (%) x energia alocada (%) para o cenário 1	114
Tabela 59 – Sensibilidade 1 – valor gerado: taxa de investimento (%) x energia alocada (%) para o cenário 2	116
Tabela 60 – Sensibilidade 1 – valor gerado: taxa de investimento (%) x energia alocada (%) para o cenário 3	116
Tabela 61 - Sensibilidade 2 – VPL à empresa: WACC (%) x energia alocada (%) para o cenário 1	117
Tabela 62 - Sensibilidade 2 – VPL à empresa: WACC (%) x energia alocada (%) para o cenário 2	118
Tabela 63 - Sensibilidade 2 – VPL à empresa: WACC (%) x energia alocada (%) para o cenário 3	119

Tabela 63 - Sensibilidade 3 – VPL aos acionistas: K_E (%) x energia alocada (%) para o cenário 1	120
Tabela 65 - Sensibilidade 3 – VPL aos acionistas: K_E (%) x energia alocada (%) para o cenário 2	121
Tabela 66 - Sensibilidade 3 – VPL aos acionistas: K_E (%) x energia alocada (%) para o cenário 3	121

Lista de abreviaturas e siglas

AEM – Anion Exchange-Membrane

ANBIMA – Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BoP – Balance of Plant

CAPEX – Capital Expenditure

CAPM – Capital Asset Pricing Model

CDS – Credit Default Swap

CGL – Capital de Giro Líquido

CI – Consumo Interno

CME – Custo Marginal da Expansão

COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

CPI – Consumer Price Index

CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

DFCFE – Discounted Free Cash Flow to Equity

DFCFF – Discounted Free Cash Flow to Firm

DRE – Demonstração do Resultado do Exercício

EMBI+ – Emerging Markets Bond Index Plus

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FCF – Fluxo de Caixa do Financiamento

FCFE – Free Cash Flow to Equity

FCFF – Free Cash Flow to Firm

FCI – Fluxo de Caixa dos Investimentos

FCO – Fluxo de Caixa Operacional

GHI – Global Horizontal Irradiation

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado

IPC-A – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

IR – Impost de Renda

K_D – Cost of Debt

K_E – Cost of Equity

MF – Ministério da Fazenda
MME – Ministério de Minas e Energia
NCGL – Necessidade de Capital de Giro Líquido
O&M – Operations and Maintenance
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX – Operational Expenditure
P50 – Energia produzida
PCI – Poder Calorífico Inferior
PCS – Poder Calorífico Superior
PEM – Proton-Exchange Membrane
PIS – Programa de Integração Social
PMI – Ponto de Medição Individual
PPA – Power Purchase Agreement
PR – Performance Ratio
ROE – Return on Equity
ROIC – Return on Invested Capital
SIN – Sistema Interligado Nacional
SOEC – Solid oxide electrolyzer cell
SPE – Sociedade de Propósito Específico
TEIF – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
TEIP – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada
TIR – Taxa Interna de Retorno
TIRM – Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA – Taxa Mínima de Atratividade
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
UFV – Usina Solar Fotovoltaica
VPL – Valor Presente Líquido
WACC – Weighted Average Cost of Capital

1. Introdução

Dada a necessidade da transição da matriz energética mundial para uma que seja neutra em gases poluentes para o meio ambiente, novas tecnologias estão sendo desenvolvidas para atender à demanda mundial de consumo de energia, sendo o uso do hidrogênio (H_2) como combustível uma das mais promissoras e estudadas atualmente. Esse elemento se destaca pelo seu elevado poder calorífico, cerca de três vezes maior do que o da gasolina. Por exemplo, 1 kg de H_2 é capaz de gerar a energia equivalente ao que 2,84 kg de gasolina produz e, essa mesma quantidade de hidrogênio, também fornece o mesmo que se consegue armazenar com 30 baterias de 12 V (AP2H2, 2021).

Além disso, como o H_2 para uso industrial não se encontra em seu estado puro na natureza (ALVES, 2017), ele deve ser obtido por meio de outros processos, sendo a maior parte produzida hoje oriunda de recursos não renováveis como gás natural, petróleo e carvão. Logo, há a emissão de gases poluentes ao meio ambiente como subproduto nas etapas intermediárias de obtenção nesses processos. Por isso, além de se desenvolver as tecnologias para extração desse elemento, também são necessários os investimentos para otimizar a forma de produção, sendo a geração por fontes de energia renováveis o mais promissor atualmente, sobretudo por meio do processo de eletrólise da água (ALVES, 2007).

Desse modo, países com alto potencial de geração de energia por fontes renováveis, como o Brasil, podem se destacar e liderar este novo ciclo econômico focado em energias renováveis. Neste cenário, o hidrogênio poderá ser produzido, armazenado e utilizado em substituição aos combustíveis fósseis tradicionais.

Com essa perspectiva, este trabalho tem como objetivo avaliar técnica e economicamente a viabilidade da produção de hidrogênio a partir da energia gerada por uma usina solar fotovoltaica, visando a identificar, entre três cenários estudados, o mais viável com base na Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM), no Valor Presente Líquido (VPL), no *Return on Invested Capital* (ROIC) e no *Return on Equity* (ROE). Portanto, não serão abordados os custos nivelados de energia e de hidrogênio, dado que o foco

está na rentabilidade para empresas e acionistas com base em premissas próprias de custos, despesas e receitas.

2. Fundamentação Teórica

As aplicações, o armazenamento e, em mais detalhes, a produção de hidrogênio serão apresentadas no primeiro capítulo. Por isso, serão expostos os dados do cenário atual de oferta e demanda de H₂ no mundo, as tecnologias disponíveis para armazená-lo e aplicações estudadas. Além disso, será apresentado o processo de obtenção do hidrogênio pela eletrólise da água, para o qual serão abordados desde os princípios químicos que o explicam até os equipamentos necessários para efetuarlo.

Após isso, serão detalhados os conceitos básicos para o desenvolvimento e implementação de uma usina solar fotovoltaica (UFV), desde suas características físicas de como se dá o processo de geração de energia, até os componentes necessários do projeto. Como se pretende projetar uma UFV não só para produção de hidrogênio, mas também para conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN), os aspectos de conexão e transmissão dessa energia serão explorados também. Além disso, outras questões intrínsecas a projetos de energia, como licenciamento ambiental, área de implantação e aspectos regulatórios perante os órgãos competentes, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Ministério de Minas e Energia (MME), são abordados, o que complementa a análise do projeto do ponto de vista técnico.

Por fim, para a análise de viabilidade econômica proposta, os conceitos que permitem a avaliação de valor de um projeto de engenharia são estudados. Portanto, será abordada a metodologia de como se fazer um *valuation*, desde a definição da estrutura de capital de uma empresa até a modelagem e implementação do método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Esse método foi escolhido por ser o mais simples e empregado no dia a dia nas análises de geração de valor e viabilidade de projetos.

2.1. O mercado atual de hidrogênio

Segundo a Nota Técnica de 2021 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio”, a demanda mundial de hidrogênio em 2018 foi de 115 milhões de

toneladas. Dessa quantidade, aproximadamente 73 milhões, ou 63%, consistiam em hidrogênio puro, o qual foi usado praticamente todo (96%) para obtenção de amônia para fertilizantes e no refino do petróleo. Por sua vez, misturas gasosas de hidrogênio corresponderam pelas outras 42 milhões de toneladas produzidas, sendo quase um terço (29%) para a obtenção de metanol (EPE, 2021).

Para atender à essas demandas, segundo a mesma nota técnica, já existe um mercado de hidrogênio no qual um agente o produz e vende para as refinarias de petróleo, conhecido como mercado “*merchant*”. Em 2018, aproximadamente 20% do hidrogênio utilizado nas refinarias no mundo era oriundo desse mercado. Além disso, segundo dados de novembro de 2015 e janeiro de 2016, a capacidade instalada do mercado merchant é de 8,6 milhões de toneladas por ano, sendo 58% produzido pelos Estados Unidos da América. Outros países que contribuem fortemente são Canadá e China, ambos com 6% do mercado, e a Alemanha, com 4%. Dentre as empresas, a americana Air Products é a líder em produção, detendo 36% do mercado, enquanto o grupo alemão Linde, por meio de suas subsidiárias, possui 34% e a francesa Air Liquide 21% (EPE, 2021).

Por fim, a referida nota técnica também informa que, em 2017, o mercado de hidrogênio foi responsável por movimentar cerca de 11,75 bilhões de dólares americanos (US\$). Com relação ao Brasil, tivemos uma participação mínima, sendo responsáveis por apenas US\$ 335 milhões em exportações e US\$ 61 milhões nas importações da matéria-prima (EPE, 2021). Logo, ainda há bastante espaço para esse mercado se desenvolver e, no caso do Brasil, os investimentos na produção e transporte de hidrogênio devem se intensificar no futuro próximo, a fim de aproveitar as oportunidades que estão surgindo.

2.2. Aplicações do hidrogênio

Com relação às suas aplicações, o hidrogênio é tido como um possível substituto aos combustíveis fósseis, dado o seu elevado poder calorífico inferior (PCI) de 119,93 MJ/kg e por ser aproximadamente 14 vezes menos denso que o ar (PALHARES, 2016). Assim, é possível

obtermos maiores quantidades de energia por unidade de massa quando comparado ao que se tem com os combustíveis tradicionais atualmente.

Na Figura 1 abaixo (SANTOS; SANTOS, 2005), podemos ver uma comparação entre os poderes caloríficos superior (PCS) e inferior (PCI) do hidrogênio com outros combustíveis.

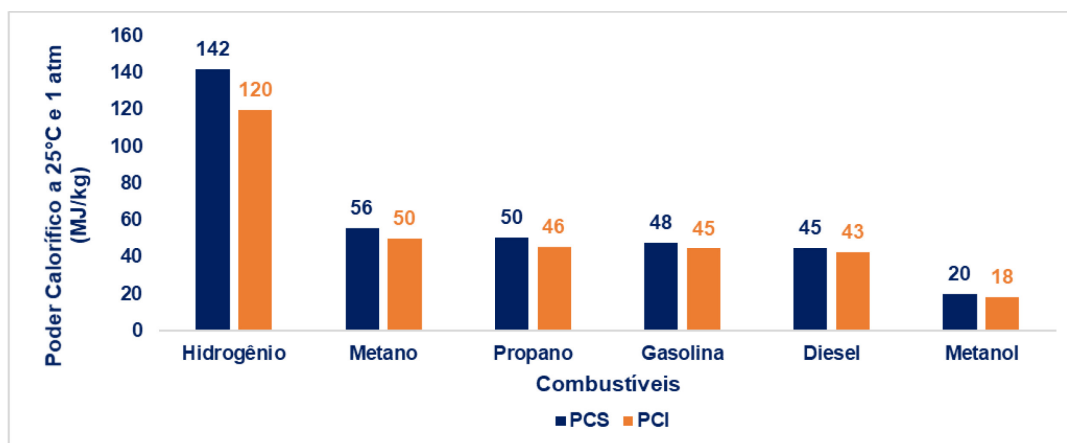


Figura 1 - Comparação entre o poder calorífico dos principais combustíveis (SANTOS; SANTOS, 2005)

Portanto, uma das aplicações mais promissoras é o seu uso como uma célula a combustível, a qual funciona de forma inversa ao processo de eletrólise que será descrito a seguir. De maneira geral, é um processo eletroquímico no qual o hidrogênio reage com o oxigênio e produz energia, na forma de uma corrente elétrica, e água. A partir dessa corrente, a energia disponível pode ser utilizado para alimentar motores elétricos de transportes como ônibus e carros, reduzindo as emissões locais de gases poluentes nas cidades. Outra funcionalidade, visando à complementar e garantir o fornecimento de energia elétrica à rede, seria de utilizar o hidrogênio como uma bateria, a qual seria capaz de armazenar e depois liberar energia sempre que necessário (FRANCO et al., 2006).

Por fim, além dos usos citados para fornecimento de energia, o hidrogênio ainda também deve continuar a ser utilizado da maneira como já vem sendo feito, sobretudo na sua forma mais pura para refino de petróleo e obtenção de amônia.

2.3. Produção de hidrogênio

Por fim, com relação ao processo de produção em si, temos que aproximadamente 95% de todo o hidrogênio mundial é proveniente dos combustíveis fósseis em processos de reforma e gaseificação, apenas 4,0% por eletrólise da água e em torno de 1% por outros métodos (ALVES, 2017).

Dentre os processos que dominam a produção global, o mais empregado é o de reforma à vapor de gás natural, seguido pela reforma à vapor de petróleo e seus derivados e gaseificação de carvão. Esses resultados são apresentados abaixo na Tabela 1, na qual temos uma relação entre as formas de produção e sua proporção atual na indústria (PALHARES, 2016).

Tabela 1 - Principais processos de produção de hidrogênio (PALHARES, 2016).

Processo	Matéria-Prima	Percentual de produção
Reforma	Gás natural	48%
Reforma	Petróleo	30%
Gaseificação	Carvão	18%
Eletrólise	Água	4,00%
Outros	Diversos	1,00%

Desse modo, entende-se o porquê da necessidade em desenvolvermos novas tecnologias e, principalmente, otimizarmos as existentes por meio de fontes renováveis para obtenção do H₂. Por ser identificado como uma fonte de energia promissora para atender à demanda global e diminuir os efeitos da crise climática, o estímulo para sua produção a partir de fontes renováveis (solar, eólica e hídrica), o chamado “hidrogênio verde”, torna-se urgente. Por isso, este projeto visa a sua obtenção por meio do processo de eletrólise, a ser alimentada por uma energia proveniente de uma planta solar e, portanto, 100% renovável.

2.3.1. Processo de eletrólise da água

Neste processo, o hidrogênio é obtido por meio da separação da molécula de água com uso de uma corrente elétrica e produz como

subproduto apenas gás oxigênio (O_2). Ou seja, é um processo de conversão de energia elétrica em energia química, na qual os íons de hidrogênio se depositarão no cátodo e os de oxigênio no ânodo e, então, formarão as moléculas finais de H_2 e O_2 (PALHARES, 2016), com a reação global representada pela eq. 1 abaixo.



Na Figura 2 a seguir, temos o processo descrito acima de maneira simplificada, na qual a “fonte externa de energia”, no caso deste trabalho, será a proveniente da geração de energia renovável.

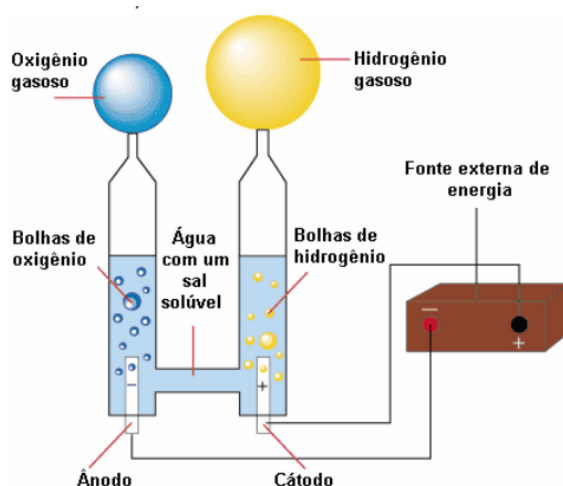


Figura 2 - Esquema simplificado de funcionamento da eletrólise alcalina da água (MEDEIROS, 2013).

Portanto, além de água e de uma fonte externa de energia, são necessários dois eletrodos (ânodo e cátodo) e um eletrólito (solução de sal dissolvido) no processo de eletrólise alcalina. Esses três componentes são os condutores responsáveis pela ocorrência dos fenômenos eletroquímicos, isto é, por meio deles que a corrente elétrica proveniente da fonte de energia irá fluir e disponibilizar o potencial elétrico necessário para causar a reação química de separação da água em oxigênio e hidrogênio (PALHARES, 2016).

Assim sendo, é necessário que haja uma diferença de potencial elétrico mínima entre os dois eletrodos, a qual é calculada a partir do potencial padrão da reação de redução e é identificada como a tensão de

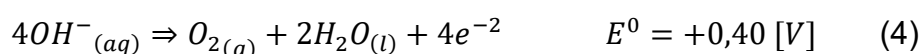
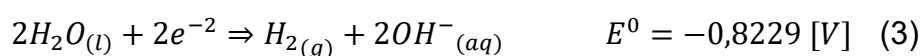
alimentação, ou força eletromotriz, da fonte externa de energia. Essa reação é explicada como aquela na qual o átomo ganha um elétron de outro elemento, o qual, ao perder esse elétron, sofre a chamada reação de oxidação (MEIRA, 2012). Dessa forma, entende-se a importância do eletrólito no processo, o qual consiste em uma solução alcalina justamente para garantir a corrente elétrica entre os eletrodos.

Embora semelhantes, outros processos de eletrólise da água para obtenção de hidrogênio, como os de membrana trocadora de ânion e de próton – *Anion-Exchange Membrane* (AEM) e *Proton-Exchange Membrane* (PEM) – e de células de óxido de sólido – *Solid Oxide Electrolyzer Cell* (SOEC) –, possuem características específicas. A principal delas é a não necessidade do eletrólito para o processo, dado que operam a partir de outros princípios químicos, como a separação da água a partir de membranas trocadoras de íons (AEM e PEM) e da produção de hidrogênio por meio da oxidação de um combustível sólido (SOEC).

Então, para que se calcule o potencial elétrico mínimo para ocorrer uma reação eletroquímica, são necessários os potenciais de redução do cátodo e do ânodo, os quais, geralmente, já estão tabelados dada a constante aplicação desses processos. Além disso, esses potenciais são obtidos com base em um referencial, o qual é a própria reação de redução do Hidrogênio, tendo, portanto, $E^0 = 0,00 \text{ V}$. Dessa forma, a fim de se determinar o potencial padrão da eletrólise aquosa de água (ΔE^0), fazemos (MEIRA, 2012):

$$\Delta E^0 = (E^0_{red \text{ cátodo}}) - (E^0_{red \text{ ânodo}}) \quad (2)$$

Assim sendo, a seguir são apresentadas as equações na forma como o processo se dá por meio das semirreações de redução e oxidação, respectivamente (MEIRA, 2012), com os valores do potencial de redução para cada uma:



Logo, o potencial padrão da eletrólise aquosa da água, ou seja, a diferença de potencial elétrico mínima para que o processo ocorra, considerando condições padrão de temperatura e pressão, é dado por:

$$\Delta E^0 = (-0,8229) V - (0,40) V \rightarrow \Delta E^0 = -1,229 [V]$$

O resultado é obtido com o sinal negativo porque este é um processo não espontâneo, visto que, por definição, a eletrólise é um processo não natural e é justamente o inverso que ocorre numa pilha, na qual as semirreações produzem a corrente elétrica que alimenta os aparelhos. Além disso, o potencial padrão de redução depende apenas das concentrações das espécies de análise e da temperatura. Logo, variar o coeficiente estequiométrico não afetará o potencial de redução da semirreação.

Além disso, adotando condições de temperatura e pressão constantes, sabemos que para a reação ocorrer é necessária uma variação na entalpia do sistema, a qual pode ser separada como uma componente devido à variação da Energia Livre de Gibbs (ΔG) e da energia térmica ($T\Delta S$) (PALHARES, 2016), segundo a equação abaixo.

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S [J] \quad (5)$$

Por sua vez, temos que a Energia Livre de Gibbs pode ser escrita em função do número de elétrons da reação (n), da constante de Faraday ($F = 9,65 \times 10^4 \text{ C/mol}$) e do potencial elétrico entre dois eletrodos (E) (PALHARES, 2016):

$$\Delta G = -nFE [J] \quad (6)$$

Contudo, o valor obtido acima é referente apenas à parcela de energia necessária para o processo que diz respeito à Energia Livre de Gibbs (ΔG), segundo as equações 5 e 6. Desse modo, fazendo a mesma consideração de processo ideal nas condições padrão de temperatura e pressão, obtemos essa mesma tensão de -1,299 V, chamada de tensão reversível (V_{rev}), além da referente à energia térmica, tensão termoneutra (V_{tn}), conforme apresentado abaixo (PALHARES, 2016):

$$V_{rev} = \frac{\Delta G^0}{nF} \text{ [V]} \quad (7)$$

$$V_{tn} = \frac{\Delta H^0}{nF} = \frac{\Delta G^0 + T\Delta S^0}{nF} \text{ [V]} \quad (8)$$

Logo, sendo $\Delta G^0 = 237,21 \text{ kJ/mol}$, $\Delta S^0 = 16,31 \times 10^{-2} \text{ kJ/(mol.K)}$, $n = 2$, $T = 298,15 \text{ K}$ e $F = 9,65 \times 10^4 \text{ C/mol}$, obtemos os seguintes valores:

$$V_{rev} = 1,229 \text{ [V]}$$

$$V_{tn} = 1,481 \text{ [V]}$$

Desse modo, segundo Zeng e Zhang (2010), a diferença de potencial mínima para a célula eletrolítica é de 1,229 V, como calculado pela equação dos potenciais no cátodo e no ânodo. Entretanto, como vimos, é necessária uma tensão um pouco maior, a termoneutra, devido aos efeitos térmicos da reação. Por isso, a eficiência da célula se torna 100% caso esta opere com a tensão igual a 1,481 V.

Por outro lado, acima desse valor, a eficiência da reação cai e essa passa a ser exotérmica. Por sua vez, entre V_{rev} e V_{tn} , a reação ainda é endotérmica e teríamos uma eficiência maior do que 100% da célula. Contudo, em um sistema real, sabemos que isso é impossível, ainda mais levando em conta as resistências e perdas até agora desconsideradas.

2.3.2. Perdas do processo

Como dito, ainda devemos considerar resistências inerentes ao sistema, as quais podem ser divididas em três categorias principais (ZENG; ZHANG, 2010): elétricas, de transporte e eletroquímicas.

A primeira diz respeito às conexões e cabos, ou seja, o próprio circuito elétrico e pode ser expressa na forma das Leis de Ohm, conforme a seguir, podendo ser determinada com base na diferença de potencial (U) e na corrente (i), eq. 9, ou no comprimento (L), área da seção transversal do cabo (A) e sua resistividade, eq. 10 (KNOB, 2013).

$$R = \frac{U}{i} \text{ } [\Omega] \quad (9)$$

$$R = \rho \frac{L}{A} \text{ } [\Omega] \quad (10)$$

Por sua vez, as resistências de transporte são aquelas relacionadas, como o nome diz, nos processos de transporte durante a eletrólise e estão, portanto, presentes nas formações de bolhas de hidrogênio e oxigênio na solução. Além disso, as membranas utilizadas também oferecem algum tipo de resistência, juntamente com o fenômeno de migração, que seria o movimento dos íons no campo elétrico (PALHARES, 2016).

Por fim, as resistências eletroquímicas estão relacionadas com o sobrepotencial (η), isto é, a diferença de potencial elétrico necessária para superar a energia de ativação da reação na superfície dos eletrodos. Dessa forma, se considerarmos um circuito elétrico formado por todos esses componentes, a equação abaixo é o resultado da aplicação da Lei das Malhas de Kirchhoff, segundo Zeng e Zhan (2010).

$$E_{célula} = V_{rev} + \sum \eta + iR_{célula} \quad (11)$$

Sendo:

V_{rev} : conforme já determinado anteriormente;

$\sum \eta$: $\eta_{ânodo} + \eta_{cátodo}$, os quais são função da densidade de corrente elétrica;

$R_{célula}$: resistência da célula, a qual é função das propriedades do eletrólito, dos eletrodos e do design da célula (ZENG; ZHANG, 2010);

i : corrente elétrica que percorre a célula.

Dessa maneira, é possível identificar como essas perdas impactam na tensão necessária na célula, conforme a seguir (PALHARES, 2016).

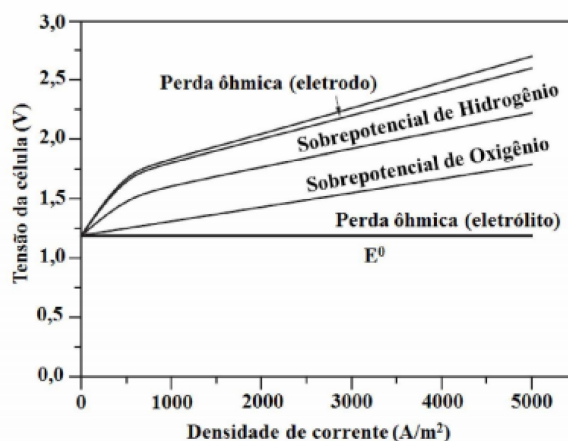


Figura 3 - Composição da tensão da célula devido às perdas

Logo, conforme a Figura acima, temos que na indústria, para fins de realização da eletrólise da água, a tensão utilizada na célula eletrolítica é da ordem de 1,8 a 2,0 V para o intervalo de densidade de corrente de 1000 a 3000 A/m² (ZENG; ZHANG, 2010). Além disso, a eficiência da célula eletrolítica pode ser calculada como abaixo, sendo um parâmetro importante para a decisão do eletrolisador a ser utilizado.

$$\varepsilon_{célula} = \frac{V_{rev}}{E_{célula}} \times 100 \quad (12)$$

2.3.3. Tecnologias e Equipamentos

Por sua vez, a fim de realizar todo o processo descrito acima e conectar a energia elétrica gerada na usina solar com o hidrogênio armazenado nos cilindros, é necessário um dispositivo chamado de eletrolisador. Esse equipamento é alimentado por água e energia elétrica e possui como produtos oxigênio e hidrogênio, exatamente como o processo mostrado na equação 1.

Por isso, a escolha pelo tipo de eletrolisador está relacionada à sua capacidade de produção, consumo de energia e eficiência do processo. Como também estamos interessados nos aspectos de viabilidade econômica do processo, os custos de implementação e operação também serão levados em conta na decisão pelo tipo a ser usado.

De maneira geral, existem quatro tipos de eletrolisadores: alcalinos (AE), de membrana trocador de prótons (PEM), de membrana trocadora de ânions (AEM) e de óxido sólido (SOE). Contudo, apenas os dois primeiros tipos, AE e PEM, já são plenamente comercializados, enquanto os eletrolisadores AEM e SOE ainda estão em desenvolvimento e seus custos são muito mais elevados, não justificando ainda seu uso (IRENA, 2020). Logo, serão tratados apenas os dois tipos de interesse e com maior disponibilidade de dados para comparação, isto é, os eletrolisadores alcalinos e de membrana trocadora de prótons.

Esses dois tipos se diferenciam, basicamente, pelo eletrólito que utilizam, sendo o primeiro composto por uma solução alcalina – por exemplo, hidróxido de potássio (KOH) – e o segundo por uma membrana polimérica sólida, como a de Nafion (BACH, 2013). Dadas essas

diferenças, a temperatura e a pressão de operação também se alteram, o que, conseqüentemente, impactam na eficiência do processo. Segundo o estudo de 2020 realizado pela Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), as temperaturas de operação do eletrolisador alcalino variam de 70 a 90 °C e a sua pressão pode chegar até a 30 bar (3 MPa). Por sua vez, os do tipo PEM operam apenas em temperaturas de 50 a 80 °C, mas permitem que se obtenham pressões de até 70 bar (7 MPa). Por último, com relação à eficiência, a do primeiro varia entre 75 e 90%, enquanto a do segundo de 80 a 90% (BACH, 2013).

A seguir, nas Figuras 4 e 5, as representações esquemáticas desses dois tipos de eletrolisadores e sistemas que os compõem são apresentadas, nas quais podemos ver como o tipo de eletrólito e as condições de operação necessárias impactam na estrutura física de cada um. Com base nessas representações, vemos que a área necessária para implementação de um eletrolisador alcalino deve ser maior do que de um PEM, além de precisar de mais interconexões entre os diferentes equipamentos, o que também impacta na eficiência global do processo de conversão.

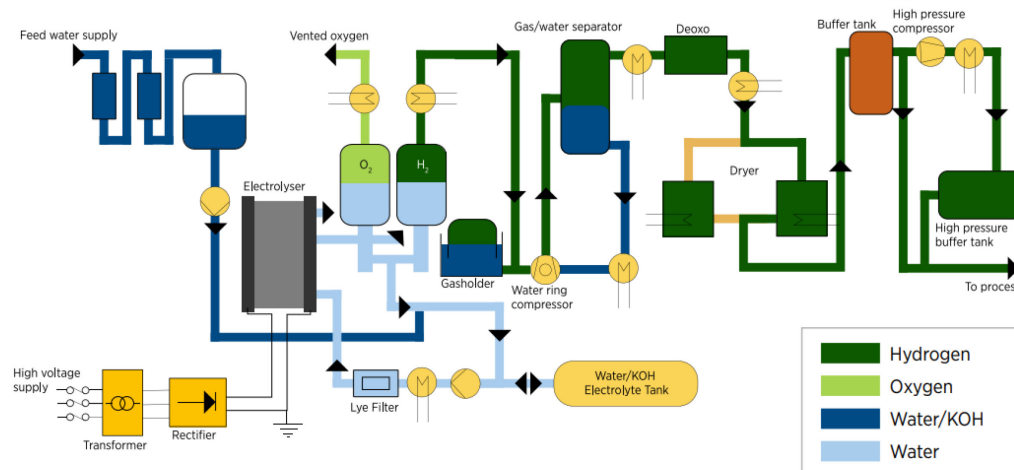


Figura 4 - Esquema típico de um eletrolisador alcalino (IRENA, 2020)

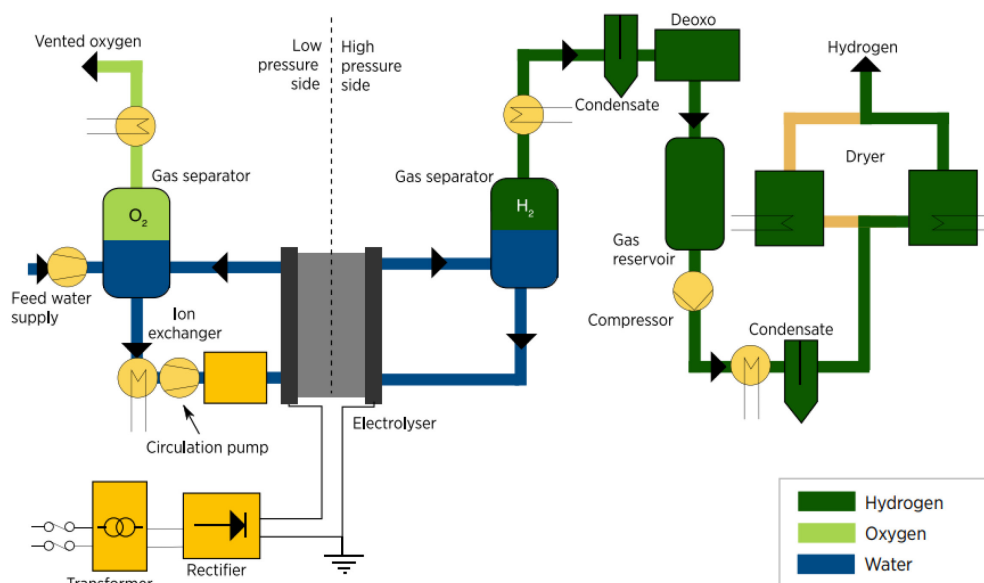


Figura 5 - Esquema típico de um eletrolisador PEM (IRENA, 2020)

Por fim, o consumo de energia do eletrolisador também é um fator importante para o projeto, pois é o valor que indica o quanto da energia elétrica gerada na usina fotovoltaica será usado para produzir hidrogênio. De acordo com Yates et al. (2020), esse consumo é da ordem de 54 kWh/kg H_2 , o qual já considera as perdas no sistema, e é independentemente do tipo de eletrolisador (alcalino ou PEM). Entretanto, na seção de desenvolvimento do projeto, serão avaliadas as premissas para a definição deste valor e quais as perspectivas futuras para o consumo elétrico do equipamento.

