



CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS

Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

DISSERTAÇÃO

LARISSA FERNANDA NUNES ILDEFONSO ÁVILA

**AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE ARRANJOS DE
PLANTAS SOLAR FOTOVOLTAICA, EÓLICA E HÍBRIDA
PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE VIA ÁGUA
DESSALINIZADA DO MAR, ARMAZENAMENTO DE
HIDROGÊNIO E GERAÇÃO DE POTÊNCIA ELÉTRICA.**

Belo Horizonte
2024

LARISSA FERNANDA NUNES ILDEFONSO ÁVILA

**AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE ARRANJOS DE PLANTAS SOLAR
FOTOVOLTAICA, EÓLICA E HÍBRIDA PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE VIA
ÁGUA DESSALINIZADA DO MAR, ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO E GERAÇÃO
DE POTÊNCIA ELÉTRICA.**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. José Henrique Martins Neto

Linha de Pesquisa: Eficiência Energética

Belo Horizonte
2024

Ávila, Larissa Fernanda Nunes Ildefonso
A958a Avaliação técnica e econômica de arranjos de plantas solar fotovoltaica, eólica e híbrida para produção de hidrogênio verde via água dessalinizada do mar, armazenamento de hidrogênio e geração de potência elétrica / Larissa Fernanda Nunes Ildefonso Ávila. – 2024.
177 f. : il., grafs., tabs.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais.

Orientador: José Henrique Martins Neto.

Banca examinadora: José Henrique Martins Neto, Frederico Romagnoli Silveira Lima e Luís Guilherme Monteiro Oliveira.

Bibliografia: f. 113-117.

Dissertação (mestrado) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais.

1. Hidrogênio como combustível – Teses. 2. Dessalinização da água – Teses. 3. Osmose reversa – Teses. 4. Eletrólise – Teses. 5. Energia limpa – Teses. I. Martins Neto, José Henrique Martins. II. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. III. Título.

CDD 665.81

LARISSA FERNANDA NUNES ILDEFONSO ÁVILA

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE ARRANJOS DE PLANTAS SOLAR
FOTOVOLTAICA, EÓLICA E HÍBRIDA PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE VIA
ÁGUA DESSALINIZADA DO MAR, ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO E GERAÇÃO
DE POTÊNCIA ELÉTRICA.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação
em Engenharia Mecânica do Centro Federal de Educação
Tecnológica de Minas Gerais como requisito parcial para a
obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Linha de Pesquisa: Eficiência Energética

Belo Horizonte, 04 / 06 / 2024

Resultado; Aprovada

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
JOSE HENRIQUE MARTINS NETO
Data: 02/07/2025 14:12:45-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. José Henrique Martins Neto

Centro Federal De Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET/MG



Documento assinado digitalmente
FREDERICO ROMAGNOLI SILVEIRA LIMA
Data: 02/07/2025 17:17:59-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Frederico Romagnoli Silveira Lima

Centro Federal De Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET/MG



Documento assinado digitalmente
LUIS GUILHERME MONTEIRO OLIVEIRA
Data: 03/07/2025 10:40:52-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Luís Guilherme Monteiro Oliveira

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – PUC Minas

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação aos meus pais por serem os meus maiores exemplos de esforço e dedicação. Ao meu marido Daniel pelo apoio, incentivo e paciência durante esta trajetória e à minha filha Alice, minha razão de viver e minha maior inspiração para persistir diante de todas as dificuldades.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. José Neto pelo engajamento a este trabalho e por todas as horas dedicadas ao longo destes anos. Suas ideias e seu otimismo foram essenciais para a conclusão desta dissertação.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1. Justificativa	19
1.2. Perguntas de pesquisa	19
1.3. Objetivos	20
1.3.1. Objetivo Geral	20
1.3.2. Objetivos Específicos	20
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1. Tipos de Hidrogênio	23
2.2. Produção do Hidrogênio	25
2.3. Aplicação do Hidrogênio	29
2.4. Consumo de água	31
2.5. Dessalinização da água	32
3. METODOLOGIA	39
3.1. Configurações de plantas para geração de hidrogênio	39
3.1.1. Sistema "A" - Produção de hidrogênio verde e geração de potência elétrica a partir de planta renovável com dessalinização da água do mar e sem armazenamento de hidrogênio	40
3.1.2. Sistema "B" - Produção de hidrogênio verde e geração de potência elétrica a partir de planta renovável com eletrólise de água doce e sem armazenamento de hidrogênio	41
3.1.3. Sistema "C" - Produção de hidrogênio verde e geração de potência a partir de planta renovável com dessalinização da água do mar e armazenamento de hidrogênio	43
3.1.4. Sistema "D" - Produção de hidrogênio verde e geração de energia a partir de planta renovável com eletrólise de água doce e armazenamento de hidrogênio	45
3.2. Parâmetros e variáveis de entrada dos modelos	46
3.3. Parâmetros e variáveis de saída do modelo	49
3.4. Modelo para determinação das variáveis técnicas	51
3.5. Modelo para determinação dos parâmetros e variáveis econômicas	52
4. RESULTADOS	57
4.1. Sistema "A" - Produção de hidrogênio via dessalinização da água do mar e sem armazenamento de hidrogênio	57
4.1.1. Configuração 1: Planta Fotovoltaica	57

4.1.2.	Configuração 2: Planta Eólica	62
4.1.3.	Configuração 3: Planta Híbrida (50% FV + 50% EOL)	66
4.2.	Sistema “B” - Produção de hidrogênio via água doce e sem armazenamento de hidrogênio	69
4.2.1.	Configuração 4: Planta Fotovoltaica	70
4.2.2.	Configuração 5: Planta Eólica	74
4.2.3.	Configuração 6: Planta Híbrida (50% FV + 50% EOL)	77
4.3.	Sistema “C” - Produção de hidrogênio via dessalinização da água do mar e com armazenamento de hidrogênio para geração de potência via planta de célula combustível	79
4.3.1.	Configuração 7: Planta Fotovoltaica	80
4.3.2.	Configuração 8: Planta Eólica	85
4.3.3.	Configuração 9: Planta Híbrida (50% FV + 50% EOL)	90
4.4.	Sistema D - Produção de hidrogênio via água doce e com armazenamento de hidrogênio para geração de potência via planta de célula combustível	94
4.4.1.	Configuração 10: Planta Fotovoltaica	95
4.4.2.	Configuração 11: Planta Eólica	99
4.4.3.	Configuração 12: Planta Híbrida (50% FV + 50% EOL)	103
5.	CONCLUSÃO	108
	REFERÊNCIAS	113
	APÊNDICE A – Tabelas da Configuração 1: Planta Fotovoltaica com dessalinização da água do mar	118
	APÊNDICE B – Tabelas da Configuração 2: Planta Eólica com dessalinização da água do mar	120
	APÊNDICE C – Tabelas da Configuração 3: Planta Híbrida (50% FV + 50% EOL) com dessalinização da água do mar	122
	APÊNDICE D – Tabelas da Configuração 4: Planta Fotovoltaica com utilização de água doce	124
	APÊNDICE E – Tabelas da Configuração 5: Planta Eólica com utilização de água doce	126
	APÊNDICE F – Tabelas da Configuração 6: Planta Híbrida (50% FV + 50% EOL) com utilização de água doce	128
	APÊNDICE G – Tabelas da Configuração 7: Planta Fotovoltaica com planta de dessalinização da água do mar e armazenamento de hidrogênio	130
	APÊNDICE H – Tabelas da Configuração 8: Planta Eólica com planta de dessalinização da água do mar e armazenamento de hidrogênio	138
	APÊNDICE I – Tabelas da Configuração 9: Planta Híbrida com planta de dessalinização da água do mar e armazenamento de hidrogênio	146

APÊNDICE J – Tabelas da Configuração 10: Planta Fotovoltaica com utilização de água doce e armazenamento de hidrogênio	154
APÊNDICE K – Tabelas da Configuração 11: Planta Eólica com utilização de água doce e armazenamento de hidrogênio	162
APÊNDICE L – Tabelas da Configuração 12: Planta Híbrida com utilização de água doce e armazenamento de hidrogênio	170

RESUMO

Devido ao aumento do consumo de energia e aos impactos do aquecimento global, torna-se necessário o investimento em sistemas de energia renováveis. Contudo, algumas fontes apresentam a desvantagem de serem intermitentes e não despacháveis. Por isso, a inserção de sistemas de armazenamento em usinas com fontes renováveis, permite uma geração contínua, o que implica maior confiabilidade e estabilidade para o setor elétrico. Uma opção é o hidrogênio verde, pois além da aplicação em armazenamento, apresenta a possibilidade de distribuição e exportação, visando seu aproveitamento em diversos setores. Assim, eletrólise da água integrada com sistemas de energia renovável promove a produção em larga escala de hidrogênio verde. Por outro lado, há pouco consenso sobre a questão, com alguns cientistas preocupados com o consumo significativo de água e a insuficiência de água doce, bem como os altos custos de produção do hidrogênio. Portanto, apesar do hidrogênio verde se apresentar como uma opção promissora, dúvidas ainda são levantadas, principalmente em relação ao consumo de água potável para realização da eletrólise e o impacto desse consumo na escassez hídrica. Deste modo, produzir hidrogênio via água do mar pode contribuir para a preservação da água potável, especialmente em áreas nas quais a disponibilidade de água doce é limitada. No presente trabalho são analisados sistemas, utilizando fontes de energias renováveis fotovoltaica e eólica para a produção de hidrogênio via água doce e água do mar, e para geração de potência elétrica em diferentes proporções. Adicionalmente, são avaliados cenários com armazenamento de hidrogênio. O principal objetivo do presente trabalho foi avaliar a viabilidade técnica das configurações, bem como determinar o LCOH e o LCOE. A metodologia consistiu na elaboração de modelos, implementados no software EES (Engineering Equation Solver), para as plantas solar fotovoltaica, eólica, eletrólise tipo PEM, dessalinização por osmose reversa e armazenamento. Os resultados mostraram que os sistemas utilizando energia eólica apresentaram a maior produção de hidrogênio, bem como maior CAPEX, enquanto a configuração utilizando energia solar fotovoltaica apresentou o menor investimento inicial. Verificou-se que tanto para as configurações com produção de hidrogênio proveniente de água doce e de água dessalinizada, o menor LCOH (5,66 US\$/kgH₂) foi para as configurações constituídas pelas plantas eólicas com armazenamento de hidrogênio, enquanto, o menor LCOE (0,047 US\$/kWh) foi para as configurações constituídas pelas plantas eólicas sem armazenamento de hidrogênio. Por fim, o custo da planta de dessalinização mostrou-se insignificante quando comparado ao valor do investimento total dos sistemas analisados.

Palavras-chave: hidrogênio verde; dessalinização; osmose reversa; eletrólise.

ABSTRACT

TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF SOLAR PHOTOVOLTAIC, WIND AND HYBRID PLANT ARRANGEMENTS FOR GREEN HYDROGEN PRODUCTION VIA DESALINATED SEAWATER, HYDROGEN STORAGE AND POWER GENERATION

Due to the increase in energy consumption and the impacts of global warming, investment in renewable energy systems is becoming necessary. However, some sources have the disadvantage of being intermittent and non-dispatchable. For this reason, the insertion of storage systems in plants with renewable sources allows for continuous generation, which implies greater reliability and stability for the electricity sector. One option is green hydrogen, because as well as being used for storage, it can also be distributed and exported for use in various sectors. Thus, water electrolysis integrated with renewable energy systems promotes the large-scale production of green hydrogen. On the other hand, there is little consensus on the issue, with some scientists concerned about the significant consumption of water and the shortage of fresh water, as well as the high costs of producing hydrogen. Therefore, although green hydrogen is a promising option, doubts are still being raised, especially in relation to the consumption of drinking water for electrolysis and the impact of this consumption on water scarcity. In this way, producing hydrogen using seawater can contribute to the preservation of drinking water, especially in areas where the availability of fresh water is limited. This paper analyzes systems using photovoltaic and wind renewable energy sources to produce hydrogen via fresh water and seawater, and to generate electrical power in different proportions. In addition, scenarios with hydrogen storage are evaluated. The main objective of this work was to assess the technical feasibility of the configurations, as well as to determine the LCOH and LCOE. The methodology consisted of developing models, implemented in EES (Engineering Equation Solver) software, for solar photovoltaic, wind, PEM electrolysis, reverse osmosis desalination and storage plants. The results showed that the systems using wind energy had the highest hydrogen production, as well as the highest CAPEX, while the configuration using solar photovoltaics had the lowest initial investment. The lowest LCOH (5.66 US\$/kgH₂) was for the configurations made up of wind plants with hydrogen storage, while the lowest LCOE (0.047US\$/kWh) was for the configurations made up of wind plants without hydrogen storage. Finally, the cost of the desalination plant proved to be insignificant when compared to the total investment value of the systems analyzed.

Keywords: green hydrogen; desalination; reverse osmosis; electrolysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Produção do Hidrogênio Verde, conversão e uso final a partir do sistema de energia renovável.....	17
Figura 2 - Tipos de Hidrogênio.....	24
Figura 3 - Planta típica do Eletrolisador Alcalino.....	27
Figura 4 - Planta típica do Eletrolisador Alcalino.....	27
Figura 5 - Planta típica do Eletrolisador membrana de troca de ânion.....	28
Figura 6 - Planta típica do Eletrolisador de óxido sólido.....	28
Figura 7 - Esquema do processo “osmose reversa” (OR).....	33
Figura 8 - Esquema do sistema “Multi-Stage Flash” (MSF).....	34
Figura 9 - Esquema do sistema "Multi Effect Destillation" (MED).....	34
Figura 10 - Esquema do processo de dessalinização mecânica por compressão de vapor (MVC).....	35
Figura 11 - Esquema do processo de destilação por eletrodíálise (ED).....	36
Figura 12 - Configurações 1 a 3, (Planta Renovável + Dessalinização água do mar + Eletrólise).....	41
Figura 13 - Configurações 4 a 6 (Planta Renovável + Eletrólise da água doce).....	42
Figura 14 - Configurações 7 a 9 (Planta Renovável + Dessalinização água do mar + Eletrólise + Armazenamento de Hidrogênio).....	44
Figura 15 - Configurações 10 a 12 (Planta Renovável + Eletrólise da água doce + Armazenamento de Hidrogênio).....	46

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Potência elétrica disponibilizada para as plantas da Configuração 1.....	58
Gráfico 2 - Consumo de água por fração de produção diária de hidrogênio.	59
Gráfico 3 - Produção total de hidrogênio.	60
Gráfico 4 - Custos das plantas que compõem a Configuração 1.	61
Gráfico 5 - Custo Nivelado do Hidrogênio (<i>LCOH</i>) para a Configuração 1.....	62
Gráfico 6 - Consumo diário de água dessalinizada e salgada para a Configuração 2.	63
Gráfico 7 - Produção diária e anual de hidrogênio para a Configuração 2.	64
Gráfico 8 – Custos das plantas que compõem a Configuração 2.	65
Gráfico 9 – Custo nivelado do Hidrogênio (<i>LCOH</i>) para a Configuração 2.....	66
Gráfico 10 - Consumo total de água para a Configuração 3.....	67
Gráfico 11 - Produção total de hidrogênio para a Configuração 3.	67
Gráfico 12 - Custos das plantas que compõem a Configuração 3.	68
Gráfico 13 - Custo nivelado do Hidrogênio para a Configuração 3.	69
Gráfico 14 - Potência elétrica disponibilizada para as plantas da Configuração 4.	70
Gráfico 15 - Consumo de água doce para a Configuração 4.....	71
Gráfico 16 - Produção de Hidrogênio para a Configuração 4.	72
Gráfico 17 - Custos das plantas que compõem a Configuração 4.....	73
Gráfico 18 - Consumo diário de água doce para a Configuração 5.	74
Gráfico 19 - Produção total de hidrogênio para a Configuração 5.	75
Gráfico 20 - Custos das plantas que compõem a Configuração 5.	76
Gráfico 21 - Consumo de água doce para a Configuração 6.....	77
Gráfico 22 - Produção total de hidrogênio para a Configuração 6.....	78
Gráfico 23 - Custos das plantas que compõem a Configuração 6.....	79
Gráfico 24 - Energia elétrica anual gerada pela célula a combustível para a Configuração 7	81
Gráfico 25 - Custos para a Configuração 7 com 25% de armazenamento.....	82
Gráfico 26 - Custos para a Configuração 7 com 50% de armazenamento.....	83
Gráfico 27 - Custo Nivelado da Energia para cada fração de armazenamento da Configuração 7.	84
Gráfico 28 - Energia elétrica anual gerada pela célula a combustível para a Configuração 8.	85
Gráfico 29 - Custos de investimento das plantas que compõem a Configuração 8 para <i>farmaz</i> , <i>H2</i> igual a 25%.	87
Gráfico 30 - Custo nivelado da energia (<i>LCOE</i>) para a Configuração 8.	88
Gráfico 31 - Energia elétrica anual gerada pela célula a combustível (<i>EPEM, FC</i>) para a Configuração 9.	90
Gráfico 32 - Custos de investimento das plantas que compõem a Configuração 9 para <i>farmaz</i> , <i>H2</i> igual 25%.....	92
Gráfico 33 - Custo nivelado da energia (<i>LCOE</i>) para a Configuração 9.	93

Gráfico 34 - Energia elétrica gerada pela célula a combustível (<i>EPEM, FC</i>) para a Configuração 10.	95
Gráfico 35 - Custos de investimento das plantas que compõem a Configuração 10 para <i>farmaz, H2</i> igual a 25%.	97
Gráfico 36 - Custo nivelado da energia (LCOE) para a Configuração 10.	98
Gráfico 37 - Energia elétrica (<i>EPEM, FC</i>) gerada pela célula combustível para a Configuração 11.	99
Gráfico 38 - Custos das plantas que compõem a Configuração 11 para <i>farmaz, H2</i> igual a 25%	101
Gráfico 39 - Custo nivelado de energia (LCOE) para a Configuração 11.....	102
Gráfico 40 - Energia elétrica produzida pela célula combustível (<i>EPEM, FC</i>) para a Configuração 12.	104
Gráfico 41 - Custos das plantas que compõem a Configuração 12 para <i>farmaz, H2</i> igual a 25%.	105
Gráfico 42 - Custo nivelado de energia (LCOE) para a Configuração 12.	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tecnologias eletroquímicas utilizando água como insumo para a produção de hidrogênio verde.....	26
Tabela 2 - Indicadores chave de performance de tecnologias de eletrólise.....	29
Tabela 3 - Requerimento de energia das principais tecnologias de dessalinização.....	36
Tabela 4 – Sistema “A”: Configurações com produção de hidrogênio via dessalinização da água do mar e sem armazenamento de hidrogênio.....	40
Tabela 5 – Sistema “B”: Configurações com produção de hidrogênio via água doce e sem armazenamento de hidrogênio.....	42
Tabela 6 – Sistema “C”: Configurações com produção de hidrogênio via dessalinização da água do mar e com armazenamento de hidrogênio para geração de potência via célula combustível.....	43
Tabela 7 - Sistema “D”: Configurações com produção de hidrogênio via dessalinização da água doce e com armazenamento de hidrogênio para geração de potência via célula combustível.....	45
Tabela 8 - Parâmetros e variáveis técnicas de entrada do modelo técnico.....	47
Tabela 9 - Parâmetros e variáveis econômicas de entrada do modelo econômico.....	49
Tabela 10 - Parâmetros e variáveis técnicas de saída do modelo técnico.....	49
Tabela 11 - Parâmetros e variáveis econômicas de saída do modelo econômico.....	50
Tabela 12 - Equações do modelo com os parâmetros e variáveis técnicas de entrada e saída do modelo técnico.....	51
Tabela 13 - Equações do modelo com os parâmetros e variáveis econômicas de entrada e saída do modelo.....	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AEM	<i>Anion Exchange Membrane</i> (Membrana de Troca de Ânion)
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Investimento)
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> (Captura e Armazenamento de CO ₂)
DS	<i>Destilação Solar</i>
ED	<i>Electrodialysis</i> (Eletrodiálise)
FCEVs	<i>Fuel Cell Electric Vehicles</i> (Veículos Elétricos a Célula de Combustível)
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Fotovoltaica
HER	<i>Hydrogen Evolution Reaction</i> (Reação de Evolução de Hidrogênio)
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia Renovável)
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i> (Custo nivelado da eletricidade)
LCOH	<i>Levelized Cost of Hydrogen</i> (Custo nivelado do hidrogênio)
MED	<i>Multi-Effect Distillation</i> (Destilação multi-efeitos)
MSF	<i>Multi-Stage Flash</i>
MVC	<i>Mechanical Vapor Compression</i> (Compressão mecânica de vapor)
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Despesas operacionais)
OR	Osmose Reversa
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i> (Membrana de Troca de Prótons)
PEMFC	<i>Proton Exchange Membrane Fuel Cell</i> (Membrana de Troca de Prótons Célula de Combustível)
PPGEM	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
RED	<i>Renewable Energy Desalination</i> (Dessalinização a partir de energia renovável)
SMR	<i>Steam Membrane Reforming</i> (Reforma a vapor do metano)
SOEC	<i>Solid Oxide Electrolyzer Cell</i> (Célula Eletrolisadora de Óxido Sólido)
TIR	Taxa Interna de Retorno
TDS	<i>Total Dissolved Solids</i> (Total de sólidos dissolvidos)
VPL	Valor Presente Líquido
EVR	Energia Renovável Variável

1. INTRODUÇÃO

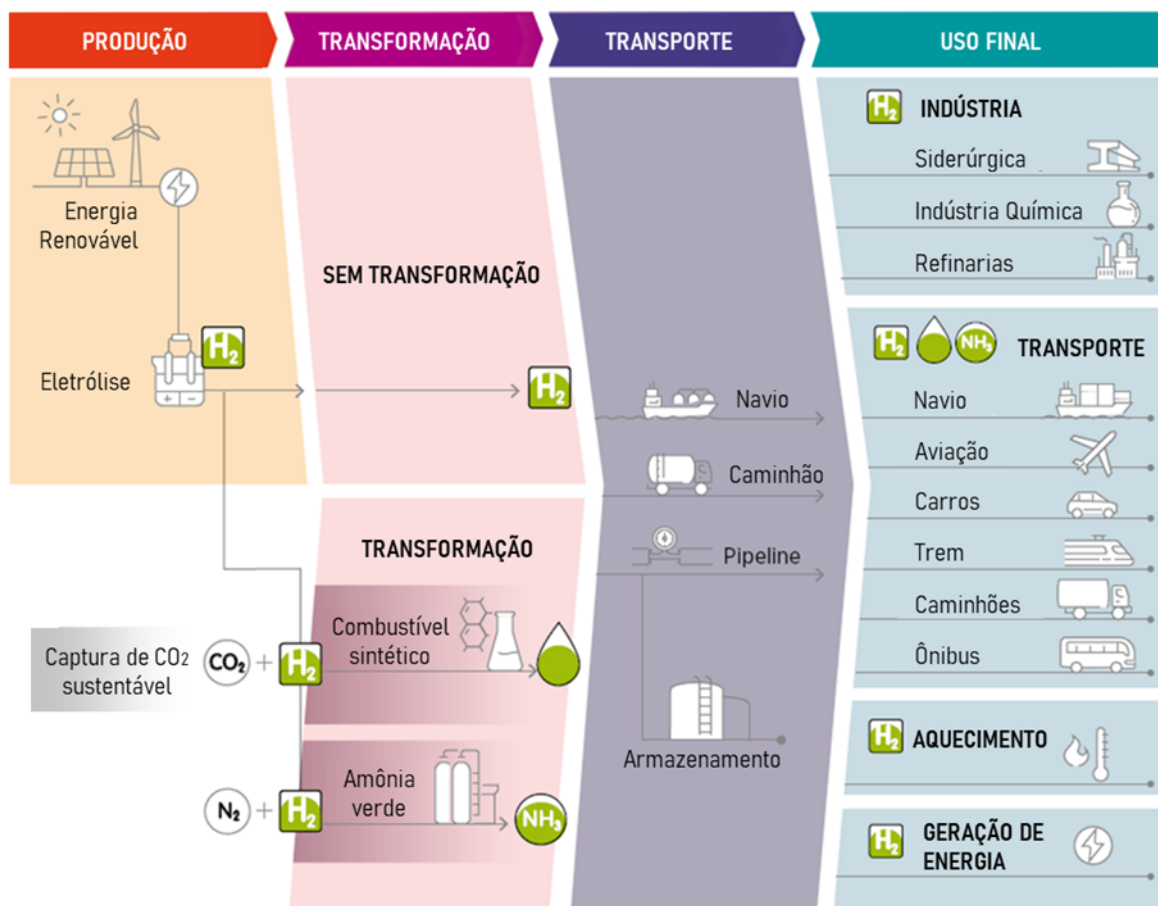
Com o aumento do consumo de energia e os impactos cada vez mais evidentes do aquecimento global, torna-se necessário o investimento imediato em sistemas de energia provenientes de recursos renováveis. Para atingir as metas do Acordo de Paris, ratificado pela COP 28, que tem como principal objetivo estabelecer metas para a redução da emissão de gases do efeito estufa, o sistema global de energia deve passar por uma grande transformação, saindo de um sistema amplamente baseado em combustíveis fósseis para um sistema de energia de baixo carbono, eficiente e renovável (IRENA, 2018).