2.4. Armazenamento e transporte de hidrogênio

A fim de atender à demanda atual e futura, determinar a melhor forma de se armazenar e transportar o hidrogênio também é peça fundamental para o desenvolvimento desse mercado. De maneira geral, o hidrogênio é armazenado e transportado no estado gasoso ou líquido, mas há também a possibilidade ser misturado aos hidretos metálicos no estado sólido (PEREIRA, 2017).

No estado gasoso, a forma que é mais viável atualmente, o hidrogênio é comprimido a pressões de 200 a 600 atm, e pode ser armazenado em tanques na superfície ou no subsolo, assim como em cilindros para transporte, a um “custo” de 5% da energia total (PEREIRA, 2017). Contudo,

quando comprimido, a quantidade de energia por volume é menor, em torno de 0,75 kWh/L a 300 atm, e isso pode inviabilizar um projeto se houver restrição espacial ou o H_2 tiver de ser transportado em grandes distâncias (BACH, 2013). Embora os gasodutos sejam semelhantes aos utilizados para transporte de gás natural, os investimentos no caso do hidrogênio são da ordem de 0,3 a 1,4 milhão de dólares para cada 1,6 km de comprimento, o que também se apresenta como uma dificuldade para a expansão desse mercado (FRANCO et al., 2006).

Por sua vez, se armazenado no estado líquido, conseguimos obter maiores quantidades de energia (hidrogênio) por volume, correspondendo a 2,36 kWh/L, mais de três vezes o obtido quando comprimido a 300 atm (BACH, 2013). Entretanto, para isso, é necessário que se resfrie o H_2 a uma temperatura de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ e que seja mantido em um cilindro isolado termicamente a baixa pressão. Nesse processo, tem-se um gasto de energia da ordem de 40% do total e, portanto, só é viável para os casos de serem necessários grandes deslocamentos ou pouco espaço para armazená-lo (PEREIRA, 2017).

Logo, a forma de armazenamento e transporte está relacionada, basicamente, ao destino que se dará ao hidrogênio. Se o intuito for de transportá-lo para grandes distâncias ou até mesmo como combustível para automóveis, a alternativa mais viável será em tanques de hidrogênio liquefeito (LH₂), pois apenas um tanque equivale, energeticamente, a 10 tanques de gás de hidrogênio (BACH, 2013). Porém, se o destino for utilização no local, sem restrições de espaço e/ou para percorrer poucos quilômetros, torna-se mais viável mantê-lo como gás, pois as perdas para resfriá-lo à temperatura criogênica, isto é, da ordem de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$, não se justificarão, sendo da ordem de 0,1% do volume armazenado por dia (BARTELS, 2008).

2.5. Cenário atual e futuro das energias renováveis no Brasil

Com relação à geração de energia elétrica, neste trabalho será dado o foco somente na geração por fontes renováveis, em específico a solar fotovoltaica. Isso porque a capacidade instalada de geração de energia do

Brasil é composta, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no Programa da Operação Elétrica de Médio Prazo (PAR/PEL) do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o horizonte de 2021-2025, de fevereiro de 2021, majoritariamente por fontes renováveis. Isso é, as centrais geradoras hidrelétricas, solares fotovoltaicas e eólicas suprem a maior parte da demanda de energia do país.

Ao final de 2019, as hidrelétricas eram responsáveis por 66,85% do abastecimento de energia elétrica brasileiro, com a eólica apresentando 9,12% e a solar 1,51%, totalizando, assim, 77,48% da energia elétrica produzida no país. Também segundo o ONS no mesmo relatório, a previsão é de que ao final de 2024 tenhamos 61,57% de toda a energia consumida no território proveniente das hidrelétricas, 11,48% dos parques eólicos e 2,54% oriunda das usinas solares. Ou seja, cerca de 75,59% da demanda nacional atendida por projetos renováveis (ONS, 2021). A seguir, esses dados são sumarizados.

CAPACIDADE INSTALADA NO SIN EM 2019 E 2024

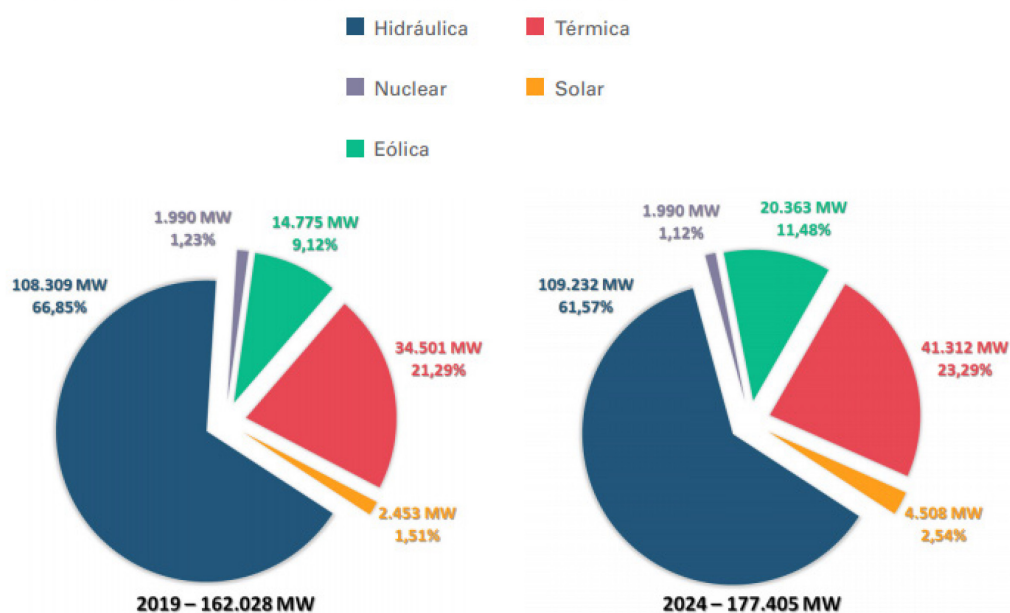


Figura 6 - Distribuição da capacidade instalada no SIN ao final de 2019 e previsão para 2024 (ONS, 2021)

Embora os dados de geração renovável sejam consideráveis, ainda contamos com uma parcela relevante de geração por usinas termelétricas (UTE), as quais apresentam um preço de energia mais caro em relação à

solar e eólica, por exemplo, e que, além de poluir o meio-ambiente, ainda faz com que a conta de luz cobrada pelas distribuidoras seja elevada quando as UTE precisam ser acionadas para suprir a demanda. Ainda assim, o Brasil consta entre os três maiores países em capacidade instalada proveniente de fontes renováveis para geração de energia elétrica, segundo a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) em seu site, conforme os dados a seguir.

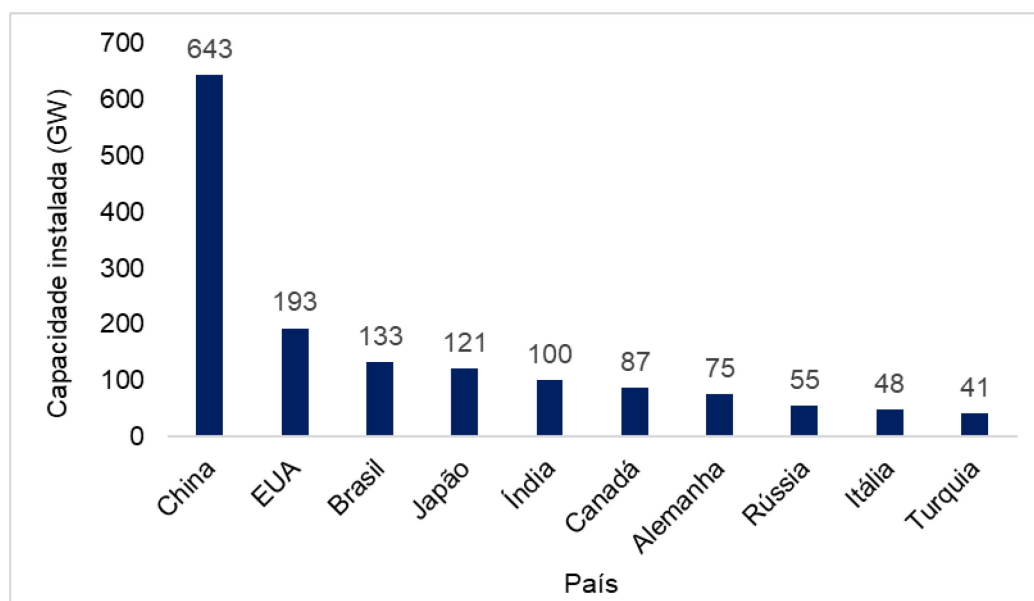


Figura 7 - Ranking de países em capacidade instalada de fontes renováveis em 2020 (IRENA, 2021)

Portanto, vemos que o Brasil, embora entre os maiores geradores de fontes renováveis do mundo, ainda tem uma forte dependência de suas hidrelétricas, o que acarreta problemas na oferta de energia nos períodos de seca. Por isso, o desenvolvimento das outras fontes, como a eólica e a solar fotovoltaica, são essenciais para garantir a segurança e a estabilidade do SIN. Além disso, outras tecnologias para uso conjunto, como baterias e células de hidrogênio, se tornam alternativas para complementar a geração e atuarem como uma “redundância” no sistema. Por exemplo, se considerarmos uma usina solar fotovoltaica (UFV), sabemos que a mesma irá gerar energia durante o dia, enquanto à noite ficará “desligada”. Então, ao produzir hidrogênio a partir de parte da energia que é gerada durante o dia e armazená-lo no local, quando chegarmos nos períodos de menor

geração, esse mesmo hidrogênio pode ser usado para alimentar a rede, funcionando como uma “bateria”.

Logo, esse mesmo princípio pode ser aplicado às outras fontes ou aos parques híbridos (eólica + solar, por exemplo), demonstrando as oportunidades que ainda faltam ser implementadas em grande escala no Brasil.

2.6. Usinas solares fotovoltaicas (UFVs)

Com relação à energia solar fotovoltaica especificamente, essa é proveniente da irradiação solar que chega à superfície da Terra e é resultado da conversão de energia elétrica a partir da luz por meio do efeito fotoelétrico (PINHO; GALDINO, 2014). Essa luz que chega à superfície, ou seja, a radiação solar, é decomposta em até três tipos: direta, difusa e o albedo.

Como o nome diz, a radiação direta é aquela que chega ao objeto receptor (painel solar, por exemplo) diretamente do sol, sem sofrer desvios. Por outro lado, a difusa é a radiação que incide após sofrer espalhamento, ou seja, um tipo de refração dos raios solares, e vem de várias direções. Por fim, o albedo é a componente refletida no ambiente ao redor do receptor, que o atinge quando o mesmo está inclinado em relação ao solo (PINHO; GALDINO, 2014). Na Figura 8 a seguir é mostrado como essas três componentes de radiação chegam ao painel.

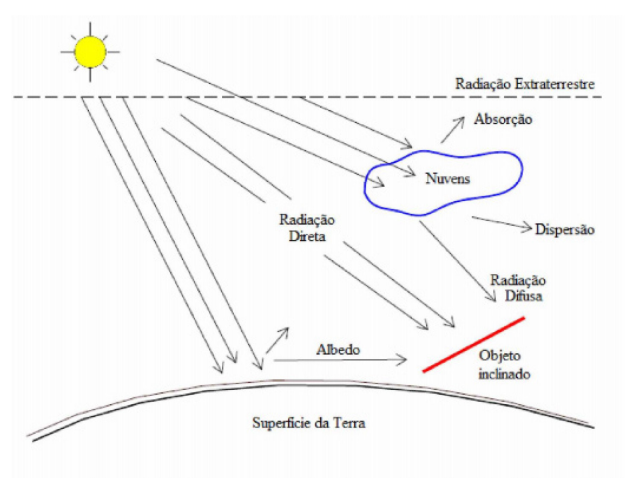


Figura 8 - Componentes da radiação solar (PALHARES, 2016).

Essas componentes de radiação, quando somadas, resultam na radiação total, a qual é, geralmente, medida como a radiação global que incide em uma superfície horizontal (GHI) e adicionada influência do albedo. Entretanto, como estamos interessados em geração de energia, é mais importante a análise por meio da irradiação solar, medida em J/m^2 , sendo o recurso solar efetivamente disponível e considerado nos cálculos de produção de energia.

Com relação ao albedo, a tabela a seguir resume os valores adotados como referência para cada tipo de superfície.

Tabela 2 - Valores típicos de albedo (Adaptado de Santos e Melo, 2015)

Superfície	Albedo (%)
Gramado	18 - 23
Gramma seca	28 - 32
Solo descampado	17
Asfalto	15
Concreto novo (sem ação de intempéries)	55
Concreto (em construção urbana)	20
Neve fresca	80 - 90
Água	5 - 22

Por fim, embora o GHI seja a medida utilizada para avaliação do recurso solar em um local, também temos uma grandeza chamada de *Global Tilted Irradiation at optimum angle* (GTI_{op}), a qual, como o nome sugere, é a medida da irradiação solar em um ângulo ótimo de operação, representando um ganho em relação ao GHI e incorpora a irradiação do albedo também.

2.6.1. Tecnologias e equipamentos necessários

Então, como a irradiação solar chega à superfície por várias direções, são necessários dispositivos semicondutores para “capturar” e conduzir os elétrons gerados no efeito fotoelétrico (PINHO; GALDINO, 2014). Esses dispositivos, denominados de células solares e que, em conjunto, formam os conhecidos painéis solares fotovoltaicos, são compostos, de maneira geral, de uma junção de camadas dopadas de silício (Si) mono – ou poli –

cristalino. Ou seja, em uma das camadas são adicionadas impurezas a fim de torná-la mais negativa (tipo *n*) e na outra para torná-la mais positiva (tipo *p*), obtendo-se, assim, a junção *p-n* (PINHO; GALDINO, 2014).

Essa dopagem, que se resume a uma inserção de impurezas no material, é realizada porque é necessária a criação de um campo elétrico para que os elétrons se movimentem livremente e possam ser utilizadas a tensão e a corrente que se estabelecem. Como o silício possui quatro elétrons em sua camada de valência, para se obter um material levemente mais negativo são adicionados átomos com cinco elétrons de valência, como o fósforo (P), o que resulta na parte tipo *n*. Por outro lado, para o tipo *p*, são acrescentados átomos com três elétrons de valência – Boro, por exemplo – e obtém-se um material mais positivo do que era inicialmente (PINHO; GALDINO, 2014). A seguir é apresentado um esquema de como esse processo acontece, detalhando as zonas de dopagem do material.

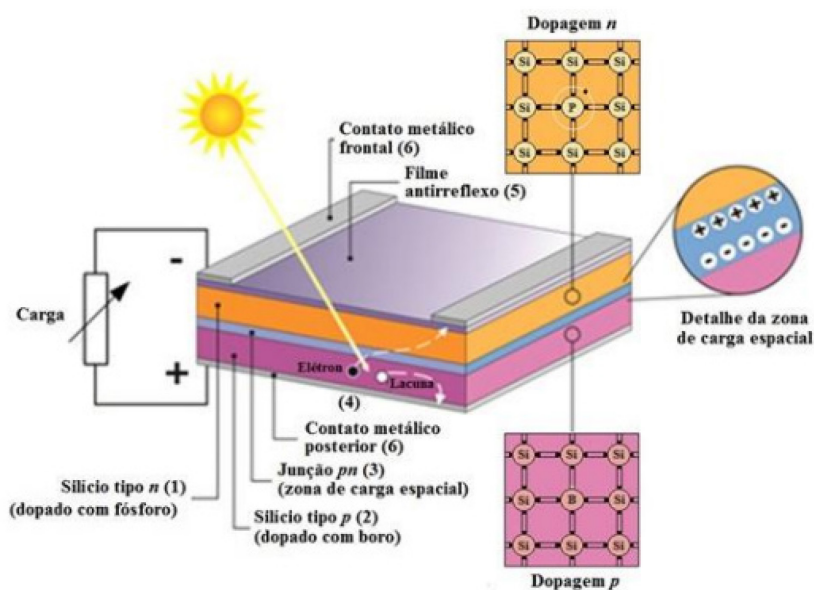


Figura 9 - Estrutura de uma célula solar fotovoltaica (Adaptada de PINHO; GALDINO, 2014)

Assim sendo, da mesma forma que as turbinas hidrelétricas e os aerogeradores produzem energia, respectivamente, a partir do potencial da queda d'água e da velocidade do vento, os painéis solares o fazem com base em toda a radiação que chega até ele (PINHO; GALDINO, 2014). Por isso, a fim de capturar o máximo de luz solar em operação, muitos painéis para uso em projetos de geração centralizada já são desenvolvidos como

bifaciais, ou seja, são capazes de absorver a radiação do albedo que chega até ele “por baixo”. Na Figura a seguir é mostrada a diferença entre um painel mono e um bifacial. Além disso, com base nessa Figura, vemos que não só a parte de trás do módulo fotovoltaico deve permitir a passagem de luz, como também a própria célula deve ser feita de forma a gerar energia nas duas direções (SUPERPV, 2020).

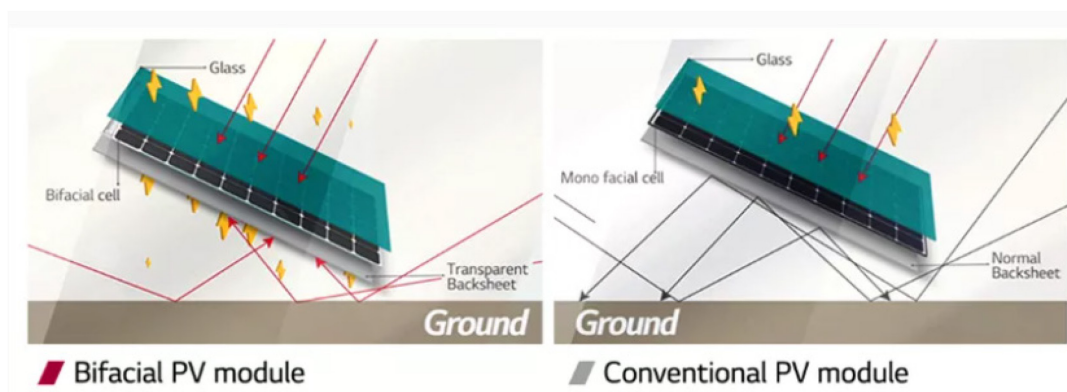


Figura 10 - Diferença de absorção de luz entre tipos de painel (SUPERPV, 2020)

Assim sendo, os módulos fotovoltaicos são selecionados com base na sua potência de pico (Wp), dimensões e tipo de tecnologia. Com essas informações, disponíveis nos *datasheet* dos módulos, o empreendedor determina qual será a capacidade instalada, em corrente contínua, de sua usina fotovoltaica. Essa capacidade, geralmente, está limitada à área útil do projeto, a qual já considera os acessos internos, subestações unitárias dos circuitos, restrições ambientais e quaisquer outros pontos apontados no projeto de engenharia. Portanto, a sua determinação pode ser feita como a seguir.

$$P = \frac{\text{Área útil para os painéis}}{\text{Área do módulo}} \times \text{Potência do módulo [Wp]} \quad (13)$$

Embora a potência pico seja importante, por determinar a quantidade de módulos e a área que irão ocupar, a capacidade instalada em corrente alternada é a que deve ser considerada para todos os cálculos posteriormente, pois é como a rede elétrica opera efetivamente. Assim sendo, são necessários equipamentos chamados de inversores, os quais convertem a corrente contínua em alternada (PINHO; GALDINO, 2014).

Esses equipamentos, por sua vez, são especificados pela sua potência (kW), corrente e tensão e, após a determinação da quantidade de módulos fotovoltaicos da UFV, é feito o trabalho de agrupá-los, formando grupos geradores que respeitem as corrente e tensão suportadas pelo inversor. Assim, desse agrupamento resulta um total de inversores que, quando somados, determinam a capacidade instalada em corrente alternada do projeto.

Além disso, ao término desse processo identifica-se que a capacidade em corrente alternada, geralmente, é menor do que em contínua e a relação entre as duas é dado o nome de “*DC to AC Ratio*”, ou, em tradução livre para o português, “Razão CC para CA”. Essa relação, quando maior do que 1, indica um melhor aproveitamento da energia gerada, pois a UFV consegue atingir sua potência máxima mais rápido no início do dia e, à noite, permanece conectada por mais tempo. Ou seja, há um ganho de geração ao longo de todo o dia, sem um custo proporcional adicional na operação.

Por isso, uma forma mais simples de se determinar a máxima potência em corrente alternada é especificar a relação CC-CA e dividir a capacidade instalada em corrente contínua por ela. Outra forma pode ser, partindo da potência alternada e da relação desejadas, determinar a potência pico da UFV. Em qualquer um dos cenários, as limitações serão dadas pelo grupo gerador e por quantos módulos em série podemos associar para cada inversor (PINHO; GALDINO, 2014).

2.6.2. Representação do circuito elétrico

Por fim, devemos tratar da representação e análise da parte elétrica das células fotovoltaicas, as quais podem ser representadas pelo circuito abaixo, e que serão úteis para a posterior determinação do arranjo do grupo gerador.

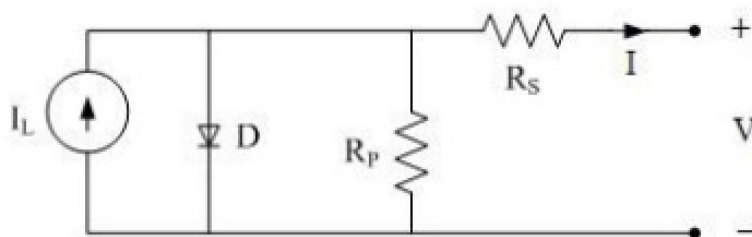


Figura 11 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014)

De acordo com a Figura 11, o circuito pode ser simplificado para um composto por uma fonte de corrente (I_L), um diodo (D) e resistências em série (R_S) e em paralelo (R_P), que resultam na corrente (I) e na tensão (V) dele. Enquanto a corrente I_L é a gerada pelo efeito fotoelétrico, o diodo representa a junção p-n no escuro. Por fim, as resistências são oriundas da própria construção da célula e devido aos contatos entre suas partes, ao longo de toda a estrutura (PINHO; GALDINO, 2014).

Desse modo, a curva I-V de uma célula fotovoltaica é dada pela equação abaixo:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{q(V+IR_S)}{nkT}} - 1 \right] - \frac{V+IR_S}{R_P} \quad [A] \quad (14)$$

Sendo:

I_L : corrente gerada em efeito fotoelétrico [A];

I_0 : corrente de saturação reversa do diodo [A];

n : fator de idealidade do diodo [N/A];

q : carga do elétron – $1,6 \times 10^{-19}$ [C];

k : constante de Boltzmann – $1,38 \times 10^{-23}$ [J/K];

T : temperatura absoluta [K].

A corrente de saturação reversa do diodo, I_0 , pode ser determinada experimentalmente, por meio da aplicação da tensão de circuito aberto, numericamente, com um ajuste de curva das medições, ou analiticamente, utilizando uma equação que leva em conta as propriedades do material e as características da construção da junção p-n. Por outro lado, o fator de idealidade, n , é um número adimensional obtido por ajustes de dados

medidos experimentalmente. Por fim, a temperatura, T , é a de operação do sistema. Dessa forma, podemos plotar as curvas de corrente e de potência em função da tensão, conforme abaixo para uma célula fotovoltaica de silício cristalino, com 156 mm^2 , e sob condições padrão de teste.

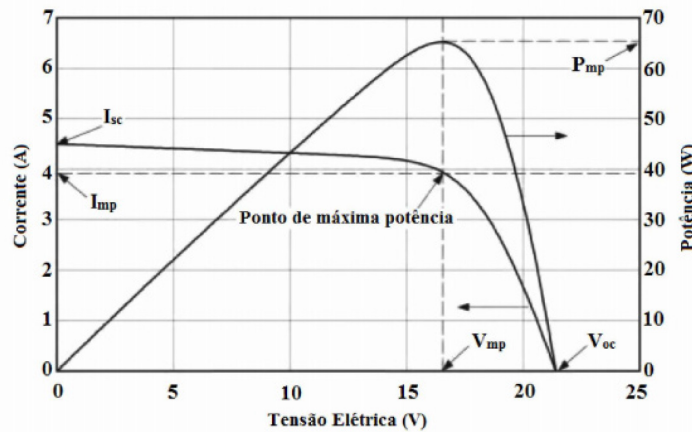


Figura 12 - Curvas I-V e P-V (PALHARES, 2016)

Como apresentados nas curvas, há alguns pontos de maior interesse, os quais são os parâmetros elétricos usados para caracterizar as células (ou os módulos) fotovoltaicos. Assim sendo, o primeiro ponto relevante é aquele quando a tensão é nula e a corrente é máxima, a qual é denotada por I_{sc} , e é simplesmente a corrente de curto-circuito da célula, podendo ser medida por um amperímetro curto-circuitando os terminais. Analogamente, também temos a tensão de circuito aberto, V_{oc} , a qual é a máxima tensão da célula, que ocorre na condição de corrente nula, e pode ser determinada analiticamente pela expressão abaixo:

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \left[\ln \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \right] [V] \quad (15)$$

Por fim, temos o ponto de máxima potência, P_{MP} , o qual é dado pelo par I_{MP} e V_{MP} , e é resultado do produto desses dois, isto é:

$$P_{MP} = V_{MP} I_{MP} [W] \quad (16)$$

Portanto, de posse desses parâmetros, podemos dimensionar os circuitos internos do parque para qualquer módulo fotovoltaico selecionado. Além disso, como visto anteriormente, os módulos precisam ser arranjados

em grupos para se conectar ao grupo gerador de cada inversor. Para isso, deve se levar em consideração que, se fizermos um arranjo em série dos módulos, considerando que são iguais e sob as mesmas condições de operação, a corrente do sistema será a mesma para todos e as suas tensões irão se somar. Analogamente, se forem arranjados em paralelo, a tensão se mantém igual e suas correntes se somam (PINHO; GALDINO, 2014).

Assim sendo, o arranjo da unidade geradora (UG) é composto por X módulos conectados em série e Y séries em paralelo, sendo X e Y os valores inteiros arredondados para abaixo obtidos a partir das seguintes equações.

$$X = \frac{V_{nom\ do\ Inversor}}{V_{nom\ do\ módulo}} \quad (17)$$

$$Y = \frac{I_{nom\ do\ Inversor}}{I_{nom\ do\ módulo}} \quad (18)$$

Logo, considerando que os valores X e Y respeitam as restrições do inversor, podemos multiplicá-los e iremos obter a potência de pico do grupo gerador para cada inversor. Por fim, basta que multipliquemos o número de inversores pelo valor anterior e teremos a potência de pico nominal da UFV. Naturalmente, para obter a potência em corrente alternada da UFV, basta que multipliquemos o número de inversores por sua potência nominal. Abaixo, a tabela resume esse processo.

Tabela 3 - Resumo do dimensionamento elétrico da UFV

Entradas	Operações	Saídas
<ul style="list-style-type: none"> • $V_{nom\ do\ inversor}$ • $V_{nom\ do\ módulo}$ 	$\frac{V_{nom\ do\ Inversor}}{V_{nom\ do\ módulo}}$	Número de módulos por série (X)
<ul style="list-style-type: none"> • $I_{nom\ do\ inversor}$ • $I_{nom\ do\ módulo}$ 	$\frac{I_{nom\ do\ Inversor}}{I_{nom\ do\ módulo}}$	Número de séries em paralelo (Y)
<ul style="list-style-type: none"> • X e Y 	$X \times Y$	Número de módulos por UG (Z)
<ul style="list-style-type: none"> • Número de UG • Z 	$UG \times Z$	Potência em CC da UFV
<ul style="list-style-type: none"> • Número de UG • $V_{nom\ do\ inversor}$ 	$UG \times V_{nom\ do\ Inversor}$	Potência em CA da UFV

2.6.3. Perdas na geração da UFV

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no documento “Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica”, que serve de referência para empreendedores cadastrarem seus projetos no Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia (AEGE), as seguintes perdas devem ser consideradas.

Tabela 4 - Perdas na geração de uma UFV (EPE, 2021).

Perdas	Descrição
Angulares	Aumento da reflexão sobre os módulos fotovoltaicos com o aumento do ângulo de incidência, em relação à irradiação de incidência normal
Espectrais	Perdas resultantes da composição espectral da luz solar incidente sobre os módulos ser diferente do espectro AM 1.5
Temperatura	Redução da eficiência da célula fotovoltaica em função de sua temperatura operacional
Sujeira	Acúmulo de poluição, poeira, pólen, excreções de pássaros, musgos, etc, sobre os painéis fotovoltaicos
Sombreamento	Perdas devido a sombras próximas (causadas por objetos próximos, como os próprios módulos, vegetação ou construções) e distantes (linha do horizonte)
Degradação Anual dos Módulos ao Longo do Período Contratual	Degradação no início da operação, seja por efeitos de LID (<i>Light Induced Degradation</i>) ou LeTid (<i>Light and elevated temperature-induced degradation</i>).
<i>Mismatch</i>	Perdas relacionadas ao fato de que os módulos não possuem exatamente as mesmas características elétricas.
Tolerância sobre a Potência Nominal dos Módulos	Potência média real dos módulos em relação à especificação do fabricante
Ôhmicas na Cablagem	Perdas induzidas pela resistência dos condutores entre os módulos e entre os arranjos e a entrada do inversor.
Eficiência do Inversor	Perda no inversor na conversão CC/CA pela eficiência do equipamento.
Controle de Potência Máxima – MPPT (<i>clipping</i>)	Perda pela diferença da potência máxima atingível do arranjo e a condição de operação real, incluindo ajuste operativo (<i>power clipping</i>) de excesso de potência.
Nível de Irradiância	Variação da eficiência dos módulos em irradiâncias diferentes da <i>Standard Test Conditions</i> (STC).