Contudo, apesar da necessidade crescente de investimento em sistemas de energias renováveis, algumas fontes renováveis, tais como eólica e fotovoltaica, apresentam a desvantagem de serem intermitentes e não despacháveis, portanto, menos confiáveis do que a energia derivada de combustível fóssil. Em vista disso, a inserção de sistemas de armazenamento de energia em usinas renováveis, permite uma geração contínua de energia, o que implica confiabilidade e estabilidade para o sistema elétrico.

Ainda que as baterias elétricas sejam mais comumente utilizadas para atender às necessidades de armazenamento de energia elétrica, sua aplicabilidade se torna mais viável economicamente em aplicações de curto prazo e off-grid (Assaf, 2018). Assim, para usinas de grande porte, conectadas à rede básica, é imperativo uma solução de armazenamento de energia de longo prazo que permita aplicações com alta variabilidade e fornecimento contínuo (Andrews, 2012). Uma possibilidade promissora para essa desvantagem seria a produção e armazenamento de hidrogênio renovável (i.e.; hidrogênio verde).

Nesse sentido, o hidrogênio produzido a partir da energia renovável permitiria que grandes quantidades de energia renovável fossem direcionadas para setores nos quais a descarbonização se torna difícil, como transportes e indústria (IRENA, 2018). Além da aplicação do hidrogênio verde para utilização como meio de armazenamento de energia, existe a possibilidade da exportação dele, visando sua aplicação em diversos setores. A Figura 1 adaptada de IRENA (2020), apresenta os possíveis caminhos a serem percorridos pelo hidrogênio renovável, desde a sua produção até a sua aplicação final.

Figura 1 - Produção do Hidrogênio Verde, conversão e uso final a partir do sistema de energia renovável.



Fonte: Adaptado do IRENA (2020)

Diante do exposto, estudiosos sugerem que a integração da eletrólise da água com sistemas baseados em energia renovável pode desempenhar um papel importante na produção em larga escala de hidrogênio sustentável. Desta forma, uma economia verde baseada na produção de hidrogênio tem sido apresentada como um aspecto inovador que permitirá um futuro de baixo carbono, no qual o hidrogênio livre de emissões será amplamente aplicado no cotidiano (Beswick *et al.*, 2021).

Por outro lado, considerando a aposta de alguns cientistas na eletrólise da água para produção do hidrogênio, à medida que uma redução nos preços da energia renovável e melhorias na eficiência dos eletrolisadores sejam alcançadas, alguns críticos questionam se existirá água doce suficiente para sustentar uma economia de hidrogênio de grande escala visando a exportação desta commodity. Esses cientistas argumentam que a resposta poderá ser negativa, em virtude da demanda significativa de água que é requerida em todo o processo da produção desse combustível (Beswick *et al.*, 2021).

Portanto, há pouco consenso sobre o que o futuro do hidrogênio renovável implica, estando alguns cientistas excessivamente preocupados com a possível falta de demanda para o hidrogênio verde, o consumo significativo de água, os altos custos de produção e baixa eficiência na conversão de eletricidade em hidrogênio, enquanto outros desconsideram tais limitações (Krieth *et al.*, 2004).

Apesar da economia do hidrogênio verde se apresentar como uma opção promissora, atualmente, muitas dúvidas ainda têm sido levantadas, principalmente em relação ao consumo de água potável para a realização da eletrólise e o impacto desse insumo na escassez hídrica, tema cada vez mais relevante no cenário global. De acordo com estudo realizado pelo IRENA (2023), os projetos de hidrogênio podem ser interrompidos, ou por vezes até cancelados, devido à falta de acesso à água doce. Uma parte considerável dos projetos em operação e até planejados de hidrogênio verde e azul encontram-se em zonas com elevado stress hídrico, expondo-as a escassez hídrica e ao reforço das regulamentações locais sobre a utilização da água. Ainda segundo IRENA (2023), uma preocupação importante é a distribuição geográfica desses projetos, uma vez que 36% da capacidade planejada dos projetos de hidrogênio verde e azul estão em áreas de escassez hídrica, o que os torna mais vulneráveis e os seus impactos na disponibilidade local de água são mais evidentes. O hidrogênio verde a partir da energia solar é um exemplo disso, já que as regiões com elevado potencial de energia solar são frequentemente mais secas.

Deste modo, produzir hidrogênio utilizando água dessalinizada proveniente da água do mar (cerca de 96,5% dos recursos hídricos totais da Terra) em vez de água potável poderia reduzir o consumo de água doce, escassa em todo o mundo, especialmente em áreas nas quais a disponibilidade desta água é altamente limitada como em zonas áridas, além de países costeiros e ilhas (Yu, 2019). Assim, a eletrólise da água do mar não é apenas apresentada como uma solução promissora para geração de hidrogênio verde, mas também pode ser apresentada como uma alternativa, o que permitirá eliminar a forte pressão sobre a alta demanda de água doce (Jamesh, 2020).

A utilização da água salgada para a produção de hidrogênio elimina tanto a pressão sobre os recursos locais de água doce como a sua exposição aos riscos de potencial interrupção da produção relacionados à escassez hídrica. Para regiões que têm extrema escassez de água doce, e acesso ao oceano, a água do mar pode ser a única opção realista. Contudo, a poluição térmica proveniente do resfriamento da água do mar e da salmoura gerada pela dessalinização pode gerar impactos ambientais, que devem ser cuidadosamente avaliados para minimizar os efeitos negativos nos ecossistemas marinhos (IRENA, 2023).

O presente trabalho analisou diferentes sistemas e estratégias referentes à produção de hidrogênio verde proveniente da água doce e da água do mar dessalinizada utilizando a tecnologia “Osmose Reversa (OR)”.

1.1. Justificativa

Atualmente, o hidrogênio não é economicamente competitivo e, portanto, reduções significativas nos custos da sua produção e distribuição precisam ocorrer. Apesar da vantagem de seu alto poder calorífico, a competitividade do hidrogênio como fonte alternativa de energia depende de políticas de apoio à tecnologia, e desenvolvimento de pesquisas.

Além disso, a integração da eletrólise da água com sistemas de energia renovável poderá desempenhar função importante na produção em larga escala de hidrogênio sustentável, facilitando a descarbonização de vários setores. Um tema atual e de grande relevância é o "EVR" (Energia Variável Renovável) que representa a geração de potência variável ao longo do dia das usinas renováveis, devido à sua forte dependência com as condições climáticas. A intermitência da energia gerada por essas usinas não promove a despachabilidade de energia requerida interferindo na confiabilidade da entrega da energia gerada. A produção de hidrogênio transportável e a inserção de sistemas de armazenamento de energia via hidrogênio permitirão uma geração contínua, trazendo confiabilidade e estabilidade para o sistema elétrico (IRENA, 2018).

Por outro lado, apesar de 71% da superfície terrestre ser coberta por água, é um desafio atender todas as demandas de água doce. Isso porque, a disponibilidade de água doce representa cerca de 2,5% da quantidade total de água da Terra, sendo que a maior parte dessa água se apresenta em geleiras, calotas polares e águas subterrâneas, de forma que apenas 0,008% da água doce é superficial e se torna acessível (Wong, 2015). Portanto, a produção de hidrogênio a partir da dessalinização da água se apresenta como uma opção promissora, uma vez que eliminaria o consumo de água doce.

1.2. Perguntas de pesquisa

A geração de hidrogênio verde é economicamente viável e competitiva no Brasil, quer seja para consumo interno, exportação ou para complementariedade da geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis intermitentes?

As vantagens do hidrogênio verde se destacarão em relação às suas limitações?

A dessalinização da água do mar pode ser considerada uma opção viável para reduzir o consumo de água potável na produção do hidrogênio?

Usinas de geração de potência renováveis com armazenamento de energia via hidrogênio verde são viáveis para serem recomendadas?

1.3. Objetivos

Os objetivos pretendidos com o desenvolvimento desta investigação estão divididos entre objetivos geral e específicos, conforme apresentados nos itens 1.3.1 e 1.3.2.

1.3.1. Objetivo Geral

O objetivo geral desta investigação é determinar a viabilidade técnica e econômica da produção de hidrogênio verde a partir da água dessalinizada proveniente do mar e geração de potência elétrica, utilizando as fontes de energias renováveis solar e eólica em diferentes configurações.

1.3.2. Objetivos Específicos

A fim de alcançar o objetivo geral deste trabalho, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- a) **Sistema “A”:** Analisar a produção de hidrogênio verde proveniente da água dessalinizada do mar (para consumo interno ou exportação) e a geração simultânea de potência elétrica via plantas do tipo solar fotovoltaica, eólica e híbrida (solar e eólica) sem utilização de sistema de armazenamento de energia à hidrogênio;
- b) **Sistema “B”:** Analisar a produção de hidrogênio verde proveniente da água doce (para consumo interno ou exportação) e a geração simultânea de potência elétrica via plantas do tipo solar fotovoltaica, eólica e híbrida (solar e eólica) sem utilização de sistema de armazenamento de energia à hidrogênio;
- c) **Sistema “C”:** Analisar a produção de hidrogênio verde proveniente da água dessalinizada (para consumo interno ou exportação) e a geração simultânea de potência elétrica via plantas do tipo solar fotovoltaica, eólica e híbrida e com utilização

de sistema de armazenamento de energia à hidrogênio para geração de potência elétrica adicional via uma planta do tipo célula combustível;

- d) **Sistema “D”**: Analisar a produção de hidrogênio verde proveniente da água doce (para consumo interno ou exportação) e a geração simultânea de potência elétrica via plantas do tipo solar fotovoltaica, eólica e híbrida, com utilização de sistema de armazenamento de energia à hidrogênio para geração de potência elétrica adicional via uma planta do tipo célula combustível;
- e) Analisar os custos de capital (CAPEX), os custos operacionais (OPEX), os Custos Nivelados do Hidrogênio (LCOH) (€) e os Custos Nivelados da Eletricidade (LCOE) (€) das configurações dos itens a), b), c) e d);
- f) Avaliar de forma qualitativa os impactos decorrentes da substituição da água doce por dessalinizada do mar na produção de hidrogênio verde via eletrólise da água.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

De acordo com Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2018), para alcançarmos as metas previstas no Acordo de Paris, a participação das fontes renováveis no consumo global de energia precisa aumentar de 18% para 65% em 2050. Ainda conforme estudo realizado pelo IRENA (2018), a energia renovável variável (VRE), em particular a soma das energias eólica e solar, constituirá 60% de toda a geração de energia elétrica mundial em 2050.

Uma vez que as energias do tipo eólica e solar são intermitentes, caso o uso dessas fontes para produção de hidrogênio se torne atrativa economicamente, será possível a utilização do hidrogênio como meio de armazenamento de energia, o que permitirá que tais usinas se tornem despacháveis, ou seja, apresentem geração contínua. Para essas fontes intermitentes de energia, durante certos períodos do dia haverá um excedente de energia gerado, enquanto, durante outros períodos, devido à ausência de ventos ou de irradiância solar, não haverá geração de energia. Portanto, a energia elétrica gerada por essas fontes poderá ser armazenada para uso posterior, sendo o hidrogênio uma das opções mais atrativas (Abbasi, 2011).

Baseado nessa premissa, muitos cientistas e economistas sugerem um futuro em que o hidrogênio será a principal solução na batalha contra as mudanças climáticas. Alguns ainda acreditam que o hidrogênio se tornará o principal meio de armazenamento de energia, o melhor combustível para queima em sistemas de calefação e o principal combustível utilizado em transporte (e.g., veículos de passeio, caminhões, aviões), conforme Beswick *et al.*, (2021).

Em contrapartida, outros críticos questionam os efeitos do consumo de água doce na produção do hidrogênio verde, levantando dúvida se existirá água doce suficiente para sustentar uma economia baseada na utilização do hidrogênio, uma vez que seu processo de produção demandará uma quantidade expressiva de água doce, tanto para utilização como insumo na produção do hidrogênio verde, como agente de reação na produção de hidrogênio azul via reforma de metano à vapor (SMR) (Beswick *et al.*, 2021).

Outros oponentes da economia do hidrogênio, tais como Krieth *et al.* (2004) e Shinnar (2003), argumentam que o hidrogênio não possuirá lugar prático como uma tecnologia de energia futura devido aos seus altos custos de produção e ineficiências na sua conversão em eletricidade. Para esses cientistas, os esforços inovadores deveriam se concentrar na transformação direta das energias renováveis em energia elétrica com armazenamento por

meio de baterias elétricas, eliminando assim a utilização do hidrogênio como agente intermediário (Beswick *et al.*, 2021).

Para Beswick *et al.* (2021), a filosofia do hidrogênio está entre os dois extremos apresentados nos parágrafos anteriores. Em seu entendimento, a despeito da existência de ineficiências na produção e conversão do hidrogênio, existem muitas áreas nas quais as energias renováveis não podem alcançar sem que haja uma ponte que auxilie a descarbonização, tendo o hidrogênio este potencial, devido à sua flexibilidade como transportador de energia. Ainda, segundo Beswick *et al.* (2021), uma economia baseada no hidrogênio deve ter como foco principal a utilização de fontes renováveis que não utilizem como insumos água doce e combustíveis fósseis.

2.1. Tipos de Hidrogênio

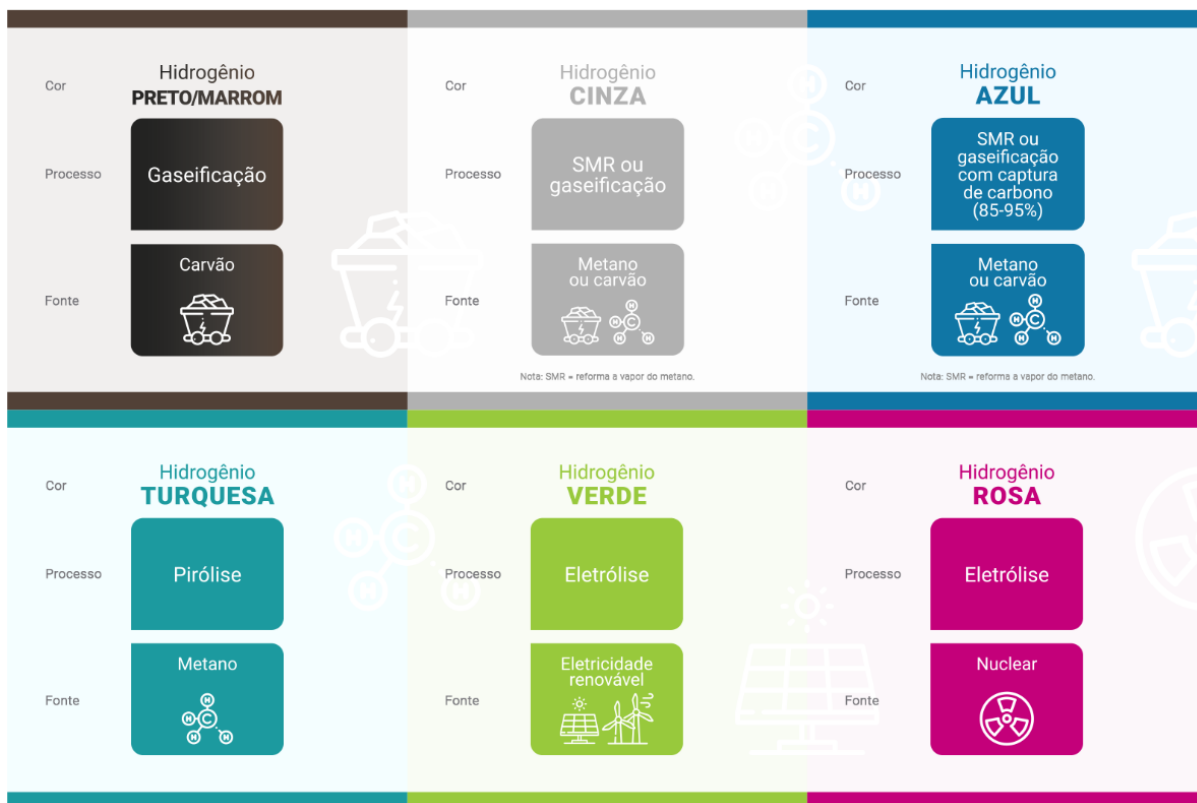
Os avanços tecnológicos e as reduções de custos em tecnologias relacionadas ao hidrogênio estão aumentando a competitividade do hidrogênio gerado a partir da energia renovável, também chamado de hidrogênio verde (IRENA, 2018).

Em relação aos demais tipos de hidrogênio, os mais consolidados e utilizados atualmente, são o hidrogênio cinza e o azul ambos obtidos pelo processo denominado "reforma do gás natural" que envolve a reação endotérmica do metano (CH_4), contido no gás natural, com o vapor de água ($\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 4\text{H}_2 + \text{CO}_2$). Este processo ocorre em alta pressão e temperatura (em torno de 1000°C) e consome muita energia além de emitir grande quantidade de dióxido de carbono (Braga, 2002). O hidrogênio cinza é o mais conhecido, produzido a partir de combustíveis fósseis, sem a captura e armazenamento do dióxido de carbono " CO_2 " (IRENA, 2020), não podendo, portanto, ser considerado como um hidrogênio renovável. O hidrogênio cinza já é uma mercadoria (*commodity*) industrial e, atualmente, cerca de 120 Mt (milhões de toneladas) por ano deste hidrogênio são produzidos e consumidos, principalmente na indústria de refino e para a produção de amônia (IRENA, 2020).

Por outro lado, o hidrogênio azul, apesar de ser produzido também a partir de combustíveis fósseis, normalmente o gás natural, possibilita a captura e o armazenamento de CO_2 num processo denominado "CCSU" (Capture Carbono Storage and Utilization). O hidrogênio azul foi proposto como uma alternativa ao hidrogênio cinza, visto o cenário atual, no qual o custo de produção de hidrogênio a partir de energia renovável tende a diminuir. Este tipo de hidrogênio fornece uma perspectiva de continuidade para os produtores de combustíveis fósseis e pode ajudar a cumprir os objetivos climáticos a um custo aceitável

(IRENA, 2019). Um resumo dos principais tipos de hidrogênio com suas fontes e cores é apresentado na Figura 2.

Figura 2 - Tipos de Hidrogênio.



Fonte: IRENA, 2020

A produção dos hidrogênios do tipo preto e marrom ocorre por meio da gaseificação do carvão mineral. Este é um processo no qual o carvão e o vapor de água, reagem com o oxigênio, resultando no combustível chamado gás de síntese. O gás de síntese é composto por monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), hidrogênio (H₂) e metano (CH₄). A partir da geração do gás de síntese, ocorre a separação do H₂ dos outros gases, e o gás residual contendo CO₂ é liberado na atmosfera. A diferença entre o hidrogênio preto e marrom pelo é quanto ao tipo de carvão utilizado no processo, enquanto o primeiro utiliza o carvão do tipo antracito, o segundo utiliza o carvão do tipo hulha (betuminoso) (Ahmed *et al.*, 2021).

O Hidrogênio turquesa, utiliza o processo de pirólise para realizar a quebra da molécula de metano e produzir o hidrogênio. A pirólise é endotérmica, o que significa que requer energia térmica para converter o metano em hidrogênio e carbono sólido. Dessa forma, no processo de pirólise, o metano é submetido a condições de alta temperatura, em um ambiente sem a presença de oxigênio. Existem diferentes opções para o fornecimento de calor, contudo a

energia utilizada para o aquecimento do processo deve ser proveniente de fontes limpas, que não geram emissão de CO₂ (EPE, 2022).

Por fim, o hidrogênio rosa é produzido a partir do processo de eletrólise, similar ao hidrogênio verde, porém a energia utilizada para realizar a eletrólise é proveniente de fonte nuclear.

2.2. Produção do Hidrogênio

Segundo relatório do IRENA (2018), mais de 95% da produção atual de hidrogênio é baseada em combustíveis fósseis, sendo a reforma à vapor do metano “*Steam Methane Reforming*” (SMR) a rota mais utilizada. A produção de hidrogênio por meio da gaseificação do petróleo e do carvão também é amplamente utilizada, principalmente na China e na Austrália.

Em 2022, cerca de 95 megatoneladas (Mt) de hidrogênio foram produzidas no mundo a partir de combustíveis fósseis e utilizado em refinarias, para produção de produtos químicos e outras aplicações (IEA, 2023). A Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) estima que num cenário em que o aumento médio da temperatura global seja limitado a 1,5°C, 523 Mt de hidrogênio deverão ser produzidos anualmente até o ano de 2050 (IRENA, 2023a).

Observa-se que de todo o hidrogênio produzido mundialmente, apenas cerca de 4% são produzidos por meio da rota de eletrólise (IRENA, 2016). Ainda, de acordo com o relatório do IRENA (2016), 48% do hidrogênio é produzido a partir do gás natural, 30% do óleo bruto e 17% do carvão.

Para cada tonelada de hidrogênio produzida a partir de hidrocarbonetos, aproximadamente 2,5 toneladas de carbono são liberadas como CO₂. Quando o hidrogênio é produzido a partir do carvão, cerca de 5 toneladas de carbono são emitidas por tonelada de hidrogênio para a atmosfera (Abbasi, 2011).

Em vez de se utilizar combustíveis fósseis e biocombustíveis, o hidrogênio pode ser produzido a partir da água por meio de processos eletroquímicos, tais como, eletrólise, foto-redução e termólise (VERAS *et al.*, 2011). A Tabela 1 apresenta as vantagens e desvantagens dos tipos de tecnologia que envolvem estes processos (Veras *et al.*, 2011).

Tabela 1 - Tecnologias eletroquímicas utilizando água como insumo para a produção de hidrogênio verde.

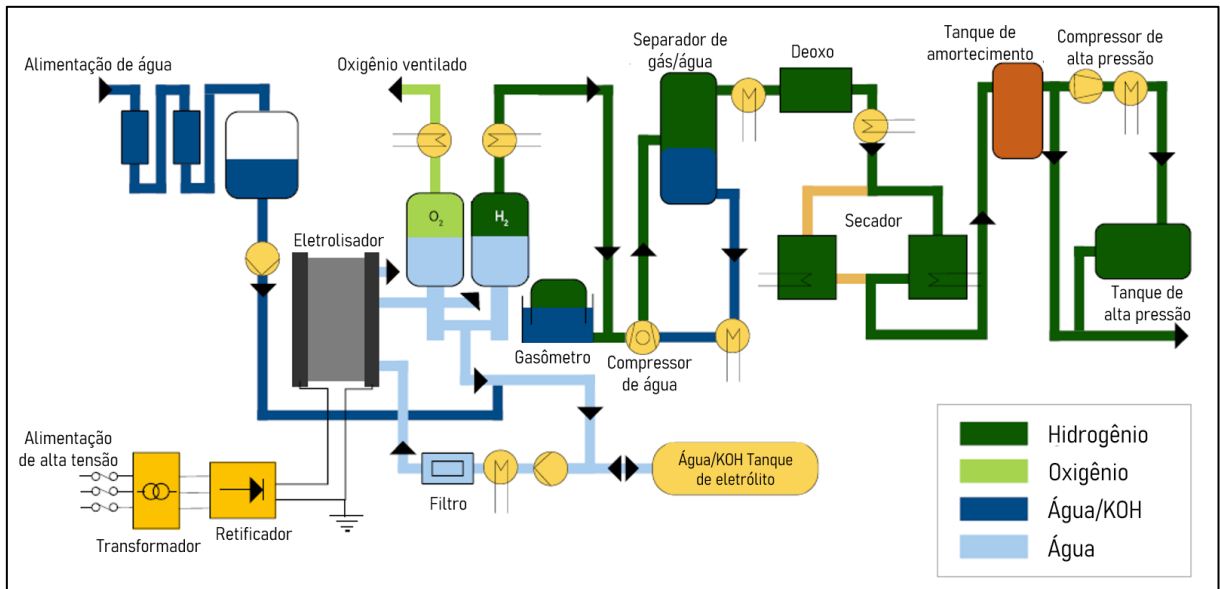
Tecnologia	Insumo	Pontos fortes	Pontos fracos
Eletrólise	Água	Processo considerado limpo.	Elevado consumo de eletricidade. Eficiência relativamente baixa e alto custo de produção, em comparação com o processo de reforma dos hidrocarbonetos.
Foto-redução	Água	Método eficaz para converter energia solar ou luz solar em hidrogênio renovável. Considerada a opção mais promissora e renovável para a geração de hidrogênio.	Toxicidade dos produtos gerados nos eletrodos de foto-arsênio. O desenvolvimento de catalisadores ativos e estáveis é altamente desafiador para a utilização da energia solar.
Termólise da água	Água	Dissociação térmica de uma única etapa da água. São necessárias temperaturas muito altas.	Recombinação de H ₂ e O ₂ Energeticamente desfavorável.

Fonte: Adaptada de Veras *et al.*, 2011

A tecnologia “eletrólise”, mais utilizada atualmente, consiste na decomposição da água em hidrogênio e oxigênio usando um eletrólito ácido ou alcalino, porém a sua realização prática tem apresentado desvantagens, devido a sua eficiência relativamente baixa e ao alto custo de produção em comparação com o processo de reforma de hidrocarbonetos (Veras *et al.*, 2011). A eletrólise ocorre a partir de um eletrolisador, dispositivo que divide a água em hidrogênio e oxigênio nos respectivos eletrodos (Herlambang, 2017).

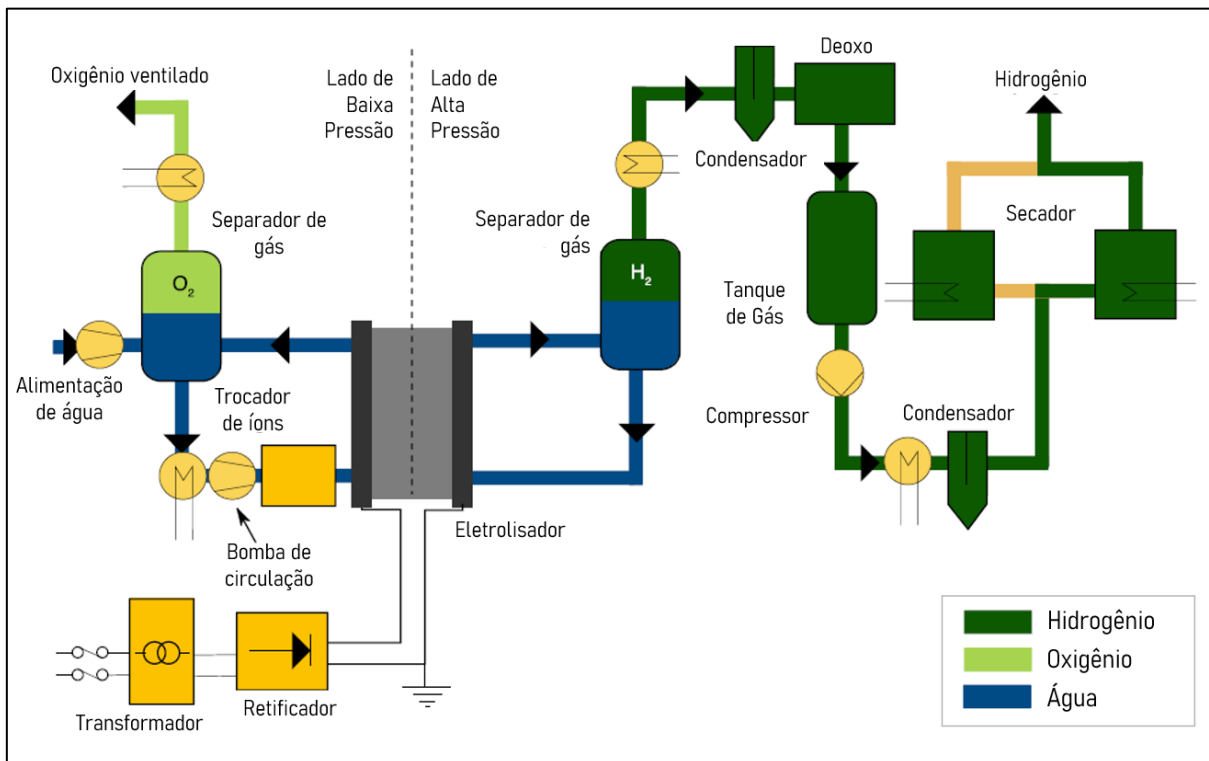
Os eletrolisadores de membrana de troca de prótons (PEM) são atualmente os mais utilizados e têm sido amplamente estudados, de forma que a expectativa é que no ano de 2025 esta tecnologia alcance um preço inferior ao eletrolisador alcalino (IRENA, 2018). Outras duas tecnologias com desenvolvimento recente e bastante promissoras, principalmente em relação a eficiência, são a célula eletrolisadora de óxido sólido (SOFC) e a membrana de troca de ânion (AEM). As plantas típicas dos quatro principais tipos de eletrolisadores são apresentados nas Figuras 3, 4, 5 e 6.

Figura 3 - Planta típica do Eletrolisador Alcalino.



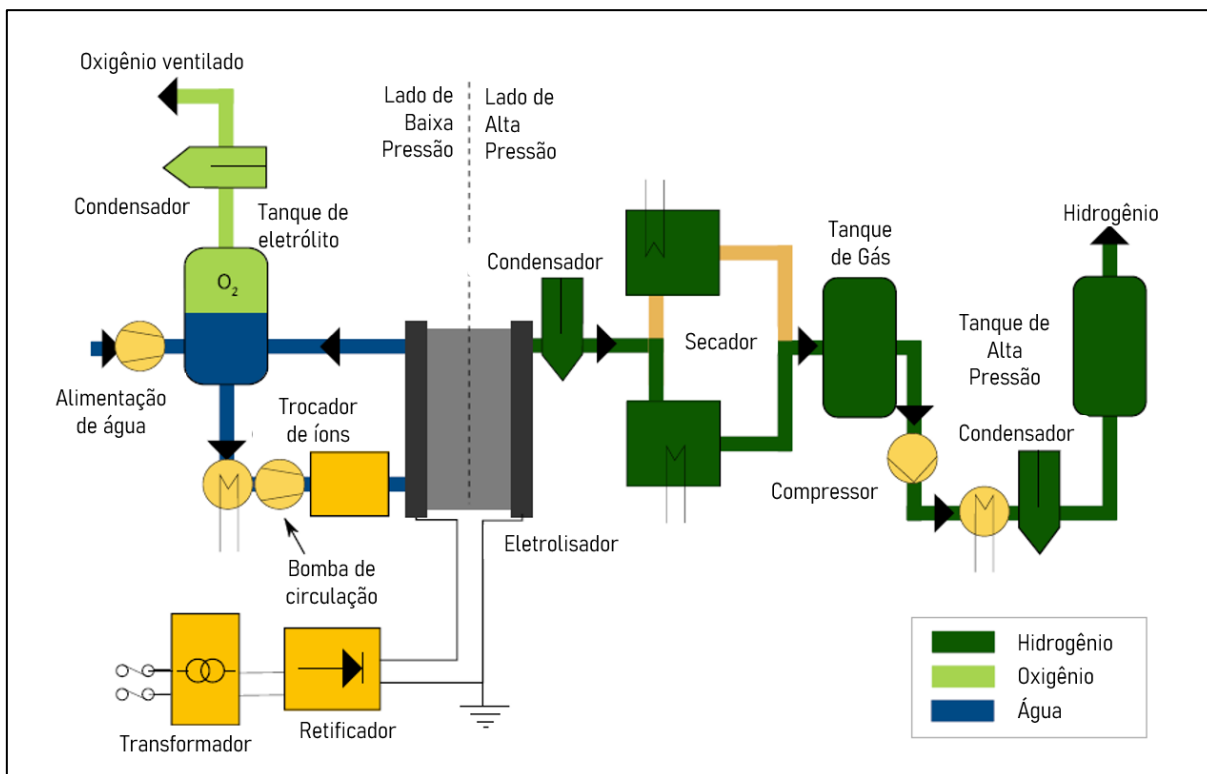
Fonte: Adaptado do IRENA (2020).

Figura 4 - Planta típica do Eletrolisador Alcalino.



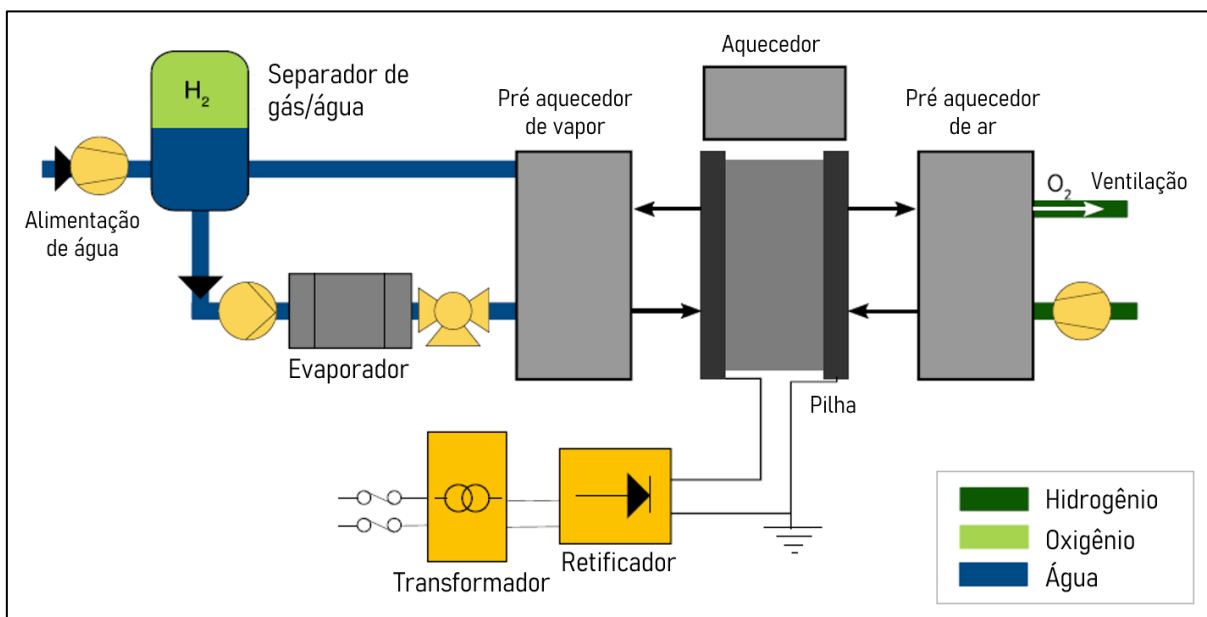
Fonte: Adaptado do IRENA (2020).

Figura 5 - Planta típica do Eletrolisador membrana de troca de ânion.



Fonte: Adaptado do IRENA (2020).

Figura 6 - Planta típica do Eletrolisador de óxido sólido.



Fonte: Adaptado do IRENA (2020).

Os indicadores (IRENA, 2020) das quatro tecnologias para os anos de 2020 e 2050 são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Indicadores chave de performance de tecnologias de eletrólise.

	2020				2050			
	Alcalino	PEM	AEM	SOFC	Alcalino	PEM	AEM	SOFC
Pressão	< 30	< 70	< 35	< 10	< 70	< 70	< 70	> 20
Eficiência do sistema [kWh/kgH₂]	50 – 78	50 – 83	57 – 69	45 – 55	< 45	< 45	< 45	< 40
Vida útil (mil horas)	60	50 – 80	> 5	< 20	100	100 - 120	100	80
Faixa de custo de capital estimada para todo o sistema [USD/kW_{el}]	500 – 1000	700 - 1400	-	-	< 200	< 200	< 200	< 300

Fonte: Adaptado do IRENA (2020).

Conforme mencionado e verificado na Tabela 2, pode-se confirmar que o eletrolisador do tipo PEM apresentava maior faixa de custo, menor eficiência e maior vida útil no ano de 2020. Entretanto, observa-se que no ano de 2050, a expectativa é que o custo e eficiência da tecnologia PEM seja a mesma das outras tecnologias. Para os eletrolisadores do tipo AEM e SOFC cabe destacar que não foram apresentadas as faixas de custos total do sistema pelo IRENA, dado que em 2020 estas tecnologias ainda estavam em escala laboratorial de desenvolvimento.

Em relação ao custo nivelado de produção do hidrogênio verde (LCOH) no Brasil, o relatório de Bloomberg NEF (2020), apresentou uma previsão do custo de cerca US\$2/kg em 2020, podendo alcançar US\$0,55/kg em 2050. Adicionalmente, em agosto de 2023, a Clean Energy Latin America (CELA), consultoria especializada em assessoria financeira e estratégica para empresas e investidores no setor de energia renovável na América Latina, apresentou seu primeiro índice do custo de produção do hidrogênio verde via água doce para o Brasil, denominado LCOH Brasil, sendo que o valor atual varia de US\$2,87/kgH₂ a US\$3,56/kgH₂, dependendo do local de produção. O Custo nivelado de produção do hidrogênio verde (LCOH) é o custo unitário em dólar para a produção deste combustível por unidade de massa sendo o menor preço para fixação do preço de venda.

2.3. Aplicação do Hidrogênio

A alta densidade energética por unidade de massa do hidrogênio, seu baixo peso molecular e sua fácil conversão eletroquímica permitem que ele transporte energia por regiões geográficas por meio de dutos ou na forma líquida, como amônia em navios de carga (Al-Breiki e Bicer, 2020). Em diversos setores, o hidrogênio pode ser usado como matéria-prima como na indústria química, combustível para gerar calor, utilização como reagente para a produção de combustível sintético ou reconversão em eletricidade por meio de usinas de

células de combustível ou usinas termoeletricas. Além disso, o hidrogênio verde possibilita armazenar energia de longo prazo ao longo das estações em tanques ou cavernas subterrâneas (Tarkowski, 2019).

O armazenamento do gás hidrogênio é um desafio, pois por ser a molécula mais leve de todas as gases apresenta densidade muito baixa, ou seja, 1 kg de gás ocupa mais de 11 m³ na temperatura ambiente e pressão atmosférica. Assim, para que o armazenamento do hidrogênio se torne economicamente viável a sua densidade volumétrica de armazenamento deve ser aumentada. Existem vários métodos para armazenar hidrogênio com densidade aumentada, no entanto, todos esses métodos demandam energia na forma de trabalho, calor ou, em alguns casos, utilização de materiais para ligação ao hidrogênio (Andersson, 2019).

A Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2018) elaborou um relatório que trata das perspectivas tecnológicas da utilização do hidrogênio verde para a transição energética. Neste estudo, ela identificou as seguintes demandas potenciais para utilização do hidrogênio renovável: (i) distribuição para aplicação em aviação, indústrias (refinarias), transporte marítimo, bem como matéria-prima para produtos químicos (produção de amônia, produtos químicos a granel); (ii) injeção nas redes de gás natural existentes em proporções variáveis, para redução do consumo de gás natural e redução das emissões de dióxido de carbono pelos setores de uso final; (iii) utilização no setor do transporte, especificamente em veículos elétricos utilizando células combustíveis "*Fuel Cell Electric Vehicles*" (FCEVs), sendo uma opção na qual o hidrogênio complementaria a eletricidade gerada por baterias nos veículos elétricos "*Battery Electric Vehicles*" (BEVs) (IRENA, 2018).

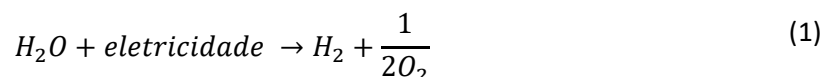
Para a aplicação como combustível no setor de transporte, o hidrogênio possui o maior poder calorífico dentre todos os combustíveis fósseis, ou seja, a energia disponível de 1,0 kg de hidrogênio equivale a energia de 2,75 kg de gasolina. Entretanto, devido à sua menor massa específica a energia contida em 1 litro de hidrogênio equivale a energia contida em 0,27 litros de gasolina (Veras *et al.*, 2011).

De acordo com Neto (2022), as localidades do Brasil mais adequadas para a instalação de plantas de produção de hidrogênio verde, visando principalmente a sua exportação se encontram nos estados da região nordeste, próximos da região litorânea. Essas localidades possuem excelentes níveis de irradiância solar, velocidade de ventos, infraestrutura de portos marítimos e localização geográfica privilegiada que possibilitará rotas marítimas mais curtas com destino aos portos da Europa, Estados Unidos e Japão.

2.4. Consumo de água

Na produção de hidrogênio eletrolítico (i.e., hidrogênio verde), a água é usada diretamente como matéria-prima. Analisando a reação química estequiometria da transformação da água em hidrogênio e oxigênio e realizando um balanço de massa sem perdas conclui-se que aproximadamente 9 kg de água são consumidos como matéria-prima para produzir 1 kg de gás hidrogênio. Portanto, se 60 bilhões de kg de hidrogênio forem produzidos por ano a partir da eletrólise, serão consumidos 540 bilhões de litros de água apenas como matéria-prima. Além disso, como a eletrólise é um processo que consome muita energia, a produção destes 60 bilhões de kg de hidrogênio anualmente exigirá grandes quantidades de eletricidade (Webber, 2007).

Considerando a expectativa de demanda de 2,3 Gt (Giga toneladas) por ano de hidrogênio para uma projeção futura, com base na estequiometria de reação ((1), no qual para cada kg de hidrogênio produzido, 9 kg de água devem ser consumidos, de acordo com Beswick *et al.* (2021), a quantidade de 2,3 Gt de hidrogênio requer 20,5 Gt, por ano de água doce, o que representa 1,5 partícula por milhão (ppm) da água doce disponível na Terra.



Contudo, foi elaborado um relatório pelo IRENA (2023) que analisa a captação e o consumo de água requerido pelas várias tecnologias de produção de hidrogênio. Os dados foram obtidos a partir de entrevistas com especialistas do setor e de uma revisão da literatura existente. Neste relatório, foi apresentado que hidrogênio verde é mais eficiente em termos de utilização de água em relação a todos os tipos de hidrogênio limpo. Verifica-se que, em média, a eletrólise do tipo PEM apresenta o menor consumo de água, cerca de 17,5 litros por quilograma de hidrogênio (L/kg). Em seguida, encontra-se a eletrólise alcalina com consumo de água de 22,3 L/kg (IRENA, 2023). Para as tecnologias que não produzem hidrogênio limpo, o hidrogênio cinza apresenta o menor consumo de água, com um consumo médio de 17,54 litros.

Ainda conforme IRENA (2023), os projetos de hidrogênio em escala comercial podem ser grandes consumidores de água e apresentar uma concorrência significativa pelos recursos hídricos locais. No entanto, o seu impacto deve ser contextualizado no panorama industrial mais amplo. A nível global ou mesmo nacional, a quantidade total de água necessária para produzir hidrogênio é muito pequena, cerca de 0,6% do que é hoje exigido por todo o setor energético. Este valor poderá aumentar para 2,4% até 2040, uma vez que se prevê que a procura de água para a produção do hidrogênio aumente em 600%, enquanto a

procura de água para o setor energético deverá permanecer aproximadamente no mesmo nível de hoje (IEA, 2017).

2.5. Dessalinização da água

Uma das soluções mais promissoras para superar a deficiência de água doce é a dessalinização da água do mar. A dessalinização é definida como o processo de remoção de sais e minerais dissolvidos da água salina para produzir água potável. A água salina pode ser classificada dependendo do total de sólidos dissolvidos (TDS). Para a água salobra, na qual a quantidade de sais dissolvidos é considerada intermediária, o TDS é de até 10.000 ppm, e para a água do mar, o TDS é de até 45.000 ppm (Micale *et al.*, 2009), enquanto o limite permitido de salinidade na água potável está na faixa de 500 a 1000 ppm (Rao, 2004).

O conhecimento da quantidade de energia convencional exigida pelos processos de dessalinização é importante para entender a necessidade de se avançar em direção aos recursos energéticos renováveis e sustentáveis. A contribuição dos sistemas convencionais de dessalinização para o fenômeno do aquecimento global pode ser avaliada pela estimativa da quantidade de combustível fóssil necessária a ser queimada para produzir uma certa quantidade de água doce (Ahmed *et al.*, 2017).

A dessalinização, apesar de ser uma das soluções mais apropriadas para resolver o problema do déficit de água doce, é um processo energético intensivo, no qual para se produzir 1.000 metros cúbicos de água por dia, são necessárias cerca de 10.000 toneladas de combustível fóssil por ano (Methnani, 2007). De acordo com Gude *et al.* (2010), a produção de 1.000 metros cúbicos de água doce por meio de tecnologias de dessalinização consome, em média, cerca de 5 toneladas de petróleo bruto, que produz cerca de 10 toneladas de dióxido de carbono ou cerca de 5.000 metros cúbicos de gases causadores do efeito estufa.

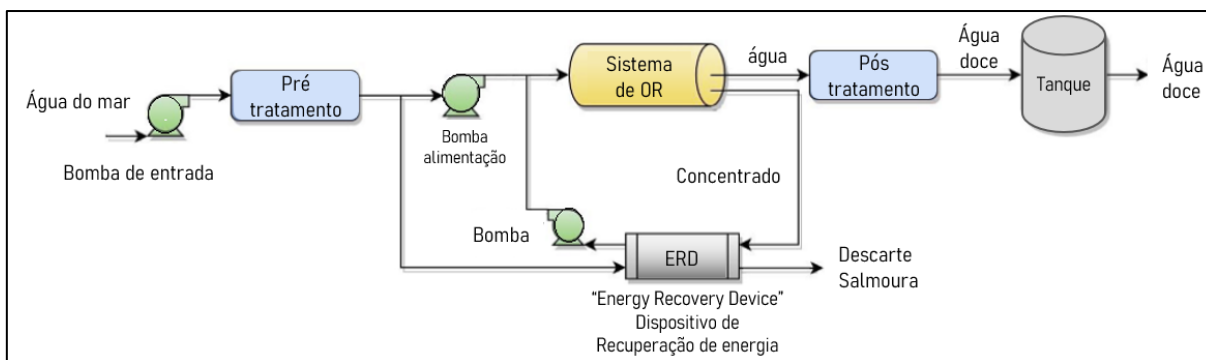
Por isso, a integração da energia renovável em sistemas de dessalinização e a captura de dióxido de carbono tem se tornado cada vez mais atrativas devido à crescente demanda por água e energia, (Ahmed *et al.*, 2016). Portanto, grandes avanços para a integração dos sistemas de dessalinização com as tecnologias de energia renovável e sustentável serão necessários para mitigar os efeitos negativos dos sistemas de dessalinização.

Os sistemas de dessalinização podem ser classificados de acordo com a fonte de energia como: energia térmica, mecânica, elétrica e química. Outra classificação depende do processo de dessalinização: evaporação-condensação, filtração e técnica de cristalização. As tecnologias de dessalinização mais implementadas no mundo são as seguintes: (i) Reverse Osmosis (RO) ou Osmose Reversa (OR); (ii) Multi-Stage Flash Distillation (MSF) ou Múltiplo

Estágio de Evaporação (MEE); (iii) Multi-Effect Distillation (MED) ou Múltiplo Efeito de Destilação (MED) (Ahmed *et al.*, 2017).

A tecnologia osmose reversa (OR) consiste num processo de separação por meio de uma membrana na qual a água é separada da solução salina quando esta é submetida a uma pressão superior à pressão osmótica da solução. A Figura 7 apresenta o esquema básico deste sistema de dessalinização.