Embora sejam diversas as perdas, a mais expressiva é a causada pela temperatura, a qual é em média de 6,3% (SIMIONI, 2017). Quando somadas, todas essas perdas podem causar um decréscimo em torno de 20% na energia gerada pela usina (SANTOS; MELO, 2015). Entretanto, como seus efeitos intensificam-se ao longo do tempo, é mais comum que nos anos iniciais a UFV tenha uma perda menor, da ordem de 10% (van SARK et al., 2012), e ao longo de sua vida útil esse valor aumente gradativamente, sobretudo devido à degradação dos painéis.

Assim sendo, todas essas perdas são agrupadas em uma grandeza conhecida como *Performance Ratio* (PR). Logo, a maneira mais simples de contabilizá-las é adotar um valor de PR de referência, seja um mesmo valor ao longo da vida útil do projeto, ou um máximo no ano inicial e contabilizar o aumento na degradação durante os anos seguintes. Então, após isso, podemos calcular a energia bruta, também conhecida como P50, da seguinte forma:

$$Fator\ de\ Produção = GHI \times PR \quad (19)$$

$$P50 = Fator\ de\ Produção \times Potência_{CC} \quad (20)$$

Esse valor é assim chamado, “P50”, pois consideramos uma probabilidade de 50% dessa energia ser, de fato, produzida. Ou seja, a energia bruta certificada é obtida usando da aproximação dos dados por uma distribuição Normal e adotando um nível de significância de 50%. Assim sendo, também é possível obtermos os valores de geração com um nível de significância de 25% (P75) e de 10% (P90), mas no caso das UFVs apenas o P50 é necessário para determinar a produção anual de energia. Além disso, cabe ressaltar que o fator de produção diz respeito à proporção entre a energia gerada efetivamente e a potência instalada pelos painéis e, por isso, para obtermos o P50, esse valor precisou ser multiplicado pela potência em corrente contínua da usina solar.

Por fim, visando a obter a energia líquida gerada pela usina, devemos considerar ainda as seguinte quatro perdas: a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF), a Indisponibilidade Programada (TEIP), a estimativa anual de Consumo Interno (CI) e as perdas elétricas até o

Ponto de Medição Individual (PMI). Normalmente, a TEIF e a IP são indicadas como um percentual do P50, enquanto o CI e o PMI dados diretamente em MWh/ano. Por isso, a fórmula para se calcular a energia líquida, em MWh/ano, é dada por:

$$P50_{liq} = P50 \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - (CI + PMI) \quad (21)$$

Contudo, é mais comum nos referimos à energia líquida na sua forma anualizada, na unidade denominada como “MWm (megawatt-médio)”, o que significa dividir a energia obtida acima pelo número de horas em um ano. Ou seja, embora falemos em energia, estamos, na verdade, indicando o valor de potência disponibilizado pela UFV a menos de todas as perdas.

$$GF = \frac{P50_{liq}}{8760} \quad (22)$$

2.6.4. Demais parâmetros do projeto

A fim de conectar a energia gerada pela usina à rede elétrica, precisamos levar em conta a necessidade da subestação coletora de tensão e todos os seus equipamentos, assim como a própria linha de transmissão. Além desses, toda a infraestrutura civil e elétrica deve ser dimensionada na concepção de um projeto executivo de engenharia desse porte, também considerando as instalações da parte destinada somente à produção e armazenamento de hidrogênio.

Então, no caso da subestação coletora, sabemos que serão necessários transformadores de tensão, pois a energia é produzida no parque e transportada em tensões menores, as Redes de Média Tensão (RMTs), e depois levada do parque para o SIN em alta tensão. Enquanto as RMTs são, geralmente, compostas por circuitos de 34,5 kV, a tensão da linha de transmissão depende, basicamente, do ponto de conexão ao qual se conectará. Por questões de custo e benefício, é sempre preferível uma conexão em tensões menores, na rede da própria distribuidora de energia local, e com a menor distância possível. Contudo, nem sempre isso é possível, seja por uma questão de distância do projeto à subestação mais próxima, seja por limitação de margem de escoamento na rede da distribuidora ou na própria Rede Básica do ONS. Além disso, ainda pode

ser feita a conexão por meio do seccionamento de uma linha já existente, mas é um processo mais dispendioso e que só se justifica em certas ocasiões, o que não é o caso deste trabalho. De todo modo, são quatro os tipos de conexão à rede mais comuns: 138, 230, 345 e 500 kV.

Com relação aos transformadores de tensão (TRs), esses devem ser capazes de suportar toda a potência aparente da UFV. Segundo os Procedimentos de Rede do ONS, Submódulo 2.10, as usinas devem ser capazes de operar em um intervalo de 0,90 a 1,10 p.u., ou seja, os transformadores também devem suportar isso. Logo, devem ser selecionados transformadores de tensão de forma que:

$$Pot\ Aparente\ dos\ TRs = \frac{Pot\ Ativa\ da\ UFV}{0,90} \quad (23)$$

Por fim, as infraestruturas civil e elétrica serão consideradas no modelo financeiro do projeto com base nos valores de referência da literatura, sem entrar em detalhes de cada parte que os compõem. Similarmente, os custos com o licenciamento ambiental, fundiários e regulatórios, que são classificados como custos de desenvolvimento, serão adotados a partir das bibliografias.

2.7. Avaliação Econômica de Projetos

Após definidas as características técnicas do projeto, a sua análise de viabilidade econômico-financeira deve ser performada. Dessa forma, são necessárias as determinações de premissas de projeto que englobam desde os aspectos macroeconômicos, como perspectivas de inflação e câmbio, até de investimentos, estrutura de financiamento, geração de receita e custos e despesas operacionais. Além disso, a comparação entre cenários e outros investimentos também são necessárias, a fim de que a análise econômica seja adequadamente feita (REIS, 2018).

Assim sendo, definidas todas as premissas, será empregado o método de avaliação de ativos e projetos chamado de Fluxo de Caixa Descontado. Esse método foi o escolhido devida a sua maior facilidade e ampla utilização na indústria.

2.7.1. O Método do Fluxo de Caixa Descontado (DCF)

Este método baseia-se no princípio básico da matemática financeira de que o dinheiro tem valor no tempo. Ou seja, considerando uma quantia de R\$ 1.000,00 em 2021, o seu real valor é diferente se estivermos nos anos de 2031 ou de 2011. Além disso, por considerar o fluxo de caixa das entradas e saídas de dinheiro, temos uma projeção mais fidedigna da relação entre receitas e custos do projeto do que se analisássemos apenas o lucro líquido de cada exercício (DAMODARAN, 2014).

Desse modo, será performedo todo o fluxo de caixa do projeto a cada ano, desde o ano de 2022 até 2044. Esse período foi escolhido porque serão considerados três anos para o desenvolvimento e implantação do projeto (2022 - 2024) e mais vinte anos de operação comercial (2025 - 2044). Posteriormente, todos esses fluxos serão trazidos a valor presente e somados, da seguinte forma:

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (24)$$

Na qual N é o número total de períodos analisados, r é a taxa de desconto adotada e CF_t é o fluxo de caixa no período t de referência (DAMODARAN, 2014).

Com relação à taxa de desconto, ela pode ser somente custo de capital próprio dos investidores/acionistas ou calculada com base na estrutura de financiamento do projeto, sendo esse último o método mais utilizado. Quando determinada assim, a taxa de desconto é o mesmo que o custo médio ponderado de capital, pois leva em consideração o custo de capital próprio e de terceiros.

Por sua vez, o fluxo de caixa também pode receber um nome específico a depender da referência de análise. No primeiro caso, se estamos interessados na geração de caixa de um projeto após todos os seus reinvestimentos, ou seja, o quanto “sobra” de dinheiro para os acionistas, credores e terceiros, ele é chamado “Fluxo de Caixa Livre para a Firma” ou “Fluxo de Caixa Livre dos Ativos”. Por outro lado, se desejamos saber qual a geração de caixa somente para os acionistas, os efeitos da

dívida devem ser computados e temos o que é chamado de “Fluxo de Caixa Livre para o Acionista” (DAMODARAN, 2014). Neste trabalho, serão performados os dois casos, a fim de avaliar se o projeto é financeiramente justificável para todos os seus financiadores e quanto é destinado somente para os acionistas.

Portanto, a fim de se determinar o Fluxo de Caixa Livre para a Firma, ou *Free Cash Flow to Firm* (FCFF) em inglês, devemos performar as seguinte operações, segundo o professor Aswath Damodaran em seu livro “*Applied Corporate Finance*”, de 2014.

Lucro operacional
(–) Imposto Desalavancado
(+) Depreciação e Amortização
(–) Variação do capital de giro líquido
(–) Investimentos em bens de capital
FCFF

Figura 13 - Cálculo do FCFF

Por outro lado, para o cálculo do Fluxo de Caixa Livre para o Acionista, ou *Free Cash Flow to Equity* (FCFE) em inglês, fazemos o seguinte.

Lucro operacional
(–) Imposto Desalavancado
(+) Depreciação e Amortização
(–) Variação do capital de giro líquido
(–) Investimentos em bens de capital
(+) Captação de novas dívidas
(–) Pagamento de dívidas antigas
FCFE

Figura 14 - Cálculo do FCFE

O racional das operações descritas acima é que tanto o lucro líquido, quanto o operacional, são medidas que tem como base o regime de competência do período de exercício e, portanto, não considera quais foram as reais entradas e saídas de dinheiro. Logo, devemos ajustá-los para refletir o regime de caixa do projeto e, por isso, a depreciação de equipamentos, amortização de intangíveis e novas dívidas captadas devem ser somadas, assim como gastos com investimentos, pagamentos de dívidas e a variação do capital de giro são subtraídas. Por fim, o imposto de renda é dito “desalavancado” por ser considerada a alíquota incidindo sobre o lucro antes do pagamento de juros de dívida. Como sabemos, o imposto de renda “normal” incide sobre o lucro após o resultado financeiro e, por isso, considera os custos da dívida, ou seja, a alavancagem da empresa/ projeto.

Outra forma de efetuar o cálculo do FCFE é, partindo do FCFF, apenas descontar a dívida líquida. Ou seja:

$$FCFE = FCFF - \text{Pagamento de dívida} + \text{Captação de novas dívidas} \quad (25)$$

Se todas as premissas e cálculos forem consistentes, as duas formas devem resultar no mesmo valor de FCFE (DAMODARAN, 2014).

Então, a fim de projetar o fluxo de caixa para cada ano, é necessário que se dimensione todos os custos e despesas do projeto, assim como a forma de financiamento e seu custo. Finalmente, podem ser empregadas algumas métricas para determinar se a soma dos fluxos de caixa faz o projeto ser rentável ou não, assim como em quantos anos e a partir de qual valor essa rentabilidade é atingida.

2.7.2. Custos de desenvolvimento (Dev Costs)

O primeiro custo a ser considerado é o de desenvolvimento do projeto. Nessa categoria, identificamos todos os custos com licenciamento, estudos de engenharia e eventuais despesas regulatórias e são aqueles custos destinados à preparação do projeto para início das obras de implantação. Consequentemente, o gasto mais expressivo é com o licenciamento do projeto, tanto ambiental, quanto arqueológico, principalmente na fase de

obtenção da Licença de Instalação, a qual autoriza o efetivo início das obras.

Como esses custos variam conforme a localização, tamanho do projeto e a empresa a ser contratada, eles serão adotados na etapa de modelagem como um percentual dos investimentos em bens de capital. Com relação aos custos de desenvolvimento da planta de hidrogênio, devido à falta de regulamentação nacional e incipiência dessa atividade, será adotado um custo em relação ao percentual dos custos de investimentos em bens de capital, como será posteriormente apresentado.

Por fim, embora os custos de desenvolvimento sejam conceitualmente diferentes daqueles referentes aos bens de capital, no modelo financeiro do projeto eles serão agrupados em uma mesma categoria para refletir adequadamente o investimento feito na fase anterior ao início das obras.

2.7.3. Investimentos em bens de capital (CAPEX)

Enquanto os custos de desenvolvimento são aqueles relacionados, basicamente, à preparação do projeto para ser executado, os custos com bens de capital, ou *Capital Expenditure* (CAPEX) em inglês, são todos aqueles investimentos que a empresa faz visando à geração de receita (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Logo, no caso deste trabalho, seriam todos os equipamentos e máquinas necessários para o projeto da UFV, assim como para a produção e armazenamento do hidrogênio.

Portanto, serão considerados todos os custos unitários com módulos, inversores, transformadores, linha de transmissão, eletrolisadores, cilindros de transporte e infraestruturas civil e elétrica necessárias para o projeto. Além disso, o cronograma de desembolso desses custos é importantíssimo, uma vez que impacta diretamente o fluxo de caixa, como visto anteriormente. Nesta etapa, a maneira mais adequada é utilizar valores de referência para cada componente, quando possível, e depois somá-los. Além disso, após a implementação dos equipamentos, eles sofrerão depreciação ao longo da vida útil do projeto e devem ser considerados os custos de substituição como CAPEX, a qual geralmente é

definida como um percentual do valor investido inicialmente, ou o mesmo valor em uma abordagem mais conservadora.

Por fim, o cronograma de desembolso pode ser considerado integralmente antes do início da operação comercial ou se estendendo durante os anos iniciais da mesma (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

2.7.4. Custos operacionais (OPEX)

Similarmente aos custos de investimento, temos os custos e despesas operacionais – *Operational Expenditure* (OPEX) –, ou seja, aqueles que têm como finalidade manter o projeto em pleno funcionamento (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Nesse caso, podemos citar custos como arrendamento fundiário, Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a tarifa do abastecimento de água. Além desses, como despesas, teríamos aquelas com pessoal, gerais e administrativas (SG&A, em inglês) e comerciais (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). No contexto de avaliação de um projeto especificamente, as despesas comerciais são, na verdade, da própria companhia e podemos desconsiderá-la dos custos operacionais do projeto em si. Por outro lado, os custos de SG&A podem ser adotados como constantes, uma vez que deve possuir pouca, ou quase nenhuma, mudança ao longo da vida útil do projeto.

Com relação à TUST, à TUSD e à tarifa de uso da água, seus valores serão determinados com base na escolha do local de implantação do projeto e do seu ponto de conexão à rede elétrica. Isso porque, como o nome sugere, a TUST é o custo operacional da usina conectada ao SIN diretamente com base na sua capacidade instalada e, portanto, seu valor é dado nas unidades de R\$/kW.mês). Além disso, ressalta-se que também é possível que o custo seja dado pela TUSDg, a qual tem a mesma função, mas é referente à tarifa de se conectar na rede de distribuição (em 69 ou 138 kV). Por outro lado, a TUSD é dada em R\$/MWh.mês, visto que é o custo de uso das instalações de distribuição, e se aplica aos empreendimentos industriais que se conectam ao SIN por meio da

distribuidora e se baseia no consumo de energia que possuem e não na capacidade instalada de energia.

Por sua vez, a tarifa de uso da água é dada em R\$/ $(m^3 \cdot \text{mês})$ e será usada como aquela referente à concessionária de água e esgoto da cidade do projeto. Além disso, a quantidade necessária para o projeto é obtida a partir dos dados de consumo do eletrolisador.

Portanto, esses valores de tarifas devem possuir as maiores proporções no OPEX do projeto e são premissas fundamentais para a viabilidade ou não dele.

2.7.5. Financiamento e Estrutura de Capital

Após o levantamento de todos os investimentos e custos necessários para o projeto, a definição da estrutura de capital e forma de financiá-lo é o próximo passo. Essa definição impacta diretamente o fluxo de caixa porque o pagamento de juros e amortização de dívidas, dependendo da forma que são feitos, podem viabilizar ou não um projeto. Além disso, a proporção entre capital próprio e capital de terceiros também impacta diretamente o retorno e, portanto, atratividade do projeto para o investidor, pois o dinheiro captado no financiamento é empregado em investimentos em ativos que têm, por finalidade, gerar caixa, quer seja à companhia, quer seja ao acionista (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

Dessa maneira, a estrutura de capital pode ser adotada com base nas proporções praticadas no mercado brasileiro pelas empresas de capital aberto que têm projetos de geração de energia, ou, quando possível, com base nos valores que as Sociedades de Propósito Específico (SPEs) de seus projetos possuem (DAMODARAN, 2014). Como são poucas as empresas e, conseqüentemente, os dados disponíveis, é recomendável que se use uma amostra maior, o que será melhor explorado no capítulo de premissas. De toda forma, a figura abaixo ajuda a entendermos a relação entre financiamento e investimentos a partir do balanço patrimonial, justificando o porquê a compreensão da estrutura ótima de capital é tão importante para o modelo.



Figura 15 - Relação entre investimentos e financiamentos (Autorial)

Então, como podemos ver, todo o dinheiro captado pelo negócio se encontra no lado do passivo e do patrimônio líquido, os quais podem ser identificados como as dívidas e empréstimos de curto e de longo prazo e o capital social. Esse dinheiro deve ser usado para os investimentos, os quais aparecem no lado dos ativos no balanço e seriam os intangíveis, máquinas e equipamentos, estoques, caixa gerado na operação etc (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

Assim sendo, em um projeto com a estrutura adequada de capital, todas as fontes de recursos devem ser destinadas a investimentos que irão gerar caixa no final, pois seus financiadores esperam receber pelo dinheiro que investiram. Ou seja, no caso do capital de terceiros, como bancos, a empresa que toma o financiamento deve gerar caixa suficiente para o pagamento dos juros e amortizações das dívidas nos anos seguintes, cujas condições e cronograma de pagamento são definidas desde o início. Por sua vez, os acionistas esperam retornos sobre seu investimento na forma de dividendos, os quais só são pagos em caso de lucro, mas que não possuem, geralmente, nenhum cronograma ou condições pré-estabelecidas a serem cumpridas (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Portanto, embora sejam necessárias as gerações de caixa (para pagamento de terceiros) e lucro (para pagamento dos acionistas), o primeiro vem antes na hierarquia de recebimento dos recursos e, por isso, é a geração de caixa que interessa mais do que a de lucros.

Apesar do pagamento de dividendos não ser obrigatório, é comum que no modelo financeiro dos projetos sejam adotadas premissas das

condições nas quais eles serão pagos, principalmente se a empresa possuir um parceiro no desenvolvimento e operação. Ao fazer isso, os acionistas começam a receber o retorno sobre seus investimentos durante a operação do projeto e podem reinvestir seus dividendos, seja aportando novamente e aumentando o capital social, seja em outros negócios. No caso de companhias de capital aberto no Brasil, elas são obrigadas a distribuir, pelo menos, 25% de seus lucros do exercício anual, mas muitas, principalmente do setor elétrico, distribuem ao longo do ano e em proporções maiores, como a Alupar, que possui um *payout* médio de 36,40%, a Engie de 82,77% e a EDP Brasil de 40,93%¹.

Por fim, o financiamento com capital de terceiros, sobretudo para projetos de geração de energia renovável, apresentam vantagens, pois podem ser acessadas taxas de juros menores do que em outros setores, além de atraírem mais investidores.

Isso porque, segundo a Lei nº 12.431/2011, que dita sobre as debêntures incentivadas, investidores pessoas físicas são isentos de incidência de imposto de renda quando auferirem lucros e pessoas jurídicas estão sujeitos à 15% de tributação na fonte. Na prática, isso atrai mais investidores porque muitos fundos de investimentos de renda fixa demandam por esses produtos, seja para oferecerem aos seus cotistas de outros fundos, seja porque os próprios cotistas solicitam. Contudo, essas condições só se aplicam a ativos da área de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação que sejam classificados como prioritários pelo governo federal. Ou seja, são títulos de dívida de empresas, ou SPEs, dos setores de energia, saneamento, telecomunicações, transporte etc. Por fim, como a maior parte dos contratos desses agentes são indexados ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPC-A), as debêntures também o são, sendo composta ainda por um *spread* que é definido, de maneira simplificada, pelo prazo de vencimento e o *rating* de crédito do emissor.

¹ Valores retirados do site Status Invest, com base nos números de fechamento do último resultado divulgado e considerando as ações *units* de Alupar (ALUP11) e as ordinárias de Engie (EGIE3) e EDP (ENBR3).

2.7.6. Capital de Giro Líquido

O capital de giro líquido é o último valor que devemos obter para o cálculo do FCFF e ele pode ser definido, simplificadaamente, como a diferença entre o ativo circulante (AC) e o passivo circulante (PC). Entretanto, a maneira mais usual é computá-lo conforme a necessidade capital de giro líquido (NCGL) abaixo.

$$NCGL = (AC - Caixa) - (PC - Dívida de Curto Prazo) \quad (26)$$

Ao fazê-lo dessa forma, estamos excluindo a dívida líquida circulante (Dívida de Curto Prazo – Caixa) da equação, restando apenas os ativos e passivos operacionais (DAMODARAN, 2014). Por fim, a forma correta de cálculo do fluxo de caixa leva em consideração a variação entre os ativos e passivos operacionais para o dado período.

Ao considerarmos como essa variação de capital de giro líquido é adicionada ao cálculo do fluxo de caixa, percebemos que uma diminuição no mesmo irá aumentar o FCFF e, analogamente, um aumento nessa variação implicará em diminuição do FCFF. Como o ativo circulante usado nos cálculos é, geralmente, dado pelas contas à receber e pelos estoques e o passivo pelas contas à pagar, variações negativas podem significar que: (i) a empresa fechou o período com menos estoques acumulados, (ii) realizou menos vendas à prazo, (iii) postergou seus pagamentos aos fornecedores ou (iv) todos esses fatores juntos (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

Em qualquer um dos casos, isso significa que a companhia conseguiu, na comparação entre os períodos, ser mais eficiente, pois teve maior entrada de dinheiro (pela diminuição nos estoques e nas contas à receber) e menor saída de caixa também, pois suas contas à pagar aumentaram. Contudo, se não for adequadamente administrada, essa relação entre ativos e passivos pode aumentar e se “descolar” um do outro, acarretando em um capital de giro líquido muito negativo. No caso de se atingir esse estágio, a empresa pode encontrar problemas caso no

exercício seguinte não consiga cumprir com as contas à pagar (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

Por outro lado, podemos ter variações positivas no capital de giro líquido, as quais irão diminuir o FCFF e, assim como o caso anterior, possui vantagens e desvantagens. Como vantagens, naturalmente, significa que as suas contas à receber e estoques disponíveis estão aumentando em relação às suas obrigações com fornecedores e, mesmo que enfrente um próximo exercício operacional abaixo do anterior, conseguirá cumprir com as contas à pagar de curto prazo. Entretanto, manter essa relação por muito tempo positiva pode significar uma ineficiência operacional, pois o acúmulo de estoques e o aumento nas contas à receber implicam, muitas vezes, em incapacidades em vendas e entregas de produtos (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

2.7.7. Custo de capital

Assim como o cálculo do fluxo de caixa livre para a firma a cada período é importante, a determinação coerente do custo de capital do projeto também é. Isso porque, conforme dito na apresentação do método a ser utilizado para a valoração do projeto, cada fluxo de caixa deve ser trazido a valor presente descontado por uma taxa. Essa taxa é justamente o custo de capital.

Logo, quando fazemos o FCFF, devemos considerar todos os componentes de capital que financiam a empresa, ou seja, dívidas e capital próprio, e quando o fazemos dessa forma damos o nome de Custo Médio Ponderado de Capital (em inglês, *Weighted Average Cost of Capital – WACC*). Entretanto, se fizermos apenas o FCFE diretamente, devemos descontá-lo pelo Custo de Capital Próprio, visto que já estamos trabalhando somente com o fluxo de caixa aos acionistas (DAMODARAN, 2014).

Assim sendo, o WACC, no caso deste projeto, se resume à seguinte equação:

$$WACC = \left(\frac{E}{E+D} \right) \times K_e + \left(\frac{D}{E+D} \right) \times K_d \times (1 - t_d) \quad (27)$$

Na qual: E = capital social, D = dívida total, K_e = custo de capital próprio, K_d = custo de capital de terceiros e t_d = imposto de renda desalavancado. Mais uma vez, vemos o imposto de renda sendo levado em conta porque, como já discutido, ele é apurado após o resultado financeiro e, portanto, o lucro dedutível é menor devido a isso. Logo, é vantajoso para a empresa possuir dívidas e pagar os seus juros, pois terá menos impostos de renda (IR) e contribuição social (CSLL) à recolher ao final do resultado do exercício e, por isso, devemos tirar do custo de dívida essas alíquotas de IR e CSLL.

2.7.7.1. Custo de Capital Próprio (K_e)

O custo de capital próprio pode ser determinado de diversas formas, mas a mais comum é a partir do modelo dado pela equação a seguir, conhecida como CAPM (do inglês *Capital Asset Pricing Model*).

$$K_e = R_f + \beta_l \times (E(R_m) - R_f) + R_c \quad (28)$$

Neste caso, temos: R_f = taxa de juros livre de risco, β_l = risco sistemático alavancado da empresa em relação ao mercado de ações, $E(R_m)$ = retorno esperado do mercado de ações e R_c = risco país. Esse último termo, referente ao risco país, é devido à necessidade de ajustar a expressão original para refletir o risco do investimento no Brasil, visto que o modelo original foi feito para o contexto do mercado estadunidense e a sua taxa de juros é tida como a de menor risco do mundo (MF, 2018). Além disso, o risco sistemático da empresa também tem sua própria fórmula de cálculo, a qual parte do risco sistemático do setor no qual ela está inserida e da alavancagem da empresa (MF, 2018), conforme a seguir.

$$\beta_l = \beta_u \times \left(1 + (1 - t_d) \times \left(\frac{D}{E} \right) \right) \quad (29)$$

Assim como anteriormente, t_d refere-se à taxa de imposto de renda, D ao total de dívida e E ao capital social. Por fim, o β_u significa risco sistêmico do setor, neste caso, de energia elétrica renovável. Também é possível calcular o β_l diretamente por meio da regressão abaixo (MF, 2018), na qual

R_i é o retorno histórico da ação e R_m o retorno histórico do mercado no qual a ação é negociada.

$$\beta_l = \frac{Cov(R_i; R_m)}{Var(R_m)} \quad (30)$$

Porém, caso seja uma empresa fictícia, como é o caso deste trabalho, devemos utilizar um valor de referência para o setor.

Por sua vez, a taxa de juros livre de risco é, geralmente, considerada como a taxa de juros nominais dos títulos do governo americano (T-bonds) de longo prazo (maiores ou iguais a 10 anos). Por outro lado, o retorno esperado do mercado de ações pode ser considerado o retorno histórico do índice de preços da empresa Standard & Poor's com as 500 maiores empresas do mercado americano, o S&P 500, por ser uma amostra mais representativa do mercado acionário do que o índice Down Jones, por exemplo, que considera apenas 30 empresas.

Além disso, podemos considerar a taxa de juros dos títulos indexados à inflação americana (TIPS) com a mesma *duration*² do título de longo prazo, a fim de calcular a inflação implícita conforme abaixo (MF, 2018). Outra forma é considerar a inflação real para o mesmo período de análise, no caso do uso de dados históricos como uma aproximação das taxas futuras, ou a projetada, se forem usadas as taxas atuais do mercado.

$$Inflação americana = \frac{1+T-bonds}{1+TIPS} - 1 \quad (31)$$

A determinação dessa inflação é necessária para que o diferencial de inflação (π) entre as duas moedas, o dólar americano e o real brasileiro, seja usado na conversão do custo de capital próprio entre os dois países (MF, 2018). Outra forma de fazermos isso é considerar projeções de agências e bancos para a inflação americana, o que pode ser uma alternativa no caso de ser muito difícil determinar a inflação implícita a partir dos dois títulos do governo.

² *Duration* pode ser entendida como a sensibilidade do preço de um título às mudanças nas taxas de juros ao longo do tempo e, por isso, é uma medida de risco dos títulos de renda fixa (Banco Central do Brasil, 1999).

Por fim, o risco país é determinado, normalmente, a partir de duas métricas: o *Emerging Markets Bond Index Plus* (EMBI+) e os derivativos *Credit Default Swap* (CDS). O primeiro é um índice criado pelo banco JP Morgan & Chase que mede o desempenho diário dos títulos de dívida soberano dos países emergentes em relação aos títulos do tesouro americano e, no caso do Brasil, pode ser acessado no site do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA)³, o qual é atualizado diariamente. Por outro lado, o segundo se trata de contratos de derivativos de crédito, os quais são negociados todos os dias e, como o mercado de derivativos é maior do que o de títulos soberanos, possui maior liquidez do que o que é calculado pelo EMBI+ (MF, 2018). Similarmente ao índice do JP Morgan & Chase, o CDS também pode ser verificado em um site a fim de ser usado como referência⁴.

Assim como devemos determinar a inflação americana e calcular o seu diferencial com relação à brasileira para corrigir uma parte da expressão, o risco país também deve ser reajustado. Isso porque, a taxa calculada (seja pelo CDS, seja pelo EMBI+) para o risco país é com base em títulos de renda fixa e, portanto, devemos ajustá-lo para refletir o maior risco associado ao mercado acionário, o qual é o caso base de cálculo do custo de capital próprio pelo CAPM. Então, será utilizado o *spread* (M_c) entre a volatilidade histórica do índice Ibovespa, referência mais utilizada para o desempenho geral do mercado acionário do Brasil, e a da taxa histórica do índice de Depósitos Interbancários (DI), usado como referência para a taxa de juros do Brasil, pela sua proximidade com a taxa de juros básica da economia, a SELIC (MF, 2018).

$$M_c = \frac{1 + \sigma_{ibov}}{1 + \sigma_{DI}} \quad (32)$$

2.7.7.2. Custo de Capital de Terceiros (Kd)

Por sua vez, também é necessária a determinação do custo de capital de terceiros. Ou seja, o custo da dívida do projeto, o qual é dado pela taxa anual de retorno do título de dívida.

³ Site: <http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=40940&module=M>

⁴ Site: <http://www.worldgovernmentbonds.com/spread/brazil-10-years-vs-united-states-10-years/>

Como dito anteriormente, projetos de energia podem se beneficiar do financiamento por meio das debêntures incentivadas, as quais possuem suas taxas de juros atreladas à inflação medida pelo IPC-A, visto que os contratos de energia também são corrigidos pelo mesmo índice a cada ano. Além disso, como uma parte da receita do projeto estará atrelada ao preço do hidrogênio, o qual é cotado em dólar, a emissão de uma parte da dívida em dólares americanos, por meio dos títulos conhecidos como “*bonds*”, pode ser benéfica ao projeto.

Em qualquer que seja a moeda escolhida, o financiamento de um projeto por meio de uma estrutura de capital que tenha capital próprio e de terceiros é benéfica porque para o dono do ativo é interessante aportar o mínimo de dinheiro próprio para obter retornos com a geração de lucro, mas também sem renunciar a seus direitos como acionista. Isso faz com o que o seu custo de capital seja maior, devido ao maior risco envolvido. Por outro lado, para aquele que empresta o dinheiro e espera receber de volta a uma taxa pré-estabelecida, a previsibilidade de receita e o risco de falência do emissor são os fatores principais que o levarão a emprestar ou não e por qual taxa de juros fará isso. Nesse caso de financiamento, aquele que financia o projeto não é acionista e, portanto, seu custo de capital (para o projeto) é menor.

Portanto, como será discutido mais adiante, a taxa de juros do financiamento por capital de terceiros será determinada a partir da média das taxas praticadas no mercado para o setor de energia. Isso será feito porque a definição de um *spread* de crédito para uma empresa fictícia e, portanto, sem performance e números históricos, é inviável e qualquer valor definido resultaria em uma incerteza elevada no WACC. Logo, uma média entre os custos de dívida de empresas do mesmo setor é a forma mais simples, visto que os *ratings* de crédito são semelhantes entre elas.

2.7.8. Retorno do investimento

Após toda a modelagem das receitas, custos de investimentos, operação, estrutura de capital e remuneração dos financiadores do projeto, é necessário que se identifique se o mesmo é, de fato, atrativo. Por isso,

serão usadas algumas métricas para mensurar o retorno do investimento e aferir se, de fato, ele se justifica ou não.

Essas métricas são necessárias porque os fluxos de caixa apresentam comportamentos distintos, os quais são negativos nos anos iniciais, devido aos investimentos, e depois passam a torna-se positivos porque o projeto entra em operação e começa a gerar receita.

2.7.8.1. Valor Presente Líquido (VPL)

A primeira métrica a ser determinada é a do Valor Presente Líquido (VPL), o qual é descrito como a soma de todos os fluxos de caixa descontados pelo custo de capital do projeto (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Ou seja, é obtida pela expressão abaixo.

$$VPL = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+WACC)^t} \quad (33)$$

Dessa forma, ao ser calculado, devemos adotar a seguinte regra de decisão a respeito do projeto:

Tabela 5 - Tomada de decisão a partir do VPL

Resultado	Decisão
VPL > 0	Fazer o projeto
VPL < 0	Não fazer o projeto

Logo, isso significa que se o valor presente líquido de um projeto for positivo devemos fazê-lo e, analogamente, se for negativo não devemos. Essa conclusão é intuitiva porque estamos avaliando quanto vale, hoje, todos os fluxos de caixa somados do projeto, tanto para o período de implementação, quanto para o de operação. Por fim, como o WACC e o tempo são inversamente proporcionais ao resultado, é esperado que o VPL sejam sensível a menor mudança desses fatores. Por exemplo, uma diminuição de apenas 0,1% no WACC irá aumentar o VPL e pode viabilizar um projeto que antes não era viável.

2.7.8.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)

Além do VPL, também podemos utilizar outra métrica para justificar ou não o investimento no projeto. Essa outra maneira é pela taxa interna de retorno (TIR), a qual é identificada como a taxa que faz com que o VPL seja igual a zero (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Ou seja, é a mesma expressão usada para determinar o VPL do projeto, exceto que, desta vez, estamos interessados em resolver em função da taxa de desconto dos fluxos de caixa (BRIGHAM; HOUSTON, 2019), conforme a seguir.

$$0 = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} \quad (34)$$

Por isso, a sua determinação deve ser feita por meio de um processo iterativo. Além disso, a regra de rejeição segue a mesma lógica daquela apresentada para o VPL, só que, dessa vez, é em função do WACC do projeto, como a tabela abaixo demonstra.

Tabela 6 - Tomada de decisão a partir da TIR

Resultado	Decisão
TIR > WACC	Fazer o projeto
TIR < WACC	Não fazer o projeto

Logo, se a TIR for maior que o custo de capital do projeto, devemos fazê-lo e o mesmo irá gerar valor para a empresa. Consequentemente, se ela for menor, devemos reavaliar as premissas e otimizar o projeto antes dele ser justificável. Dessa forma, podemos entender o WACC como a taxa mínima de atratividade (TMA) do projeto, visto que o mesmo só cria valor quando a sua taxa de retorno supera o seu custo de capital (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

Além disso, a TIR, da forma como é calculada na expressão anterior, não é a forma mais correta de se determinar a taxa de retorno de um projeto (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Isso porque, conforme a equação mostrada, ela considera uma mesma taxa que desconta todos os fluxos de caixa. Ou seja, assume como premissa que todos os investimentos ao

longo da vida do projeto são feitos sob a TIR e que a mesma será constante e única, o que não é verdade em projetos reais.

Dessa forma, a abordagem mais adequada é a de utilizar a taxa interna de retorno modificada (TIRM), a qual é mais complexa do que a TIR de calcular, para mensurar qual seria o retorno do investimento para a empresa (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Ao fazer isso, adotamos como premissa que os investimentos iniciais serão feitos com base no custo de capital da empresa e, posteriormente, consideramos as variações de taxas de retorno ao longo do tempo. Ou seja, há uma outra taxa de reinvestimento que é diferente do WACC (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

Portanto, na análise futura de viabilidade, será utilizada a TIRM no lugar da TIR, a qual é pode ser facilmente computada por meio de uma função já disponível na biblioteca do programa *Microsoft Excel*. Por fim, seu valor será comparado com o do custo de capital médio do projeto para avaliar o quanto de valor, percentualmente, é gerado para a empresa, o qual será adotado como a equação a seguir.

$$Valor\ Criado = \left(\frac{(1+TIRM)}{(1+WACC_{médio})} - 1 \right) \times 100 \quad (35)$$

2.7.8.3. **Payback**

O último indicador a ser medido pelo fluxo de caixa é denominado de *payback*, o qual é o tempo necessário para os fluxos de caixa de um investimento superar seus custos (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Essa é uma métrica muito útil por possibilitar ao investir ter uma estimativa de a partir de qual ano aquele projeto se torna rentável e todo o caixa gerado é para a companhia. Assim sendo, sua equação é dada por:

$$Payback = Anos\ até\ o\ ano\ de\ recuperação + \frac{Custos\ do\ ano\ de\ recuperação}{Fluxo\ de\ Caixa\ no\ ano\ de\ recuperação} \quad (36)$$

Na expressão acima, o ano de recuperação é denominado como aquele no qual a soma de todos os fluxos de caixa se torna positiva pela primeira vez.

Embora seja útil por fornecer uma ideia de em quanto tempo o projeto será rentável, diferentemente das outras métrica que apenas nos indica se

ele é ou não viável, o *payback* apresenta algumas falhas, as quais são: (i) o valor no tempo do dinheiro não é levado em conta, (ii) os fluxos de caixa após o ano de retorno do investimento são ignorados e (iii) ele fornece apenas uma medida de tempo e, portanto, não diz o quanto o projeto é atrativo ou não para o investidor (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Esse último ponto significa dizer que, como não há uma medida básica de comparação, como no caso do VPL e da TIRM, o *payback* fornece apenas um número que pode ser bom ou ruim, sem um referencial, e nunca deve ser utilizado individualmente para a análise de viabilidade de um projeto.

Logo, ele é uma medida mais interessante quando se estuda diferentes projetos mutuamente excludentes. Ou seja, quando os investidores analisam múltiplas oportunidades e o número de projetos que irão alocar é limitado e, na hipótese de todos fornecerem o mesmo retorno, a melhor opção é aquela com o *payback* menor. Porém, se cada projeto fornecer diferentes tempos de *payback* e taxas de retorno, a decisão torna-se mais complexa e a escolha, ainda mais, subjetiva (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

Por isso, a fim de resolver o primeiro problema apontado, é recomendável que se utilize os fluxos de caixa descontados pelo custo de capital, pois, assim, o valor no tempo do dinheiro é levado em conta e a medida do retorno, em anos, se torna mais confiável. Em todo caso, as outras duas questões persistem, o que ainda indica a necessidade de utilizarmos o *payback* em conjunto com outros indicadores (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Então, neste trabalho o *payback* descontado será utilizado junto com todas as outras métricas avaliadas, a fim de prover mais uma informação a respeito do retorno do projeto, mas não como fator de decisão.

Por fim, o *payback* pode ser utilizado como uma medida de risco e de liquidez do investimento. Isso porque, se consideramos a tríade básica de qualquer investimento, isto é, risco, liquidez e retorno (Figura a seguir), temos que investimentos com maior liquidez possuem, geralmente, menor risco e, portanto, menor retorno. Analogamente, quanto menor a liquidez, maiores são o risco e o retorno associados. Logo, um projeto com o *payback* maior do que outro significa que este apresenta maior risco, mas

também deve proporcionar maiores retornos, desde que mantidas todas as outras condições iguais (tipo de negócio, investimento etc).

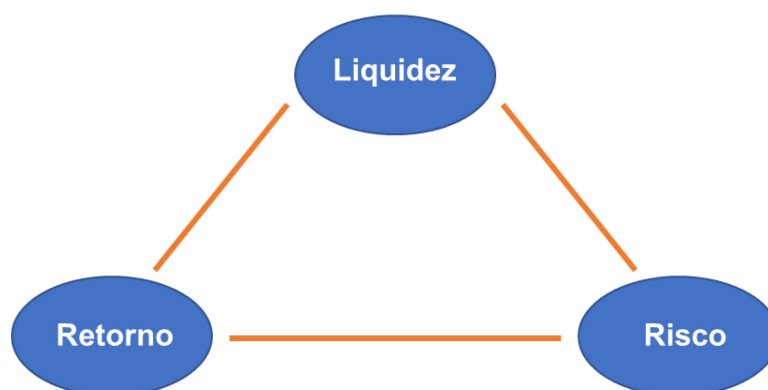


Figura 16 - Tríade de tomada de decisão em investimentos (Autorial)

2.7.8.4. Retorno sobre Capital

As duas últimas métricas para análise do investimentos serão como base no lucro líquido de cada exercício e, por isso, são baseadas no regime de competência e não de caixa, como nos casos anteriores. Elas serão utilizadas como mais uma fonte de informação para justificar, ou não, a viabilidade do projeto de acordo com o resultado obtido pela TIRM.

Essas duas métricas são o retorno sobre capital investido, em inglês *Return on Invested Capital* (ROIC), e retorno sobre capital próprio, ou *Return on Equity* (ROE). A primeira considera o retorno sobre todo o capital de financiamento, enquanto a segunda apenas sobre o capital dos acionistas. Assim, as suas expressões são dadas pelas equações a seguir.

$$ROIC = \frac{\text{Lucro operacional} \times (1 - t_d)}{\text{Dívida Total} + \text{Patrimônio Líquido} - \text{Caixa}} \quad (37)$$

$$ROE = \frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Patrimônio Líquido}} \quad (38)$$

Portanto, esses valores podem ser comparados com, respectivamente, o WACC e o custo de capital próprio do projeto. Assim como no caso da TIRM, se os valores obtidos pelas expressões acima forem maiores do que o custo de investimento, o projeto se justifica. Esses dois indicadores podem ser utilizados para uma análise rápida de quanto

que o dinheiro que financia o projeto está gerando de lucro, a cada ano, do ponto de vista contábil (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Contudo, a análise mais confiável será sempre a da TIRM, por ser feita a partir do fluxo de caixa e considerar o valor do dinheiro no tempo.

3. Premissas e Desenvolvimento do Projeto

Uma vez estabelecidas as bases teóricas do projeto, o mesmo pode ter as suas premissas adotadas e ser propriamente desenvolvido. Assim sendo, a seguir são desenvolvidos os cálculos e premissas para a modelagem do projeto no programa *Microsoft Excel*, o qual será dimensionado para três tamanhos diferentes: 100 MW, 1.000 MW e 2.000 MW. Além disso, serão performadas três sensibilidades para cada cenário, a fim de verificar como que a mudança desses parâmetros impacta na atratividade do projeto.

Assim, a primeira sensibilidade será da relação entre a taxa investimento inicial e o percentual de energia destinado ao PPA de longo prazo e o impacto que causam no valor gerado pelo projeto. Posteriormente, o custo de capital médio e o percentual de energia são avaliados a fim de se determinar o seu impacto sobre o VPL para a firma. Por último, o percentual de energia é testado juntamente ao custo de capital próprio, a fim de se identificar como essas variações impactam o VPL para os acionistas.

Também ressalta-se que o projeto será implementado na região de Pecem, no estado do Ceará, devido ao seu posicionamento estratégico para exportação para Europa, infraestrutura industrial disponível e o atual desenvolvimento de projetos de pesquisa e viabilidade para implementação no local de parques de produção de hidrogênio verde (H2V). Por exemplo, a empresa portuguesa Energias do Brasil (EDP Brasil) já anunciou a primeira planta de H2V no complexo de Pecem, a qual contará com 3 MW de potência instalada e um eletrolisador com capacidade para produzir 250 Nm³/h de H₂ gasoso (Valor Econômico, 2021). Por fim, a empresa informou que os investimentos devem ser de cerca de R\$ 41,9 milhões de reais, o que implica em cerca de R\$ 13,97 mi/MW instalado e pode ser usado como referência ao final do levantamento de todos os investimentos definidos neste trabalho.

Assim sendo, uma das premissas básicas deste projeto é que a empresa responsável pela operação da UFV produzirá e venderá o hidrogênio a partir de uma parte da energia gerada na usina, enquanto

outra parte será destinada a um PPA⁵ de longo prazo complementar. Portanto, a receita efetiva do projeto será dada pela venda de H₂, em US\$/kg, e de energia elétrica, R\$/MWh.

Logo, as premissas com relação à capacidade de produção de energia elétrica e de H₂ e todos os custos associados são descritas a seguir. Por fim, os cenários de análise, as sensibilidades testadas e as regras de decisão sobre o investimento são desenvolvidas, a fim de se avaliar, posteriormente, os resultados obtidos.

3.1. Premissas da Planta de Hidrogênio

Então, a primeira parte a ser desenvolvida é a da planta de produção de hidrogênio. Para tanto, são necessárias duas escolhas: o eletrolisador e os meio de armazenamento e transporte de H₂. Assim sendo, a primeiro é feita com base na sua tecnologia, consumo de energia elétrica e eficiência do equipamento, enquanto a segunda de acordo com as condições de armazenamento e quantidade de hidrogênio produzido.

3.1.1. Eletrolisador

Logo, com relação ao CAPEX do eletrolisador, são adotadas as seguintes tabelas como base para a tomada de decisão (CHRISTENSEN, 2020). Nelas são considerados três estudos diferentes e os dois tipos mais usados de eletrolisadores, os alcalinos e os de PEM.

Tabela 7 - Comparação entre CAPEX para eletrolisadores alcalinos

Fonte	Ano da Estimativa	CAPEX (US\$/ kW)
IEA, 2019	2020	500
IEA, 2019	2030	400
IEA, 2019	Longo Prazo	200
IRENA, 2019	2020	840
IRENA, 2019	2050	200
Bloomberg, 2019	2019	1.200
Bloomberg, 2019	2022	600 - 1.100
Bloomberg, 2019	2025	400 - 1.000
Bloomberg, 2019	2030	115 - 135
Bloomberg, 2019	2050	80 - 98

⁵ *Power Purchase Agreement* (PPA): é a forma como são designados os contratos de compra e venda de energia elétrica.

Assim, com base na tabela acima, vemos que para o ano de 2020 – 2019 e 2022 no caso do estudo da Bloomberg – os valores estimados de CAPEX, em US\$/kW, teriam uma média de 847,50. Por outro lado, em 2030 essa média seria de 257,5 US\$/kW e, no longo prazo (2050), será de 140 US\$/kW, de acordo com os estudos.

Tabela 8 - Comparação entre CAPEX para eletrolisadores PEM

Fonte	Ano da Estimativa	CAPEX (US\$/ kW)
IEA, 2019	2020	1.100
IEA, 2019	2030	650
IEA, 2019	Longo Prazo	200
Bloomberg, 2019	2019	1.400
Bloomberg, 2019	2030	425 - 1.000
Bloomberg, 2019	2050	150 - 200

Neste caso, temos que para o ano de 2019/2020, os valores seriam, em média, de 1.250,00 US\$/kW. Por outro lado, para 2030, a média seria de 681,25 US\$/kW e, no longo prazo, chegará a 187,5 US\$/kW, também de acordo com os estudos citados acima. Conforme explorado nas referências acima e em Khan (2021), estes custos já englobam aqueles referentes ao BoP⁶ civil e elétrico e, portanto, não é necessário o dimensionamento deles também.

Além disso, devemos considerar que o eletrolisador deve ser trocado após o seu tempo de vida útil, que, segundo Christensen (2020), seria de 75.000 horas para os de tipo alcalino e de 60.000 horas para os PEM. Se considerarmos as 8.760 horas de um ano comum (365 dias.24 h/dia), a vida útil, em anos, seria de 8,5 anos para alcalinos e 6,8 anos para os PEM. Logo, seriam necessárias, pelo menos, duas reposições ao longo da vida útil do projeto.

Após isso, eles devem ser repostos e o CAPEX necessário é da ordem de 50 % do original (CHRISTENSEN, 2020). Porém, como também possuímos uma estimativa de CAPEX para o ano de 2030 e para o longo

⁶ *Balance of Plant* (BoP): engloba todos os sistemas auxiliados necessários para o funcionamento correto e eficiente de uma unidade de potência.

prazo, vide Tabelas *Tabela 7* e *Tabela 8*, será usada uma média entre estes valores e 50% do custo de capital inicial como premissa de investimento para as duas reposições necessárias. Também devemos considerar outros custos indiretos para a implementação do projeto, como de importação, EPC⁷ e contingências, os quais podem ser expressos como percentuais do custo direto do eletrolisador, de acordo com a Tabela 9 a seguir (ALI KHAN et al., 2021).

Tabela 9 - Custos indiretos para o CAPEX do eletrolisador (Adaptado de ALI KHAN, 2021)

Custo indireto (CAPEX auxiliar)	% do CAPEX direto (2020)	% do CAPEX direto (2030)
Importação	15	10
EPC	20	20
Contingências	15	10
Total	50	40

Logo, segundo a bibliografia utilizada, temos um custo indireto, ou auxiliar, de 50,0% do CAPEX para o primeiro investimento, com data base de 2020, e se o mesmo for feito em 2030, será de 40,0%. Entretanto, será considerado apenas 40,0% neste trabalho, por considerar que a localização e a escala do projeto proporcionam ganhos de sinergia que a referência original não tem, pois a mesma é baseada em um projeto de apenas 10 MW na Austrália. Por fim, para o custo indireto das duas reposições que serão necessárias ao longo da vida do projeto, será usado o valor de 20,0%.

Com relação ao OPEX, este é dividido entre as despesas fixas e as variáveis e será assumido como independente entre o tipo utilizado de eletrolisador (CORREAS, L.C.; MATUTE, G.; YUSTA, J. M., 2019). Assim, para o OPEX fixo, será usado o valor de 17,05 US\$/kW/ano (Yates et al., 2020), o qual é a média do intervalo de 13,6 a 20,5 US\$/kW/ano observado pelos autores, acrescido de um ajuste, arbitrário, de 15 % para refletir o contexto brasileiro.

Por sua vez, o OPEX variável está relacionado à quantidade de água utilizada, a qual seguirá a tarifa da distribuidora de água (TA) do estado do Ceará, sendo definida pela Companhia de Água e Esgoto do Ceará

⁷ *Engineering, Procurement and Construction (EPC)*: é uma forma de contrato na qual a contratada é responsável por todo o projeto de engenharia, compra dos insumos necessários e execução das obras.

(CAGECE) de acordo com a tabela a seguir. Outro fator do OPEX é a TUSD, o valor a ser pago pelo uso das instalações da distribuidora, que deve ser considerada e foi adotado o valor de R\$ 9,91/MWh para o ponto conexão no estado do Ceará (ANEEL, 2021).

Também deve ser ressaltado que os valores abaixo se referem às tarifas de 2021 e, de acordo com as publicações de revisões anteriores de tarifa da CAGECE, o reajuste será feito a cada ano a partir da variação do Índice Geral de Preços do Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas (IGP-M/FGV).

Tabela 10 - Tarifas de água para o Ceará, válidas desde janeiro/2021 (CAGECE, 2020)

Demanda de água (m ³)	Tarifa de água (R\$/m ³)
0 a 15	10,02
16 a 50	11,89
> 50	18,48

Segundo o mesmo site da CAGECE, o cálculo da tarifa deve ser feito de acordo com o valor de cada faixa de demanda da seguinte forma, para o exemplo de um consumo de 70 m³.

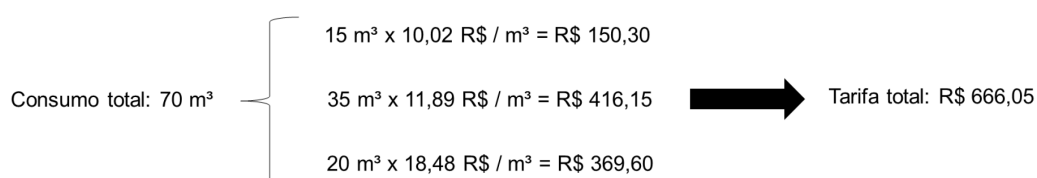


Figura 17 - Metodologia de cálculo da tarifa de uso de água (Autorial)

Além disso, a quantidade de água necessária para o uso varia de 9 a 11 litros de água por quilograma de hidrogênio produzido (YATES et al., 2020), o qual considera todos os seus usos no processo de produção de energia e de H₂. Assim sendo, será adotada como premissa o valor de 10 L H₂O/kg H₂ (ou 1,0 x 10⁻² m³ H₂O/kg H₂), o qual está no centro do intervalo da bibliografia acima e é igual ao valor da fabricante de eletrolisadores Nel.

Como o projeto possui uma localização estratégica próxima ao porto, em um projeto real essa proximidade pode ser utilizada para extrair a água e tratá-la diretamente nas instalações da planta. Embora esse processo de tratamento direto da água do mar para utilização na planta de produção faça com que o CAPEX inicial aumente, a despesa operacional com uso de água poderá ser consideravelmente menor e, por isso, se justificar o investimento. Contudo, esse aspecto não foi estudado neste trabalho, mas se apresenta como uma possível otimização em projetos futuros.

Por fim, a área necessária para instalação de eletrolisadores com capacidade de 1,0 GW é de cerca de 17 ha para os alcalinos e de 13 ha para os PEM (IRENA, 2020). Isto não é necessariamente um problema, visto que será necessária uma área de mais de 2.000 ha para a implementação apenas do parque solar nestas condições também e esses valores representam menos de 1% da área total do projeto. De toda forma, não é considerado o custo de aquisição do terreno, mas sim de arrendamento, o qual já se encontra englobado no OPEX da UFV que será posteriormente abordado.

Portanto, temos os seguintes valores para CAPEX, direto e indireto, e OPEX, considerando os dois tipos de eletrolisadores estudados e as condições exploradas acima para o investimento inicial e duas reposições necessárias para atender ao tempo de operação desejado.

Tabela 11 - Custos diretos de CAPEX para os tipos de eletrolisadores

Tipo de eletrolisador	CAPEX Inicial (US\$/kW)	CAPEX Reposição 1 (US\$/kW)	CAPEX Reposição 2 (US\$/kW)	Total (US\$/kW)
Alcalino	847,5	340,625	281,875	1.470,00
PEM	1.250,00	653,125	406,25	2.309,38

Logo, com base nos valores acima, vemos como é mais interessante o uso de um eletrolisador do tipo alcalino, dado o seu custo de capital do investimento direto ser 839,375 US\$/kW (36,346%) menor quando comparado com o do tipo PEM. Além disso, como possuem eficiências similares, também se justifica a utilização do eletrolisador alcalino e não do PEM.

Tabela 12 - Custos indiretos de CAPEX para os tipos de eletrolisadores

Tipo de eletrolisador	CAPEX Auxiliar (US\$/kW)	CAPEX Reposição Auxiliar 1 (US\$/kW)	CAPEX Reposição Auxiliar 2 (US\$/kW)	Total (US\$/kW)
Alcalino	399	68,125	56,375	523,5
PEM	500	130,625	81,25	711,875

Como os custos auxiliares são proporcionais ao CAPEX direto dos eletrolisadores, o do tipo alcalino também apresenta um menor custo, sendo 188,375 US\$/kW (26,462%) mais barato do que o de PEM.

Tabela 13 - Valores para o OPEX

OPEX Fixo (US\$/kW)	OPEX Consumo de água (R\$/kg H ₂)	OPEX Consumo de energia (R\$/MWh.mês)
19,6075	0,0100 x TA	9,91
19,6075	0,0100 x TA	9,91

De acordo com Khan (2021), o custo de O&M⁸ é de 2,50% do CAPEX Inicial. Como os 19,6075 US\$/kW acima representam 2,31% dos 847,500 US\$/kW de custo de capital inicial, a premissa para o OPEX Fixo adotada neste trabalho é adequada. Além disso, também foi estimado por outros autores que o OPEX total, desconsiderando apenas o consumo de água, seja da ordem de 2 a 4 % do CAPEX do eletrolisador (NAVAS, 2017). Logo, embora a premissa adotada esteja mais próxima do limite inferior – mais otimista –, entende-se que não há necessidade de adicionais de custo, como o de hidróxido de potássio (KOH), visto que já está incluso no valor inicial. Por fim, o custo de consumo de energia utilizada para alimentar o eletrolisador, em R\$/MWh.mês, está detalhado posteriormente na seção 3.4.6, mas a TUSD, conforme já citado, possui o seu valor também em R\$/MWh.mês consumidos e é reajustada anualmente, neste caso, apenas pelo IPC-A.

Com relação ao consumo de energia elétrica (kWh) para a produção de 1 kg de hidrogênio, o valor de 33,333 kWh/kg H₂ será adotado como de

⁸ *Operations and Maintenance* (O&M): significa, em tradução livre, operação e manutenção, e pode ser considerado como o custo de capital operacional (Opex) fixo do projeto.

consumo ideal do eletrolisador (CHRISTENSEN, 2020). Entretanto, como abordado anteriormente, os eletrolisadores alcalinos possuem uma eficiência menor, sendo o seu mínimo de 75%, enquanto os PEM têm, pelo menos, 80% de eficiência de conversão (BACH, 2013). Além disso, também deve ser considerada a perda de no processo de compressão do gás de hidrogênio na saída do eletrolisador, o qual vale 0,399 kWh/kg H₂ para um intervalo de 30 a 150 bar (CHRISTENSEN, 2020). Para pressões maiores este valor pode ser cerca de duas menor, mas será adotado o valor acima como uma premissa conservadora do projeto. Logo, utilizando o valor de consumo ideal citado, a eficiência de 75% e o consumo do compressor, o valor final de energia consumida no eletrolisador adotado neste trabalho será de 44,843 kWh/kg H₂ para o ano inicial de projeto e a sua taxa de degradação de 0,3% por ano (YATES et al., 2020).

Esse valor de consumo, ao ser comparado com aqueles apresentados por outros autores como Christensen, 2020 (48,018 kWh/kg H₂), Yates, 2020 (54,0 kWh/kg H₂) e Ali Khan, 2021 (48,0 kWh/kg H₂), é relativamente menor, mas a diferença de premissa é atribuída à eficiência considerada pelos referidos autores, os quais adotaram menos de 75% para os anos iniciais, e ao tamanho dos projetos, que são todos de microgeração (< 50 MW).

Contudo, esses trabalhos também consideram o ganho de eficiência no longo prazo, sendo estimado em 80% em 2050 (CHRISTENSEN, 2020). Para Khan (2021), o consumo no ano de 2030 será de apenas 43,0 kWh/kg H₂, enquanto Yates (2020), também cita que o ganho com escala pode proporcionar um consumo de apenas 50,1 kWh/kg H₂ desde os anos iniciais. Além desses autores, o projeto de 1,0 GW de van't Noordende e Ripson (2020), considera um consumo de 48,954 kWh/kg H₂, em linha com os demais valores anteriormente citados, mas não considera os possíveis ganhos de eficiência no longo prazo.

Por fim, a empresa norueguesa Nel, que comercializa eletrolisadores, diz que seus modelos para produção em larga escala (A150, 300, 485, 1000 e 3880) consomem entre 42,279 e 48,954 kWh/kg H₂ (NEL, 2019)⁹, os

⁹ Valores informados: 3,8 a 4,4 kWh/Nm³. Convertidos sabendo-se que 1 Nm³ H₂ = 0,08988 kg H₂.

quais são condizentes com aqueles vistos na literatura, além de ratificar a premissa mais otimista adotada neste trabalho. Além disso, a empresa diz que seus equipamentos são capazes de produzir em torno de 8 ton H₂/dia, valor este que pode ser usado como comparação posteriormente para avaliar o quão próximo da realidade está a produção modelada neste trabalho.

3.1.2. Armazenamento e transporte

Com relação ao armazenamento e ao transporte do hidrogênio final produzido, eles são função, basicamente, da distância entre o ponto de produção e de destino. Assim, como explorado na seção 2.4, para transporte em maiores distâncias é recomendado o resfriamento e uso de tanques de hidrogênio liquefeito, como o caso de exportação intercontinental. Por outro lado, para transportes de menor distância, como dentro do próprio país, o hidrogênio gasoso se torna mais vantajoso. Naturalmente, o estado físico de transporte deve ser o mesmo de armazenamento, a fim de evitar custos desnecessários e diminuir ainda mais a eficiência do processo. Na tabela a seguir, constam os valores de investimentos necessários com infraestrutura para armazenamento de H₂ no estado gasoso de diferentes formas.

Tabela 14 - Condições e custos para diferentes formas de armazenamento de H₂ gasoso
(Adaptado de BLOOMBERG, 2020)

Formas de armazenamento	Cavernas salinas	Campos exauridos de gás	Tanques de alta pressão
Tempo de armazenamento	De semanas a meses	Sazonal	Dias
Volume suportado	Grandes quantidades	Grandes quantidades	Pequenas quantidades
Custo (US\$/kg)	0,23	1,9	0,19

Como podemos ver pelos dados acima, se a finalidade for de armazenar pequenas quantidades por alguns dias, a alternativa mais viável se tornam os tanques de alta pressão. Por outro lado, para armazenamento em larga escala as alternativas de cavernas salinas e campos exauridos são mais interessantes, sobretudo se o H₂ for utilizado no mesmo (ou, próximo do) local em que é produzido, pois as sinergias entre as redes de

produção, transporte e distribuição podem justificar o investimento. Segundo o mesmo estudo, no longo prazo os custos podem cair para 0,11, 1,07 e 0,17 \$/kg de H₂ para os armazenamentos em cavernas salinas, campos exauridos de gases e tanques pressurizados, respectivamente.

Por sua vez, para o caso de armazenamento no estado líquido, as opções, características e custos são as seguintes.