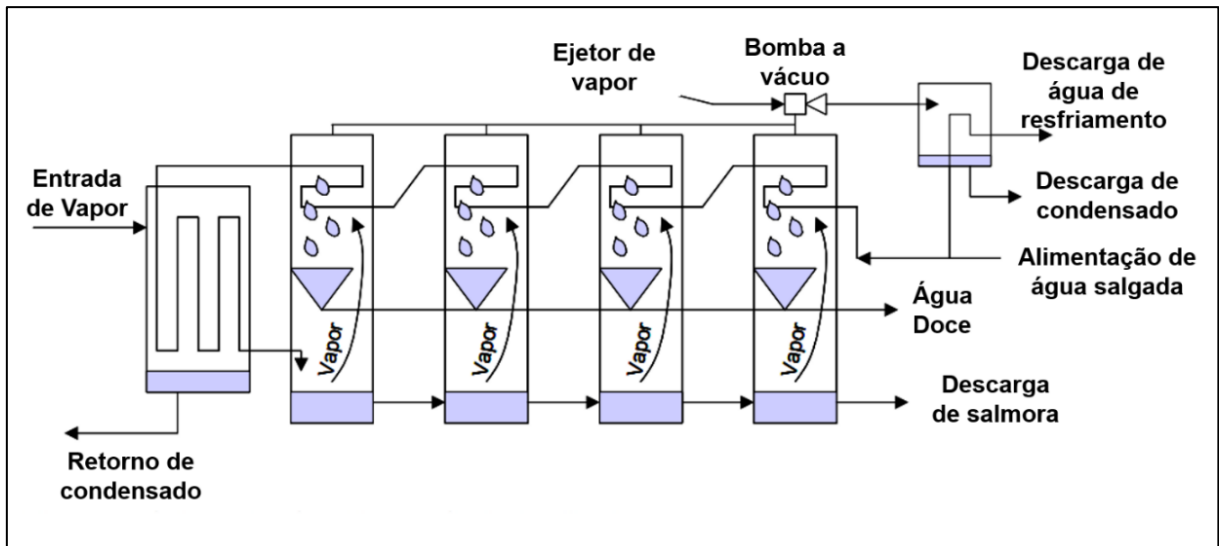
Figura 7 - Esquema do processo “osmose reversa” (OR).



Fonte: Ahmed *et al.*, 2016

O sistema de destilação por múltiplo efeito “MSF” consiste em um processo de destilação térmico que envolve a evaporação e posterior condensação da água. As etapas de evaporação e de condensação são acopladas em múltiplos estágios sendo que em cada estágio o calor latente de evaporação é recuperado para pré-aquecimento da água de entrada. Esse vapor ao ser condensado se transforma em água dessalinizada. Para maximizar a recuperação da água cada estágio do “MSF” opera sucessivamente a uma pressão menor que a do estágio anterior (Miller, 2003). A Figura 8 representa o esquema do sistema “MSF”.

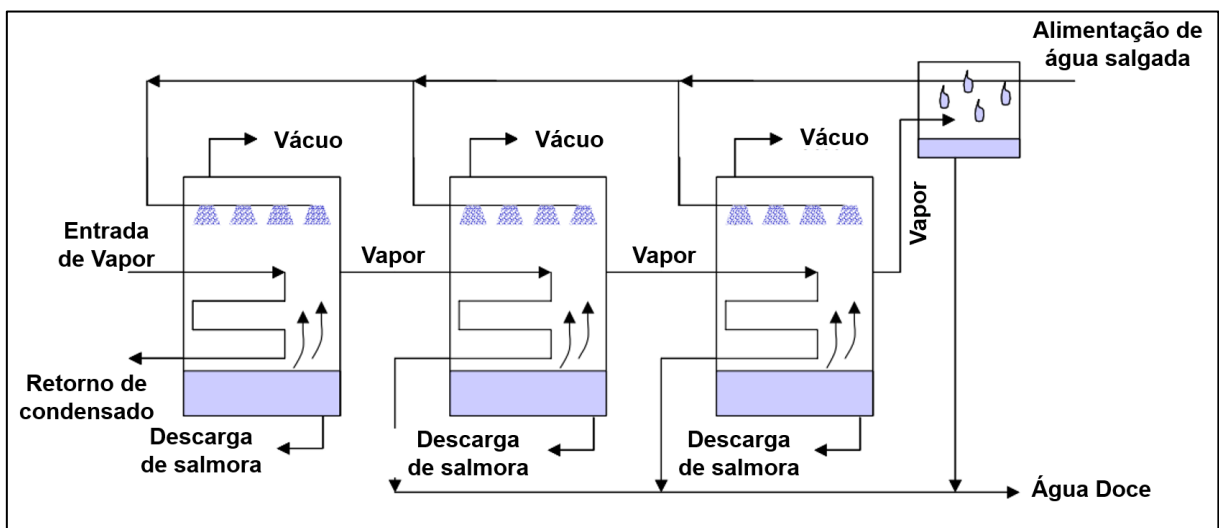
Figura 8 - Esquema do sistema "Multi-Stage Flash" (MSF).



Fonte: Miller, 2003.

O sistema de destilação por múltiplo efeito "MED" também consiste em um processo de destilação térmico, no qual o vapor de cada estágio é condensado no estágio seguinte, liberando calor para gerar mais evaporação (Miller, 2003). A eficiência térmica do sistema "MED" é superior àquela do sistema "MSF", devido à condensação do vapor ser realizada dentro de tubos. Para aumentar a performance, cada estágio opera numa pressão inferior àquela do estágio anterior. A Figura 9 (Miller, 2003) apresenta um esquema básico deste sistema.

Figura 9 - Esquema do sistema "Multi Effect Destilation" (MED).

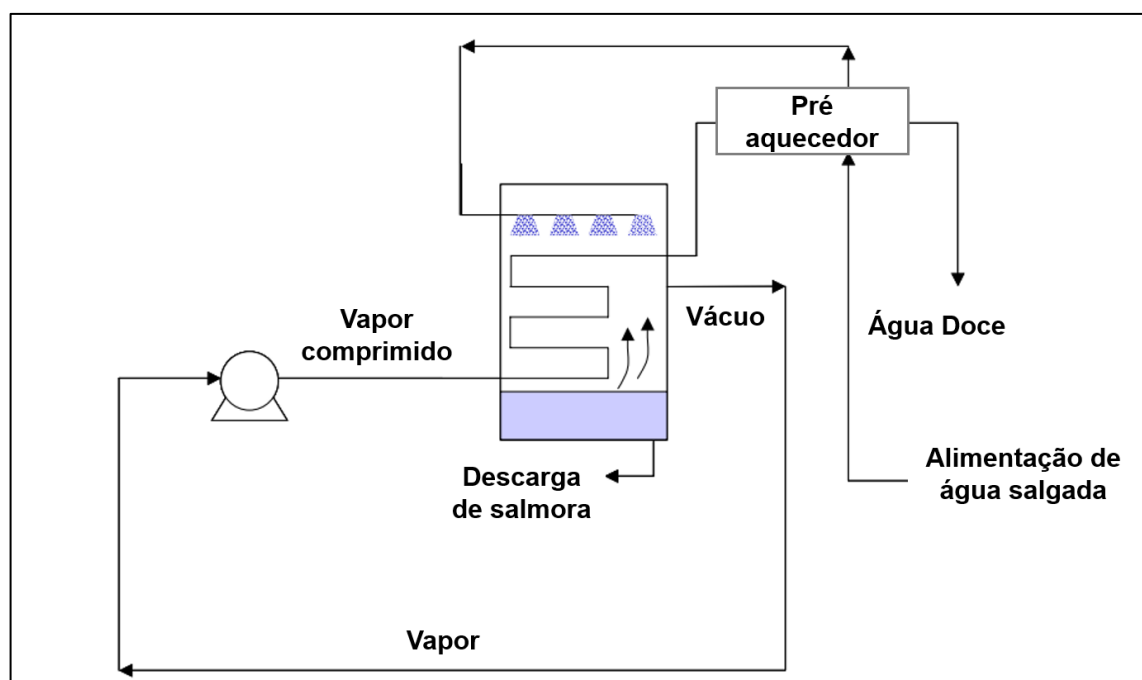


Fonte: Miller, 2003.

Outras tecnologias de dessalinização menos utilizadas são as seguintes: (i) mechanical vapor compression “MVC” ou de compressão mecânica do vapor “CMV”; (ii) Electrodialysis “ED” ou eletrodiálise “ED”.

O processo de compressão mecânica do vapor “CMV”, segundo Miller (2003), depende da pressão de vácuo dentro da câmara que promove a evaporação da água salina. O calor para a evaporação da água salina é fornecido pela compressão do vapor por meio de um compressor mecânico que faz aumentar a temperatura da água salina aumentando desta forma a taxa de evaporação. O esquema deste processo está representado na Figura 10, (Miller, 2003).

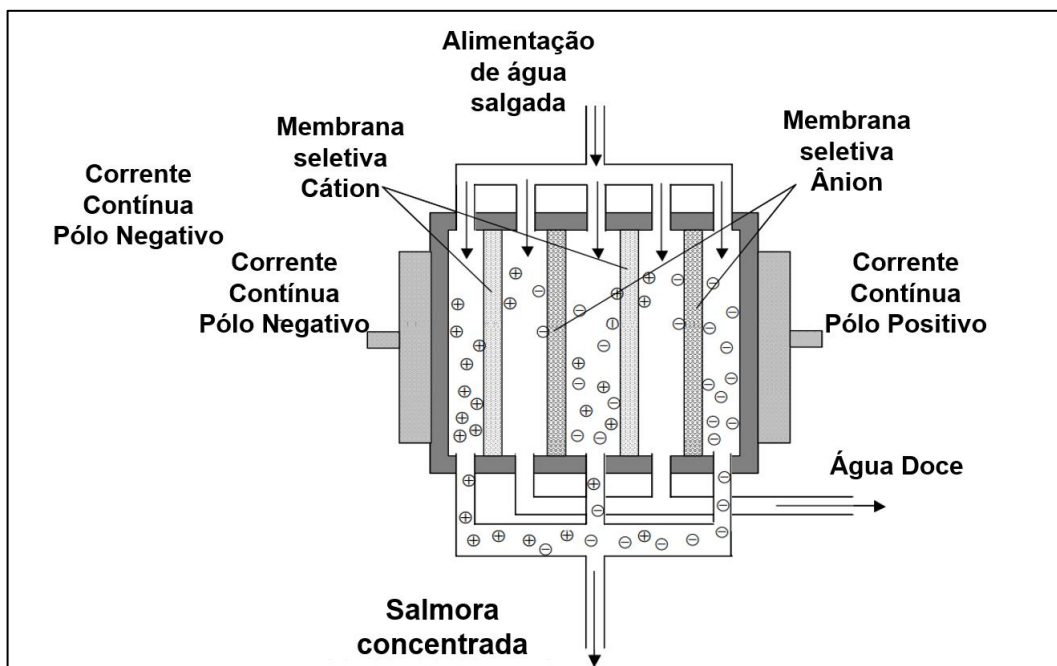
Figura 10 - Esquema do processo de dessalinização mecânica por compressão de vapor (MVC).



Fonte: Miller, 2003.

O sistema *eletrodiálise* “ED” utiliza uma fonte de corrente contínua e vários canais de fluxo separados e alternados por membranas seletivas de ânions e cátions para obter a separação da água doce e dos sais dissolvidos na água salgada (Miller, 2003). Pelo fato da força motora para a separação ser resultante de um campo elétrico, o sistema é capaz de remover componentes iônicos da solução diferentemente dos sistemas de osmose reversa e de destilação. Uma variante da tecnologia é a reversa eletrodiálise “EDR” no qual a polaridade das membranas é trocada muitas vezes durante uma hora visando romper e eliminar depósitos que se formam nas membranas. A Figura 11 (Miller, 2003) apresenta o esquema básico deste sistema.

Figura 11 - Esquema do processo de destilação por eletrodialise (ED).



Fonte: Miller, 2003.

Um resumo dos dados técnicos das principais tecnologias de dessalinização citadas anteriormente é apresentado na Tabela 3(Gude *et al.*, 2010).

Tabela 3 - Requerimento de energia das principais tecnologias de dessalinização.

	MSF	MED	MVC	RO	ED
Típica capacidade da planta ($\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$)	50.000 a 70.000	5.000-15.000	100 a 2.500	24.000	Até 145.000
Consumo de energia elétrica (kWh.m^{-3})	4 – 6	1,5 – 2,5	7 - 12	3 – 7	2,6 – 5,5
Consumo de energia térmica (kWh.m^{-3})	190 a 390	230 a 390	Nenhum	Nenhum	Nenhum
Equivalente elétrico para energia térmica (kWh.m^{-3})	9,5 a 19,5	5 a 8,5	Nenhum	Nenhum	Nenhum
Consumo total equivalente de energia elétrica (kWh.m^{-3})	13,5 a 25,5	6,5 a 11	7 a 12	3 a 7	2,6 a 5,5

Fonte: Adaptado de Gude et al., 2010

As intensas investigações sobre os sistemas convencionais de dessalinização, especialmente nos países ricos em petróleo, ofuscaram um pouco o progresso e a

implementação dos sistemas de dessalinização utilizando energia renovável “*Renewable Energy Desalination*” (RED) (Ahmed *et al.*, 2017). Contudo, segundo Hasan (2015), os sistemas de dessalinização utilizando energia renovável tiveram um interesse crescente em todo o mundo, de forma que mais de 130 plantas de dessalinização renovável (RED) foram desenvolvidas até o ano de 2015.

A energia solar é a fonte de energia renovável mais aplicável a ser integrada à tecnologia de dessalinização, pois pode produzir o calor e a eletricidade necessários para todos os processos de dessalinização. As principais tecnologias de captação solar são a Fotovoltaica (FV), o Refletor Linear de Fresnel (RLF), a Calha Parabólica (CP) e o Receptor Central (RC). A tecnologia Receptor Central e Calha Parabólica são as tecnologias mais promissoras, pois alcançam altas temperaturas, da ordem de 1000° C e 550° C, respectivamente, possibilitando a produção de vapor para operar ciclos termodinâmicos de turbinas à gás ou à vapor (Moser *et al.*, 2013) para geração de potência elétrica e calor.

Atualmente, cerca de 70% das usinas de dessalinização renováveis funcionam com energia solar (Shatat *et al.*, 2013). Entretanto, a captação da energia solar requer grandes áreas de terreno que poderiam ser utilizadas para outros fins. Por isso, a energia eólica é a mais adequada para utilização nas áreas costeiras, onde o vento e a água do mar estão disponíveis, podendo ser utilizada, principalmente, com sistemas de dessalinização do tipo “OR” e “ED”, uma vez que estes requerem apenas eletricidade em vez de calor (Ma, 2011).

O uso de fontes renováveis de energia em sistemas de dessalinização é considerado ineficiente em relação ao uso de combustível fóssil devido ao alto custo desses recursos renováveis e suas exigências de um alto nível de tecnologia e infraestrutura. Porém, um maior desenvolvimento e pesquisa podem apresentar sucesso para redução do custo da energia renovável num futuro próximo, tornando-os economicamente competitivos com os sistemas convencionais de dessalinização (Ahmed *et al.*, 2017).

O custo médio aproximado da energia renovável para aplicação em plantas de dessalinização é de 0,1 USD/kWh a 0,2 USD/kWh, entretanto, espera-se que este custo seja reduzido para 0,05 USD/kWh até 2031, o que pode torná-lo equivalente ao custo da energia convencional (Delucchi, 2011). A salinidade da fonte de água, a disponibilidade da fonte de energia, o tamanho da usina, o custo da terra e o subsídio do governo são alguns fatores que afetam o custo da implementação desses sistemas de dessalinização (Ahmed *et al.*, 2017).

Segundo relatório do IRENA (2023), o processo de dessalinização da água do mar acrescentaria de 0,02 a 0,05 USD ao custo para produção de um quilo de hidrogênio. Apesar das vantagens de produção de água dessalinizada para superar a escassez de água doce,

uma das maiores desvantagens é o descarte da salmoura (i.e.; água concentrada em sais que é rejeitada), devido a temperatura do descarte e salinidade. A salinidade da água de descarte das plantas de osmose reversa é cerca de 100% maior do que a salinidade da água do mar, enquanto a salinidade da descarga de plantas de destilação (MSF e MED) é cerca de 15% maior do que a água do mar (Al-Karaghoulí *et al.*, 2012). Porém, enquanto as plantas de destilação descartam a salmoura a uma temperatura de 5°C a 10°C acima da temperatura ambiente, no processo de osmose reversa, a salmoura é descartada na mesma temperatura do ambiente. Portanto, segundo Al-Karaghoulí *et al.* (2012), as plantas de destilação apresentam um impacto negativo superior à da planta de osmose reversa podendo causar mais riscos para a vida marinha, uma vez que a temperatura mais alta faz reduzir a concentração do oxigênio dissolvido na água, excluindo a vida que não pode existir com baixos níveis de oxigênio.

De acordo com Ahmed (2017), existem várias formas para eliminação da salmoura rejeitada das plantas de dessalinização, tais como a minimização de resíduos, a descarga em águas superficiais, a descarga em estações de tratamento de águas residuais, a descarga em poços profundos, a aplicação no solo, a descarga em lagoas de evaporação e evaporadores de águas residuais.

3. METODOLOGIA

A metodologia consistiu em elaborar modelos simplificados, sendo estes implementados no software ESS (Engineering Equation Solver). Estes modelos permitiram realizar análises técnicas e econômicas das seguintes plantas: (i) solar fotovoltaica; (ii) eólica, (iii) geração de hidrogênio verde via eletrólise da água, (iv) dessalinização da água do mar; (v) geração de potência elétrica utilizando célula combustível; (vi) armazenamento de energia com hidrogênio. Os modelos e algoritmos implementados no software ESS, foram utilizados para determinar os parâmetros e as variáveis técnicas e econômicas de cada configuração apresentada no item 3.1. Os parâmetros e variáveis de entrada dos modelos foram obtidos de trabalhos disponíveis na literatura após realização de uma minuciosa revisão bibliográfica. Neste trabalho, foi utilizada a versão 10.561 Academic Professional do EES, que permite a resolução de sistemas de equações lineares e não lineares e realização de análises paramétricas.

Para as configurações utilizando o sistema de armazenamento de energia via hidrogênio verde, foi elaborado um modelo que permite determinar a geração diária de energia elétrica adicional oriunda deste sistema como também o número de horas adicionais da geração de potência elétrica que este sistema pode promover durante períodos noturnos, períodos com pouca irradiância solar (dias nublados) e períodos com ventos de baixa velocidade.

Adicionalmente, para as plantas com armazenamento de energia via hidrogênio foi avaliada a incorporação de uma planta de célula combustível que permite a geração direta de potência elétrica, com o intuito de avaliar a sua viabilidade econômica. Os sistemas de armazenamento de energia via hidrogênio verde investigados incluíram reservatórios comerciais para armazenamento de hidrogênio gasoso.

3.1. Configurações de plantas para geração de hidrogênio

A seguir são apresentados os sistemas analisados para a produção de hidrogênio verde a partir da geração de energia das plantas de fontes renováveis (i.e., solar fotovoltaica, eólica e híbrida), que fornecerão energia elétrica para funcionamento dos eletrolisadores e das plantas de dessalinização da água do mar, conforme apresentado nos próximos itens.

3.1.1. Sistema “A” - Produção de hidrogênio verde e geração de potência elétrica a partir de planta renovável com dessalinização da água do mar e sem armazenamento de hidrogênio

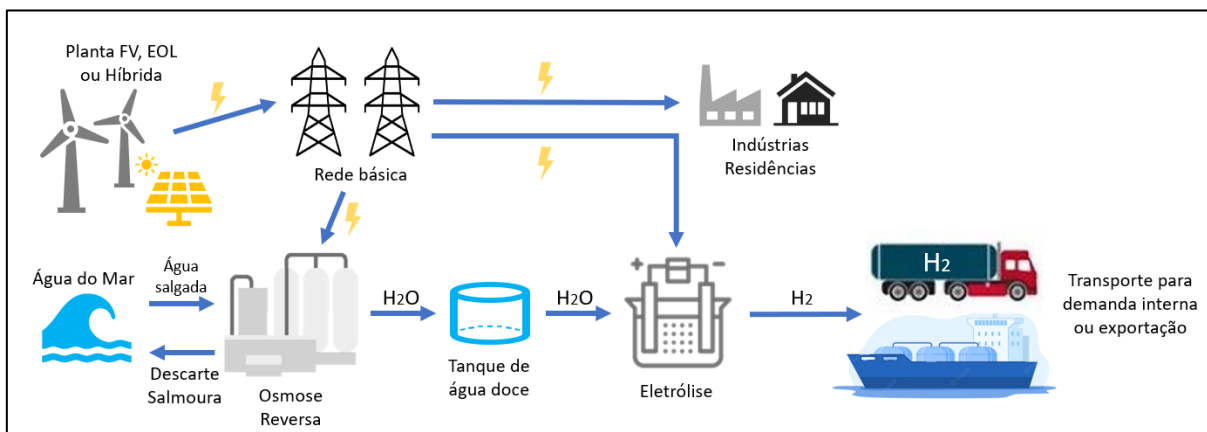
As configurações que compõem o sistema proposto para a produção de hidrogênio verde, conforme apresentado na Tabela 4, são compostas por uma planta renovável (i.e., solar, eólica ou híbrida), uma planta de dessalinização da água do mar do tipo osmose reversa e uma planta de produção de hidrogênio verde, utilizando eletrolisadores do tipo PEM.

Tabela 4 – Sistema “A”: Configurações com produção de hidrogênio via dessalinização da água do mar e sem armazenamento de hidrogênio.

SISTEMA “A”	
CONFIGURAÇÃO	DESCRIÇÃO
1	Fotovoltaica + Eletrólise + Osmose Reversa (OR)
2	Eólica + Eletrólise + Osmose Reversa (OR)
3	Fotovoltaica + Eólica + Eletrólise + Osmose Reversa (OR)

Nas configurações deste sistema, a planta de dessalinização do tipo osmose reversa deve ser instalada o mais próximo da costa do mar com o intuito de reduzir a potência elétrica requerida para o bombeamento da água do mar até o local desta planta. A planta de produção de hidrogênio deve ser instalada próxima da planta de dessalinização uma vez que esta utiliza água dessalinizada para a produção de hidrogênio e, conseqüentemente, também deve estar localizada próximo da costa do mar. Contudo, não há obrigatoriedade da planta de potência elétrica renovável estar localizada próxima à planta de dessalinização. A Figura 12 apresenta o detalhamento deste sistema.

Figura 12 - Configurações 1 a 3, (Planta Renovável + Dessalinização água do mar + Eletrólise)



Fonte: Elaborada pela autora (2024).

Para este sistema, é analisada a produção diária de hidrogênio e a geração de potência elétrica considerando o comportamento da variável de entrada denominada **“fração de produção diária de hidrogênio”**, que varia de 0% a 100%. No limite inferior desta fração (i.e.; fração igual a 0%), toda a potência da planta renovável é injetada na rede elétrica sem haver produção de hidrogênio, enquanto, no limite superior desta fração (i.e., fração igual a 100%) toda a potência elétrica é utilizada para produção de hidrogênio não havendo, portanto, injeção de potência na rede elétrica. As “frações de produção diária de hidrogênio” foram analisadas considerando-se incrementos de 10%, visando identificar a fração que promove uma melhor viabilidade técnica e econômica do sistema. Para este sistema, o hidrogênio verde produzido poderá ser vendido para atender demandas internas ou exportado. A potência elétrica excedente gerada pelas plantas renováveis, ou seja, a potência não utilizada pelas plantas de produção do hidrogênio e de dessalinização da água do mar, poderá ser injetada na rede elétrica e vendida para atender o consumo interno.

3.1.2. Sistema "B" - Produção de hidrogênio verde e geração de potência elétrica a partir de planta renovável com eletrólise de água doce e sem armazenamento de hidrogênio

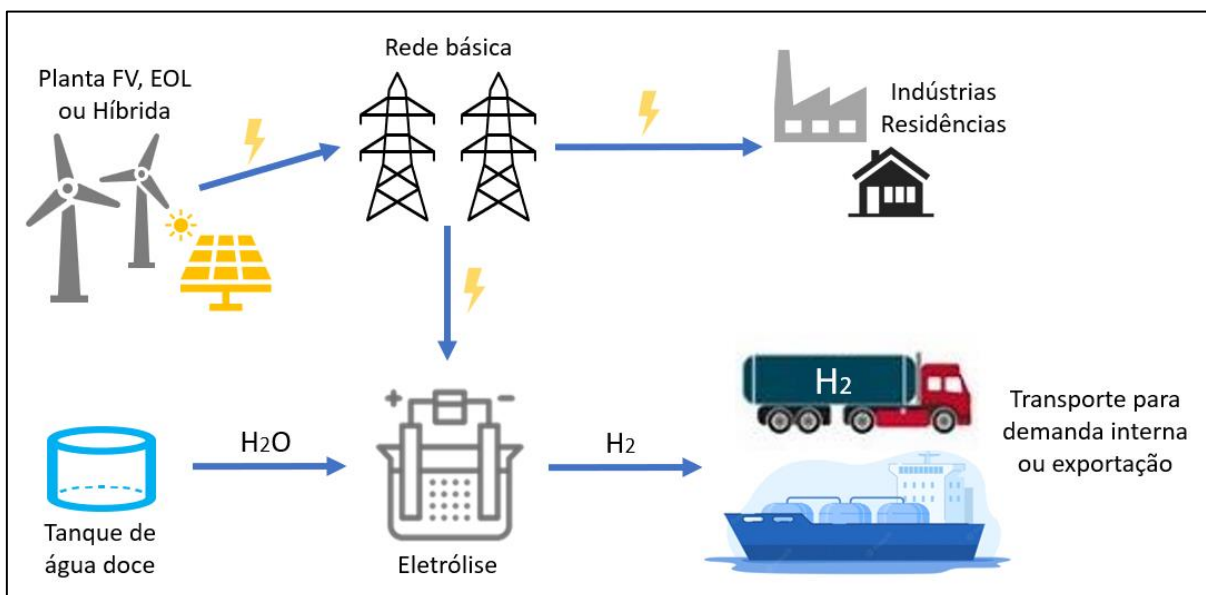
O sistema proposto para a produção de hidrogênio verde, conforme apresentado na Tabela 5, é composta por uma planta renovável (i.e., solar, eólica ou híbrida) e uma planta de produção de hidrogênio utilizando eletrolisadores do tipo PEM. Nas configurações deste sistema, não é considerado a planta de osmose reversa para dessalinização, uma vez que é utilizada água doce.

Tabela 5 – Sistema “B”: Configurações com produção de hidrogênio via água doce e sem armazenamento de hidrogênio.

SISTEMA “B”	
CONFIGURAÇÃO	DESCRIÇÃO
4	Fotovoltaica + Eletrólise de água doce
5	Eólica + Eletrólise de água doce
6	Fotovoltaica + Eólica + Eletrólise de água doce

Similarmente ao sistema anterior a produção diária de hidrogênio e a geração de potência elétrica é analisada variando-se a “**fração de produção diária de hidrogênio**” de 0% a 100%. O valor da fração igual a 100% representa a produção máxima de hidrogênio possível de se obter considerando que toda a potência elétrica gerada pela planta é utilizada para gerar hidrogênio. Também, essa fração é implementada em intervalos de 10%, para determinar a fração que promove a melhor viabilidade técnica e econômica. A Figura 13 apresenta o detalhamento deste sistema.

Figura 13 - Configurações 4 a 6 (Planta Renovável + Eletrólise da água doce)



Fonte: Elaborada pela autora, (2024).

Similar ao sistema apresentado no item anterior, o hidrogênio verde produzido pode ser vendido para atender demandas internas ou exportado. A potência elétrica não utilizada para a produção do hidrogênio (i.e., fração inferior a 100%) é injetada na rede elétrica para atender o consumo interno.

3.1.3. Sistema "C" - Produção de hidrogênio verde e geração de potência a partir de planta renovável com dessalinização da água do mar e armazenamento de hidrogênio.

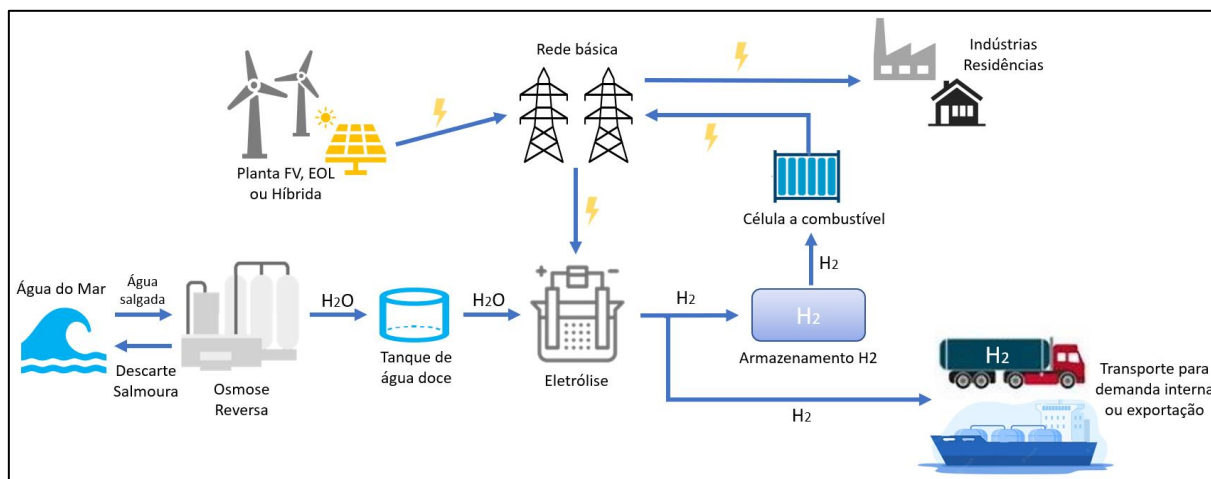
O sistema proposto para a produção de hidrogênio verde, conforme apresentado na Tabela 6, é composto por plantas renováveis (i.e., solar, eólica ou híbrida), planta de dessalinização do tipo osmose reversa, planta de produção de hidrogênio utilizando eletrolisador do tipo PEM, planta de potência elétrica do tipo célula combustível, e planta de armazenamento de energia utilizando hidrogênio gasoso na temperatura ambiente.

Tabela 6 – Sistema "C": Configurações com produção de hidrogênio via dessalinização da água do mar e com armazenamento de hidrogênio para geração de potência via célula combustível.

SISTEMA "C"	
CONFIGURAÇÃO	DESCRIÇÃO
7	Fotovoltaica + Eletrólise + OR + Armazenamento Hidrogênio + Célula Combustível
8	Eólica + Eletrólise + OR + Armazenamento Hidrogênio + Célula Combustível
9	Fotovoltaica + Eólica + Eletrólise + OR + Armazenamento Hidrogênio + Célula Combustível

Nas configurações deste sistema, a planta de dessalinização deve ser instalada o mais próximo possível da costa do mar com o intuito de reduzir a potência elétrica requerida para bombeamento da água do mar até a planta de dessalinização, conforme citado anteriormente. A planta de produção de hidrogênio deve ser instalada próxima da planta de dessalinização uma vez que utiliza água dessalinizada proveniente desta planta para a produção de hidrogênio e, conseqüentemente, também deve estar localizada próximo da costa do mar. Contudo, não há obrigatoriedade da planta de potência elétrica renovável estar localizada próxima à planta de dessalinização. A Figura 14 ilustra o Sistema C

Figura 14 - Configurações 7 a 9 (Planta Renovável + Dessalinização água do mar + Eletrólise + Armazenamento de Hidrogênio).



Fonte: Elaborada pela autora (2024).

Para este sistema é analisado o comportamento da variável de entrada denominada **“fração diária de hidrogênio armazenado”**, definida como a razão entre a produção diária de hidrogênio para armazenamento de energia e a produção diária total de hidrogênio obtida da energia elétrica gerada pelas plantas renováveis (i.e., planta solar fotovoltaica, eólica e híbrida) durante os períodos em que as condições climáticas de radiação solar e de ventos estejam favoráveis. A energia armazenada do hidrogênio é convertida em energia elétrica para injeção na rede elétrica utilizando-se uma planta de potência do tipo célula combustível, que opera durante o período noturno e em períodos nos quais as condições climáticas de irradiância e de ventos estejam desfavoráveis. **“Frações diárias de hidrogênio armazenado”** variando de 0% a 100% com incrementos de 10% são analisadas para diferentes **“frações de produção diária de hidrogênio”** para avaliação e recomendação das combinações mais promissoras. Observa-se que o armazenamento de energia via hidrogênio verde proveniente de água dessalinizada poderá contribuir para o aumento do número diário de horas de operação das plantas renováveis e, conseqüentemente, proporcionará aumento dos seus fatores de carga. No sistema em questão, o hidrogênio verde produzido no período diurno e não armazenado poderá ser vendido para atender demandas internas ou exportado, e a energia gerada pela planta renovável que não for utilizada para produção do hidrogênio, poderá ser injetada na rede elétrica para consumo interno.

3.1.4. Sistema "D" - Produção de hidrogênio verde e geração de energia a partir de planta renovável com eletrólise de água doce e armazenamento de hidrogênio

Este sistema, conforme apresentado na

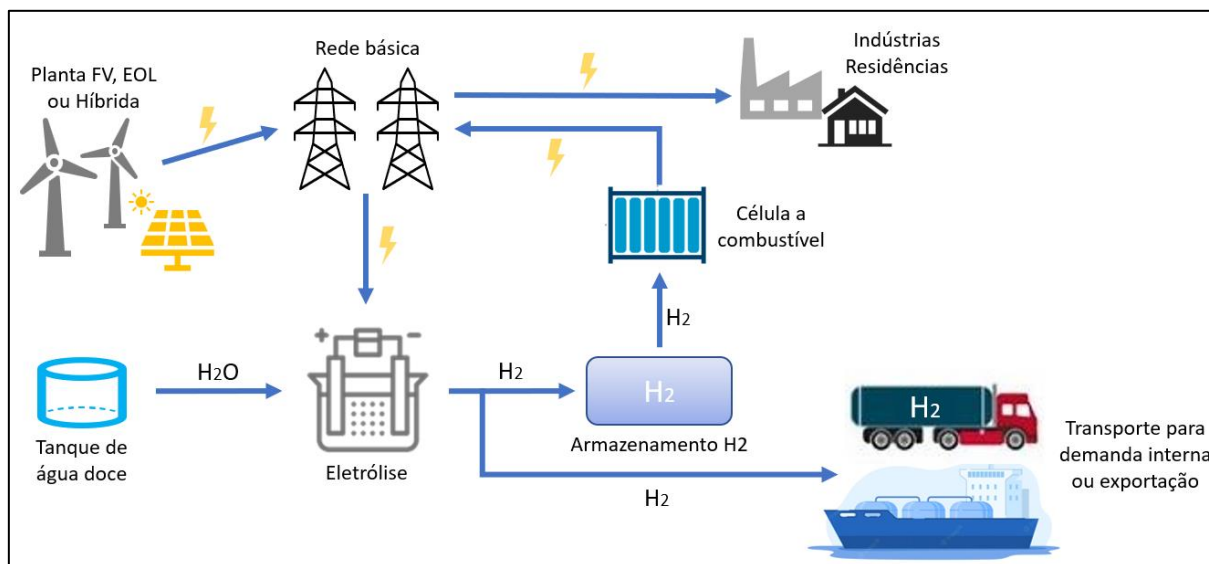
Tabela 7, é similar ao sistema "C" sendo a diferença que o hidrogênio produzido é proveniente de água doce. As configurações deste sistema consistem em uma planta renovável (solar, eólica ou híbrida), uma planta de produção de hidrogênio com eletrolisadores do tipo PEM, uma planta de potência elétrica do tipo célula combustível, e uma planta de armazenamento de energia utilizando hidrogênio gasoso na temperatura ambiente.

Tabela 7 - Sistema "D": Configurações com produção de hidrogênio via dessalinização da água doce e com armazenamento de hidrogênio para geração de potência via célula combustível.

SISTEMA "D"	
CONFIGURAÇÃO	DESCRIÇÃO
10	Fotovoltaica + Eletrólise + Armazenamento Hidrogênio + Célula Combustível
11	Eólica + Eletrólise + Armazenamento Hidrogênio + Célula Combustível
12	Fotovoltaica + Eólica + Eletrólise + Armazenamento Hidrogênio + Célula Combustível

Conforme pode ser observado na Figura 15, neste sistema exclui-se a planta de dessalinização, uma vez que água utilizada é proveniente de água doce.

Figura 15 - Configurações 10 a 12 (Planta Renovável + Eletrólise da água doce + Armazenamento de Hidrogênio)



Fonte: Elaborada pela autora (2024).

Neste sistema, “**frações diárias de hidrogênio armazenado**” variando de 0 a 100% com incrementos de 10% são analisadas para diferentes “**frações de produção diária de hidrogênio**” para análise e recomendação das combinações mais promissoras com hidrogênio produzido da água doce. O hidrogênio verde produzido pode ser vendido para atender demandas internas ou exportado e a energia gerada pela planta renovável, que não for utilizada para produção deste hidrogênio, poderá ser injetada na rede elétrica para consumo interno.

3.2. Parâmetros e variáveis de entrada dos modelos

A potência elétrica total das plantas de potência foi definida em 100 MW, conforme mostrado na Tabela 8. Observa-se que para as configurações híbridas (FV + EOL), a potência nominal de cada planta foi assumida igual à metade da potência elétrica total. Demais parâmetros e variáveis de entrada utilizados nos modelos foram obtidos da literatura, pesquisando-se artigos científicos publicados em periódicos internacionais qualificados, relatórios técnicos publicados por associações internacionais de energia e catálogos de fabricantes. Estes parâmetros e variáveis técnicos de entrada do modelo técnico estão destacados na Tabela 8.

Tabela 8 - Parâmetros e variáveis técnicas de entrada do modelo técnico.

Parâmetros e variáveis	Descrição	Valores	Referências
$Consumo_{E,ele}$	Consumo específico de energia elétrica da planta de dessalinização (kWh/m ³)	5	Média dos valores de Gude <i>et al.</i> , 2010
Ef_{PEM}	Eficiência do Eletrolisador do tipo PEM (kWh/kg _{H2})	66,5	IRENA (2020)
FC_{EOL}	Fator de capacidade anual da planta eólica	0,415	ABBEolica (2022)
FC_{FV}	Fator de capacidade anual da planta fotovoltaica	0,192	Lima (2017)
$f_{d,H2}$	Fração de produção diária de hidrogênio	0% a 100% com incrementos de 10%	Autora
$f_{armaz,H2}$	Fração diária de hidrogênio armazenado	0% a 100% com incrementos de 25%	Autora
$P_{ele,planta}$	Potência elétrica máxima disponibilizada para a produção de hidrogênio (MWe)	100 MWe	Autora
$Razão\ H_2O/H_2$	Litros de H ₂ O por Nm ³ de H ₂ .	1	Braga (2015)
$TC_{água,sal-água,doce}$	Taxa de conversão da água salgada em água dessalinizada	0,4	Fritzmman (2007)
PCI_{H_2}	Poder Calorífico Inferior do Hidrogênio (kWh/kg _{H2})	33,3	Demirbas, 2009
η	Eficiência da célula a combustível	55,0	Osman <i>et al.</i> (2021)

Para a seleção do eletrolisador, foram considerados o seu custo e a maturidade da tecnologia. Existe uma previsão que ainda no ano de 2025 o eletrolisador PEM tenha um preço inferior ao eletrolisador alcalino, que atualmente apresenta menor custo. Outra justificativa para a seleção do eletrolisador PEM se deve ao trabalho de Domenech *et al.* (2020), que ao aplicaram uma metodologia de decisão por multicritério para determinar o eletrolisador mais indicado para produção de hidrogênio proveniente da dessalinização da água do mar, recomendaram a utilização do eletrolisador “PEM”.

Em relação à planta de dessalinização, optou-se pela utilização da tecnologia “Osmose Reversa” (OR), uma vez que esta já está madura e consolidada, e necessita apenas de energia elétrica para a sua operação. O período diário de operação da planta de dessalinização é o igual ao período de funcionamento das plantas renováveis geradoras de energia elétrica, uma vez que a potência elétrica demandada pelas plantas de dessalinização é proveniente dessas usinas de potência.

Para o fator de capacidade (FC) da planta fotovoltaica, foi considerado o valor de 19,2% referente ao resultado observado para uma usina teste conectada à rede instalada na Universidade Estadual do Ceará. O valor considerado é coerente, uma vez que foram consultados os dados de geração disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sendo que foram observadas usinas com fatores de capacidade médios entre 13,93% e 29,21% para o ano de 2023.

Em relação ao fator de capacidade da planta eólica, foi considerado o valor de 41,5%, que consiste no FC médio anual das usinas em funcionamento no Brasil em 2022, conforme apresentado no relatório anual publicado pela Associação Brasileira de Energia ÉOLICA (ABBEolica).

Para os sistemas que utilizam armazenamento de energia via hidrogênio, foi avaliada se a opção pela geração de energia elétrica proveniente do hidrogênio armazenado gera retorno financeiro superior àquele de uma simples venda deste hidrogênio armazenado. Para esta avaliação, foi realizada uma análise paramétrica utilizando o modelo implementado no software ESS, com valores da “fração diária de hidrogênio armazenado” iguais a 0%, 30%, 50%, 70% e 100%, que equivalem as frações da quantidade de H₂ armazenado a serem disponibilizadas para a geração de energia elétrica excedente considerando os sistemas descritos nos itens 3.1.3 e 3.1.4. Estes sistemas que utilizam sistema de armazenamento de energia via hidrogênio para a geração de potência elétrica requerem plantas de geração de potência elétrica, do tipo “Célula Combustível”.

Os parâmetros e variáveis econômicos de entrada utilizados no modelo econômico são apresentadas na Tabela 9. Para determinar os custos “LCOH” e “LCOE” dos sistemas apresentados, foram levantados os custos específicos das plantas de energia renováveis, planta de eletrólise, sistema de armazenamento e planta de célula à combustível. O período de análise e a taxa de desconto foram definidos pela autora, com base em valores típicos adotados pelo mercado em análises financeiras de projetos de energia.

Tabela 9 - Parâmetros e variáveis econômicas de entrada do modelo econômico.

Parâmetros e Variáveis	Descrição	Valores			Referências
Investimento _{FV} , Investimento _{EOL} Investimento _{Hib}	Custo específico das plantas de potência (US\$/kW)	FV	EOL	Híbrida	IRENA (2022)
		857	1325	1091	
Investimento _{PEM}	Custo específico do eletrolisador “PEM” (US\$/kW)	1050			IRENA (2020)
Investimento _{ARMAZ}	Custo específico da planta de armazenamento (US\$/m³)	83,82			Moran <i>et al.</i> , 2023
Investimento _{CC}	Custo específico da planta de célula a combustível (US\$/kW)	1036			IRENA (2018)
$Taxa_{O\&M}$	Custo O&M (%) das plantas de energia renovável	2% do Investimento			IRENA (2022)
$Taxa_{O\&M,RO}$	Custo O&M da planta de dessalinização (%)	4% do Investimento			Fosselard (1989)
$Taxa_{O\&M,PEM}$	Custo O&M da planta de eletrólise (%)	2% do Investimento			IRENA (2022)
$Taxa_{O\&M,ARMAZ}$	Custo O&M do tanque de armazenamento (%)	2% do Investimento			Moran <i>et al.</i> , 2023
$Taxa_{O\&M,CC}$	Custo O&M da planta de célula a combustível (%)	2% do Investimento			IRENA (2018)
$Taxa_{Comp}$	Custo O&M do compressor (%)	2% do Investimento			Moran <i>et al.</i> , 2023
i	Taxa de desconto anual	10% a.a.			Autora
n	Período da análise financeira	25 anos			Autora

3.3. Parâmetros e variáveis de saída do modelo

Para o desenvolvimento do estudo de viabilidade técnica e econômica das configurações de cada sistema, foram analisados os parâmetros e as variáveis técnicas e econômicas de saída dos modelos técnico e econômico apresentadas, respectivamente nas

Tabela 10 e Tabela 11, considerando os diferentes valores das “**frações de produção diária de hidrogênio**” e das “**frações diárias de hidrogênio armazenado**”.

Tabela 10 - Parâmetros e variáveis técnicas de saída do modelo técnico.

Parâmetros e Variáveis	Descrição
H_2O_{dia}	Água doce ou dessalinizada necessária por dia (m³/dia)
E_t	Energia anual produzida e disponibilizada para venda (MWhe/ano)
$E_{PEM,FC}$	Energia elétrica anual gerada pela planta tipo célula a combustível PEM (MWhe/ano)
$E_{venda,EOL}$	Energia anual disponibilizada para venda pela planta EOL (MWhe/ano)
$E_{venda,FV}$	Energia diária disponibilizada para venda pela planta FV (MWhe)
$E_{eleRO,dia}$	Energia elétrica diária necessária para Osmose Reversa (kWh/dia)

H_{armaz}	Hidrogênio armazenado (kg/dia)
$H_{operação,EOL}$	Horas de operação da planta de energia eólica (horas/dia)
$H_{operação,FV}$	Horas de operação da planta de energia solar fotovoltaica (horas/dia)
$H_{operação,RO}$	Horas de operação da planta de dessalinização osmose reversa (horas/dia)
$P_{ele,RO}$	Potência elétrica disponibilizada para a planta de dessalinização (MWe)
$P_{ele,PEM}$	Potência elétrica disponibilizada para eletrólise (MWe)
P_{H_2}	Potência elétrica disponibilizada para produção de hidrogênio (MWe)
$P_{ele,venda}$	Potência elétrica disponibilizada para produção e venda de energia (MWe)
H_t	Produção de hidrogênio total anual (kg _{H2} /ano)
$Prod_{H_2,dia(kg/dia)}$	Produção mássica diária de hidrogênio (kg _{H2} /dia)
$Prod_{H_2,dia(Nm^3/dia)}$	Produção volumétrica diária de hidrogênio (Nm ³ /dia)

Tabela 11 - Parâmetros e variáveis econômicas de saída do modelo econômico.

Parâmetros e Variáveis	Descrição
$CAPEX_{Elet}$	Custo total de investimento do eletrolisador (US\$)
$CAPEX_{RO}$	Custo total da planta de dessalinização Osmose Reversa (US\$)
$CAPEX_{planta,FV}$	Custo total da planta fotovoltaica (US\$)
$CAPEX_{planta,EOL}$	Custo total da planta de dessalinização eólica (US\$)
$CAPEX_{Comp}$	Custo total do compressor de hidrogênio (US\$)
$CAPEX_{Armaz}$	Custo total do tanque de armazenamento de hidrogênio (US\$)
$CAPEX_{CC}$	Custo total da célula à combustível (US\$)
$CAPEX_{total,i}$	Custo total de investimento para as configurações de 1 a 12 (US\$)
$OPEX$	Custo de operação e manutenção (US\$)
$LCOE_i$	Custo Nivelado de Energia (<i>Levelized Cost of Energy</i>) para as configurações de 1 a 12 (US\$/kWh)
FRC	Fator de Recuperação de Capital (adm)
$LCOH_i$	Custo Nivelado de Hidrogênio (<i>Levelized Cost of Hydrogen</i>) para as configurações de 1 a 12 (US\$/kg _{H2})
$I_{E,total,i}$	Investimento total proporcional para produção de Energia (US\$)
$I_{H,total,i}$	Investimento total proporcional para produção de Hidrogênio (US\$)
$j_{H,i}$	Custo de operação e manutenção proporcional para produção de Hidrogênio em termos percentuais (%)
$j_{E,i}$	Custo de operação e manutenção proporcional para produção de Energia em termos percentuais (%)

Deve ser enfatizado que as variáveis ($CAPEX_{total,i}$), ($I_{E,total,i}$) e ($I_{H,total,i}$), apresentadas na Tabela 11, são diferentes. A variável ($CAPEX_{total,i}$) representa o investimento total de cada configuração. A variável ($I_{E,total,i}$) representa o investimento total proporcional de cada configuração, ou seja, leva em conta o custo de investimento das plantas utilizadas para a geração da energia elétrica proporcional a potência elétrica real disponibilizada para injeção na rede elétrica. A variável ($I_{H,total,i}$) representa o custo de investimento das plantas utilizadas

para a produção de hidrogênio proporcional a potência elétrica disponibilizada para a produção de hidrogênio.

3.4. Modelo para determinação das variáveis técnicas

Para determinar as variáveis técnicas de saída apresentadas na

Tabela 10, foi elaborado um modelo determinístico constituído pelas equações (2) a (16) apresentadas na Tabela 12 e implementadas na plataforma ESS.