Tabela 15 - Condições e custos para diferentes formas de armazenamento de H₂ líquido
(Adaptado de BLOOMBERG, 2020)

Formas de armazenamento	Hidrogênio líquido	Amônia	10 Transportadores orgânicos de hidrogênio líquido (LOHCs ¹⁰)
Tempo de armazenamento	De dias a semanas	De semanas a meses	De semanas a meses
Volume suportado	Pequenas e médias quantidades	Grandes quantidades	Grandes quantidades
Custo (\$/kg)	4,57	2,83	4,50

Neste caso, observamos que o hidrogênio no estado líquido, somente, não seria a melhor alternativa, pois tem o maior custo e permite o armazenamento por menor tempo e em menores quantidades. Entretanto, são projetados custos de 0,95, 0,87 e 1,86 US\$/kg H₂ no longo prazo para as formas de armazenamento, respectivamente, de hidrogênio líquido, amônia e LOHCs.

De toda forma, a decisão à respeito da melhor opção de armazenamento deve ser feita juntamente com a escolha do meio de transporte, a qual, também tendo como base o estudo da Bloomberg de 2020, pode ser resumida nas tabelas a seguir. Estas tabelas proporcionam uma real dimensão do que seriam “pequenas” (de 0 a 10), “médias” (de 10 a 100) e “grandes” (de 100 a 1.000) quantidades de hidrogênio a serem armazenados e transportados em toneladas por dia em função da distância que devem percorrer.

¹⁰ LOHC é a sigla para *liquid organic hydrogen carrier*, a qual é a expressão, em inglês, para “transportadores orgânicos de hidrogênio líquido”.

Tabela 16 - Armazenamento, transporte e custo de pequenas quantidades (0 a 10 ton/dia) em função da distância (Adaptado de BLOOMBERG, 2020)

Distância (km)	de 0 a 10	de 11 a 100	de 101 a 1.000	acima de 1.000
Forma de armazenamento	Tanques de alta pressão	Tanques de alta pressão	Tanques de alta pressão / LOHCs	LOHC
Transporte	Rodoviário	Rodoviário	Rodoviário	Rodoviário
Custo (US\$/kg)	0,65 – 0,76	0,68 – 1,73	0,96 – 3,87	3,87 – 6,70

De acordo com a Tabela 16 acima, o transporte de até 10 toneladas de H₂ por dia pode ser feito apenas com caminhões. No caso de percorrer uma distância de até 1.000 km, a utilização do gás hidrogênio comprimido em tanques de alta pressão é suficiente do armazenamento até o destino, porém, se for acima deste valor, deve ser feito por meio dos LOHCs, o que causa um aumento considerável no custo de transporte.

Entretanto, para o transporte de 10 a 100 toneladas de hidrogênio por dia (quantidade média), as cavernas salinas e campos exauridos, quando conectados às redes de distribuição de gasodutos, apresentam os menores custos e são alternativas mais recomendadas para distâncias de até 1.000 km. Contudo, se o custo de transporte ultrapassar os 3,0 US\$/kg, é mais vantajoso que seja feito por meio de navios e o hidrogênio no seu estado líquido ou como composto de amônia. Essas conclusões podem ser obtidas com base na Tabela 17 a seguir.

Tabela 17 - Armazenamento, transporte e custo de quantidades médias (11 a 100 ton/dia) em função da distância (Adaptado de BLOOMBERG, 2020)

Distância (km)	de 0 a 10	de 11 a 100	de 101 a 1.000	acima de 1.000
Forma de armazenamento	Cavernas salinas / Campos exauridos	Cavernas salinas / Campos exauridos	Cavernas salinas / Campos exauridos	Cavernas salinas / Hidrogênio líquido / Amônia
Transporte	Gasodutos	Gasodutos	Gasodutos	Gasodutos / Navios
Custo (US\$/kg)	0,05 – 0,06	0,06 – 0,22	0,22 – 1,82	1,82 – 3,00 / > 3,00

Por fim, no caso de grandes volumes transportados (tabela abaixo), o racional é o mesmo do caso anterior. Isto é, optar pelo hidrogênio em gás comprimido e utilizar gasodutos como meio de transporte até que a distância, acima dos 1.000 km, faça com que o custo seja de 3,0 US\$/kg. Após isso, ele deve ser transportado na forma de hidrogênio líquido ou amônia por meio de navios.

Tabela 18 - Armazenamento, transporte e custo de grandes quantidades (acima de 100 ton/dia) em função da distância (Adaptado de BLOOMBERG, 2020)

Distância (km)	de 0 a 10	de 11 a 100	de 101 a 1.000	acima de 1.000
Forma de armazenamento	Cavernas salinas / Campos exauridos	Cavernas salinas / Campos exauridos	Cavernas salinas / Campos exauridos	Cavernas salinas / Hidrogênio líquido / Amônia
Transporte	Gasodutos	Gasodutos	Gasodutos	Gasodutos / Navios
Custo (US\$/kg)	0,05	0,05 – 0,10	0,10 – 0,58	0,58 – 3,00 / > 3,00

A partir de todos os dados expostos anteriormente, percebe-se que, atualmente, é mais vantajoso se armazenar e transportar hidrogênio na forma de gás comprimido na maioria dos casos. Isto porque, independente da quantidade a ser transportada, se a distância for de até 1.000 quilômetros, é mais simples e custa menos se transportar gás comprimido em caminhões carregados pela estrada ou por meio de gasodutos, a depender da quantidade. Por outro lado, o custo de transporte de hidrogênio líquido é tão elevado que apenas com um ganho de escala considerável pode se justificar, pois as tecnologias para mantê-lo sob essas condições ainda estão em processo de otimização.

Além disso, mesmo se assumindo o armazenamento e transporte de hidrogênio como gás, tem-se uma diminuição considerável no custo com o aumento de produção. Por exemplo, para uma distância de 100 quilômetros, o valor vai de 1,73 a 0,10 US\$/kg.

Por fim, como citado no início desta seção, é considerado que a empresa é responsável pela produção e venda do H₂, ou seja, os demais custos podem não estar no escopo dela de atuação. Logo, neste trabalho será considerado apenas o custo até a etapa de armazenamento e o

cenário básico é de que ele esteja no estado gasoso, mas com a forma (tanques de alta pressão, cavernas salinas ou campos exauridos) a depender da quantidade de toneladas de H_2 produzidas por dia. Ou seja, para o cenário menor, serão utilizados tanques de alta pressão, e para os dois maiores, cavernas salinas.

3.2. Premissas da usina solar

Com relação à UFV, como já dito, serão estudados três cenários diferentes de capacidade instalada: 100 MW, 1,0 GW e 2,0 GW. Naturalmente, é esperado que os custos para cada cenário sejam totalmente distinto, assim como os seus retornos. Contudo, alguns aspectos técnicos do projeto sofrerão quase nenhuma influência desses aumentos de capacidade, os quais serão os primeiros a serem definidos.

Então, a premissa inicial do projeto diz respeito à irradiação solar horizontal global (GHI) do mesmo. Como o projeto está sendo considerado na região de Pecém, Ceará, pode ser feita a utilização de dados georreferenciados para determinar o potencial solarimétrico do projeto, o qual é de cerca de 2.164,0 kWh/m²/ano (GSA, 2021) sem considerar o efeito de irradiação proveniente do albedo. De acordo com a Tabela 2, um albedo de 20,0% é aceitável para uma superfície do tipo de gramado, o que resulta em um GTI de 2.596,8 kWh/m²/ano para o projeto.

Por sua vez, o PR é calculado a partir das perdas que constam na Tabela 4. Porém, a título de simplificação, o valor adotado como premissa neste trabalho é a média daqueles apresentados, com suas referências, na tabela a seguir.

Tabela 19 - Valores de referência para o PR

Referência	PR (%)
RAMOS, 2015	77,87
SANTOS; MELO, 2015	77,84
BARBOSA, 2015	77,96
Média	77,89 ± 0,06

Assim sendo, este será o PR de longo prazo do projeto, ou seja, o valor no ano final de operação. Contudo, deve ser considerado que esse valor é significativamente maior nos anos iniciais e, naturalmente, decai ao

longo do tempo. Logo, a fim de se considerar essa variação, será adotado que todas as perdas são iguais e constante durante todos os anos, mas com o depreciação dos painéis solares sendo a responsável pela mudança de valor do PR em cada ano, conforme a seguir. Além disso, o valor de 0,5% ao ano é adotado a partir do segundo ano de operação comercial, o qual é uma aproximação conservadora dos valores obtidos por Luo et al (2018), que variam entre 0,30 e 0,47% ao ano.

Tabela 20 - Valores de PR ao longo da vida útil do projeto

Ano de operação	Degradação acumulada dos módulos (%)	PR (%)
1	0,00	87,85
2	0,50	87,41
3	1,00	86,97
4	1,49	86,54
5	1,99	86,1
6	2,48	85,67
7	2,96	85,24
8	3,45	84,82
9	3,93	84,39
10	4,41	83,97
11	4,89	83,55
12	5,36	83,13
13	5,84	82,72
14	6,31	82,31
15	6,78	81,89
16	7,24	81,48
17	7,71	81,08
18	8,17	80,67
19	8,63	80,27
20	9,08	79,87
21	9,54	79,47
22	9,99	79,07
23	10,44	78,67
24	10,89	78,28
25	11,33	77,89

A tabela acima foi feita partindo-se do valor do PR no ano final e da depreciação acumulada dos painéis para se obter o valor no ano inicial, conforme abaixo.

$$PR_{ano\ 1} = \frac{PR_{ano\ final}}{1 - Degradação\ final} \quad (39)$$

Então, de posse do GTI e do PR, pode ser calculado o fator de produção para cada ano, assim como a energia certificada bruta, P50. Por fim, para o cálculo da energia líquida ($P50_{líq}$) do projeto, serão considerados os seguintes valores de perdas.

Tabela 21 - Valores adotados de perdas para cada cenário (Adaptado de EPE, 2020)

Tipo de perda	Valor (% do P50) Cenário 100 MW	Valor (% do P50) Cenário 1,0 GW	Valor (% do P50) Cenário 2,0 GW
TEIF	0,45	0,5	0,6
IP	0,45	0,5	0,6
ΔP	1,5	1,8	2
Total de perdas	2,38	2,78	3,17

As perdas acima são aquelas definidas na seção 2.6.3, sendo o termo ΔP a soma das parcelas de perdas até o ponto de medição (PMI) e de consumo interno (CI). Além disso, os valores são levemente acima daquele apresentado no estudo da EPE, a fim de traduzir a diferença entre o projeto alvo deste estudo e aquele no qual o relatório original foi baseado. Por fim, também são considerados valores diferentes para cada cenário de estudo por se considerar que a complexidade operacional é diferente para cada capacidade instalada das UFVs.

Logo, o último aspecto técnico a ser definido é a relação entre a potência pico (W_p) e a potência aparente (W), ou seja, a razão CC/CA. Como os cenários são definidos em função da capacidade em corrente alternada, será adotado o valor de 1,25 para se obter as potências de pico das UFVs de cada cenário, as quais são: 125,0 MWp, 1,25 GWp e 2,50 GWp. Portanto, a tabela a seguir resume os valores de produção de energia e de hidrogênio para o primeiro ano de operação do projeto em cada cenário, considerando o caso base de 50% da energia destinada à produção de hidrogênio e 50% ao PPA.

Tabela 22 - Resumo dos aspectos de produção de energia e hidrogênio

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Potência CA (MW)	100	1.000	2.000
Potência CC (MWp)	125	1.250	2.500
GTI (kWh/m ² /ano)	2.596,80	2.596,80	2.596,80
PR (%)	87,85	87,85	87,85
P50 (MWh)	285.161	2.851.611	5.703.222
Total de perdas (%)	2,38	2,78	3,17
P50 _{liq} (MWh)	278.361	2.772.349	5.522.289
Consumo do eletrolizador (kWh/kg H ₂)	44,84	44,84	44,84
Energia vendida (MWh)	139.181	1.386.175	2.761.144
H ₂ produzido (ton)	3.104	30.914	61.578
H ₂ produzido (ton/dia)	8,5	84,7	168,7

Assim sendo, todas as premissas técnicas da usina são definidas e, portanto, restam-se apenas aquelas referentes aos investimentos. Esses, por sua vez, são divididos entre: CAPEX direto (módulos e inversores) e indireto (subestação, linha de transmissão e outros), BoP civil e elétrico, contingências e OPEX. Então, no caso do CAPEX destinado à compra dos módulos e inversores, podemos defini-lo em função da potência instalada em corrente contínua (Wp).

Assim, alguns valores de referência são apresentados na tabela a seguir, juntamente com a sua fonte. Contudo, os valores foram dados em moedas diferentes e, a fim de se uniformizar a apresentação e comparação entre eles, foram convertidos para a cotação do dólar americano no último dia do ano de cada estudo, para refletir os preços conforme foram obtidos. Portanto, a inflação e a tendência de diminuição do CAPEX não foram consideradas neste momento. Além disso, de acordo com as mesmas fontes, percebe-se como o CAPEX direto é responsável pela maior parte dos custos, o que também será tratado na sequência.

Tabela 23 - CAPEX direto segundo diferentes fontes.

Fonte	Valor original	Taxa de câmbio	Em US\$/Wp
RAMOS, 2015	5,435 R\$/Wp	3,840	1,415
BARBOSA, 2015	3,560 R\$/Wp	3,840	0,926
SANTOS; MELO, 2015	1,967 R\$/Wp	3,840	0,512
VARTIAINEN, 2019	0,222 €/Wp	1,104	0,245
FELDMAN, 2021	0,460 US\$/Wp	-	0,460

Assim sendo, como os valores apresentaram uma variabilidade significativa entre si (variância da ordem de 24% da média), optou-se por utilizar a mediana (0,512 US\$/Wp) e não a média (0,712 US\$/Wp) da amostra. Isso se deve ao fato de que, diferentemente da média, a mediana não apresenta distorções devido aos *outliers*¹¹ da amostra. Logo, o custo direto de investimentos em capital será considerado como sendo de 0,512 US\$/Wp.

Por fim, a tabela a seguir sumariza o quanto, segundo cada fonte, seria destinado de CAPEX para os módulos e para os inversores, a fim de se obter o quanto do total o investimento em bens de capital direto representa. Essa informação separada entre os dois equipamentos também é importante porque será necessária a substituição dos inversores a cada 10 anos de operação comercial (CHRISTENSEN, 2020).

Além disso, essa reposição terá um custo fixo e igual ao do investimento inicial, pois os inversores não apresentam uma forte tendência de desvalorização dos preços (VARTIAINEN, Eero et al., 2019). Esse comportamento é bastante diferentemente daquele dos eletrolisadores (CHRISTENSEN, 2020) e dos painéis solares (VARTIAINEN, Eero et al., 2019), que são tidos como os maiores *drivers*¹² de barateamento dos projetos de hidrogênio verde no futuro (IRENA, 2020).

¹¹ *Outliers*: pontos extremos, para cima e para baixo, de uma amostra

¹² *Drivers*: pode ser entendido como "impulsionadores".

Tabela 24 - Distribuição do CAPEX entre módulos e inversores

Fonte	Módulos (% do CAPEX)	Inversores (% do CAPEX)	Total (% do CAPEX)
RAMOS, 2015	59,96	6,51	66,47
BARBOSA, 2015	54,00	10,00	64,0
SANTOS; MELO, 2015	44,79	11,30	56,09
VARTIAINEN, 2019	36,79	11,26	48,05
FELDMAN, 2021	40,59	4,95	45,54

Com base nos valores acima, temos mais uma vez uma dispersão considerável dos dados e, portanto, a opção pela mediana torna-se mais condizente. Assim sendo, serão considerados os valores de 44,79% para os custos com módulos e 10,00% com inversores, resultando em 54,79% do CAPEX da UFV sendo destinado apenas aos custos diretos. Portanto, temos que 81,75% e 18,25% do CAPEX Direto é atribuído, respectivamente, aos módulos e aos inversores. Ou seja, considerando os 0,512 US\$/Wp de CAPEX Direto, 0,419 US\$/Wp será para os módulos, enquanto que 0,0934 US\$/Wp destinam-se aos inversores.

Entretanto, como será abordado na sequência, o valor total calculado de CAPEX da UFV não será, necessariamente, 0,934 US\$/Wp ($0,512 \div 54,79\%$), pois o sistema de transmissão associado a um projeto maior (cenário 3) deverá ser mais robusto do que aquele de projetos menores (cenário 1). Isso, naturalmente, aumentará o custo de capital necessário, pois os custos indiretos aumentarão.

Então, similarmente ao que foi feito para o CAPEX Direto, foram utilizadas as mesmas fontes de dados para definição dos custos indiretos, BoP e OPEX. Contudo, ao analisar a apresentação do demais custos de capital de cada bibliografia, vê-se que a não uniformidade inviabiliza o uso apenas dos percentuais que cada categoria representa do CAPEX total.

Logo, a definição do quanto deve ser alocado em cada tipo de custo seria extremamente imprecisa utilizando este método. Por isso, como efeito de comparação para a tomada de decisão, será adotada uma abordagem diferente daquela feita para os custos diretos.

Assim sendo, primeiro estimou-se o custo do sistema de transmissão com base na potência aparente de cada projeto das bibliografias para,

posteriormente, definir o valor a ser adotado neste trabalho. Isso porque, como dito anteriormente, o CAPEX do sistema de transmissão deve aumentar significativamente entre os cenários, pois a potência e, portanto, a quantidade de energia a ser escoada no sistema é diferente.

Tabela 25 - Custos associados ao sistema de transmissão

Fonte	Sistema de Transmissão (US\$/VA)
RAMOS, 2015	0,087
BARBOSA, 2015	0,099
SANTOS; MELO, 2015	0,085
VARTIAINEN, 2019	0,064
FELDMAN, 2021	0,072

De acordo com a tabela acima, os valores não apresentam uma grande dispersão (relação entre variância e média de apenas 0,2%) e, por isso, a média pode ser um estimador mais adequado para o CAPEX do sistema de transmissão. Logo, será adotado o valor de 0,081 US\$/VA. Como considera-se que a potência ativa (W) é 90% menor do que a potência aparente (VA), o valor de CAPEX também pode ser escrito em função da primeira, o que resulta em 0,073 US\$/W. Por outro lado, considerando a razão CC/AC de 1,25, temos 0,058 US\$/Wp.

Por fim, os demais custos de CAPEX, incluindo aqueles com BoP, são agrupados e comparados a seguir. Como observado, os valores não apresentam uma variância significativa (apenas 3,3% da média) e, portanto, será adotada a média da amostra.

Tabela 26 - Demais custos de capital

Fonte	Outros custos de capital (US\$ / Wp)
RAMOS, 2015	0,526
BARBOSA, 2015	0,400
SANTOS; MELO, 2015	0,299
VARTIAINEN, 2019	0,221
FELDMAN, 2021	0,480

Então, o valor de 0,385 US\$/Wp será usado como premissa para os demais custos de capital da UFV. Portanto, o CAPEX total inicial da UFV, assim como as proporções de cada parcela, é apresentado na tabela a seguir.

Tabela 27 - Distribuição e CAPEX total da UFV

Tipo de custo	Custo (US\$ / Wp)	Percentual do Total (%)
Direto	0,512	51,82
Sistema de Transmissão	0,091	9,21
Outros custos	0,385	38,97
Total	0,988	100,00

Por fim, resta a definição do OPEX da UFV para completar o levantamento de todos os custos do projeto. Neste caso, o fator mais relevante é devido à Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), a qual é dada em R\$/kW.mês e depende do ponto e tensão de conexão do projeto.

Assim sendo, assumindo-se que a conexão ocorrerá na SE Pecém II 230/500 kV, a última TUST publicada para o referido ponto foi de 8,906 R\$/kW por mês¹³ (ANEEL, 2021). Além disso, é adotado como premissa que o projeto não terá direito ao desconto de 50% que atualmente existe para as fontes renováveis, visto que seria necessário que o pedido de outorga de autorização fosse feito até o dia 28/02/2022 (BRASIL, 2021), o que não condiz com o cronograma de desenvolvimento e entrada em operação proposto para o projeto.

Por outro lado, os demais foram agrupados em apenas um valor percentual do CAPEX total da UFV, pois é a forma mais comum de determinação na literatura quando não é possível a cotação individual de cada fator. Dessa forma, os custos relativos ao arrendamento fundiário (geralmente atrelado à receita do projeto), de O&M (normalmente separado entre serviços e materiais), administrativos e outros não serão determinados individualmente. Contudo, o valor do ano inicial será, a cada ano, reajustado pela inflação (IPC-A), para refletir a atualização real que os custos possuem, sobretudo fundiários e de serviços, ao longo da vida útil do projeto. Além disso, considera-se que a parcela destinada aos custos com O&M representa metade dos custos e despesas operacionais (VARTIAINEN, 2019).

Assim sendo, o OPEX da UFV foi definido com base nos valores da Tabela 28 a seguir. Como se observa, eles apresentam uma dispersão

¹³ TUST das UFVs Serra do Mato III e IV publicada na REH 2.958/2021, as quais se conectam no barramento de 230 kV da SE Pecém II, segundo o despacho 2.036/2021 da ANEEL.

considerável (variância de 0,128% e média 1,693%) e, portanto, será utilizada a mediana, 1,637%, como valor para o OPEX.

Tabela 28 - Custos de OPEX em diferentes fontes

Fontes	OPEX (% do CAPEX)
CARLSSON	1,500
BARBOSA, 2015	2,185
SANTOS; MELO, 2015	1,546
VARTIAINEN, 2019	2,000
YATES, 2020	1,200
FELDMAN, 2021	1,729

Por fim, ressalta-se que esses valores já desconsideram os custos de uso do sistema de transmissão, o qual ainda deve ser somado para se obter o valor final de custos e despesas operacionais da UFV. Logo, o OPEX total, com a TUST anualizada e convertida para o dólar americano¹⁴, é dado conforme abaixo.

Tabela 29 - Distribuição e OPEX Total da UFV

Tipo de custo	Custo (US\$/kW)	Percentual do Total (%)
TUST	20,544	33,70
O&M	20,217	33,15
Outros custos	20,217	33,15
Total	60,978	100,00

O valor final obtido representa 4,94% do CAPEX inicial de instalação da UFV, o qual é elevado, visto que o projeto desenvolvido neste trabalho considera uma usina de geração centralizada sem o benefício na TUST. Caso o desconto de 50% fosse aplicável, o valor final reduziria para 50,706 US\$/kW, ou seja, 4,11% do CAPEX da UFV, o que demonstra a relevância que este custo representa nos projetos renováveis.

3.3. Premissas dos custos de desenvolvimento

No caso dos custos com desenvolvimento, sabemos que a maior parcela corresponde ao licenciamento ambiental do projeto. Assim, para a

¹⁴ Considerando a taxa de câmbio em 01/07/2021 de 5,2023 R\$/U\$. Disponível em: <https://www.bv.com.br/informacoes/historico-dolar>.

UFV, será adotado o valor de 5,0% do CAPEX do projeto (SANTOS; MELO, 2015) como custos de desenvolvimento, os quais iniciam-se desde a etapa de diligência prévia e terminam no início das obras.

Por sua vez, como projetos de geração renovável de hidrogênio ainda não possuem um histórico de implantação e a maior parte das bibliografias trata apenas do CAPEX e OPEX, o seu custo de desenvolvimento é difícil de mensurar. Por isso, será adotada a premissa de 10,0% do CAPEX, pois considera-se que os primeiros projetos, sobretudo os maiores, terão um desembolso considerável para regularizar a atividade de produção perante os órgãos competentes.

Além disso, são considerados descontos no CAPEX para os cenários 2 e 3 devido ao ganho de escala (maior capacidade instalada) em relação ao primeiro. Esses descontos foram, respectivamente, de 5,0% e 10,0%, os quais foram aplicados sobre os valores dos módulos, inversores, eletrolisadores e sistema de transmissão.

Dessa forma, o investimento necessário para o projeto (CAPEX inicial + custos de desenvolvimento) é de R\$ 1.397,6 mi, R\$ 13.138,9 mi e R\$ 24.592,1 mi para os cenários de 100 MW, 1,0 GW e 2,0 GW, respectivamente. Portanto, esses valores indicam, respectivamente, uma razão de aproximadamente 13,98, 13,14 e 12,30 milhões de reais/MW. Conforme citado no início desta seção, a planta no Porto de Pecém da EDP Brasil custará em torno de R\$ 13,97 mi/MW e, por isso, os resultados obtidos neste trabalho são considerados adequados.

3.4. Premissas financeiras e econômicas

Então, após definidos os custos, devem ser estipuladas as premissas financeiras e econômicas do projeto. Dessa forma, elas foram separadas em alguns grupos para representar a qual parte elas se referem e facilitar a modelagem do projeto no programa *Microsoft Excel* posteriormente.

3.4.1. Dados macroeconômicos

Como dados macroeconômicos, devem ser estipuladas as expectativas de inflação, brasileira (IPC-A e IGP-M) e americana e a taxa

de câmbio entre o real e o dólar americano. Outras informações, como as expectativas para a taxa de juros básica da economia (SELIC) e o Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil, embora valiosas para efeito de comparação de rentabilidade do projeto, não serão utilizadas em nenhuma etapa da modelagem e, por isso, não foram consideradas.

Assim sendo, as premissas de inflação brasileira e taxa de câmbio são adotadas com base no Boletim Focus, relatório semanal divulgado pelo Banco Central do Brasil, que apresenta as expectativas do mercado para diversos índices, como IPC-A, SELIC, IGP-M, PIB e câmbio R\$/US\$. Logo, adotando-se como base o relatório de 1º de outubro de 2021, temos os seguintes valores, os quais representam a mediana da amostra composta por todas as instituições financeiras que contribuem para o mesmo.

Tabela 30 - Premissas macroeconômicas para o Brasil (Adaptado de BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2021)

Índice	2021	2022	2023	2024 - 2049
IPC-A (%)	8,51	4,14	3,25	3,00
IGP-M (%)	17,67	5,00	4,00	3,78
Câmbio (R\$/US\$)	5,20	5,25	5,10	5,08

Logo, podemos ver como há uma tendência de valorização do real frente ao dólar, assim como uma desaceleração da inflação causada pela pandemia da Covid-19.

Por sua vez, a expectativa de inflação americana é dada pela tabela abaixo.

Tabela 31 - Expectativa de inflação americana (Adaptado de PRESTON; THANABALASINGAM, 2021)

Índice	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2049
CPI	3,40	3,40	2,50	2,40	2,40	2,30	2,20

Como comparação, foi feita uma análise da taxa de negociação dos títulos americanos de 5 anos atrelados à inflação e os de juros nominais na data de publicação do estudo usado como referência acima, 1º de outubro de 2021¹⁵. Nessa data, o rendimento real (acima da inflação) dos títulos

¹⁵ Disponível em: <https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/pages/TextView.aspx?data=yield>; <https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/pages/TextView.aspx?data=realyield>

americanos era de -1,58% a.a.¹⁶, enquanto que os juros nominais eram negociados a 0,93%. Portanto, isso indica uma inflação implícita de 2,55% a.a., a qual é condizente com a inflação média, 2,60%, de 2022 a 2026 da Tabela 31. Logo, os valores acima podem ser adotados no projeto como uma aproximação daquele que o mercado prevê para os próximos anos.

3.4.2. Financiamento

Uma vez que as premissas de investimento e macroeconômicas já foram definidas, a forma de financiamento do projeto pode ser desenvolvida. Como abordado anteriormente, projetos de infraestrutura, como os de geração de energia elétrica, podem se financiar por meio de debêntures incentivadas, as quais devem ter sua remuneração atrelada ao IPC-A. Assim sendo, o projeto terá parte de seu investimento financiado com capital próprio (*equity*) e outra parte em dívida (*debt*).

No caso da dívida, foram consultadas, por meio do site da Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (ANBIMA), as taxas e preços de negociação no mercado secundário de quarenta e duas (42) debêntures com remuneração atrelada ao IPC-A de empresas do setor de energia. Nesta lista constam títulos que pertencem, direta ou indiretamente, às empresas AES Brasil, CEMIG GT, Eletrobras, Copel, CPFL ER, EDFR do Brasil, Energias do Brasil, Enel GP, Engie Brasil, Neoenergia e Omega Geração (ANBIMA, 2021).

Dessa forma, foram calculadas a média e a mediana dos *spreads* em relação ao IPC-A com que cada título estava negociando no dia 1º de outubro de 2021. No final, a média calculada foi de 5,74% e a mediana de 5,71%, com uma variância de apenas 0,03% (0,5% da média). Por isso, a média pode ser adotada e o projeto tem como premissa, portanto, uma captação de dívida pagando IPC-A + 5,74% a.a. com coupon semestral e amortização do principal constante ao longo do período.

Além disso, o prazo de amortização é de 12, 16 e 20 anos, contados a partir de 2022, para os cenários 1, 2 e 3, respectivamente. Essa consideração, de prazo de amortização diferente para cada cenário, é feita

¹⁶ a.a.: ao ano

devido ao tamanho do projeto, que consequentemente implicará em necessidades diferentes de investimentos. Ou seja, para o cenário menor será captado menos dívida com prazo mais curto de amortização do principal, pois dificilmente existiria mercado para uma emissão pequena e de longo prazo. Analogamente, ao aumentarmos o tamanho da estrutura de capital, é mais fácil emitir dívida com um prazo maior para pagamento.

Com relação ao pagamento do principal em si, este é definido como o total dividido pelo tempo, em anos, da dívida. Isto é, para o cenário 1 incidirá o 8,33% ($100/12$) sobre o total, para o segundo cenário 6,25% ($100/16$) sobre o total e, para o último, 5,00% ($100/20$).

Outro fator é que se optou por não considerar o financiamento por meio de *bonds*, embora seja recomendável a análise desta opção, uma vez que o projeto possui custos e receitas em dólar.

Por sua vez, o capital próprio, o qual diz respeito à parcela do investimento feita com o dinheiro dos acionistas, tem a sua remuneração dada pelos dividendos pagos com o lucro líquido de cada exercício. Entretanto, neste projeto, não foi considerada a distribuição mínima de 25% do lucro líquido de cada ano na forma de dividendos, pois a mesma é uma obrigação das empresas e não propriamente das SPEs que controla. Em um projeto real, por outro lado, a política de dividendos é uma decisão de suma importância, pois eles são pagos à holding do projeto (ou diretamente à própria empresa controladora) e impactam no fluxo de caixa e receitas das empresas controladoras, as quais são, muitas vezes, listadas em bolsa de valores.

Por fim, a proporção de capital próprio (*equity*) e de terceiros (*debt*) no financiamento do projeto variou entre os cenários, pois foram definidos valores fixos e “redondos” para a dívida, com o capital próprio sendo todo o restante necessário de investimento a menos da dívida captada. Naturalmente, a variação da relação entre dívida e capital próprio pode melhorar (ou não) a rentabilidade do projeto a depender dos valores escolhidos e, por isso, eventuais otimizações são possíveis a partir da variação do tamanho ou do prazo de vencimento da dívida.