Tabela 12 - Equações do modelo com os parâmetros e variáveis técnicas de entrada e saída do modelo técnico.

Parâmetros e variáveis de entrada	Parâmetros e variáveis de saída	Equações	
$P_{ele,planta}, f_{d,H_2}$	P_{H_2}	$P_{H_2} = f_{d,H_2} \cdot P_{ele,planta}$	(2)
$P_{ele,planta}$	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,venda} = P_{ele,planta} - P_{H_2}$	(3)
FC_{FV}	$H_{operação,FV}$	$H_{operação,FV} = \frac{8760 \cdot FC_{FV}}{365}$	(4)
FC_{EOL}	$H_{operação,EOL}$	$H_{operação,EOL} = \frac{8760 \cdot FC_{EOL}}{365}$	(5)
P_{H_2}	$P_{ele,PEM}, P_{ele,RO}$	$P_{H_2} = P_{ele,PEM} + P_{ele,RO}$	(6)
$H_{operação}, Ef_{PEM}, P_{ele,PEM}$	$Prod_{H_2,dia}(kg/dia)$	$Prod_{H_2,dia}(kg/dia) = \frac{P_{ele,PEM} \cdot H_{operação} \cdot 1000}{Ef_{PEM}}$	(7)
$H_{operação,RO}$	$P_{ele,RO}, E_{eleRO,dia}$	$P_{ele,RO} = \frac{E_{eleRO,dia}}{H_{operação,RO} \cdot 1000}$	(8)
$Prod_{H_2,dia}(kg/dia)$	$Prod_{H_2,dia}(Nm^3/dia)$	$Prod_{H_2,dia}(Nm^3/dia) = Prod_{H_2,dia}(kg/dia) \cdot 11,123 Nm^3/kg$	(9)
$Razão_{H_2O/H_2}$	$H_2O_{dia}, Prod_{H_2,dia}$	$H_2O_{dia} = \frac{Prod_{H_2,dia}(Nm^3/dia) \cdot Razão_{H_2O/H_2}}{1000}$	(10)
$Consumo_{E,ele}$	$E_{eleRO,dia}, H_2O_{dia}$	$E_{eleRO,dia} = H_2O_{dia} \cdot Consumo_{E,ele}$	(11)
H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$H_2O_{salgada,dia} = \frac{H_2O_{dia}}{TC_{água,sal-água,doce}}$	(12)
$P_{ele,venda}, FC_{FV}$	$E_{venda,FV}$	$E_{venda,FV} = P_{ele,venda} \cdot FC_{FV} \cdot 365 \cdot 24$	(13)
$P_{ele,venda}, FC_{EOL}$	$E_{venda,EOL}$	$E_{venda,EOL} = P_{ele,venda} \cdot FC_{EOL} \cdot 365 \cdot 24$	(14)
$Prod_{H_2,dia}(kg/dia)$	H_t	$H_t = Prod_{H_2,dia}(kg/dia) \cdot 365$	(15)
$pci_{H_2}, Prod_{H_2,dia}(kg/dia), \eta$	$E_{PEM,FC}$	$E_{PEM,FC} = (f_{armaz,H_2} \cdot Prod_{H_2,dia} \cdot 365 \cdot pci_{H_2} \cdot \eta) / 1000$	(16)

A potência elétrica disponibilizada para produção de H_2 (P_{H_2}) é calculada pela Equação (2) e o seu valor usado na Equação (3) para determinar a potência elétrica disponível para a produção de energia para venda ($P_{ele,venda}$). Para calcular a quantidade de horas de operação das plantas fotovoltaica ($H_{operação,FV}$) e eólica ($H_{operação,EOL}$) foram utilizadas as Equações (4) e (5). As Equações (6), (7), (8), (9), (10) e (11) são resolvidas iterativamente para determinação das variáveis ($P_{ele,PEM}$), ($P_{ele,RO}$), ($Prod_{H_2,dia(kg/dia)}$), ($E_{ele,RO,dia}$), ($Prod_{H_2,dia(Nm^3/dia)}$) e (H_2O_{dia}). A produção de água salgada ($H_2O_{salgada,dia}$) calculada pela Equação (12), a energia de diária disponibilizada para venda pela planta solar fotovoltaica ($E_{venda,FV}$) calculada pela (13), a energia disponibilizada para venda pela planta eólica ($E_{venda,EOL}$) calculada pela (14) e a produção de hidrogênio anual (H_t) definida pela (15) são determinadas explicitamente utilizando as variáveis definidas anteriormente. Para as configurações dos sistemas “C” e “D” definidos em 3.1.3 e 3.1.4. respectivamente, que possuem sistema de armazenamento de energia via hidrogênio e planta de célula combustível, a variável ($E_{PEM,FC}$) é calculada pela Equação (16).

Uma análise paramétrica foi realizada considerando valores da fração da energia elétrica diária gerada destinada para a produção diária de hidrogênio (f_{d,H_2}) variando de 0% a 100% da potência elétrica máxima disponibilizada para a produção do hidrogênio ($P_{ele,planta}$) com incrementos de 10 MWe, totalizando 10 intervalos de análise para cada um das 6 (seis) configurações apresentadas.

A inserção de uma planta de geração de potência elétrica foi analisada para operação no período noturno ou em períodos com pouca disponibilidade de irradiância e ventos. A planta utiliza como fonte de energia o hidrogênio verde produzido durante o período diurno e gera energia elétrica através de células combustíveis do tipo PEM.

Para inclusão da planta de célula combustível, considerou-se um compressor e um sistema armazenamento de hidrogênio gasoso. A análise paramétrica utiliza o modelo implementado no software ESS, variando-se em 0%, 25%, 50%, 75% e 100% as frações da quantidade de H_2 armazenado (f_{armaz,H_2}) a ser disponibilizado para geração de energia elétrica excedente.

3.5. Modelo para determinação dos parâmetros e variáveis econômicas.

Para determinação dos parâmetros e variáveis econômicas de saída foi elaborado um modelo determinístico implementado no ESS, sendo o mesmo constituído pelas equações

(17) a (40). As equações deste modelo econômico com os seus respectivos parâmetros e variáveis de entrada (Tabela 9) e de saída (Tabela 11), são apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 - Equações do modelo com os parâmetros e variáveis econômicas de entrada e saída do modelo.

Parâmetros e variáveis de entrada	Parâmetros e variáveis de saída	Equações	
P_{H_2} ; $Investimento_{ELE}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Elet} = P_{H_2} \cdot Investimento_{ELE} \cdot 1000$	(17)
H_2O_{dia}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{RO} = 2.400.000 \cdot \left(\frac{H_2O_{dia}}{1500}\right)^{0,8}$	(18)
$P_{ele,planta}$; $Investimento_{FV}$	$CAPEX_{planta,FV}$	$CAPEX_{planta,FV} = P_{ele,planta} \cdot Investimento_{FV} \cdot 1000$	(19)
$P_{ele,planta}$; $Investimento_{EOL}$	$CAPEX_{planta,EOL}$	$CAPEX_{planta,EOL} = P_{ele,planta} \cdot Investimento_{EOL} \cdot 1000$	(20)
$P_{ele,PEM}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{Comp} = 4948 \cdot P_{ele,PEM}^{0,66}$	(21)
H_{ARMAZ} ; $Investimento_{ARMAZ}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{ARMAZ} = H_{ARMAZ} \cdot Investimento_{ARMAZ} \cdot 11.97 (m^3/kg)$	(22)
E_{PEMFC} ; $Investimento_{CC}$	$CAPEX_{CC}$	$CAPEX_{CC} = E_{PEMFC} \cdot Investimento_{CC}$	(23)
$CAPEX_{planta,FV}$, $CAPEX_{Elet}$, $CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{total,1}$	$CAPEX_{total,1} = CAPEX_{planta,FV} + CAPEX_{Elet} + CAPEX_{RO}$	(24)
$CAPEX_{planta,EOL}$, $CAPEX_{Elet}$, $CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{total,2}$	$CAPEX_{total,2} = CAPEX_{planta,EOL} + CAPEX_{Elet} + CAPEX_{RO}$	(25)
$CAPEX_{planta,FV}$, $CAPEX_{planta,EOL}$, $CAPEX_{Elet}$, $CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{total,3}$	$CAPEX_{total,3} = CAPEX_{planta,FV} + CAPEX_{planta,EOL} + CAPEX_{Elet} + CAPEX_{RO}$	(26)
$CAPEX_{planta,FV}$, $CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{total,4}$	$CAPEX_{total,4} = CAPEX_{planta,FV} + CAPEX_{Elet}$	(27)
$CAPEX_{planta,EOL}$, $CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{total,5}$	$CAPEX_{total,5} = CAPEX_{planta,EOL} + CAPEX_{Elet}$	(28)
$CAPEX_{planta,FV}$, $CAPEX_{Elet}$, $CAPEX_{planta,EOL}$	$CAPEX_{total,6}$	$CAPEX_{total,6} = CAPEX_{planta,FV} + CAPEX_{planta,EOL} + CAPEX_{Elet}$	(29)

$CAPEX_{planta,FV}, CAPEX_{Elet},$ $CAPEX_{RO}, CAPEX_{Armaz},$ $CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total,7}$	$CAPEX_{total,7} = CAPEX_{planta,FV}$ $+ CAPEX_{Elet}$ $+ CAPEX_{RO}$ $+ CAPEX_{Comp}$ $+ CAPEX_{Armaz}$ $+ CAPEX_{CC}$	(30)
$CAPEX_{planta,EOL},$ $CAPEX_{Elet},$ $CAPEX_{RO}, CAPEX_{Armaz},$ $CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total,8}$	$CAPEX_{total,8} = CAPEX_{planta,FV}$ $+ CAPEX_{Elet}$ $+ CAPEX_{RO}$ $+ CAPEX_{Comp}$ $+ CAPEX_{Armaz}$ $+ CAPEX_{CC}$	(31)
$CAPEX_{planta,FV}, CAPEX_{planta,EOL},$ $CAPEX_{Elet},$ $CAPEX_{RO}, CAPEX_{Armaz},$ $CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total,9}$	$CAPEX_{total,9} = CAPEX_{planta,FV}$ $+ CAPEX_{planta,EOL}$ $+ CAPEX_{Elet}$ $+ CAPEX_{RO}$ $+ CAPEX_{Comp}$ $+ CAPEX_{Armaz}$ $+ CAPEX_{CC}$	(32)
$CAPEX_{planta,FV}, CAPEX_{Elet},$ $CAPEX_{RO}, CAPEX_{Armaz}, CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total,10}$	$CAPEX_{total,10} = CAPEX_{planta,FV}$ $+ CAPEX_{Elet}$ $+ CAPEX_{Comp}$ $+ CAPEX_{Armaz}$ $+ CAPEX_{CC}$	(33)
$CAPEX_{planta,EOL}, CAPEX_{Elet},$ $CAPEX_{RO}, CAPEX_{Armaz},$ $CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total,11}$	$CAPEX_{total,11} = CAPEX_{planta,EOL}$ $+ CAPEX_{Elet}$ $+ CAPEX_{Comp}$ $+ CAPEX_{Armaz}$ $+ CAPEX_{CC}$	(34)
$CAPEX_{planta,FV},$ $CAPEX_{planta,EOL}, CAPEX_{Elet},$ $CAPEX_{RO}, CAPEX_{Armaz},$ $CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total,12}$	$CAPEX_{total,12} = CAPEX_{planta,FV}$ $+ CAPEX_{planta,EOL}$ $+ CAPEX_{Elet}$ $+ CAPEX_{Comp}$ $+ CAPEX_{Armaz}$ $+ CAPEX_{CC}$	(35)
$Taxa_{O\&M}, CAPEX_{Total}$	$OPEX$	$OPEX = Taxa_{O\&M} \cdot CAPEX_{Total}$	(36)
$FRC, j_{E,i}, E_t, I_{E,total,i}$	$LCOE_i$	$LCOE_i = \frac{(FRC + j_{E,i})}{E_t} \cdot I_{E,total,i}$	(37)
$FRC, j_{H,i}, H_t, I_{H,total,i}$	$LCOH_i$	$LCOH_i = \frac{(FRC + j_{H,i})}{H_t} \cdot I_{H,total,i}$	(38)
i, n	FRC	$FRC = \left[\frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right]$	(39)
$P_{ele,venda},$ $Investimento_{planta}$	$I_{E,total,1 \text{ a } 6}$	$I_{E,total,1 \text{ a } 6} = P_{ele,venda}$ $\cdot Investimento_{planta} \cdot 1000$	(40)
$P_{ele,venda},$ $Investimento_{planta},$ $CAPEX_{Comp}, CAPEX_{Armaz},$ $CAPEX_{CC}, f_{armaz,H2},$ $CAPEX_{planta}, CAPEX_{Elet},$ $CAPEX_{RO}$	$I_{E,total,7 \text{ a } 9}$	$I_{E,total,7 \text{ a } 9} = (P_{ele,venda}$ $\cdot Investimento_{planta} \cdot 1000)$ $+ CAPEX_{Comp} + CAPEX_{Armaz}$ $+ CAPEX_{CC} + f_{armaz,H2}(CAPEX_{planta}$ $+ CAPEX_{Elet} + CAPEX_{RO})$	(41)

$P_{ele,venda},$ $Investimento_{planta},$ $CAPEX_{Comp}, CAPEX_{Armaz},$ $CAPEX_{CC}, f_{armaz,H2},$ $CAPEX_{planta}, CAPEX_{Elet},$ $CAPEX_{RO}$	$I_{E,total,10 a 12}$	$I_{E,total,10 a 12} = (P_{ele,venda} \cdot Investimento_{planta} \cdot 1000) + CAPEX_{Comp} + CAPEX_{Armaz} + CAPEX_{CC} + f_{armaz,H2}(CAPEX_{planta} + CAPEX_{Elet} + CAPEX_{RO})$	(42)
$CAPEX_{planta}, CAPEX_{Elet},$ $CAPEX_{RO}, f_{d,H2}$	$I_{H,total,1 a 3}$	$I_{H,total,1 a 3} = (CAPEX_{planta} \cdot f_{d,H2}) + CAPEX_{Elet} + CAPEX_{RO}$	(43)
$CAPEX_{planta}, CAPEX_{Elet},$ $f_{d,H2}$	$I_{H,total,4 a 6}$	$I_{H,total,4 a 6} = (CAPEX_{planta} \cdot f_{d,H2}) + CAPEX_{Elet}$	(44)
$CAPEX_{planta}, CAPEX_{Elet},$ $CAPEX_{RO}, f_{d,H2}$	$I_{H,total,7 a 9}$	$I_{H,total,7 a 9} = (CAPEX_{planta} \cdot f_{d,H2}) + CAPEX_{Elet} + CAPEX_{RO}$	(45)
$CAPEX_{planta}, CAPEX_{Elet},$ $f_{d,H2}$	$I_{H,total,10 a 12}$	$I_{H,total,10 a 12} = (CAPEX_{planta} \cdot f_{d,H2}) + CAPEX_{Elet}$	(46)
$Taxa_{O\&M}, I_{E,total,i}$	$j_{E,i}$	$j_{E,i} = I_{E,total,i} \cdot Taxa_{O\&M}$	(47)
$Taxa_{O\&M}, I_{E,total,i}$	$j_{H,i}$	$j_{H,i} = I_{E,total,i} \cdot Taxa_{O\&M}$	(48)

O custo total de investimento para a produção do H₂ ($CAPEX_{total,i}$) das configurações dos sistemas “A” e “B” levou em conta os custos da planta de eletrólise foi calculado pela (17), o custo total da planta de dessalinização foi determinado pela Equação (18) e o custo total da planta de energia renovável foi calculado pelas Equações (19) ou (20). O custo total de investimento para a produção do H₂ ($CAPEX_{total,i}$) das configurações dos sistemas “C” e “D” levou em conta além dos custos mencionados dos sistemas “A” e “B”, os custos do compressor de hidrogênio, do sistema de armazenamento e da planta de célula combustível que foram calculados pelas Equações (21), (22) e (23), respectivamente. Observa-se que para determinar o custo total das configurações híbridas (i.e., configurações que utilizam 50% da energia proveniente da planta solar fotovoltaica e 50% da planta Eólica) de todos os quatro sistemas levou-se em consideração os custos proporcionais das duas plantas de potência de 50 MW cada, utilizando para as configurações de água dessalinizada a Equação (26) e para água doce a Equação (29). Os valores de ($CAPEX_{total,i}$) de todas as configurações (i.e.; configuração 1 a 12) foram calculados, respectivamente, pelas Equações (24) a (35), que consistem na somatória dos custos de investimento de cada componente de cada configuração.

Os custos de operação e manutenção ($OPEX$) de todas as configurações analisadas neste trabalho investigativo foram calculados pela Equação (36), que levou em conta o percentual do investimento total “ $Taxa_{O\&M}$ ” para cada planta definida na Tabela 9.

O custo nivelado de energia ($LCOE_i$), calculado pela Equação (37), representa o custo em dólar por megawatt-hora, descontadas, da construção e operação de uma usina geradora durante todo seu ciclo de vida útil. Para cálculo do ($LCOE_i$), foi utilizada a variável de saída

$(I_{E,total,i})$, que representa o investimento total para a produção da energia elétrica. Esta variável é determinada pelas Equações (40), (41) e (42) sendo diferente do $(CAPEX_{total,i})$, uma vez que considera o valor proporcional à potência elétrica disponibilizada para produção e venda da energia $(P_{ele,venda})$. Ou seja, quando a fração da energia elétrica diária destinada para a produção e venda da energia é igual a 50%, o custo da planta de potência é relativo a 50%.

Por outro lado, o custo nivelado de produção do hidrogênio $(LCOH_i)$ das diferentes configurações analisadas neste trabalho investigativo foi determinado pela Equação (38). O Custo nivelado de produção do hidrogênio verde $(LCOH_i)$ é o custo unitário em dólar para a produção deste combustível por unidade de massa sendo o menor preço para fixação do preço de venda. Assim como no cálculo do $(LCOH_i)$, para determinar o $(LCOH_i)$ foi utilizada a variável $(I_{H,total,i})$ calculada pelas Equações (43), (44), (45) e (46), que representam o investimento total para a produção do hidrogênio das Configurações 1 a 12, de forma que para cada planta que compõem a configuração é considerado o valor proporcional à potência disponibilizada para produção do hidrogênio.

Por fim, os resultados encontrados para o Fator de Recuperação de Capital (FRC), $(j_{E,i})$ e $(j_{H,i})$ foram calculados, respectivamente, pelas Equações (39), (47) e (48) e aplicados no cálculo tanto do $(LCOE_i)$ e do $(LCOH_i)$. O (FRC) é cálculo a partir da taxa interna de retorno (10%) o do período de análise financeira (25 anos) e as variáveis $(j_{E,i})$ e $(j_{H,i})$ representam em termos percentuais o custo total de operação e manutenção proporcional a produção de hidrogênio ou energia elétrica, sendo definido pela multiplicação da Taxa O&M de cada planta que compõe o sistema pelo investimento total proporcional para a produção da energia $(I_{E,total,i})$ ou pelo o investimento total para a produção do hidrogênio $(I_{H,total,i})$.

4. RESULTADOS

Após a implementação do modelo no EES, os resultados das análises técnicas e econômicas dos diferentes sistemas serão apresentados nos itens a seguir.

4.1. Sistema “A” - Produção de hidrogênio via dessalinização da água do mar e sem armazenamento de hidrogênio

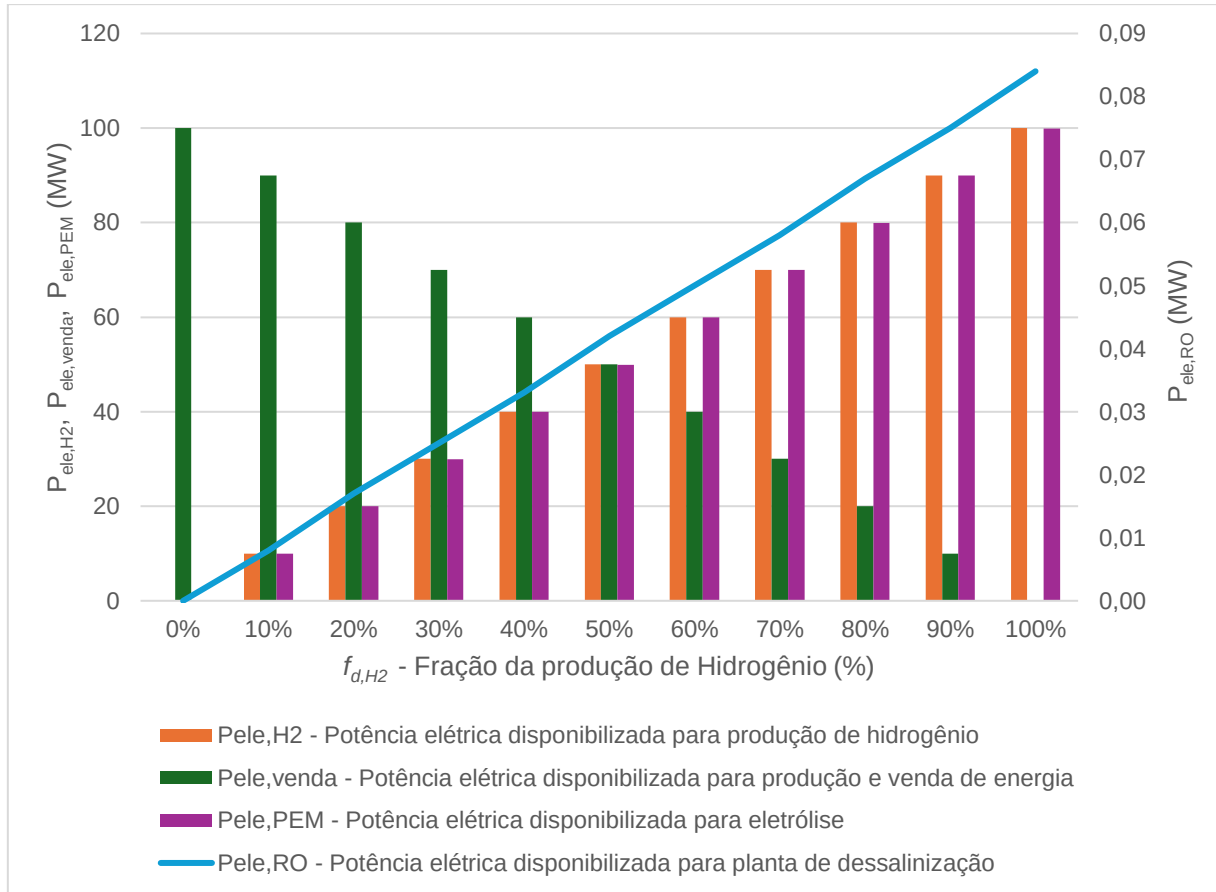
Para o sistema “A”, o qual consiste na produção de hidrogênio a partir da dessalinização da água salgada via osmose reversa sem armazenamento do hidrogênio, os resultados encontrados para as Configurações 1 a 3, serão apresentados nas próximas seções.

4.1.1. Configuração 1: Planta Fotovoltaica

Para a Configuração 1, que consiste na planta fotovoltaica com a geração de hidrogênio a partir da dessalinização da água por osmose reversa, sem armazenamento de energia elétrica e sem armazenamento do hidrogênio, ao realizar a análise paramétrica variando (f_{d,H_2}) (i.e.; fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio) de 0% a 100%, encontrou-se os resultados das análises técnicas e econômicas apresentados nesta seção. Os resultados da Configuração 1 em tabela podem ser encontrados no Apêndice A.

O Gráfico 1 apresenta a variação das potências P_{H_2} , $P_{ele,venda}$, $P_{ele,RO}$ e $P_{ele,PEM}$ na medida em que ocorre a variação de 0% a 100% da fração de produção diária de hidrogênio (f_{d,H_2}).

Gráfico 1 - Potência elétrica disponibilizada para as plantas da Configuração 1.



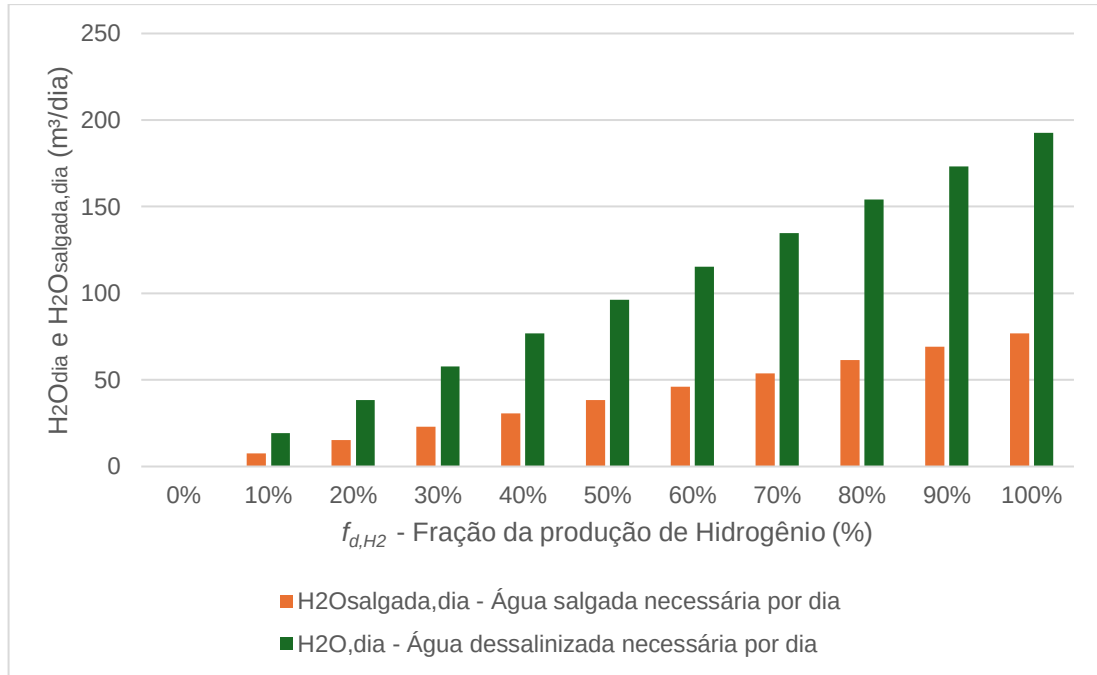
Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Observa-se que para ($f_{d,H2}$) igual a 100% e $P_{ele,venda}$ igual a 0 MW, apenas 0,08% da energia é necessária para osmose reversa, enquanto 99,92% são disponibilizadas para a planta de eletrólise do tipo PEM.

Para as Configurações 2 e 3, os resultados são o mesmo, visto que essas configurações também possuem a planta de osmose reversa e, conforme apresentado na metodologia, independentemente do tipo de planta renovável (FV, EOL ou híbrida) a potência total disponibilizada é de 100 MW. Portanto, para as configurações 2 e 3, não serão apresentados os gráficos das potências, por serem idênticos ao Gráfico 1.

O Gráfico 2 apresenta o consumo de água salgada e água dessalinizada para as variações de 0% a 100% das frações de produção diária de hidrogênio.

Gráfico 2 - Consumo de água por fração de produção diária de hidrogênio.

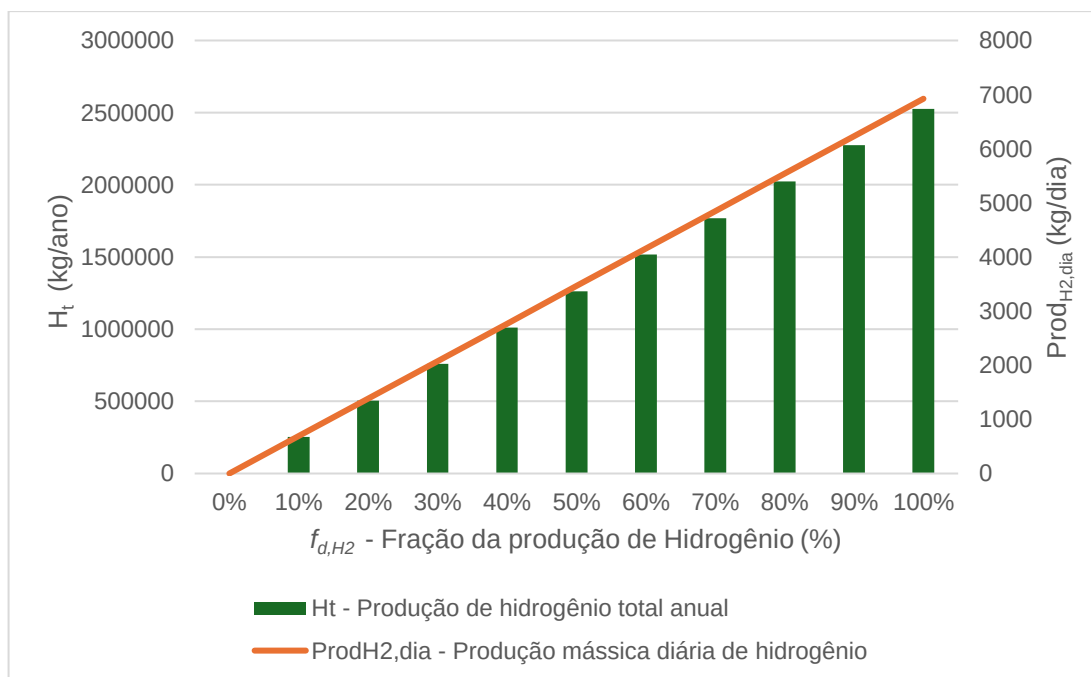


Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Para a fração de 100% da energia disponibilizada para a produção de hidrogênio, houve um consumo de 77 m³/dia de água dessalinizada, o que consiste em 192,5 m³ diários de água do salgada. Conforme esperado, o consumo de água aumenta de forma proporcional, com o aumento da fração disponibilizada para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}).

O Gráfico 3 exibe a variação da produção de hidrogênio diária $Prod_{H_2,dia}$ e da produção de hidrogênio anual H_t na medida em que ocorre a variação da fração disponibilizada para produção de hidrogênio de 0% a 100%.

Gráfico 3 - Produção total de hidrogênio.

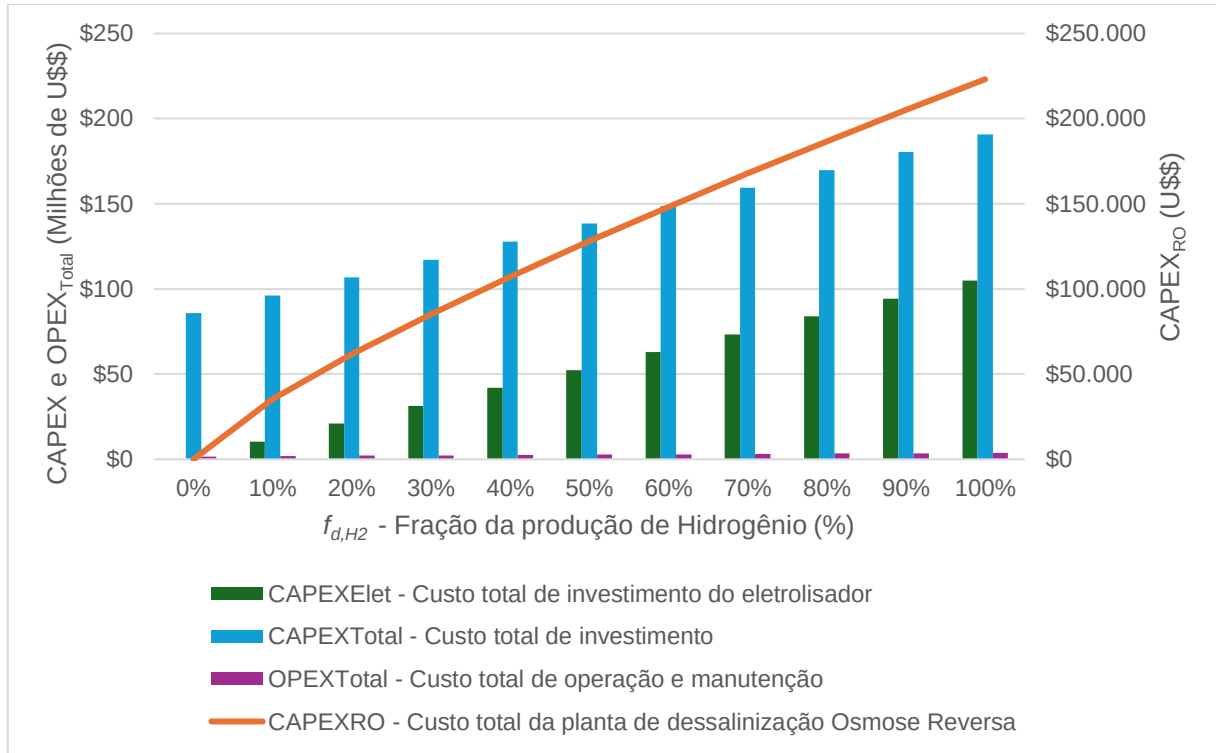


Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 3, observa-se que para a fração de 100% da energia disponibilizada para a produção de hidrogênio, ou seja, quando P_{H_2} é igual a 100 MW, houve a produção de 6.924 kg de hidrogênio por dia e, conseqüentemente, 2.527 toneladas de H_2 por ano.

Os resultados das análises econômicas $CAPEX_{Elet}$, $CAPEX_{RO}$, $CAPEX_{total}$ e $OPEX_{total}$ estão apresentados no Gráfico 4.

Gráfico 4 - Custos das plantas que compõem a Configuração 1.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

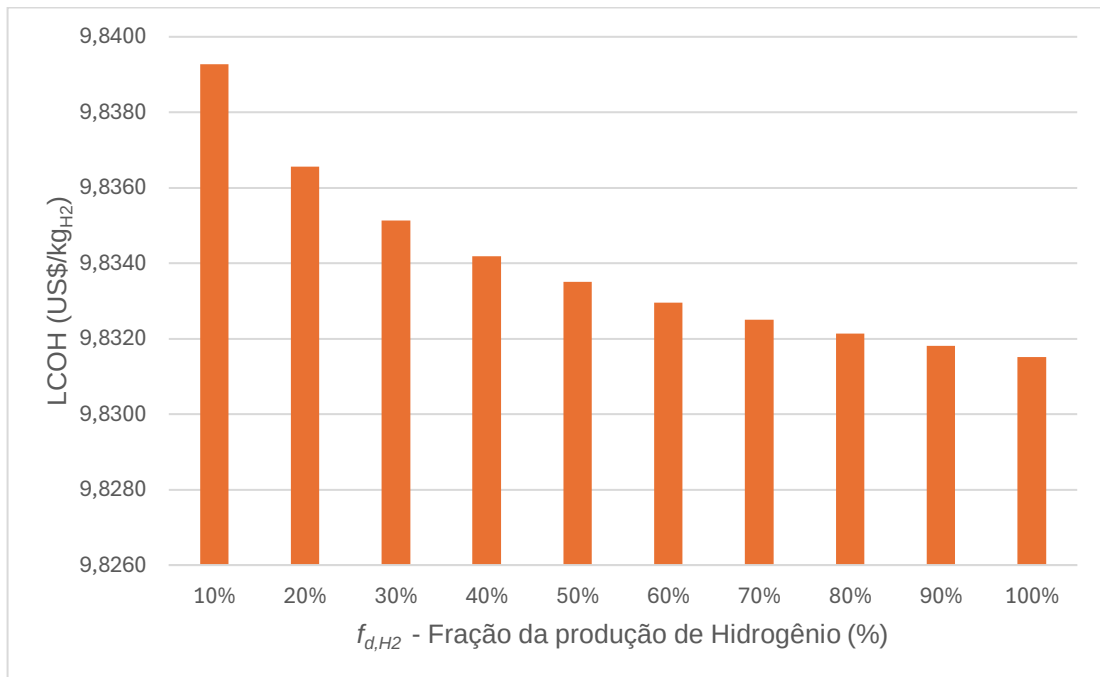
O ($CAPEX_{total}$) encontrado para a planta fotovoltaica é de 85,7 milhões de dólares, este valor não altera com a variação de fração disponibilizada para produção do hidrogênio, uma vez que a potência da planta fotovoltaica é fixa, sendo a energia disponibilizada tanto para produção de hidrogênio quanto para a venda de energia elétrica. Assim, conforme mostrado no Gráfico 4, quando 0% da fração é disponibilizada para a produção de hidrogênio e, portanto, toda a potência é disponibilizada para geração de energia elétrica, o ($CAPEX_{total}$) é composto apenas pelo custo da planta fotovoltaica, ou seja, 85,7 milhões de dólares.

Por outro lado, quando 100% da energia é disponibilizada para a produção de hidrogênio, ou seja, quando P_{H_2} igual a 100 MW, o ($CAPEX_{total}$) da Configuração 1 é de 190,8 milhões de dólares. Este custo inclui o investimento de capital para as plantas FV, de Osmose Reversa e de eletrólise. Observa-se que o custo da planta de osmose reversa representa menos de 1% do custo total.

A variação do ($LCOE$) com a fração disponibilizada para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) não é apresentada aqui, pois seu valor é constante e igual a 0,066 US\$/kWh independentemente da (f_{d,H_2}). Isso ocorre porque no cálculo do ($LCOE$) foram consideradas os valores proporcionais do ($CAPEX_{total}$) da planta fotovoltaica, ou seja, o ($I_{E,total,1}$).

A variação do ($LCOH$) em função de (f_{d,H_2}) é apresentado no Gráfico 5.

Gráfico 5 - Custo Nivelado do Hidrogênio ($LCOH$) para a Configuração 1.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Os valores do ($LCOH$) encontrados foram de grande similaridade, pois foram calculados para o valor proporcional do ($CAPEX_{total}$), ou seja ($I_{H,total,1}$). A diferença mínima é devido ao custo da planta de osmose reversa que não é diretamente proporcional a quantidade de potência disponibilizada para produção da água dessalinizada. Portanto, o valor médio calculado para o ($LCOH$) foi de 9,83 US\$/kg_{H2}.

Ressalta-se que não foi apresentado o ($LCOH$) para 0% da fração disponibilizada, dado que para essa fração não há produção de hidrogênio.

4.1.2. Configuração 2: Planta Eólica

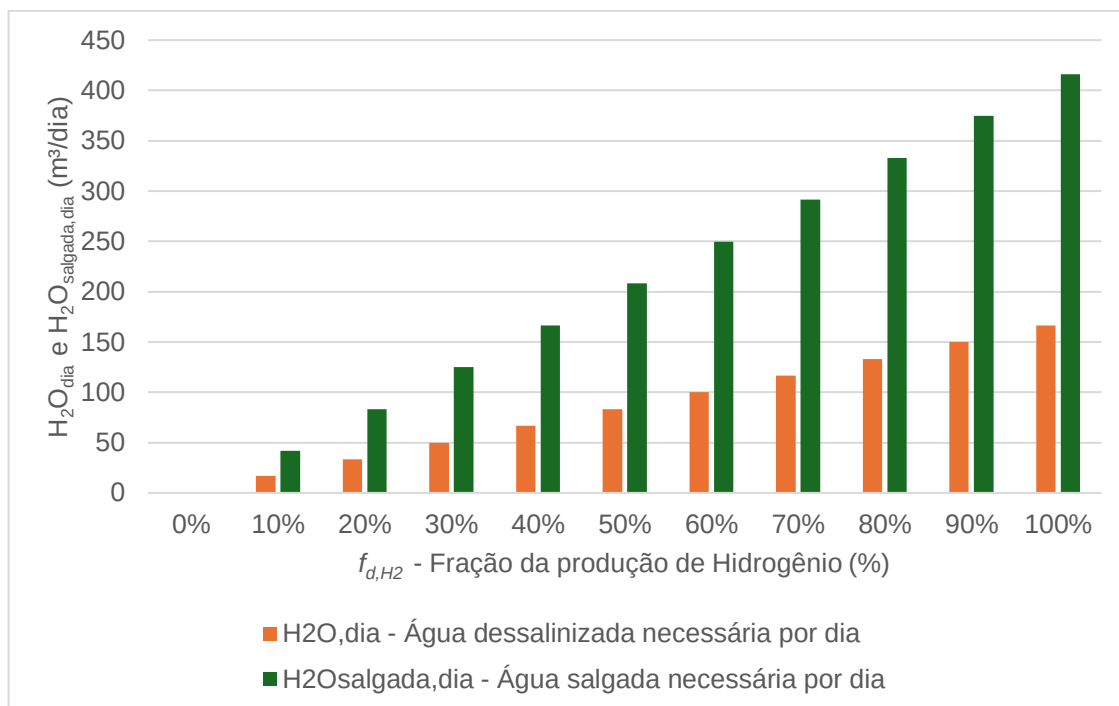
Para a Configuração 2 do Sistema "A", que consiste na planta eólica com a geração de hidrogênio a partir da dessalinização da água por osmose reversa, sem armazenamento de energia, ao realizar a análise paramétrica variando de 0% a 100% a fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio encontrou-se os resultados gráficos das análises técnicas e econômicas apresentados nesta seção.

Conforme mencionado no item 4.1.1, para a Configuração 2, os resultados para a variação das potências são os mesmos apresentados no Gráfico 1, visto que a Configuração 2 também possui a planta de osmose reversa e, conforme apresentado na metodologia,

independentemente do tipo de planta renovável (FV, EOL ou híbrida) a potência total disponibilizada é de 100 MW. Portanto, não será apresentado o gráfico das potências para a Configuração 2, por ser idêntico ao Gráfico 1.

O Gráfico 6 apresenta os consumos diários de água dessalinizada utilizado no eletrolisador e de água salgada da Configuração 2.

Gráfico 6 - Consumo diário de água dessalinizada e salgada para a Configuração 2.



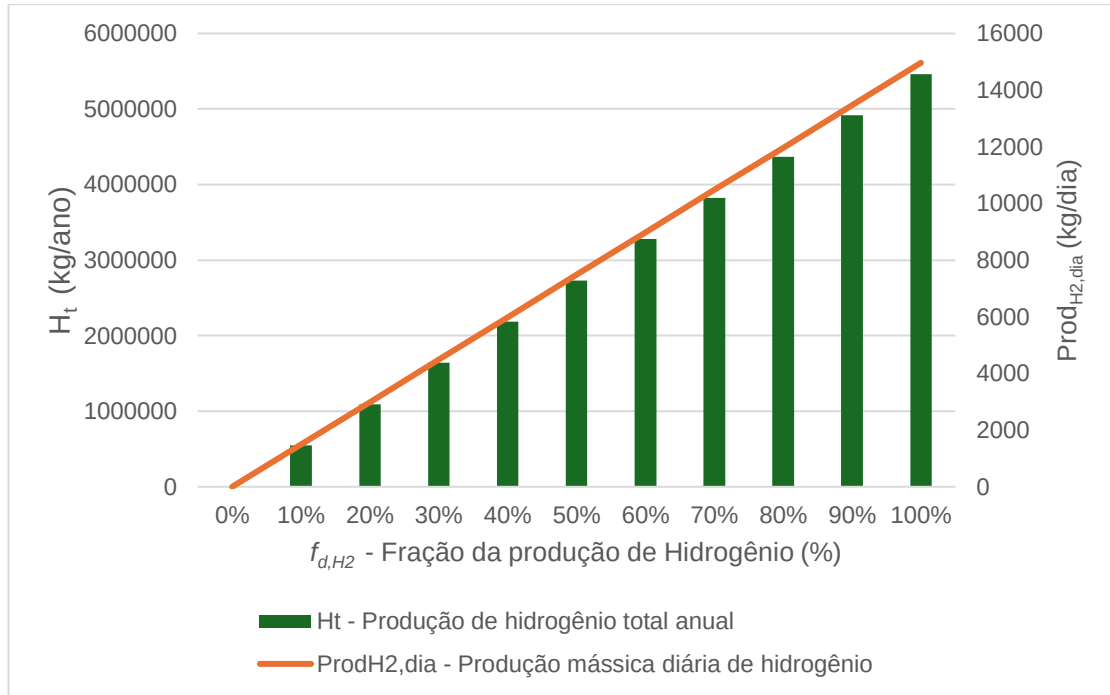
Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 6, verifica-se que para a fração de 100% da energia disponibilizada para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}), houve um consumo de 166,5 m³ por dia de água dessalinizada, o que corresponde ao consumo de 416 m³ diários de água do mar.

Comparando com a Configuração 1, o consumo de água da Configuração 2 foi cerca de 2 (duas) vezes maior, sendo essa diferença devido ao maior número de horas de operação da planta eólica. Enquanto a planta fotovoltaica operou por 4,61 horas, a planta eólica apresentou 9,96 horas de operação diária.

O Gráfico 7 apresenta a produção de hidrogênio anual e diária em kg para as variações das frações disponibilizadas para a produção de hidrogênio.

Gráfico 7 - Produção diária e anual de hidrogênio para a Configuração 2.

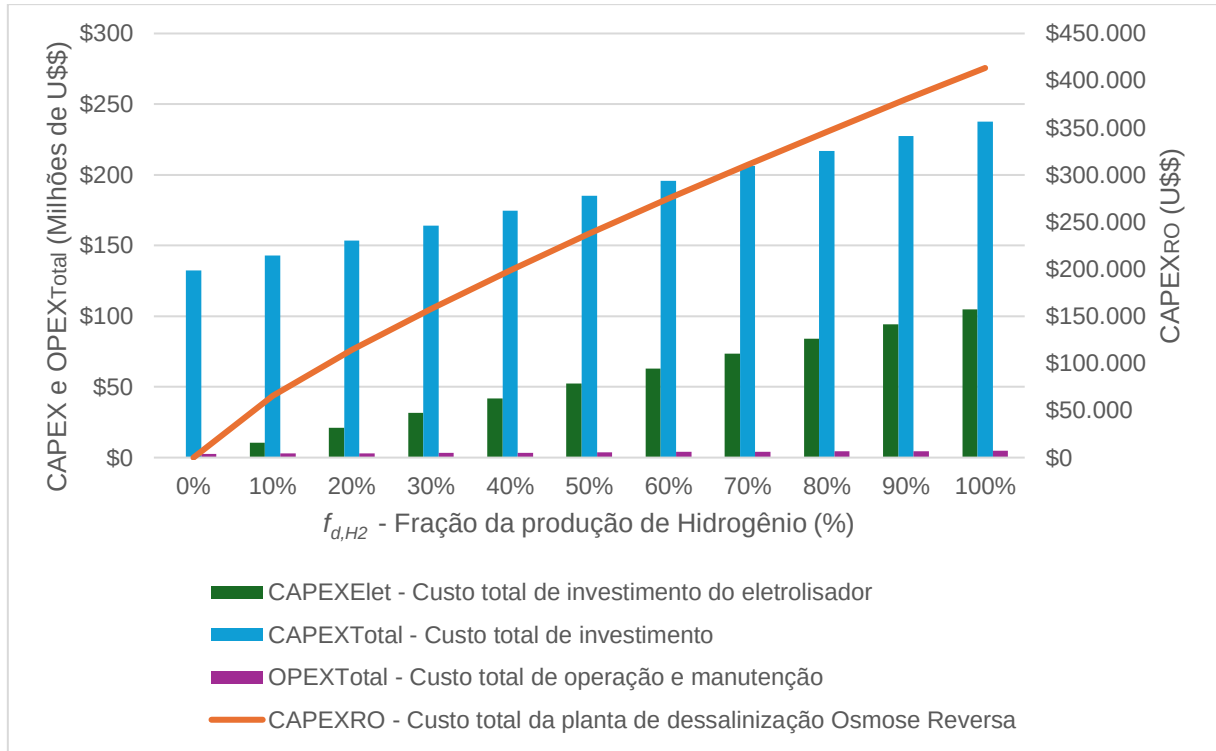


Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Para o $P_{ele,venda}$ igual a 0, ou seja, para o P_{H_2} com fração de 100% da potência disponibilizada para a produção de hidrogênio, houve a produção de cerca de 15 toneladas de hidrogênio por dia, o que corresponde a 5.462 toneladas por ano de H_2 . Assim como no consumo de água, a diferença do total de produção de hidrogênio desta configuração comparado a Configuração 1, se deu devido ao maior número de horas de operação da planta eólica.

Quanto aos resultados econômicos, os valores das variáveis ($CAPEX$), ($OPEX$), ($LCOH$) e ($LCOE$) são apresentados no Gráfico 8.