3.4.3. Custo médio ponderado de capital (WACC)

A partir das premissas já definidas e com as expressões desenvolvidas na seção 2.7.7, o custo de capital do projeto (WACC) pode ser definido, o qual é dado pela equação a seguir.

$$WACC = K_E \times \left(\frac{E}{E+D} \right) + K_D \times \left(\frac{D}{E+D} \right) \times (1 - t_d) \quad (40)$$

Assim sendo, o primeiro a ser definido é o custo de capital próprio, K_E , o qual é calculado pela expressão, na forma expandida, abaixo.

$$K_e = \left(R_f + \beta_l \times (R_m - R_f) \right) \times (1 + \pi) + M_c \times R_c \quad (41)$$

Como anteriormente abordado, para a definição da taxa livre de risco (R_f), ou seja, a taxa de juros nominal americana, podemos adotar a média da taxa histórica dos T-bonds ou as taxas com que os títulos são negociados atualmente. Neste caso, optou-se por adotar a média das taxas dos últimos 25 anos (DAMORADAN, 2021), a qual corresponde a 3,58% a.a. Por sua vez, a média dos retorno do mercado de ações (R_M), também para o mesmo período de 25 anos, foi de 10,99% (DAMORADAN, 2021). Por fim, a inflação americana a ser adotada para o cálculo do diferencial de inflação (π) é aquela definida na seção 3.4.1.

Com relação ao beta (β_l), foi adotada a mesma fonte usada acima para a taxa livre de risco e o retorno do mercado de ações, as planilhas elaboradas e disponibilizadas gratuitamente pelo professor Aswath Damodaran em seu site. Assim sendo, o beta desalavancado médio, de 2016 a 2021, é de 0,68.

Por sua vez, o risco país (R_c) adotado foi aquele medido pelo índice do J.P. Morgan, EMBI+. Logo, usando os valores de 1996 a 2020, obtém-se uma média de 3,62% (IPEA, 2021). Por fim, a correção do índice pela diferença de volatilidade entre o Ibovespa e o DI exige que sejam calculados os desvios padrões amostrais dos dois índices, também para o intervalo de 25 anos. Portanto, de acordo com os dados fornecidos no site da Brasil, Bolsa e Balcão (B3), temos que a volatilidade média do índice

Ibovespa foi de 27,91%¹⁷ e do DI 0,50%, resultando em uma diferença (M_c) de 27,27%. Logo, o custo de capital próprio é dado pela substituição dos valores determinados na expressão acima, o qual é esperado que varie ao longo do período devido à variação do diferencial de inflação nos anos iniciais do projeto.

No caso do custo de capital de terceiros (K_D), ele é a própria taxa de juros anual da dívida. Assim, lembrando que a taxa é dada por IPC-A + 5,74% a.a., o custo de capital de terceiros também deve variar nos anos iniciais, por conta da variação do IPC-A. Além disso, como apresentado na fórmula, ele deve ser descontado pela alíquota de imposto de renda e contribuição social, de 34%, pois, como já abordado, a captação de dívida implica em pagamento de menos impostos sobre o lucro para as empresas.

Portanto, após se calcular o K_E e o K_D , juntamente com a relação entre equity e debt já definida anteriormente, o custo de capital (WACC) é calculado para cada ano. Como ambos, K_E e K_D , variam entre períodos, o custo de capital também irá variar. Por isso, para o cálculo da TIRM e do valor gerado pelo projeto, será usado o WACC médio do período todo de análise, isto é, de 2022 a 2049.

Além disso, é definido como o custo de capital do investimento ($WACC_{Inv}$) como a média do WACC durante os três anos iniciais de investimento e sem geração de caixa. Após isso, o custo de capital do projeto já sofre impacto da geração de receita e, portanto, a taxa de reinvestimento deve ser considerada como diferente da taxa de investimento inicial, a fim de ser utilizada a TIRM corretamente.

3.4.4. Depreciação e Amortização

Embora constem na Demonstração do Resultado do Exercício (DRE) como despesas, depreciação e amortização não são contas de caixa propriamente ditas e, por isso, geralmente são somadas ao lucro operacional (*Earnings Before Interest and Taxes*, ou EBIT, em inglês) para se obter, em inglês, o *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* (EBITDA), o qual é uma medida contábel para a geração de

¹⁷ Considerando os valores a partir de 1997, pois não há dados anteriores a este período.

caixa com as operações. Contudo, para se obter a medida de fluxo de caixa real da empresa, o EBITDA deve ser corrigido pelo imposto efetivamente pago e a variação líquida do capital de giro.

Então, a fim de se calcular as despesas com depreciação, serão adotadas as mesmas premissas das seções de CAPEX e de produção de energia e hidrogênio distribuídas linearmente. Ou seja, a depreciação será igual ao investimento realizado dividido pelo tempo de vida útil do equipamento. Portanto, apresentará os valores das tabelas a seguir, sendo a primeira referente aos eletrolisadores (produção de hidrogênio) e a segunda referente aos inversores e aos módulos solares (produção de energia elétrica).

Tabela 32 - Depreciação dos equipamentos para produção de H₂

Equipamento	Eletrolisador 1	Eletrolisador 2	Eletrolisador 3
Depreciação (US\$/kW/ano)	42,375	17,031	14,094

Tabela 33 - Depreciação dos equipamentos para produção de energia

Equipamento	Inversores 1	Inversores 2	Inversores 3	Módulos
Depreciação (US\$/kW/ano)	11,68	11,68	11,68	2,62

Como podemos ver, as despesas com depreciação dos eletrolisadores, sobretudo nos primeiros anos, é consideravelmente maior do que os demais. Por outro lado, os módulos apresentam o menor valor. Esses resultados se devem ao fato de que a depreciação, como comentado acima, foi calculada com base no CAPEX do equipamento, sua degradação e o tempo de uso. Por exemplo, para o primeiro eletrolisador, foi usada a taxa de 5% de depreciação aplicada ao CAPEX diretamente relacionado ao equipamento (US\$ 847,5/kW) durante a sua vida útil (8,5 anos).

Por fim, com relação às despesas de amortização dos intangíveis, foi considerado que seria o custo de desenvolvimento total distribuído igualmente durante o período de 26 anos (operação comercial + um ano). Portanto, como os custos com desenvolvimento representam um percentual do CAPEX total, o qual, naturalmente, depende do cenário, a amortização também irá variar para cada cenário. Porém, ela está em torno

de US\$ 5,0 kW/ano para os eletrolisadores e US\$ 2,3kW/ano para os equipamentos da usina solar.

3.4.5. Capital de Giro Líquido

Como citado anteriormente, o capital de giro líquido deve ser usado no cálculo do fluxo de caixa. Quando ele é dado apenas pela diferença entre os ativos e passivos circulantes operacionais do período corrente e do anterior, devemos subtraí-lo do fluxo de caixa operacional. Entretanto, outra maneira é calcular as variações de ativos e passivos circulantes diretamente com os sinais que devem ter e, posteriormente, somá-los aos fluxo de caixa operacional (DAMORADAN, 2021).

Essas variações, no caso dos ativos, obedecem às seguintes regras: quando há aumento, eles devem ser apresentados com um valor negativo e, quando há diminuição, com valor positivo. Por outro lado, os passivos obedecem a uma regra inversa. Ou seja, recebem sinal positivo se aumentam e negativo se diminuem (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

Então, para a definição do valor de contas a receber (C.R.) e contas a pagar (C.P.) do projeto, foram usadas as médias das proporções entre estes e as receitas operacionais líquidas (ROL) e os custos, respectivamente, de cinco empresas de energia listadas na bolsa de valores brasileira. Assim sendo, a seguir são apresentados os valores para cada uma das empresas referentes ao resultado do segundo semestre de 2021¹⁸, os quais tiveram suas receitas multiplicadas por dois para serem anualizados.

Tabela 34 - Percentuais de contas a receber e à pagar de empresas do setor de energia (valores em R\$ x 10³, exceto percentuais)

Empresa	AES Tietê	Omega G	Engie Brasil	CPFL R	Alupar
ROL	1.741.948	462.188	4.130.812	1.282.530	90.618
C.R.	150.779	84.727	768.164	223.918	14.858
Percentual	8,7%	18,3%	18,6%	17,5%	16,4%
Custo	979.802	457.574	1.572.578	323.200	96.440
C. P.	115.004	64.978	142.555	78.734	13.443
Percentual	11,7%	14,2%	9,1%	24,4%	13,9%

¹⁸ Com base nos documentos de informações trimestrais disponibilizados no site das companhias.

Com base na tabela acima, a média da relação entre contas a receber e receitas foi de 15,9% e entre contas a pagar e custo de produção de 14,7%. Portanto, a fim de simplificação, foi adotado o valor de 15,0% para ambos os casos.

3.4.6. Enquadramento fiscal

Embora projetos de infraestrutura possuam diversos benefícios fiscais e vantagens para financiamento, como já citado, neste projeto serão adotadas premissas mais conversadoras com relação ao enquadramento fiscal. Assim, as alíquotas de imposto sobre as receitas, estaduais e federais, e de imposto sobre a renda e contribuição social a serem pagas não sofrerão alterações. Desse modo, é considerado o enquadramento do projeto no regime fiscal do lucro real (alíquota de 34% de IRPJ/CSLL) e sem benefícios fiscais (PIS/COFINS/ICMS 9,75%), o que implicará em maior incidência de imposto sobre as receitas geradas e sobre o lucro líquido de cada exercício.

3.5. Receitas do projeto

Por fim, como a receita do projeto está atrelada à venda de energia e do hidrogênio, ainda resta que estes valores sejam definidos. Logo, fazendo-se a consideração de que o H₂ produzido no Nordeste brasileiro será enviado para a Europa, o preço do H₂ será baseado no trabalho de Christensen (2020), o qual concluiu que a mediana dos preços para o hidrogênio verde na Europa, para o caso de conexão ao sistema de transmissão e fator de produção de 100%, cairá de US\$ 13,11/kg a US\$ 7,69/kg no período de 2020 a 2050. Portanto, acrescentou-se 8% aos valores originais (US\$ 14,16/kg e US\$ 8,31/kg) para refletir a localização do projeto no Brasil e considerar que nas condições atuais da indústria local seria necessária a importação dos equipamentos.

Assim, a queda esperada nos preços de hidrogênio no mercado foi considerada para todos os anos de operação comercial do projeto (2025 – 2049). Logo, a receita pela venda de H₂ é dada pelo preço de cada

ano corrente, conforme os valores da tabela abaixo, considerando-se o decréscimo de US\$ 0,195/kg calculado pela expressão a seguir.

$$\text{Tx Dec} = \frac{14,16 - 8,31}{30} = 0,195 \text{ [US$/kg]}$$

Tabela 35 - Preços considerados de venda do hidrogênio

Ano	Preços (US\$/kg)	Decréscimo (US\$/kg)
2020	14,16	0,195
2021	13,96	0,195
2022	13,77	0,195
2023	13,57	0,195
2024	13,38	0,195
2025	13,18	0,195
2026	12,99	0,195
2027	12,79	0,195
2028	12,60	0,195
2029	12,40	0,195
2030	12,21	0,195
2031	12,01	0,195
2032	11,82	0,195
2033	11,62	0,195
2034	11,43	0,195
2035	11,23	0,195
2036	11,04	0,195
2037	10,84	0,195
2038	10,65	0,195
2039	10,45	0,195
2040	10,26	0,195
2041	10,06	0,195
2042	9,87	0,195
2043	9,67	0,195
2044	9,48	0,195
2045	9,28	0,195
2046	9,09	0,195
2047	8,89	0,195
2048	8,70	0,195
2049	8,50	0,195
2050	8,31	-

Por sua vez, a receita proveniente do PPA será calculada a partir da média do preço de venda do Leilão de Energia Nova 007/2021 (LEN “A-4”), pois tem o mesmo horizonte de conexão deste projeto – ano de 2025 –, e do custo marginal de expansão (CME) calculado pela EPE no seu último relatório. Como a energia consumida pela empresa produtora de hidrogênio será proveniente daquela gerada pela holding detentora das SPEs da UFV, é determinado que as duas entidades (produtora e holding) terão um PPA entre si.

Desse modo, as SPEs da UFV terão metade de sua energia destinada a um PPA com uma empresa externa e a outra metade com a empresa produtora de hidrogênio. Essa estrutura é possível porque a organização matriz não é a operadora direta dos projetos de infraestrutura, mas sim as SPEs criadas para isto e, portanto, é mais barato que a SPE de produção de hidrogênio compre a sua energia diretamente das SPEs de geração de energia do que com a distribuidora local. Assim sendo, é adotado como preço total dos PPAs – externo e interno – o valor calculado pela EPE para o CME, o qual foi de R\$ 187,46/MWh (EPE, 2020).

Logo, a fim de se determinar o preço do PPA externo somente, é usada a média dos preços do leilão, de R\$ 136,75/MWh, acrescida de um prêmio de risco. Este prêmio de risco foi estipulado em 25,0%, o qual é o percentual mínimo do lucro que deve ser distribuído como dividendo pelas empresas de capital aberto no Brasil. Portanto, dado que o preço médio do leilão foi de R\$ 136,75/MWh, o valor adotado, com a correção pelo prêmio de risco, é de R\$ 170,95/MWh.

Por sua vez, para se determinar o preço do PPA entre os projetos da empresa, fez-se a diferença entre o valor de R\$ 170,95/MWh e o de R\$ 187,46/MWh do CME. Dessa forma, tem-se que o PPA entre as SPEs de produção de hidrogênio e de geração da UFV custa R\$ 16,51/MWh. Este valor configura-se como um custo para a produtora de hidrogênio e, ao mesmo tempo, uma receita para a geradora de energia solar e, portanto, “se anulam” quando entrando na demonstração de resultados da empresa matriz.

Por fim, como comparação, se a produtora de hidrogênio fosse adquirir sua energia diretamente da distribuidora local, esta custaria em

torno de R\$ 400,00/MWh atualmente (ANEEL, 2021). Isso corrobora com a premissa adotada neste trabalho e, também, reflete o cenário atual de empresas migrando para o mercado livre e comprando sua energia diretamente com as geradoras/comercializadoras e não mais pagando à distribuidora. O esquema a seguir resume como se dará a dinâmica de receitas e preços descrita anteriormente.

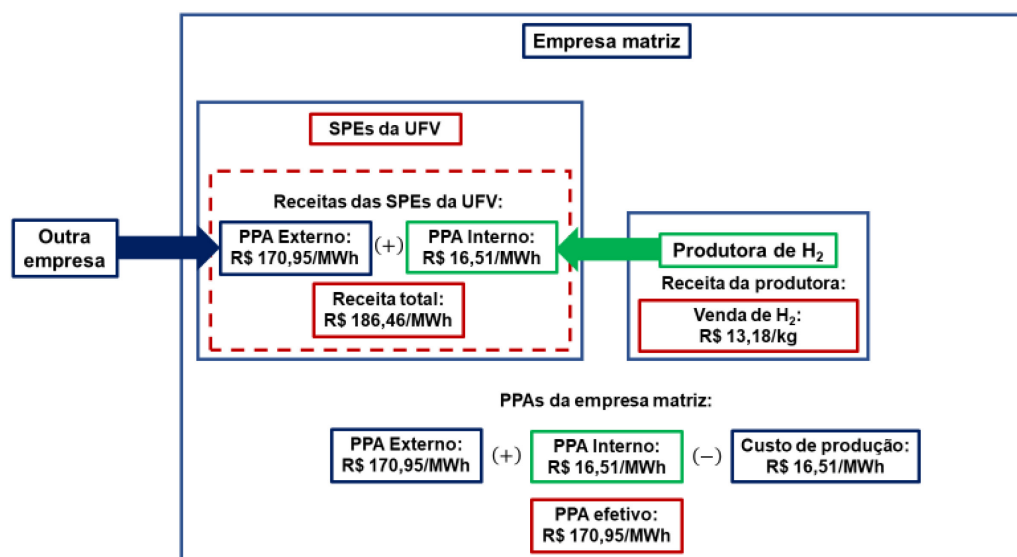


Figura 18 - Relação entre receitas e custo de energia da empresa

3.6. Cronogramas de desembolso

Então, uma vez que todas as premissas foram estipuladas, a definição dos cronogramas de desembolso dos custos é o passo final para a modelagem do projeto. Dessa forma, foi considerado que no ano inicial (2022), não há desembolso de investimentos em bens de capital (CAPEX), mas os custos de desenvolvimento são praticamente todos consumidos. Por outro lado, em 2023 o CAPEX é praticamente todo consumido, enquanto os custos de desenvolvimento ainda se mantêm. No ano final, 2024, os investimentos iniciais são concluídos a fim de que esteja com todas os custos quitados antes do início da operação comercial do projeto. Logo, a seguir o esquema descrito anteriormente é apresentado, ressaltando-se que o investimento na estrutura de armazenamento é feito todos os anos por um custo de 10% do total.

Tabela 36 - Cronograma de desembolso dos investimentos (valores em %).

Ano	2022	2023	2024	2025 - 2049
Desenvolvimento - H2	90,0	5,0	5,0	0,0
Desenvolvimento - UFV	80,0	10,0	10,0	0,0
CAPEX - H2	0,0	70,0	30,0	0,0
CAPEX - Armazenamento - H2	0,0	80,0	20,0	10,0
CAPEX - Direto - UFV	0,0	75,0	25,0	0,0
CAPEX - Indireto - UFV	0,0	35,0	65,0	0,0

Com relação aos investimentos de reposição, tanto de eletrolisadores, quanto dos inversores, é considerada uma divisão do investimento em dois anos, sendo 75% no ano anterior ao da necessidade e 25% no ano de necessidade. O ano de necessidade refere-se ao ano em que é necessária a troca do equipamento, isto é, o oitavo para os eletrolisadores e o décimo para os inversores.

3.7. Fluxo de caixa descontado

Então, uma vez definidas as premissas nas seções anteriores, foi feita a projeção da DRE, do balanço patrimonial e do fluxo de caixa do projeto para cada ano, de 2022 a 2049, a fim de ser desenvolvido o método do fluxo de caixa descontado. Logo, como definido anteriormente, o FCFF (fluxo de caixa livre para a empresa) é composto pela fluxo de caixa operacional (FCO), ou seja, a geração de caixa com as operações (EBITDA) a menos dos impostos que incidem sob o lucro operacional (EBIT), pelo fluxo de caixa dos investimentos (FCI) e pelas variações do capital de giro líquido (ΔCGL). Além disso, visando a obtermos o FCFE, podemos apenas subtrair o fluxo de caixa de financiamento (FCF), o qual é o resultado líquido do pagamento e captação de dívidas, do FCFF calculado acima.

Logo, a figura a seguir apresenta como foram feitas as projeções no modelo em *Microsoft Excel* do projeto.



Figura 19 - Estrutura de modelagem do projeto.

Como o procedimento é o mesmo para os três cenários e foi repetido para todos os anos de análise, no capítulo seguinte serão apresentados os resultados das projeções, assim como o total.

4. Resultados

Uma vez feita a definição das premissas e modelagem do projeto, os resultados foram gerados para cada cenário. Portanto, nas seções a seguir são apresentados os valores dos aspectos técnicos, de investimentos, financiamentos e custos de capital. Em seguida, são expostos os resultados dos fluxos de caixa descontados para os três casos, assim como o valor presente líquido, a TIRM, o valor gerado pelo projeto e as médias de ROE e ROIC. Por fim, também constam as análises de sensibilidade feitas para a geração de valor do negócio do VPL, tanto para a empresa, quanto para os acionistas.

4.1. Aspectos técnicos

Por sua vez, esta parte foi dividida entre os valores referentes à produção de hidrogênio e aqueles da produção de energia solar. Então, com relação ao hidrogênio, temos o consumo do eletrolisador, o quanto de hidrogênio foi produzido, a quantidade de água consumida, depreciação do eletrolisador e a amortização dos custos com desenvolvimento para cada ano. Por outro lado, as grandezas referentes à usina solar são o PR, o P50 líquido, a quantidade de energia comercializada, a depreciação do inversor e do painel fotovoltaico e a amortização dos custos de desenvolvimento.

Na tabela a seguir o valor médio de cada grandeza para os três cenários é apresentado de acordo com o modelo no Excel. A visualização do cronograma completo pode ser feita no Apêndice A.

Tabela 37 – Média para os aspectos técnicos e despesas com amortização e depreciação

Aspectos Técnicos	Unidade	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Hidrogênio				
Consumo do eletrolisador	<i>kWh/kg</i>	45,34	45,03	45,03
H2 produzido	<i>ton</i>	2.893	29.008	57.782
Consumo de água	<i>m³</i>	28.928	290.083	577.820
Depreciação	<i>R\$ x 10³</i>	13.625	136.247	272.495
Amortização	<i>R\$ x 10³</i>	2.530	25.027	47.433
UFV				
PR	<i>%</i>	82,78	82,78	82,78
P50 Líquido	<i>MWh</i>	262.283	2.612.213	5.203.311
Energia comercializada	<i>MWh</i>	131.141	1.306.106	2.601.655
Depreciação	<i>R\$ x 10³</i>	7.349	69.813	132.276
Amortização	<i>R\$ x 10³</i>	1.236	11.890	21.930

4.2. Custos de investimentos

O cronograma dos investimentos foi dividido, respectivamente, como: desenvolvimento, CAPEX e OPEX. Além disso, dentro dessas três divisões também é subdividido entre Hidrogênio e UFV, a fim de separar e facilitar a modelagem para cada parte do projeto e tipo de custo diferente. Por fim, o cronograma em si, completo, também consta no Apêndice A deste relatório.

Com relação ao CAPEX, o mesmo também é separado da mesma forma que foi definido nas seções 0 e 3.2. Isto é, entre os custos diretos e indiretos para a produção de hidrogênio e de energia solar, assim como aqueles referentes à reposição de equipamentos necessária. Assim sendo, a seguir constam os valores para os três cenários com relação aos custos de desenvolvimento e de bens de capital (CAPEX).

Tabela 38 - Totais de investimentos para cada cenário

Custos de investimentos	Cenário 1 (R\$ x 10 ³)	Cenário 2 (R\$ x 10 ³)	Cenário 3 (R\$ x 10 ³)
Desenvolvimento			
Hidrogênio	65.744	625.362	1.185.259
UFV	32.092	296.972	547.711
Total Desenvolvimento	97.836	922.334	1.732.970
CAPEX			
Hidrogênio			
Eletrolisador inicial	648.803	6.163.631	11.678.459
Indireto - Armazenamento	10.567	127.405	253.779
Eletrolisador - Reposição 1	207.645	1.972.628	3.737.610
Eletrolisador - Reposição 2	171.831	1.632.395	3.092.958
UFV			
Direto	333.861	3.013.092	5.408.542
Indireto	306.574	2.912.451	5.518.328
Reposição	118.618	1.126.871	2.135.124
Total CAPEX	1.299.805	12.216.578	22.859.107
Total Investimento inicial	1.397.641	13.138.913	24.592.078

Então, como fora apresentado na seção 3.3, há uma razão de R\$ 13,98 mi/MW para o cenário 1, R\$ 13,14 mi/MW para o cenário 2 e R\$ 12,30 mi/MW para o cenário 3. A fim de comparar com os valores de projetos vencedores dos leilões de energia nova “A-4” deste ano, foram separados os investimentos para a UFV e a produção de hidrogênio, conforme abaixo.

Tabela 39 - Razão de investimento pela capacidade instalada para cada cenário

Investimento	Total Cenário 1	Total Cenário 2	Total Cenário 3
Hidrogênio (R\$ x 10 ⁶ /MWp)	5,80	5,53	5,25
Hidrogênio (R\$ x 10 ⁶ /MW)	7,25	6,92	6,56
UFV (R\$ x 10 ⁶ /MWp)	5,38	4,98	4,59
UFV (R\$ x 10 ⁶ /MW)	6,73	6,22	5,74

Logo, temos que a UFV custa, aproximadamente, R\$ 5,38 mi por MW para o cenário menor e, conforme aumenta-se a capacidade, este custo cai para 4,59 milhões de reais por megawatt-pico. Porém, o investimento declarado pela empresa vencedora do último LEN A-4, Rio Alto Energias Renováveis, foi de R\$ 2,54 mi/MWp, o qual é cerca de 53% abaixo do valor obtido para o cenário 1, 49% para o segundo cenário e 45% para o último caso. Embora os valores informados pelos empreendedores nos leilões não são, necessariamente, aqueles que irão de fato desembolsar com o projeto, a diferença é considerável entre aqueles obtidos neste trabalho, com base na literatura acadêmica, e os preços praticados no mercado de energia. Logo, essa diferença implicará, ao final da modelagem, em rentabilidades mais conservadoras do que em casos reais, mesmo que o valor real do investimento que os empreendedores fazem não seja de R\$ 2,5 mi/MWp como informado pela empresa citada.

Por sua vez, o OPEX é dado pelos números médios abaixo, os quais sofrem reajuste pela inflação (IPC-A e IGP-M) a cada período, a partir dos valores de 2021. Portanto, no ano de início da operação comercial (2025), os valores já contam com as atualizações compostas dos preços desde 2022.

Tabela 40 - OPEX médio do hidrogênio para cada cenário

OPEX	Média Cenário 1 R\$ x 10 ³ /ano	Média Cenário 2 R\$ x 10 ³ /ano	Média Cenário 3 R\$ x 10 ³ /ano
Hidrogênio			
Fixo	9.961	99.606	199.212
Variável	13.185	132.367	263.673
PPA	37.602	374.500	745.973
TUSD	26.334	262.275	522.429

Tabela 41 - OPEX médio da UFV para cada cenário

OPEX	Média Cenário 1 R\$ x 10 ³ /ano	Média Cenário 2 R\$ x 10 ³ /ano	Média Cenário 3 R\$ x 10 ³ /ano
UFV			
Total PV OPEX (TUST, O&M e outros)	53.954	539.538	1.079.075
Total OPEX	141.036	1.408.286	2.810.363

4.3. Financiamento

Para o financiamento, como já comentado, foi definido um valor fixo de dívida a captar com base no investimento total necessário. Logo, com base nos valores determinados na seção anterior para os três cenários, a tabela a seguir sumariza a estrutura de capital do projeto no ano inicial.

Tabela 42 - Estrutura de capital em cada cenário

Estrutura de capital	Unidade	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Dívida	(R\$ x 10 ⁶)	300,00	5.000,00	10.000,00
Percentual do total	%	21,46	38.05	40.66
Capital próprio	(R\$ x 10 ⁶)	1.097,64	8,138,913	14,592,078
Percentual do total	%	78,54	61.95	59.34
Total investido	(R\$ x 10⁶)	1.397,64	13,138,913	24,592,078

Assim sendo, como já dito anteriormente, a necessidade de maior investimento possibilitaria maior captação de dívida com um prazo mais extenso de amortização e vice-versa, logo, o percentual de dívida com relação ao total é diferente e aumenta entre os cenários. Além disso, como os juros são pós-fixados pelo IPC-A, não há uma quantia constante durante todos os anos a ser paga devido à variação da inflação, mas após a sua estabilização em 3,0% a.a., há a incidência de uma taxa de 8,91% sob o total. Dessa forma, há o pagamento de juros e amortização do principal até

o vencimento das dívidas e, desse momento em diante, a estrutura de capital é composta integralmente por capital próprio.

4.4. Custo médio ponderado de capital

Então, como o custo de capital depende da estrutura de capital do projeto, isto é, dos percentuais de dívida e capital próprio, e de outros fatores variáveis, como a inflação, ele também é variável ao longo dos anos e só se estabiliza após a amortização de todas as dívidas. Logo, será usado o valor médio obtido para todos os anos, os quais constam na tabela a seguir, assim como os valores médios do custo de capital próprio (K_E) e de dívida (K_D). Como podemos observar, os custos de capital próprio e de dívida aumentam entre os cenários, o que naturalmente causa uma elevação no custo médio ponderado de capital (WACC), o que deve impactar negativamente na rentabilidade do projeto.

Tabela 43 - Custo Médio Ponderado de Capital para cada cenário

Custo Médio	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
K_E	8,72%	10,06%	10,82%
K_D	2,69%	3,53%	4,37%
WACC	8,49%	9,17%	9,56%

De acordo com os valores acima, vemos que há um aumento de 15,37% no K_E e de 31,23% no K_D para o cenário 2 em relação ao 1. Logo, é o custo da dívida o maior responsável pelo aumento de 8,01% do WACC entre esses dois cenários.

Ao compararmos os cenários 3 e 2, o custo de capital próprio aumentou aproximadamente 7,55% e o de dívida 23,80%. Mais uma vez, podemos atribuir ao custo da dívida, K_D , a responsabilidade pelo aumento do custo médio ponderado de capital, embora desta vez tenha sido de apenas 4,25%. Portanto, como a TIRM deve ser maior do que o WACC médio acima para que o projeto crie valor para a empresa, a taxa interna de retorno modificada deve ser crescente em relação aos cenários para que todos os três, do ponto de visto deste indicador, sejam viáveis.

Como definido nas seções 2.7.8.2 e 3.4.3, a TIRM deve ser calculada considerando o WACC médio durante os períodos iniciais (2022 – 2024) como o custo de investimento do projeto e o WACC médio após isso (2025 – 2049) como o custo de reinvestimento. Ou seja, serão considerados os valores da tabela abaixo para o cálculo da TIRM.

Tabela 44 - Custos de investimento e reinvestimento para cada cenário

Custo de capital	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Para Investimento inicial	9,72%	11,10%	11,34%
Para Reinvestimento	8,34%	8,94%	9,34%

Logo, em todos os casos, a taxa de reinvestimento é menor do que a inicial. Contudo, o caso mais significativo é do cenário 2, que possui uma taxa de reinvestimento cerca de 19% mais baixa do que o custo de capital inicial. Por outro lado, o primeiro cenário possui uma diferença entre as duas taxas de apenas 14%, enquanto a diferença para o terceiro cenário é de 18%. Embora apresentem tais diferenças percentuais entre as suas taxas, não é possível saber, apenas com esses números, se os projetos são viáveis ou não, pois ainda é necessário o cálculo da TIRM.

4.5. Fluxos de caixa, VPLs e TIRM

Então, com base nos resultados anteriores, foram projetados os fluxos de caixa para cada ano e cenário do projeto. Assim, a seguir são apresentados os resultados obtidos para os fluxos de caixa descontados para a empresa (DFCFF) e para os acionistas (DFCFE), os valores presente líquidos para a empresa e acionistas. Por fim, os retornos sobre capital próprio (ROE) e investimentos (ROIC), a taxa interna de retorno modificada (TIRM) e o valor gerado a empresa também são expostos.

4.5.1. Cenário 1: 100 MW

Logo, a tabela a seguir apresenta os resultados, em milhões de reais, para cada ano no cenário 1.

Tabela 45 - Fluxo de Caixa para o cenário 1

Fluxos de Caixa	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
FCO	-	-	-	256	256	256	257	257	258	258	259	266	259	260
FCI	(85)	(829)	(477)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(52)	(171)	(45)	(0)
Δ CGL	-	-	-	(65)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)
FCFF	(85)	(829)	(477)	190	255	255	256	256	257	258	207	94	214	259
FCF	300	(69)	(53)	(48)	(45)	(43)	(41)	(38)	(36)	(34)	(32)	(29)	(27)	-
FCFE	215	(898)	(529)	142	210	213	215	218	221	224	175	64	186	259
Fluxos de Caixa	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
FCO	261	263	264	266	268	274	273	275	277	280	282	285	287	290
FCI	(0)	(0)	(0)	(43)	(129)	(0)	(0)	(15)	(45)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Δ CGL	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
FCFF	260	262	263	222	138	272	272	259	231	278	281	283	286	289
FCF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FCFE	260	262	263	222	138	272	272	259	231	278	281	283	286	289

Então, o FCFF foi trazido a valor presente descontado pelo WACC, resultando no *Discounted Free Cash Flow to the Firm* (DFCFF), enquanto o FCFE foi descontado pelo custo de capital próprio para ser trazido a valor presente – *Discounted Free Cash Flow to Equity* (DFCFE) –. Assim, a tabela a seguir apresenta os valores descontados a cada ano, os quais também estão em milhões de reais, exceto o WACC e o K_E .

Tabela 46 - Fluxos de caixa descontados trazidos a valor presente para o cenário 1

Ano	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
WACC (%)	8,84	10,53	9,78	9,52	9,36	9,22	9,07	8,92	8,75	8,58	8,41	8,22	8,03	8,03
DFCFF	(78)	(678)	(360)	132	163	151	139	129	121	113	85	36	78	88
K_E (%)	11,26	10,74	10,49	10,24	9,99	9,75	9,51	9,26	9,01	8,77	8,52	8,28	8,03	8,03
DFCFE	193	(732)	(392)	96	131	122	114	107	102	97	71	25	68	88
Ano	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
WACC (%)	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03
DFCFF	82	76	71	55	32	58	54	47	39	44	41	38	36	33
K_E (%)	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03
DFCFE	82	76	71	55	32	58	54	47	39	44	41	38	36	33

Como esperado, após a amortização das dívidas (2034), o fluxo de caixa livre para a firma é igual ao fluxo de caixa livre para os acionistas, visto que todo o dinheiro gerado após os investimentos e variações de

capital de giro “sobra” para os donos. Portanto, a projeção de fluxos de caixa acima forneceu os seguintes resultados, em milhões de reais, para a tomada de decisão sobre fazer ou não o projeto.

Tabela 47 – Valor presente dos investimentos para o cenário 1

Grandeza	Total (R\$ x 10 ⁶)
Total DFCFF	824,51
Total DFCFE	793,68
VPL (Empresa)	746,92
VPL (Acionistas)	682,64

Com base nesses resultados, vemos que o VPL, tanto para a firma, quanto para o acionista, são positivos e, portanto, isto indica que o projeto deve ser feito. Além disso, os fluxos de caixa descontados mostram quais são, de fato, os valores presentes líquidos considerando os diferentes custos de capital ao longo do período. Como o VPL considera uma taxa fixa de desconto (WACC para a firma e K_E para os acionistas), o seu valor será diferente do fluxo de caixa descontado quando há variações do custo de capital ao longo dos anos. De toda forma, como os dois apresentaram resultados que indicam que o projeto deve ser feito, neste caso, as duas metodologias podem ser entendidas como “equivalentes” para a tomada de decisão.

Além desses resultados, para que a decisão seja correta, também devem ser avaliadas as taxas médias de investimento, reinvestimento e o do custo de capital, assim como o ROE, o ROIC e a TIRM a fim de compará-las conforme descrito no capítulo 2.

Tabela 48 - Resultados das taxas para o cenário 1

Taxa	Média (%)
ROE	5,73%
ROIC	14,77%
WACC	8,49%
Taxa de Investimento	9,72%
Taxa de Reinvestimento	8,34%
TIRM	10,48%

De acordo com os resultados acima e reforçando que, para o cenário 1, o K_E médio é de 8,72%, podemos fazer uma análise dos indicadores de rentabilidade que se baseiam no regime de competência (DRE). Assim, temos que, do ponto de vista da firma, vale a pena fazermos o projeto, dado que o ROIC é aproximadamente 74% maior do que o WACC. Entretanto, como o K_E é maior do que o ROE, para os acionistas, isso significaria que não vale a pena o investimento e outras opções devem ser mais atrativas. Por fim, as taxas de investimento e reinvestimento resultaram em uma TIRM de 10,48%, a qual é maior do que o WACC médio e, por isso, indica que o projeto deve ser feito, uma vez que representaria uma geração de valor à empresa de cerca de 1,84%.

A última métrica analisada foi o *payback*, a partir dos fluxos de caixa descontados apresentados no gráfico abaixo. Como podemos observar, o fluxo de caixa só se torna positivo a partir do ano de 2033. Quando empregamos a equação para cálculo do *payback* apresentada na seção 2.7.8.3, vemos que seriam necessários aproximadamente 12,60 anos, ou seja, 12 anos e 219 dias para recuperarmos o investimento, o que representa cerca de 45% do horizonte de tempo analisado. Ao compararmos com um empreendimento exclusivamente solar e de pequeno porte (geração distribuída), o *payback* estaria em torno de 5 anos (ANEEL, 2012).

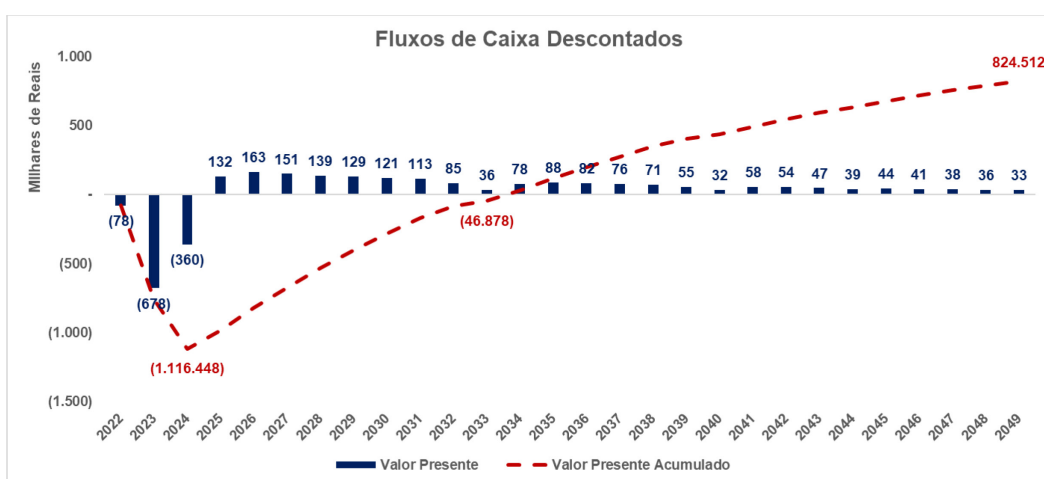


Figura 20 - Fluxos de caixa descontado e acumulado para o cenário 1

4.5.2. Cenário 2: 1.000 MW

Similarmente ao cenário 1, a seguir são apresentados os resultados, em milhões de reais, obtidos para o segundo cenário com a modelagem feita.

Tabela 49 - Fluxos de caixa para o cenário 2

Fluxos de Caixa	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
FCO	-	-	-	2.543	2.547	2.553	2.559	2.566	2.574	2.583	2.593	2.642	2.579	2.591
FCI	(801)	(7.758)	(4.490)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(497)	(1.624)	(426)	(4)
Δ CGL	-	-	-	(651)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(8)	(6)	(6)
FCFF	(801)	(7.758)	(4.490)	1.889	2.540	2.545	2.551	2.558	2.565	2.574	2.091	1.010	2.147	2.582
FCF	5.000	(1.049)	(787)	(714)	(675)	(647)	(619)	(591)	(563)	(535)	(507)	(480)	(452)	(424)
FCFE	4.199	(8.807)	(5.276)	1.175	1.866	1.898	1.932	1.967	2.002	2.039	1.583	531	1.695	2.158
Fluxos de Caixa	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
FCO	2.606	2.621	2.637	2.655	2.673	2.724	2.716	2.738	2.761	2.786	2.811	2.838	2.867	2.897
FCI	(4)	(4)	(4)	(412)	(1.228)	(4)	(4)	(144)	(426)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
Δ CGL	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(10)	(9)	(9)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(12)
FCFF	2.595	2.610	2.626	2.235	1.437	2.710	2.703	2.584	2.325	2.772	2.797	2.824	2.852	2.881
FCF	(396)	(368)	(340)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FCFE	2.199	2.242	2.286	2.235	1.437	2.710	2.703	2.584	2.325	2.772	2.797	2.824	2.852	2.881

Mais uma vez, os fluxos de caixa dos ativos e dos acionistas foram trazidos a valor presente pelo WACC e pelo K_E , respectivamente, conforme abaixo.

Tabela 50 - Fluxos de caixa descontados trazidos a valor presente para o cenário 2

Ano	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
WACC (%)	9,35	12,60	11,34	10,96	10,75	10,60	10,44	10,26	10,07	9,87	9,65	9,43	9,18	8,92
DFCFF	(732)	(6.119)	(3.253)	1.246	1.524	1.391	1.273	1.171	1.082	1.005	759	343	685	780
K_E (%)	15,10	14,25	13,84	13,41	13,00	12,59	12,18	11,77	11,35	10,94	10,52	10,11	9,69	9,28
DFCFE	3.648	(6.747)	(3.576)	710	1.013	932	864	808	761	722	527	167	509	623
Ano	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
WACC (%)	8,65	8,35	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03
DFCFF	748	723	707	557	331	578	534	473	394	434	406	379	354	331
K_E (%)	8,86	8,44	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03
DFCFE	616	613	615	557	331	578	534	473	394	434	406	379	354	331

Neste caso, a amortização da dívida ocorre somente em 2038 e, por isso, os fluxos só são equivalentes a partir do ano seguinte. Outro ponto importante é com relação aos investimentos em reposição feitos durante os anos, sobretudo em 2033, que faz com que o fluxo de caixa deste ano seja consideravelmente menor. Ou seja, mesmo com uma robusta geração de caixa operacional, quando são feitos reinvestimentos no negócio e cumpridos os custos de dívida, o caixa resultante é consideravelmente menor, sendo o FCFF cerca de 55% menor do que o ano anterior e o FCFE 68% do valor de 2032.

Portanto, ao avaliarmos a soma dos fluxos de caixa descontados e o VPL (Tabela 51 a seguir), para a empresa e para os acionistas, vemos mais uma vez que os resultados indicam que o projeto deve ser feito, dado que todos apresentam valor presente acima de zero. Além disso, o método do fluxo de caixa descontado também resultou em valores maiores do que aqueles calculados pelo VPL, mas, neste caso, as diferenças entre as duas metodologias foram mais expressivas do que no caso anterior.

Tabela 51 – Valor presente dos investimentos para o cenário 2

Grandeza	Total (R\$ x 10 ⁶)
Total DFCFF	8.103,72
Total DFCFE	7.575,51
VPL (Empresa)	6.945,35
VPL (Acionistas)	5.501,08

Como podemos ver, o valor calculado pelo fluxo de caixa descontado, para a empresa, é cerca de 17% maior do que aquele obtido pelo VPL, enquanto no cenário 1 esta diferença era de aproximadamente 10%. Por sua vez, o valor aos acionistas dado pelo DFCFE é quase 38% maior do que o calculado pelo VPL, sendo que no primeiro cenário esta diferença foi 16%.

Logo, embora todos os resultados indiquem que é vantajoso para os sócios e para a empresa a realização do projeto, a diferença do valor presente determinado é considerável e não se recomenda que apenas uma delas seja tomada como base para a decisão, nem que sejam equivalentes neste caso.

Com relação às taxas, de investimento e reinvestimento, os indicadores de rentabilidade, ROE e ROIC, o custo de capital médio e a taxa interna de retorno modificada, seus resultados são apresentados a seguir. Neste caso, o ROIC ainda se mantém acima do WACC (cerca de 63%) e, desse modo, seria atrativo para a empresa o projeto. Contudo, mais uma vez, temos um ROE abaixo do custo de capital próprio, de 10,01%, e isso indicaria que não vale a pena para os acionistas o investimento.

Tabela 52 - Resultados das taxas para o cenário 2

Taxa	Média (%)
ROE	5,91%
ROIC	14,93%
WACC	9,17%
Taxa de Investimento	11,10%
Taxa de Reinvestimento	8,94%
TIRM	11,16%

Ainda assim, seria recomendado o investimento no projeto, visto que a TIRM calculada é maior do que o WACC médio. Ou seja, haveria a criação de 1,83% de valor para a empresa com a realização do investimento, algo que não pode ser desconsiderado em se tratando de um projeto que, com certeza, poderia se beneficiar de eventuais otimizações e aumentar essa rentabilidade.

Por fim, o *payback* deste cenário é semelhante ao anterior, o qual foi de 12,45 anos, ou 12 anos e 164 dias. Logo, mesmo com um investimento necessário maior, o cenário 2 “se paga” em um tempo semelhante ao cenário 1 e, ainda, apresenta uma TIRM acima do WACC semelhante ao do primeiro caso. Portanto, o cenário 2 não é tão atrativo quanto o primeiro.

4.5.3. Cenário 3: 2.000 MW

Por último, o terceiro cenário apresentou os resultados abaixo, também em milhões de reais, para cada ano.

Tabela 53 - Fluxos de caixa para o cenário 3

Fluxos de Caixa	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
FCO	-	-	-	5.061	5.069	5.079	5.091	5.105	5.121	5.138	5.158	5.256	5.130	5.155
FCI	(1.506)	(14.474)	(8.433)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(942)	(3.077)	(808)	(7)
Δ CGL	-	-	-	(1.296)	(7)	(8)	(8)	(9)	(9)	(10)	(11)	(15)	(12)	(13)
FCFF	(1.506)	(14.474)	(8.433)	3.758	5.054	5.064	5.075	5.089	5.104	5.121	4.206	2.164	4.311	5.136
FCF	10.000	(1.974)	(1.461)	(1.326)	(1.258)	(1.213)	(1.168)	(1.124)	(1.079)	(1.035)	(990)	(946)	(901)	(856)
FCFE	8.494	(16.448)	(9.894)	2.432	3.797	3.851	3.907	3.965	4.025	4.087	3.216	1.218	3.410	4.279
Fluxos de Caixa	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
FCO	5.183	5.214	5.246	5.281	5.318	5.420	5.402	5.446	5.492	5.541	5.592	5.646	5.703	5.762
FCI	(7)	(7)	(7)	(780)	(2.327)	(7)	(7)	(274)	(808)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
Δ CGL	(13)	(14)	(15)	(15)	(16)	(20)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(21)	(22)	(23)
FCFF	5.163	5.192	5.224	4.485	2.975	5.392	5.377	5.154	4.665	5.514	5.564	5.617	5.673	5.732
FCF	(812)	(767)	(723)	(678)	(634)	(589)	(545)	-	-	-	-	-	-	-
FCFE	4.351	4.425	4.501	3.807	2.341	4.803	4.833	5.154	4.665	5.514	5.564	5.617	5.673	5.732

Os fluxos de caixa acima também são apresentados na Figura 21 abaixo.

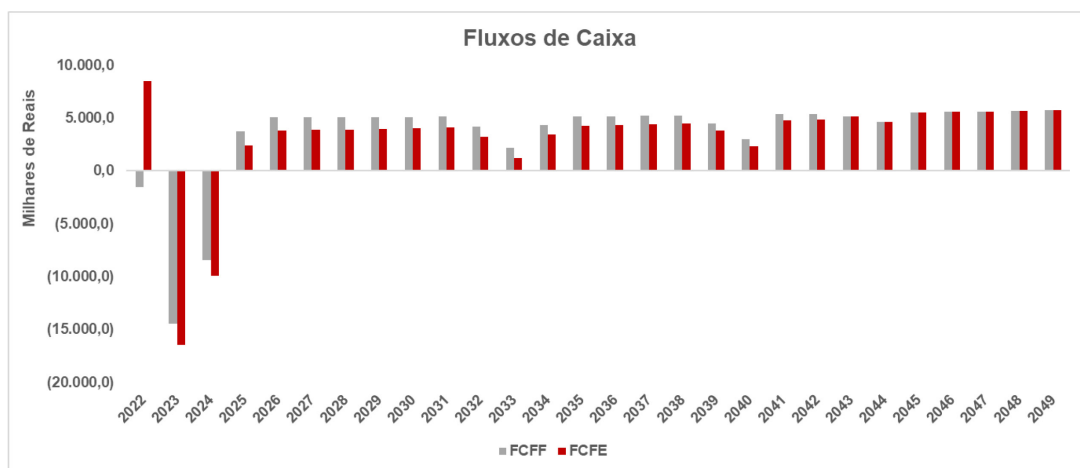


Figura 21 - Fluxos de caixa para o cenário 3

Esses valores foram trazidos a valor presente conforme a Tabela 54 a seguir.

Tabela 54 - Fluxos de caixa descontados trazidos a valor presente para o cenário 3

Ano	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
WACC (%)	9,43	12,96	11,64	11,27	11,09	10,97	10,84	10,70	10,56	10,40	10,24	10,07	9,89	9,71
DFCFF	(1.376)	(11.343)	(6.061)	2.451	2.988	2.712	2.469	2.256	2.069	1.904	1.439	684	1.264	1.404
K _E (%)	15,90	15,07	14,70	14,31	13,94	13,58	13,22	12,85	12,48	12,11	11,74	11,37	10,99	10,62
DFCFE	7.329	(12.423)	(6.557)	1.424	1.977	1.794	1.638	1.507	1.397	1.303	949	335	879	1.041
Ano	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
WACC (%)	9,51	9,30	9,07	8,84	8,59	8,32	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03
DFCFF	1.322	1.252	1.193	977	622	1.091	1.062	942	790	864	807	754	705	659
K _E (%)	10,25	9,88	9,51	9,14	8,77	8,40	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03
DFCFE	1.006	980	961	788	474	957	955	942	790	864	807	754	705	659

Além do prazo maior de amortização da dívida e os investimentos de reposição em 2033, também percebe como, em 2040, o desembolso de caixa para reinvestir no projeto é significativo e faz com que os acionistas tenham mais um FCFE consideravelmente abaixo daquele dos anos anteriores. Logo, entende-se que o cronograma de investimentos e pagamento de dívidas não estão confortáveis e um outro cronograma poderia ser implementado para suavizar as saídas de caixa. Assim sendo, também são apresentados a seguir os resultados pelo método do fluxo de caixa descontado e pelo VPL.

Tabela 55 - Valor presente dos investimentos para o cenário 3

Grandeza	Total (R\$ x 10 ⁶)
Total DFCFF	15.900,55
Total DFCFE	14.235,05
VPL (Empresa)	13.909,21
VPL (Acionistas)	10.583,69

Segundo o método do VPL e seus resultados acima, o projeto é atrativo em qualquer um dos pontos de vista ($VPL > 0$). Por sua vez, o fluxo de caixa descontado também resultou em valores positivos para ambos os casos, embora o valor obtido para o DFCFF seja apenas 14% acima daquele obtido pelo VPL, enquanto o DFCFE é 34% maior do que o VPL

dos acionistas. Portanto, mais uma vez, temos uma discrepância considerável entre os valores calculados pelo VPL e pelo fluxo de caixa descontado para os acionistas, o que torna a tomada de decisão com base nesses resultados incerta. Logo, a análise dos indicadores de rentabilidade é que pode fornecer resultados mais consistentes e decisivos.

Tabela 56 - Resultados das taxas para o cenário 3

Taxa	Média (%)
ROE	6,21%
ROIC	15,86%
WACC	9,56%
Taxa de Investimento	11,34%
Taxa de Reinvestimento	9,34%
TIRM	11,69%

Logo, uma vez que o ROIC e a TIRM são maiores do que o WACC médio, o projeto se apresenta como atrativo do ponto de vista da empresa, principalmente porque indica um retorno sobre o investimento de quase 66% com uma criação de valor de 1,94%, a maior entre os cenários. Além disso, este cenário também apresentou o menor tempo de *payback* entre os três analisados, de 11 anos e 263 dias (11,72 anos), o que representa um fator positivo para a decisão de investimento.

4.6. Análises de sensibilidade

Então, após realizadas as simulações para os três cenários, foram performadas as três sensibilidades com relação à variação da energia destinada ao PPA. De acordo com o estipulado antes, a primeira sensibilidade diz respeito às variações do percentual de energia e da taxa de investimento (WACC médio dos três primeiros anos). Por sua vez, a segunda leva em consideração como a mudança do WACC médio de todo o período e do percentual de energia impactarão o VPL para a empresa. Finalmente, o VPL para os acionistas também foi testado a partir das variações do custo de capital próprio e do percentual de energia alocado no PPA.

Logo, nas seções a seguir, os três cenários são avaliados por meio destas sensibilidades. Como o objetivo dessas sensibilidades é identificar otimizações no projeto a partir da variação de dois de seus fatores, elas devem ser visualizadas em conjunto e não como uma em substituição à outra.

4.6.1. Sensibilidade 1: Criação de valor em função da taxa de investimento e da alocação de energia

Neste caso, testou-se a variação da taxa de investimento inicial do projeto com relação ao percentual de energia alocado para o PPA. Como foi definido, por padrão em todos os cenários, que a energia (P50 líquido) seria dividida igualmente entre o PPA e à produção de hidrogênio, espera-se que a sua variação influencie na geração de caixa e, portanto, de valor do projeto. Logo, abaixo são apresentados os resultados obtidos para a variação da taxa de investimento (colunas) com a variação do percentual de energia vendida (linhas). Além disso, a taxa de investimento variou entre 0,1 e 2,0 vezes o seu valor nominal, enquanto o percentual de energia ficou entre 0,1 e 1,90 vezes e os resultados dizem respeito à geração de valor (o quanto a TIRM está acima do WACC) do projeto.

4.6.1.1. Cenário 1: 100 MW

Tabela 57 – Sensibilidade 1 – valor gerado: taxa de investimento (%) x energia alocada (%) para o cenário 1

1,84	5,00	10,00	12,50	25,00	37,50	45,00	50,00	55,00	60,00	62,50	75,00	87,50	95,00
0,97	-1,12	-0,71	-0,51	0,26	0,90	1,23	1,44	1,64	1,83	1,92	2,34	2,73	2,94
2,43	-1,04	-0,64	-0,45	0,33	0,97	1,30	1,51	1,71	1,90	1,99	2,41	2,80	3,01
4,86	-0,90	-0,52	-0,34	0,44	1,08	1,41	1,62	1,82	2,01	2,10	2,53	2,91	3,13
7,29	-0,78	-0,41	-0,23	0,55	1,19	1,52	1,73	1,93	2,12	2,21	2,64	3,02	3,24
9,72	-0,67	-0,30	-0,12	0,65	1,29	1,63	1,84	2,04	2,22	2,32	2,74	3,13	3,34
10,69	-0,62	-0,26	-0,08	0,69	1,33	1,67	1,88	2,08	2,27	2,36	2,79	3,17	3,39
12,15	-0,56	-0,19	-0,02	0,75	1,39	1,73	1,94	2,14	2,33	2,42	2,85	3,23	3,45
14,58	-0,45	-0,09	0,08	0,85	1,49	1,83	2,04	2,24	2,43	2,52	2,95	3,34	3,55
17,01	-0,35	0,00	0,17	0,95	1,59	1,93	2,14	2,34	2,53	2,62	3,05	3,43	3,65
19,44	-0,25	0,10	0,27	1,04	1,69	2,02	2,23	2,43	2,62	2,71	3,14	3,53	3,75

Portanto, identifica-se que, independente da taxa de investimento adotada, a geração de valor do negócio é maior conforme a alocação de energia para a venda no PPA aumenta. Além disso, também se tem que,

em certos casos, um aumento na taxa de investimento pode melhorar a rentabilidade do projeto. Isto é explicado pelo fato de que uma taxa de desconto (r) maior para trazer fluxos de caixa (CF_t) futuros a valor presente implica que os mesmos sejam menores, dado que r e CF_t são inversamente proporcionais. Contudo, esse aumento também provocaria uma elevação no custo de capital médio de todo o período, algo que a análise acima não está considerando e, por isso, os resultados devem ser analisados apenas sob a mesma taxa de investimento e com a variação do percentual de energia (linha “9,72%”).

A fim de se testar os resultados acima, manteve-se a taxa de investimento (9,72%) e foi alterado o percentual de energia de 50% para 75% destinado ao PPA. Segundo a Tabela 57, a geração de valor seria de 2,74%, o que é de fato captado pelo modelo. Além disso, também é obtida uma redução considerável no *payback* do projeto, de 20%, o qual passa a ser de 10 anos e 18 dias.

Outro fator é que, visando à uma geração de valor maior ou igual a 1,00%, segundo a tabela seria necessária a alocação de energia entre 25,0 e 37,5%. Então, ao testar valores neste intervalo, determinou-se que com 31,50% de alocação para o PPA de energia já é atingida a meta de 1,00%, o que representa uma diminuição de 37% em relação do padrão de 50% adotado. Por outro, para se atingir pelo menos 3,00%, seria necessária destinar em torno de 83% da energia para o PPA externo.

4.6.1.2. Cenário 2: 1.000 MW

Como a diferença entre os três cenários resume-se à capacidade instalada de cada um, espera-se um comportamento semelhante de suas sensibilidades. De acordo com a tabela a seguir, para o segundo cenário, também temos que a maior alocação de energia para o PPA irá aumentar a criação de valor para a empresa. Neste caso, porém, o percentual de energia destinada ao PPA que faz com que a criação de valor seja igual a 3,00% é de 84%, uma diferença de 68% em relação ao padrão.

Tabela 58 – Sensibilidade 1 – valor gerado: taxa de investimento (%) x energia alocada (%) para o cenário 2

1,83	5,00	10,00	12,50	25,00	37,50	45,00	50,00	55,00	60,00	62,50	75,00	87,50	95,00
1,11	-1,09	-0,69	-0,52	0,23	0,85	1,17	1,38	1,57	1,76	1,84	2,26	2,64	2,85
2,77	-1,00	-0,61	-0,44	0,31	0,93	1,25	1,46	1,65	1,83	1,92	2,34	2,72	2,93
5,55	-0,86	-0,49	-0,31	0,43	1,05	1,38	1,58	1,78	1,96	2,05	2,47	2,85	3,06
8,32	-0,72	-0,36	-0,19	0,55	1,17	1,50	1,71	1,90	2,09	2,17	2,59	2,97	3,18
11,10	-0,60	-0,25	-0,08	0,67	1,29	1,62	1,83	2,02	2,21	2,29	2,71	3,09	3,30
12,21	-0,55	-0,20	-0,03	0,72	1,34	1,67	1,87	2,07	2,25	2,34	2,76	3,14	3,35
13,87	-0,48	-0,13	0,04	0,79	1,41	1,74	1,94	2,14	2,32	2,41	2,83	3,21	3,42
16,64	-0,37	-0,02	0,15	0,90	1,52	1,85	2,05	2,25	2,43	2,52	2,94	3,32	3,54
19,42	-0,26	0,09	0,25	1,01	1,63	1,96	2,16	2,36	2,54	2,63	3,05	3,43	3,65
22,19	-0,15	0,19	0,36	1,11	1,73	2,06	2,27	2,46	2,65	2,74	3,16	3,54	3,75

4.6.1.3. Cenário 3: 2.000 MW

Por fim, o cenário 3 também indicou que o aumento de energia destinado ao PPA será benéfico ao projeto. Entretanto, devido à sua geração de valor no caso padrão ser a maior, para que atinja a meta de, por exemplo, 3,00%, seria necessária uma alocação de apenas 80% ao PPA – ou de 22% para produção de hidrogênio –. Analogamente, para que a sua TIRM seja 1% superior ao custo de capital, seria necessária uma alocação de apenas 29% ao PPA, ou 71% para a produção de hidrogênio.

Tabela 59 – Sensibilidade 1 – valor gerado: taxa de investimento (%) x energia alocada (%) para o cenário 3

1,94	5,00	10,00	12,50	25,00	37,50	45,00	50,00	55,00	60,00	62,50	75,00	87,50	95,00
1,13	-0,93	-0,55	-0,38	0,35	0,96	1,28	1,49	1,68	1,86	1,95	2,36	2,73	2,94
2,84	-0,84	-0,47	-0,30	0,43	1,04	1,36	1,57	1,76	1,94	2,03	2,44	2,82	3,02
5,67	-0,71	-0,34	-0,17	0,56	1,17	1,49	1,70	1,89	2,07	2,16	2,57	2,95	3,16
8,51	-0,57	-0,22	-0,05	0,69	1,30	1,62	1,82	2,01	2,20	2,29	2,70	3,08	3,28
11,34	-0,45	-0,10	0,07	0,81	1,42	1,74	1,94	2,14	2,32	2,41	2,82	3,20	3,41
12,48	-0,40	-0,05	0,12	0,85	1,47	1,79	1,99	2,18	2,37	2,46	2,87	3,25	3,46
14,18	-0,33	0,02	0,18	0,92	1,54	1,86	2,06	2,25	2,44	2,53	2,94	3,32	3,53
17,02	-0,22	0,13	0,30	1,04	1,65	1,97	2,18	2,37	2,55	2,64	3,06	3,43	3,64
19,85	-0,11	0,24	0,41	1,15	1,76	2,09	2,29	2,48	2,66	2,75	3,17	3,55	3,76
22,69	0,00	0,35	0,51	1,25	1,87	2,19	2,40	2,59	2,77	2,86	3,28	3,66	3,87

4.6.2. Sensibilidade 2: VPL para a empresa em função do WACC e da alocação de energia

Como a mudança na taxa de investimento inicial, e seu impacto sobre a criação de valor, não são corretamente determinadas pela sensibilidade anterior, outra abordagem deve ser feita para se entender como a variação do custo de capital irá agir sobre o retorno do projeto. Logo, o caminho mais simples é o de se analisar o custo médio do período inteiro e o valor presente líquido para a empresa ao mesmo tempo, conforme a seguir.

4.6.2.1. Cenário 1: 100 MW

Tabela 60 - Sensibilidade 2 – VPL à empresa: WACC (%) x energia alocada (%) para o cenário 1

746,9	5,00	10,00	12,50	25,00	37,50	45,00	50,00	55,00	60,00	62,50	75,00	87,50	95,00
0,85	825,8	1.176,7	1.352,2	2.226,5	3.091,3	3.607,9	3.952,3	4.296,7	4.641,0	4.813,2	5.674,1	6.535,1	7.051,6
2,12	549,8	829,6	969,5	1.666,8	2.356,5	2.768,2	3.042,7	3.317,2	3.591,6	3.728,9	4.415,1	5.101,3	5.513,0
4,24	211,1	407,3	505,4	994,6	1.478,4	1.766,9	1.959,3	2.151,6	2.343,9	2.440,1	2.920,9	3.401,8	3.690,3
6,37	(22,1)	119,3	190,0	542,7	891,5	1.099,2	1.237,7	1.376,3	1.514,8	1.584,0	1.930,3	2.276,5	2.484,3
8,49	(184,8)	(80,2)	(28,0)	233,0	491,0	644,6	746,9	849,3	951,6	1.002,8	1.258,7	1.514,6	1.668,2
9,34	(235,5)	(142,2)	(95,5)	137,4	367,7	504,7	596,0	687,4	778,7	824,4	1.052,7	1.281,0	1.418,0
10,61	(299,5)	(220,2)	(180,6)	17,2	212,8	329,0	406,5	484,0	561,5	600,3	794,0	987,8	1.104,1
12,73	(380,6)	(319,2)	(288,5)	(135,3)	16,3	106,4	166,4	226,4	286,4	316,4	466,4	616,4	706,4
14,85	(438,0)	(389,5)	(365,2)	(244,0)	(124,1)	(53,0)	(5,5)	41,9	89,3	113,0	231,5	350,1	421,2
16,98	(478,2)	(439,2)	(419,6)	(322,0)	(225,4)	(168,2)	(130,0)	(91,9)	(53,7)	(34,6)	60,7	156,1	213,4

De acordo com a tabela de sensibilidade, o VPL tornaria-se negativo, para o WACC médio do projeto, em um percentual de alocação do PPA entre 12,50 e 25%. Além disso, mantidos o percentual padrão de 50%, apenas com um aumento próximo de 75% no custo de capital médio tornaria o VPL negativo e o projeto inviável, o que não era determinado na sensibilidade anterior.

Como os dois custos de capital são médias de uma mesma amostra, um aumento (ou diminuição) igual em todos os períodos faz com que as duas taxas sejam igualmente impactadas. Logo, foi simulada a mudança com um aumento de 75% no WACC de cada ano, o que resultou em um VPL negativo de R\$ 5,536 mi, conforme a tabela acima. Além disso, esta mudança no WACC fez com que a taxa de investimento fosse igual a

17,01% e houvesse uma “criação” de valor, diferentemente do observado na primeira análise (Tabela 57), de - 0,08%.

4.6.2.2. Cenário 2: 1.000 MW

Assim como na primeira sensibilidade, também se espera um comportamento semelhante dos resultados para os outros cenários, como a tabela abaixo mostra para o segundo cenário.

Tabela 61 - Sensibilidade 2 – VPL à empresa: WACC (%) x energia alocada (%) para o cenário 2

6.945	5,00	10,00	12,50	25,00	37,50	45,00	50,00	55,00	60,00	62,50	75,00	87,50	95,00
0,92	9.190	12.636	14.359	22.924	31.394	36.460	39.838	43.216	46.593	48.282	56.726	65.170	70.236
2,29	6.194	8.895	10.245	16.961	23.599	27.568	30.214	32.860	35.506	36.829	43.444	50.059	54.028
4,59	2.592	4.439	5.363	9.958	14.499	17.211	19.020	20.828	22.636	23.541	28.062	32.583	35.295
6,88	168	1.472	2.124	5.370	8.576	10.489	11.765	13.041	14.316	14.954	18.143	21.332	23.246
9,17	(1.489)	(541)	(66)	2.296	4.628	6.018	6.945	7.872	8.800	9.263	11.581	13.899	15.289
10,09	(1.998)	(1.156)	(736)	1.361	3.430	4.664	5.486	6.309	7.131	7.542	9.598	11.654	12.888
11,46	(2.635)	(1.926)	(1.572)	195	1.939	2.978	3.671	4.363	5.056	5.402	7.134	8.866	9.905
13,76	(3.433)	(2.889)	(2.617)	(1.262)	75	871	1.402	1.932	2.463	2.728	4.055	5.382	6.178
16,05	(3.987)	(3.561)	(3.348)	(2.285)	(1.236)	(612)	(197)	219	635	843	1.883	2.923	3.547
18,34	(4.370)	(4.029)	(3.858)	(3.008)	(2.168)	(1.670)	(1.337)	(1.004)	(672)	(506)	326	1.157	1.656

Desse modo, mais uma vez temos que o caminho de otimização do projeto passa pela diminuição do percentual de energia destinada à produção de hidrogênio, independente do custo de capital médio. No caso de aumento deste, se o percentual de energia não mudar, o projeto se tornará inviável apenas para aumentos da ordem de 72%.

4.6.2.3. Cenário 3: 2.000 MW

Tabela 62 - Sensibilidade 2 – VPL à empresa: WACC (%) x energia alocada (%) para o cenário 3

13.909	5,00	10,00	12,50	25,00	37,50	45,00	50,00	55,00	60,00	62,50	75,00	87,50	95,00
0,96	19.914	26.730	30.138	47.080	63.833	73.854	80.534	87.215	93.895	97.236	113.937	130.638	140.659
2,39	13.673	18.964	21.609	34.764	47.768	55.542	60.725	65.908	71.091	73.682	86.640	99.597	107.371
4,78	6.243	9.812	11.596	20.474	29.245	34.484	37.978	41.471	44.964	46.710	55.443	64.175	69.415
7,17	1.298	3.789	5.034	11.234	17.357	21.011	23.447	25.883	28.319	29.537	35.628	41.718	45.372
9,56	(2.054)	(259)	639	5.109	9.523	12.155	13.909	15.664	17.418	18.295	22.682	27.068	29.699
10,51	(3.078)	(1.490)	(697)	3.259	7.164	9.492	11.043	12.595	14.146	14.922	18.801	22.680	25.008
11,95	(4.357)	(3.024)	(2.358)	962	4.239	6.192	7.493	8.795	10.096	10.747	14.001	17.254	19.206
14,34	(5.951)	(4.935)	(4.427)	(1.895)	604	2.092	3.084	4.075	5.067	5.563	8.042	10.521	12.008
16,73	(7.055)	(6.262)	(5.866)	(3.888)	(1.936)	(775)	(2)	772	1.546	1.933	3.868	5.802	6.963
19,12	(7.815)	(7.182)	(6.866)	(5.289)	(3.732)	(2.807)	(2.191)	(1.574)	(957)	(649)	893	2.434	3.359

Por último, o terceiro cenário demonstrou o mesmo tipo de resultado dos dois anteriores. Como este foi o cenário com a maior geração de valor no caso base, sua otimização é de menor interesse e o projeto torna-se de mais fácil viabilização até com um percentual maior para a produção de hidrogênio.

4.6.3. Sensibilidade 3: VPL para os acionistas em função do K_E e da alocação de energia

Por fim, a última sensibilidade é para otimização do valor presente líquido aos acionistas com base na variação do custo de capital próprio e da alocação de energia. Como já foi observado nos outros casos, o aumento de energia destinada ao PPA irá melhorar os resultados, independente do K_E usado. Além disso, como o K_E impacta no custo de capital e, portanto, no VPL da empresa e na TIRM, a sua variação também deve ser feita observando-se o que acontece com os outros resultados.

4.6.3.1. Cenário 1: 100 MW

Tabela 63 - Sensibilidade 3 – VPL aos acionistas: K_E (%) x energia alocada (%) para o cenário 1

683	5,00	10,00	12,50	25,00	37,50	45,00	50,00	55,00	60,00	62,50	75,00	87,50	95,00
0,87	650	999	1.174	2.044	2.906	3.420	3.763	4.106	4.449	4.620	5.477	6.335	6.849
2,18	402	679	817	1.507	2.190	2.598	2.869	3.141	3.413	3.548	4.228	4.907	5.314
4,36	106	299	395	875	1.350	1.633	1.822	2.010	2.199	2.293	2.765	3.237	3.520
6,54	(89)	48	117	461	801	1.003	1.138	1.273	1.408	1.475	1.813	2.150	2.352
8,72	(220)	(119)	(68)	185	435	584	683	782	881	930	1.178	1.426	1.575
9,60	(259)	(169)	(124)	102	324	457	545	633	721	765	986	1.207	1.339
10,90	(307)	(231)	(192)	(2)	187	299	374	448	523	560	747	934	1.046
13,09	(365)	(306)	(276)	(129)	16	103	160	218	276	304	448	593	679
15,27	(403)	(356)	(333)	(217)	(102)	(34)	11	57	102	125	238	352	420
17,45	(426)	(389)	(370)	(277)	(185)	(130)	(94)	(57)	(21)	(3)	88	179	234

Como visto nas outras sensibilidades, o cenário 1 não necessitaria de uma mudança considerável nas suas premissas para que seja gerado mais valor com o projeto. De todo modo, mesmo com um aumento de 10% no custo de capital, seria necessário uma mudança de aproximadamente 20% a mais na energia destinada ao PPA para termos um VPL para os acionistas parecido com o do caso base. Todavia, essa mudança deve ser testada no modelo como um todo, a fim de ser verificar como impactará outros resultados, como a TIRM e o WACC médio. Ainda assim, mesmo com o aumento de 10% no K_E , a mudança de alocação de energia não é necessária para que o VPL para os acionistas continue a ser positivo.

Então, ao reproduzirmos essas diferenças no K_E e no percentual de energia, temos um WACC médio de 9,31% e um VPL para a empresa de 784,3 milhões de reais, um incremento de 5% sob o caso base. Além disso, também se obtém uma TIRM de 11,42%, a qual produziu uma criação de valor para a empresa de 1,94%, em torno de 5,4% acima do resultado inicial.

4.6.3.2. Cenário 2: 1.000 MW

Neste cenário temos um comportamento muito semelhante aos anteriormente observados. Isto é, para um mesmo percentual de alocação, um aumento no custo de capital próprio da ordem de duas vezes torna o VPL negativo, ao passo que incrementos de 25 ou 50% ainda fazem o projeto ser viável.

Tabela 64 - Sensibilidade 3 – VPL aos acionistas: K_E (%) x energia alocada (%) para o cenário 2

5,501	5,00	10,00	12,50	25,00	37,50	45,00	50,00	55,00	60,00	62,50	75,00	87,50	95,00
1,01	5.485	8.877	10.572	19.001	27.335	32.320	35.643	38.967	42.290	43.952	52.260	60.569	65.554
2,52	3.141	5.741	7.040	13.504	19.893	23.712	26.259	28.805	31.351	32.625	38.991	45.357	49.176
5,03	532	2.254	3.115	7.401	11.634	14.163	15.849	17.535	19.220	20.063	24.278	28.493	31.021
7,55	(1.048)	137	729	3.680	6.593	8.331	9.490	10.649	11.808	12.388	15.285	18.183	19.921
10,06	(2.009)	(1.165)	(742)	1.361	3.438	4.676	5.501	6.326	7.152	7.564	9.628	11.691	12.929
11,07	(2.277)	(1.533)	(1.161)	694	2.524	3.615	4.342	5.069	5.796	6.160	7.978	9.795	10.886
12,58	(2.588)	(1.966)	(1.655)	(107)	1.422	2.332	2.939	3.546	4.153	4.456	5.973	7.491	8.401
15,09	(2.924)	(2.453)	(2.218)	(1.045)	113	802	1.261	1.721	2.180	2.409	3.558	4.706	5.395
17,61	(3.104)	(2.739)	(2.556)	(1.644)	(745)	(210)	147	503	860	1.038	1.929	2.821	3.356
20,12	(3.182)	(2.892)	(2.747)	(2.022)	(1.308)	(883)	(600)	(317)	(34)	107	815	1.522	1.947

4.6.3.3. Cenário 3: 2.000 MW

Por fim, segundo a tabela abaixo, vemos que este é o único cenário no qual poderíamos duplicar o custo de capital e o VPL continuaria positivo.

Tabela 65 - Sensibilidade 3 – VPL aos acionistas: K_E (%) x energia alocada (%) para o cenário 3

10.584	5,00	10,00	12,50	25,00	37,50	45,00	50,00	55,00	60,00	62,50	75,00	87,50	95,00
1,08	11.065	17.727	21.058	37.617	53.991	63.784	70.314	76.843	83.372	86.636	102.959	119.282	129.076
2,71	6.563	11.575	14.081	26.543	38.861	46.225	51.134	56.043	60.952	63.407	75.680	87.953	95.316
5,41	1.653	4.887	6.503	14.550	22.499	27.246	30.411	33.576	36.741	38.323	46.235	54.147	58.895
8,12	(1.259)	920	2.009	7.434	12.790	15.986	18.116	20.247	22.377	23.443	28.769	34.095	37.290
10,82	(3.001)	(1.474)	(710)	3.096	6.852	9.091	10.584	12.076	13.569	14.315	18.047	21.778	24.017
11,91	(3.483)	(2.144)	(1.474)	1.863	5.156	7.118	8.426	9.734	11.042	11.696	14.966	18.236	20.198
13,53	(4.037)	(2.927)	(2.372)	395	3.127	4.753	5.837	6.921	8.005	8.547	11.257	13.967	15.593
16,24	(4.633)	(3.800)	(3.384)	(1.306)	744	1.963	2.776	3.589	4.401	4.808	6.840	8.872	10.091
18,94	(4.947)	(4.305)	(3.983)	(2.381)	(799)	141	767	1.394	2.020	2.334	3.900	5.467	6.407
21,65	(5.078)	(4.571)	(4.317)	(3.051)	(1.801)	(1.059)	(564)	(70)	425	672	1.909	3.146	3.888

5. Conclusões

Portanto, de acordo com os resultados das seções anteriores, o cenário 3, com a maior capacidade instalada (2.000 MW), apresentou os melhores resultados, dada a sua maior criação de valor à empresa no cenário base (1,94%) e com um *payback* menor (11 anos e 263 dias). Além disso, os cenários 1 e 2 apresentaram praticamente a mesma criação de valor, 1,84% e 1,83%, respectivamente, embora o segundo seja 10 vezes maior em capacidade instalada do que o primeiro.

Do ponto de vista da empresa, como o VPL e os fluxos de caixa descontados foram positivos para todos os cenários, o projeto se mostra atrativo e é recomendado o seu investimento. Além disso, o ROIC médio também se manteve acima do custo médio ponderado de capital, destacando-se o cenário menor, no qual foi cerca de 74% maior do que o WACC, e no terceiro cenário, quando apresentou o maior valor, de 15,86%.

Entretanto, do ponto de vista dos acionistas, o ROE médio é menor do que o custo de capital próprio médio nos três cenários, sendo quase a metade no terceiro (6,21% vs 10,82%). Esses resultados para o ROE são devidos à premissa de não pagamento de dividendos, a qual implica em um patrimônio líquido sempre aumentando consideravelmente a mais do que o lucro líquido, pois o mesmo não é distribuído após os exercícios. Isso fica claro quando vemos que, durante os 25 anos de operação, o lucro líquido cresce pouco mais de 40%, enquanto o patrimônio líquido é quase seis vezes maior ao final do mesmo período. Nesse mesmo período, o ROE caiu cerca de 75%, partindo de 15,37% para apenas 3,83%.

Com relação ao VPL, mesmo este sendo positivo em todos os cenários, o valor obtido apresentou uma diferença de mais de 30% para os cenários maiores e, sendo assim, não se pode recomendar o investimento para os acionistas. Embora também se tenha uma diferença significativa para os cálculos de VPL e fluxo de caixa da empresa – na média 14% de diferença –, todos os outros indicadores corroboram para a decisão de investimento e, por isso, o projeto é recomendado considerando todos os stakeholders da empresa, mas não apenas para os acionistas.

Outro ponto é que o *payback*, no caso de alocação padrão de 50% de energia para o PPA e 50 para a produção de hidrogênio, não é muito diferente entre os cenários de 100 e 1.000 MW (12,60 anos vs 12,45 anos), mas chega a 11,72 anos no último cenário, o qual é cerca de 7% mais curto do que no cenário menor. Contudo, com a variação de alocação de energia, vemos o *payback* diminuir consideravelmente, podendo apresentar o retorno em menos de 10 anos.

Logo, ainda que os resultados obtidos indiquem a viabilidade do projeto para as empresas, principalmente para casos com maior capacidade de energia instalada e destinação ao PPA externo, há uma série de outros aspectos a serem desenvolvidos e otimizados para que este tipo de empreendimento se torne realidade no contexto mundial. Neste sentido, fatores técnicos e econômicos, como o de licenciamento da atividade, de uso e tratamento de água, assim como a forma de armazenamento e transporte do hidrogênio após a produção, devem ser desenvolvidos e melhor determinados para que o projeto se justifique, sobretudo do ponto de vista dos empreendedores. Além disso, algumas das premissas neste trabalho adotadas, como a não distribuição de dividendos e a estrutura adequada de capital, devem ser exploradas em busca de otimizações futuras. Por fim, recomenda-se uma análise de Monte Carlo para se identificar, a partir das inúmeras premissas adotadas, quais seriam os cenários com maior probabilidade de se concretizar e com quais valores eles seriam obtidos.

6. Bibliografia

- ALI KHAN, M. H. et al. ***Designing optimal integrated electricity supply configurations for renewable hydrogen generation in Australia***, iScience vol. 24.6, 102539, 2021.
- ALVES, H. J. **Tecnologias de Produção de Hidrogênio**. Material de aula de mestrado - Programa de Pós-Graduação em Bioenergia, Universidade Federal do Paraná, 2017. Disponível em: <<http://www.palotina.ufpr.br/Aula-H2-Bioenergia-1.pdf>>. Acessado em: 17 mar. 2021.
- ALVES, S. C. **Reforma a vapor do metano para produção de hidrogênio: estudo termodinâmico e protótipo de modelo matemático de reator com membrana**. Dissertação (mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Minas Gerais, 2005.
- ANBIMA, Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais. **Taxas de debêntures**. Disponível em: <https://www.anbima.com.br/pt_br/informar/taxas-de-debentures.htm>. Acessado em 10 out. 2021.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução homologatória nº 2.859 de 2021**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212859ti.pdf>>. Acessado em 17 nov. 2021.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução homologatória nº 2.958 de 2021**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212958ti.pdf>>. Acessado em 09 out. 2021.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012. Relatório de análise de impacto regulatório nº 0004 de 2018**. Anexo da Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>>. Acessado em 11 dez. 2021.
- AP2H2, Associação Portuguesa para a Promoção do Hidrogênio. **Sobre o Hidrogênio**. Portugal, 2021. Disponível em: <<https://www.ap2h2.pt/sobre-h2.php>>. Acessado em: 21 abr. 2021.
- BACEN, Banco Central do Brasil. **Duration**. Relatório de Inflação. Brasília, 1999.
- BACEN, Banco Central do Brasil. **Focus – Relatório de Mercado de 01 de outubro de 2021**. 2021. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/content/focus/focus/R20211001.pdf>>. Acessado em: 10 out. 2021.
- BACH, V. **Dimensionamento da Capacidade de Produção de Hidrogênio a partir da Energia Vertida Turbinável de Itaipu e sua Utilização em Veículos Automotivos**. Trabalho de conclusão de curso - Graduação Tecnóloga em Biocombustíveis, Universidade Federal do Paraná, Paraná, 2013.
- BARBOSA, L. K. P. **Análise técnico-econômica acerca de diferentes sistemas de geração de energia solar fotovoltaica com base no projeto Jaíba Solar**. Trabalho de conclusão de curso – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2015.
- BARTELS, J. R. **A feasibility study of implementing an Ammonia Economy**. Tese (mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Iowa, 2008.
- BLOOMBERG FINANCE LP. **Hydrogen Economy Outlook – Key Messages**. 2020. Disponível em: <<https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>>. Acessado em: 12 out. 2021.
- BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. **Hydrogen: The Economics of Production from Renewables**. 2019.

BRASIL, Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011. Dispõe sobre a incidência do imposto sobre a renda nas operações que especifica; altera as Leis nºs 11.478, de 29 de maio de 2007, 6.404, de 15 de dezembro de 1976, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 12.350, de 20 de dezembro de 2010, 11.196, de 21 de novembro de 2005, 8.248, de 23 de outubro de 1991, 9.648, de 27 de maio de 1998, 11.943, de 28 de maio de 2009, 9.808, de 20 de julho de 1999, 10.260, de 12 de julho de 2001, 11.096, de 13 de janeiro de 2005, 11.180, de 23 de setembro de 2005, 11.128, de 28 de junho de 2005, 11.909, de 4 de março de 2009, 11.371, de 28 de novembro de 2006, 12.249, de 11 de junho de 2010, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, 10.312, de 27 de novembro de 2001, e 12.058, de 13 de outubro de 2009, e o Decreto-Lei nº 288, de 28 de fevereiro de 1967; institui o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Usinas Nucleares (Renuclear); dispõe sobre medidas tributárias relacionadas ao Plano Nacional de Banda Larga; altera a legislação relativa à isenção do Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM); dispõe sobre a extinção do Fundo Nacional de Desenvolvimento; e dá outras providências. Publicado no Diário Oficial da União em 27/06/2011, Artigo 2, parágrafo 1º. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/l12431.htm>. Acessado em: 6 set. 2021.

BRASIL, Lei nº 14.120, de 1 de março de 2021. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A, (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A, (Nuclep); e dá outras providências. Publicado no Diário Oficial da União em 02/03/2021, Artigo 26, parágrafo 1º. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=410161>>. Acessado em: 6 set. 2021.

BRIGHAM, E. F.; HOUSTON, J. F. **Fundamentals of Financial Management**. 15ª ed. Cengage Learning, Boston - MA, EUA, 2019.

CAGECE, Companhia de Água e Esgoto do Ceará. **Estrutura Tarifária**. Site institucional da companhia, 2020. Disponível em: <<https://www.cagece.com.br/produtos-e-servicos/precos-e-prazos/estrutura-tarifaria/>>. Acessado em: 24 set 2021.

CARLSSON, J. et al. **Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050 (ETRI 2014)**. Joint Research Centre, Report EUR 26950 EN. 10.2790/057687, 2014.

CHRISTENSEN, A. **Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe**. International Council on Clean Transportation, 2020.

CORREAS, L.C.; MATUTE, G.; YUSTA, J. M. **Techno-economic modelling of water electrolyzers in the range of several MW to provide grid services while generating hydrogen for different applications: A case study in Spain applied to mobility with FCEVs**. The Authors, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, nº 33, pp. 17431-17442, 2019.

DAMODARAN, A. **Applied Corporate Finance**. 4ª ed. Wiley, Nova York - NY, EUA, 2014.

DAMODARAN, A. **Historical Returns on Stocks, Bonds and Bills - United States**. 2021. Disponível em: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html> Acessado em: 10 out. 2021.

DAMODARAN, A. **Levered and Unlevered Betas by Industry**. 2021. Disponível em: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html>. Acessado em 10 out. 2021.

DANTAS, S. C. **Produção de hidrogênio a partir da reforma de metano e etanol em catalisadores de níquel com suportes a base de CeO₂ e CeZrO₂**. Tese (doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Minas Gerais, 2011.

DOLLA, R. et al. **Estimativa da produção energética e de desempenho de um sistema fotovoltaico integrado ao anteprojeto do aeroporto internacional de Florianópolis**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Universidade Federal de Santa Catarina, 2018.

ECONOMIA do Hidrogênio. Agência Regional da Energia e Ambiente da Região Autônoma da Madeira (AREAM). Governo Regional da Madeira, 2016. Disponível em: <https://aream.pt/files/2016/05/Brochura_hidrogenio.pdf>. Acessado em 21 abr. 2021.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Cálculo de montante de garantia física de energia no Ambiente de Contratação Livre – Usinas Fotovoltaicas São Gonçalo 6**. Ministério de Minas e Energia do Brasil, 2020.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Cálculo de montante de garantia física de energia no Ambiente de Contratação Livre – Usinas Fotovoltaicas São Gonçalo 7, 8, 11 e 12**, Ministério de Minas e Energia do Brasil, 2020.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Instruções para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica**. Ministério de Minas e Energia do Brasil, Revisão 7, 2021.

FELDMAN, D. et al. **U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020**. National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. TP-6A20-77324, 2021.

FRANCO, E. et al. **Hidrogênio: o vetor energético do futuro?**. Faculdade Alfacastelo – Departamento de Administração. Centro de Ciência e Tecnologia de Materiais (CCTM) e Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN). São Paulo, Brasil. 2006.

SANTOS, F. M. S. dos; SANTOS, F. A. C. M. dos. **O combustível “hidrogênio”**. Instituto Politécnico de Viseu – Escola Superior de Tecnologia e Gestão. RE 31, 1647-662X. Viseu, Portugal. 2005.

HERMES, N. A. **Hidrogênio e nanotubos de carbono por decomposição catalítica do metano: desempenho de catalisadores à base de cobalto e alumínio**. Dissertação (mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, 2010.

IEA, International Energy Agency. **The Future of Hydrogen**. Japão, 2019. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf>. Acessado em 10 out. 2021.

IPEA, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **EMBI+ Risco-Brasil**. 2021. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=40940&module=M>>. Acessado em 10 out. 2021.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **Base de dados de capacidade instalada e geração de energia**. 2021. Disponível em: <<https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>>. Acessado em 10 mai. 2021.

IRENA, *International Renewable Energy Agency*. **Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1,5°C Climate Goal**. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, 2020. Disponível em: <https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf>.

Acessado em 09 out. 2021.

IRENA, *International Renewable Energy Agency*. **Hydrogen: A renewable energy perspective**. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf>. Acessado em 09 out. 2021.

KNOB, D. **Geração de hidrogênio por eletrólise da água utilizando energia solar fotovoltaica**. Dissertação (mestrado) - Instituto de Pesquisas Energéticas Nucleares, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

LUO, W. et al. **Analysis of the Long-Term Performance Degradation of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules in Tropical Climates**. *Journal of Photovoltaics*, Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), 2018.

MEDEIROS, W. B.; BOTTON, J. P. **Métodos e Eletrólitos Utilizados na Produção de Hidrogênio**. Programa de Bolsas de Iniciação Científica, Universidade Federal da Integração Latino-Americana e Núcleo de Pesquisa em Hidrogênio de Itaipu. 2013.

MEIRA, M. **Eletroquímica**. Instituto Federal da Bahia, 2012. Disponível em: <<https://pt.slideshare.net/marilenameira/eletroquimica-15322262>>. Acessado em: 7 abr. 2021.

MF, Ministério da Fazenda. **Metodologia de Cálculo do WACC**, Brasília, 2018. Disponível em: <<https://www.gov.br/fazenda/pt-br/centrais-de-conteudos/publicacoes/guias-e-manuais/metodologia-de-calculo-do-wacc2018.pdf/view>>. Acessado em 5 set. 2021.

NAVAS, C. **Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities**. *Power-to hydrogen/ Green hydrogen*. FCH2 JU, Roland Berger, 2017.

NEL ASA, **Nel Hydrogen Electrolysers - The World's most efficient and reliable electrolysers**, ficha de dados dos equipamentos da companhia, revisão C, 2019. Disponível em: <<https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-C.pdf>>.

Acessado em: 25 set 2021.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. Ministério de Minas e Energia do Brasil, 2020.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sumário executivo do plano da operação elétrica de médio prazo do Sistema Interligado Nacional para o horizonte de 2021-2025**. Ministério de Minas e Energia do Brasil, 2021.

PALHARES, D. D. de F. **Produção de hidrogênio por eletrólise alcalina da água e energia solar**. Dissertação (mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Minas Gerais, 2016.

PEREIRA, L. **Viabilidade na produção de hidrogênio através da reação entre o alumínio e a água em meio alcalino**. Trabalho de conclusão de curso - Graduação em Engenharia de Energia, Universidade de Brasília, Brasília, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (Cresesb) e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Ministério de Minas e Energia do Brasil, 2014.

- PRESTON, L.; THANABALASINGAM, S. **Long-term economic forecast**. TD Economics, 2021. Disponível em: <https://economics.td.com/domains/economics.td.com/documents/reports/qef/2021-sep/longterm_sep2021.pdf>. Acessado em 10 out. 2021.
- RAMOS, B. O. **Estudo de implantação de uma usina fotovoltaica no norte de minas**. Trabalho de conclusão de curso – Departamento de Engenharia Elétrica, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Minas Gerais, 2015.
- REIS, T. **Por que fazer a análise de viabilidade de um negócio é tão importante?**. SUNO Artigos, 2018. Disponível em: <<https://www.suno.com.br/artigos/analise-de-viabilidade/>>. Acessado em: 22 ago. 2021.
- SANTOS, F. M.; de MELO, F. D. S., **Introdução aos Conceitos e Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica para Implantação de uma Central de Geração de Energia, Eólico-Solar, a ser Introduzida na Rede Básica**. Trabalho de conclusão de curso – Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- SIMIONI, T. **O impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico do Brasil**. Dissertação (mestrado) - Programa de Planejamento Energético do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
- SUPER PV, **Bifacial photovoltaic panels: the new mainstream?**. 2020. Disponível em: <<https://www.superpv.eu/blog/Bifacial-photovoltaic-panels-the-new-mainstream/>>. Acessado em: 19 mai 2021.
- THE WORLD BANK GROUP, Energy Sector Management Assistance Program e Solargis. **Global Solar Atlas (GSA)**. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map?c=-3.604417.-38.890484.11&s=-3.604417.-38.890484&m=site&pv=ground.0,6.1000>>. Acessado em: 26 set. 2021.
- VALOR ECONÔMICO, **EDP vai investir R\$ 41,9 milhões em usina de hidrogênio verde no Porto de Pecém**. Jornal online, 2021. Disponível em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2021/09/01/edp-vai-investir-r-419-milhes-em-usina-de-hidrogênio-verde-no-porto-de-pecm.ghtml>>. Acessado em: 24 set. 2021.
- van SARK, W. et al. **Review of PV performance ratio development**. *World Renewable Energy Forum (WREF), Including World Renewable Energy Congress XII and Colorado Renewable Energy Society (CRES) Annual Conference*, vol 6. Denver, Estados Unidos da América, 2012.
- van't NOORDENDE, H.; RIPSON, P. **Gigawatt green hydrogen plant: State-of-the-art design and total installed capital costs**. *Institute for Sustainable Process Technology (ISPT)*, 2020. Disponível em: <<https://ispt.eu/media/ISPT-public-report-gigawatt-greenhydrogen-plant.pdf>>. Acessado em: 25 set. 2021.
- VARTIAINEN, E. et al. **Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity**. The Authors, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. John Wiley & Sons Ltd, 2019.
- YATES, J. et al. **Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis**. The Authors, *Cell Reports Physical Science* 1, 100209, 2020.
- ZENG, K.; ZHANG, D. **Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications**, *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 36, n° 3, pp. 307–326, 2010.

7. Apêndice A – Cenário 1

[illegible]

[illegible]

[illegible]