Gráfico 8 – Custos das plantas que compõem a Configuração 2.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

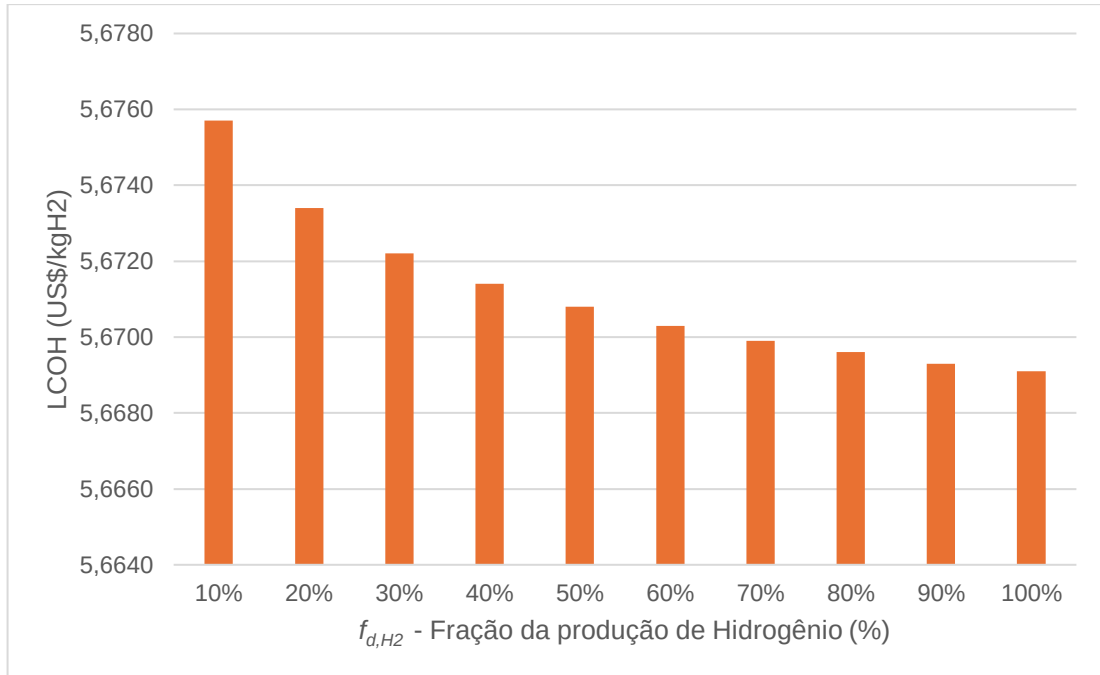
Quando 0% da fração é disponibilizada para a produção de hidrogênio e, portanto, toda a potência é disponibilizada para geração de energia elétrica, o ($CAPEX_{total}$) é composto apenas pelo custo da planta eólica, ou seja, 132,5 milhões de dólares. Este valor se refere ao ($CAPEX_{planta,EOL}$) da planta eólica e, conforme já explicado para a Configuração 1, o valor do CAPEX da planta renovável não altera com a variação de fração disponibilizada para produção do hidrogênio (f_{d,H_2}), dado que a potência das plantas renováveis é fixa e igual a 100 MW, sendo disponibilizada tanto para produção de hidrogênio quanto para a venda de energia elétrica.

Para a fração de 100% da energia disponibilizada para a produção de hidrogênio, ou seja, quando P_{H_2} igual a 100 MW, o $CAPEX_{total,2}$ é de 237,8 milhões de dólares. Este resultado inclui os custos da planta eólica, de Osmose Reversa e de eletrólise.

Para o ($LCOE$) foi encontrado um valor de 0,047 US\$/kWh independentemente da variação da fração disponibilizada para produção de hidrogênio. Isso ocorre, pois para calcular o ($LCOE$) foram considerados os valores proporcionais do ($CAPEX_{total,2}$), ou seja, o valor de ($I_{E,total,2}$) que varia conforme a fração disponibilizada para produção de energia.

Em relação ao ($LCOH$), os valores encontrados estão apresentados no Gráfico 9.

Gráfico 9 – Custo nivelado do Hidrogênio (LCOH) para a Configuração 2.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Assim como na Configuração 1, a diferença do (*LCOH*) para cada fração disponibilizada para produção diária de hidrogênio foi mínima, sendo aproximadamente 5,67 US\$/kgH₂.

As tabelas com os resultados técnicos e econômicos apresentados nos gráficos desta seção podem ser encontradas no Apêndice B.

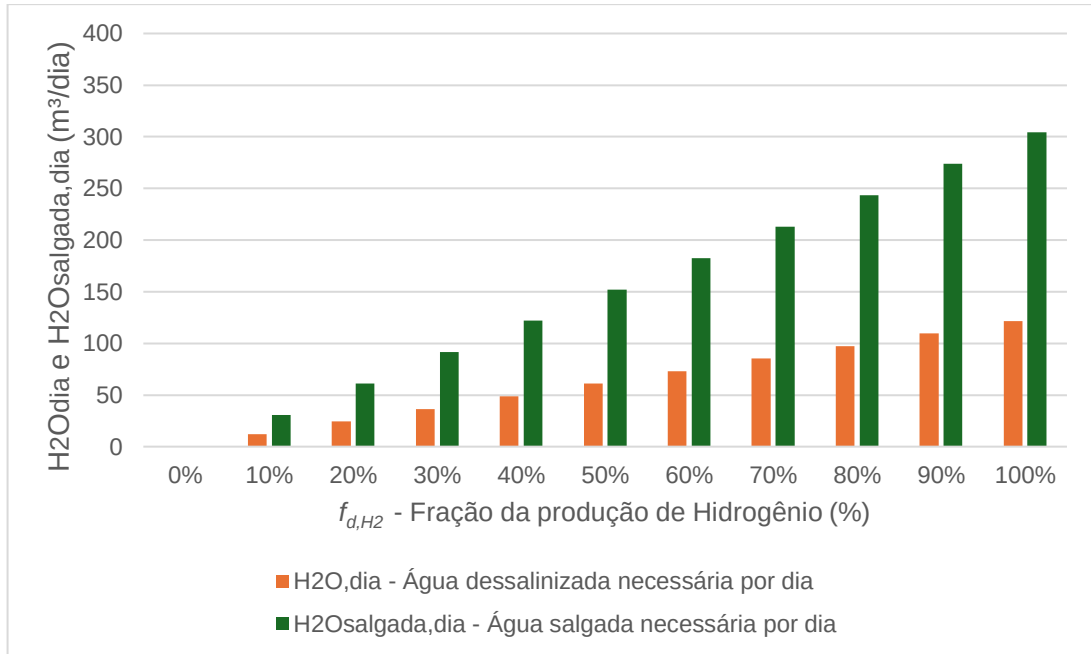
4.1.3. Configuração 3: Planta Híbrida (50% FV + 50% EOL)

Para a Configuração 3, que consiste nas plantas fotovoltaica e eólica com a geração de hidrogênio a partir da dessalinização da água por osmose reversa, sem armazenamento de energia, ao realizar a análise paramétrica variando de 0% a 100% a fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio encontrou-se os resultados das análises técnicas apresentadas nesta seção.

À semelhança da Configuração 2, os resultados para a variação das potências são os mesmos apresentados no Gráfico 1, visto que a Configuração 3 também apresenta a planta de dessalinização e, a despeito do tipo de planta renovável a potência total disponibilizada é de 100 MW. Sendo assim, não será apresentado o gráfico das potências para a Configuração 3, por ser igual ao Gráfico 1.

O Gráfico 10 apresenta o consumo diário de água dessalinizada (H_2O_{dia}) e salgada ($H_2O_{salgada,dia}$) para as frações das produções diárias de hidrogênio analisadas.

Gráfico 10 - Consumo total de água para a Configuração 3.

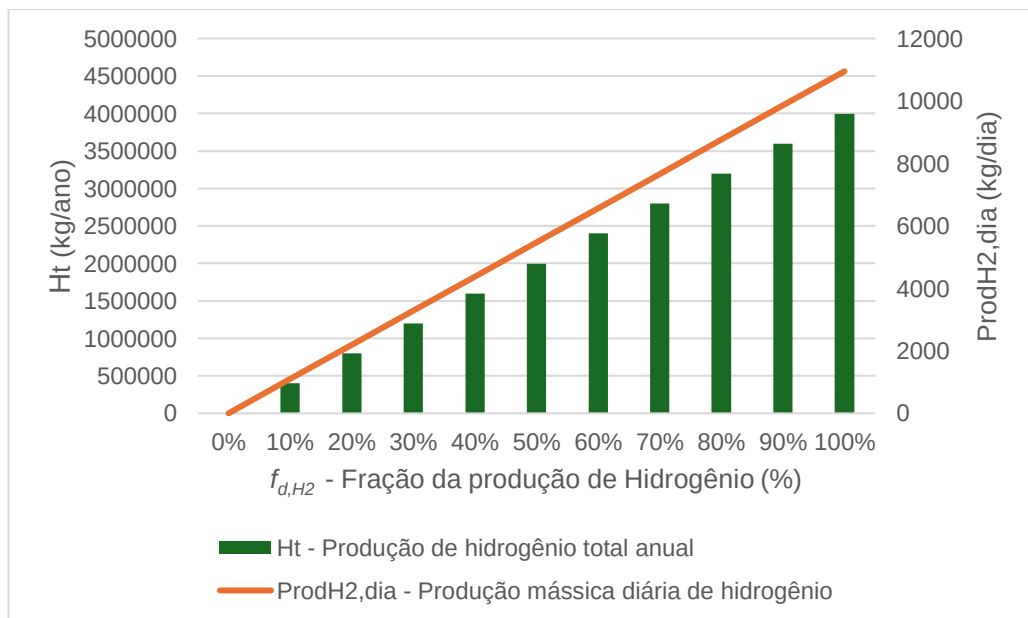


Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 10, verifica-se que para a fração de 100% da energia disponibilizada para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}), o consumo diário de água dessalinizada foi de 121 m³, enquanto, anualmente, foram consumidos 304,5 m³ de água salgada.

A produção diária e anual de hidrogênio é apresentada no Gráfico 11.

Gráfico 11 - Produção total de hidrogênio para a Configuração 3.



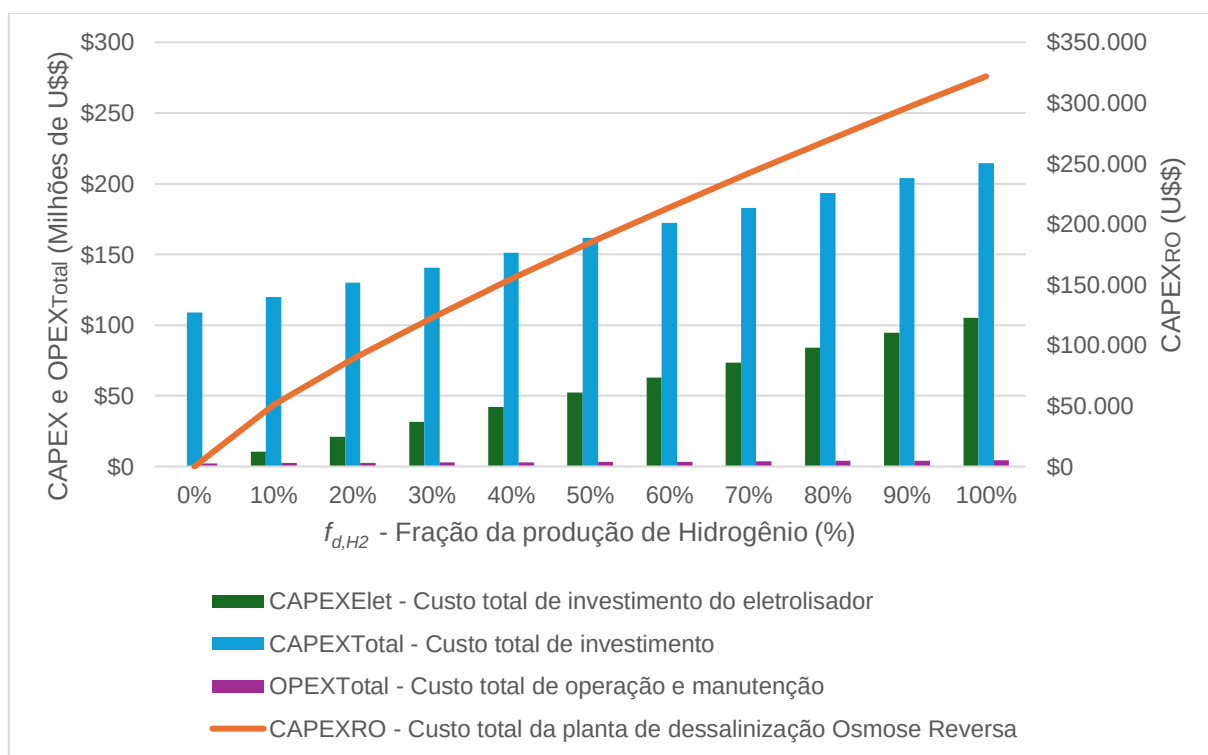
Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Para P_{H_2} igual a 100 MW, ou seja, quando 100% da fração da potência é disponibilizada para a produção de hidrogênio, foram produzidas 10,9 toneladas de hidrogênio diariamente, portanto, 3.996 toneladas de H_2 por ano.

Observa-se que os valores encontrados para a Configuração 3 representam a média dos valores determinados para as Configurações 1 e 2. Este resultado é condizente, pois conforme apresentado na seção de “Metodologia”, para a análise da Configuração 3 foi considerado que a potência elétrica máxima disponibilizada para a produção de hidrogênio ($P_{ele,planta}$) de 100 MWe seria dividida igualmente entre as plantas fotovoltaica e eólica, logo, 50 MWe para cada.

Os resultados econômicos ($CAPEX_{Elet}$), ($CAPEX_{RO}$), ($CAPEX_{total}$) e ($OPEX_{total}$) para a Configuração 3 são apresentados no Gráfico 12.

Gráfico 12 - Custos das plantas que compõem a Configuração 3.



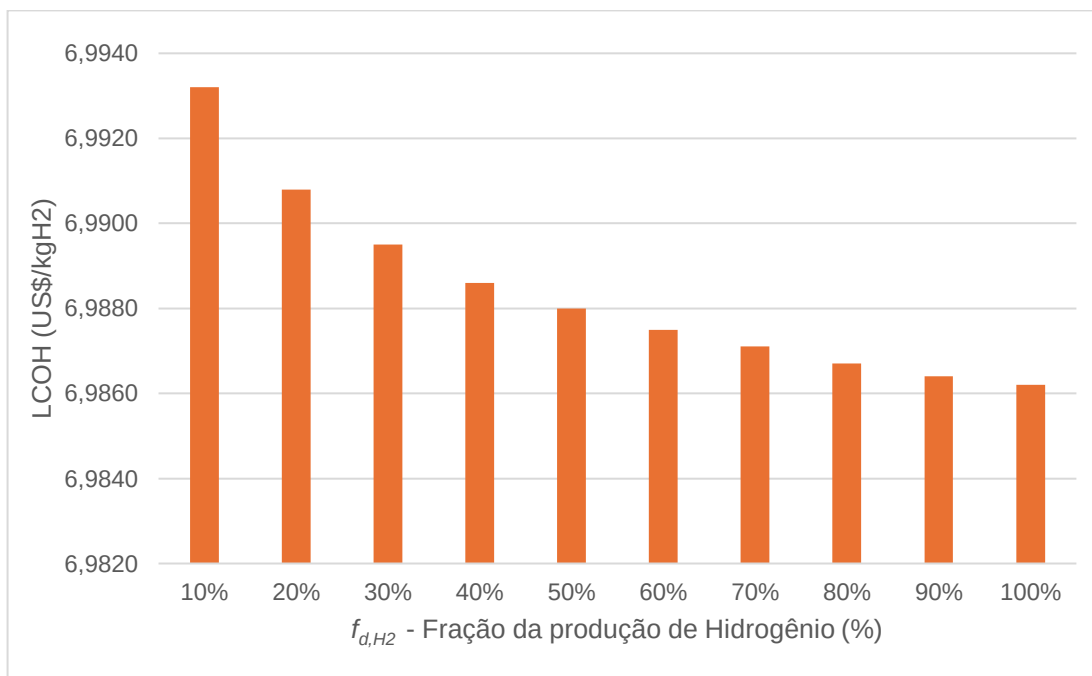
Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Assim como observado nas variáveis técnicas, os resultados encontrados para as variáveis econômicas de saída representam a média dos valores calculados para as Configurações 1 e 2, em virtude de a potência elétrica máxima disponibilizada para a produção de hidrogênio ($P_{ele,planta}$) ser de 50 MWe para as plantas fotovoltaica e eólica. Dessa forma, quando P_{H_2} é igual a 100 MW, o ($CAPEX_{total}$) da Configuração 3 é de 214,4 milhões de dólares.

Assim como nas Configurações 1 e 2, foi encontrado um valor fixo de 0,053 US\$/kWh para o ($LCOE$) da Configuração 3, independentemente da variação da fração disponibilizada para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}).

O Gráfico 13 apresenta o custo nivelado de hidrogênio para as diferentes frações da produção diária de hidrogênio analisadas.

Gráfico 13 - Custo nivelado do Hidrogênio para a Configuração 3.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Assim como nas Configurações 2 e 3, a diferença do ($LCOH$) para cada fração disponibilizada para produção diária de hidrogênio foi ínfima, sendo que o Custo nivelado para a Configuração 3 foi cerca de 6,99 US\$/kg_{H2} para todas as frações.

Os resultados técnicos e econômicos apresentados nos gráficos desta seção também estão apresentados em formato de tabela no Apêndice C.

4.2. Sistema “B” - Produção de hidrogênio via água doce e sem armazenamento de hidrogênio

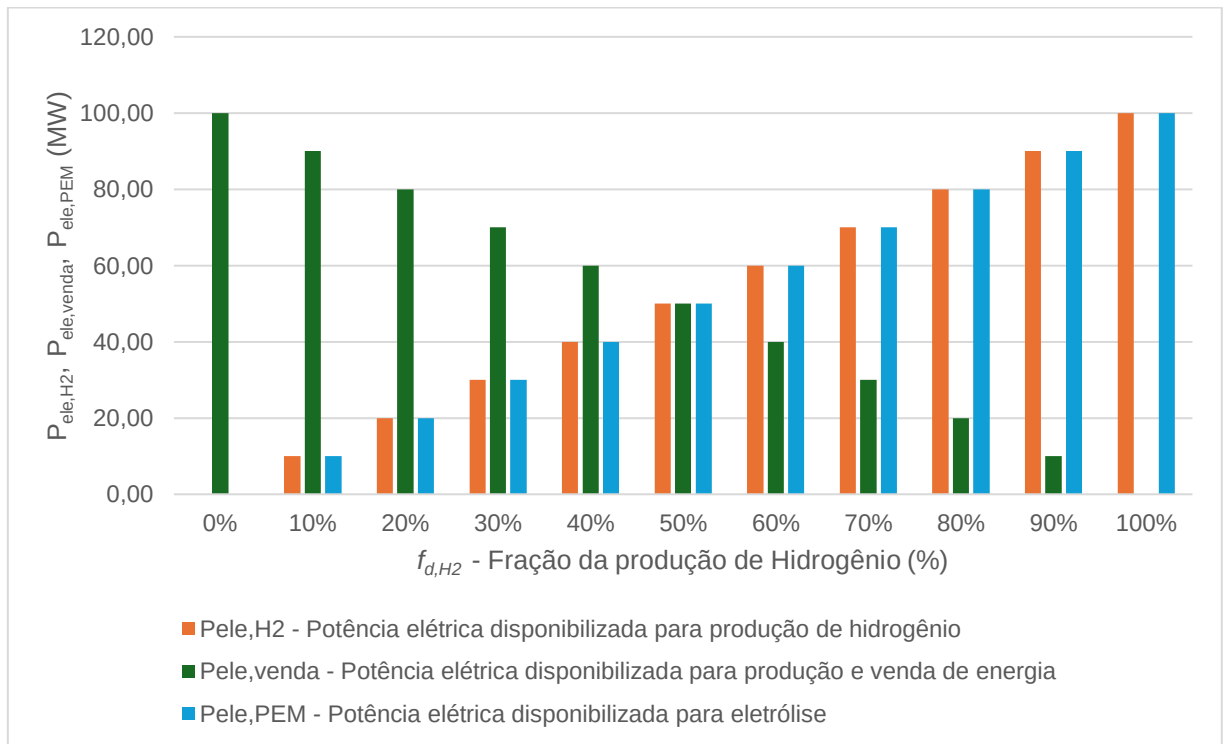
Nos subitens a seguir, serão apresentados os resultados encontrados para as Configurações 4, 5 e 6, referentes ao Sistema “B” que consiste na produção de hidrogênio a partir da água potável sem armazenamento do hidrogênio.

4.2.1. Configuração 4: Planta Fotovoltaica

Para a Configuração 4, que consiste na planta fotovoltaica com a geração de hidrogênio a partir da água doce, sem armazenamento de hidrogênio, ao realizar a análise paramétrica variando de 0% a 100% a fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio encontrou-se os resultados das análises técnicas e econômicas apresentados nesta seção.

O Gráfico 14 apresenta a variação das potências P_{H_2} , $P_{ele,venda}$ e $P_{ele,PEM}$ conforme ocorre a variação de 0% a 100% da fração de produção diária de hidrogênio (f_{d,H_2}).

Gráfico 14 - Potência elétrica disponibilizada para as plantas da Configuração 4.

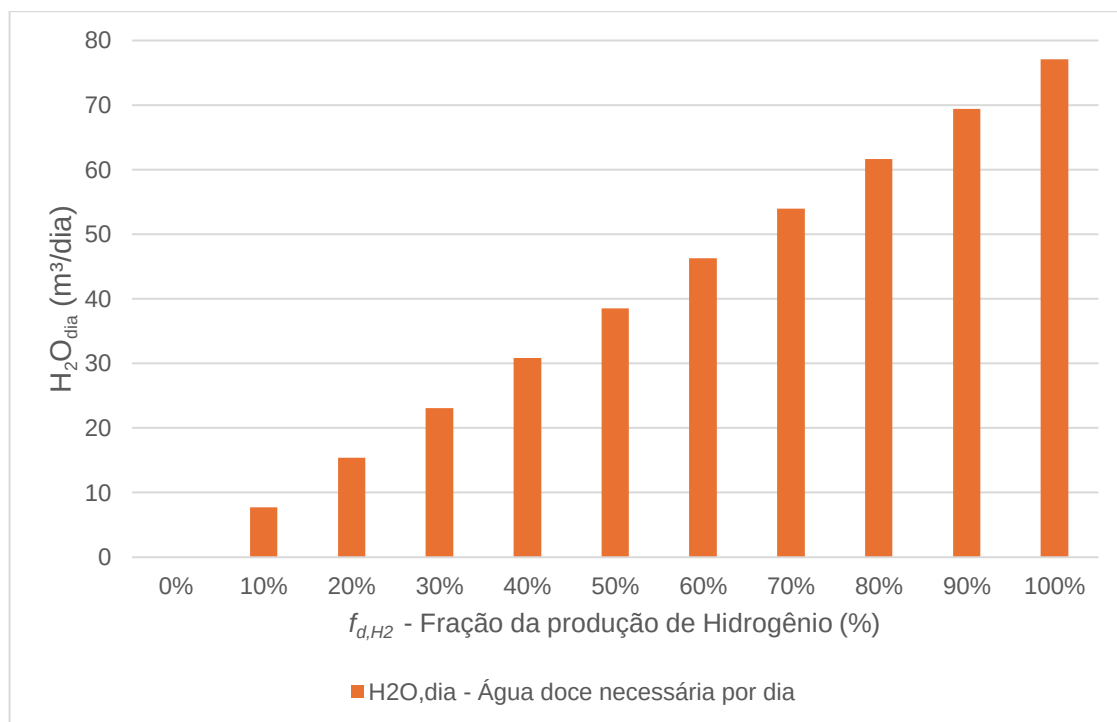


Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Observa-se que para f_{d,H_2} igual a 100% e $P_{ele,venda}$ igual a 0 MW, 100% da fração é disponibilizada para a planta de eletrólise do tipo PEM, dado que a Configuração 4 não considera a planta de osmose reversa por utilizar água doce para produção do hidrogênio.

O Gráfico 15 apresenta o consumo total diário de água doce (H_2O_{dia}) para produção do hidrogênio verde.

Gráfico 15 - Consumo de água doce para a Configuração 4.

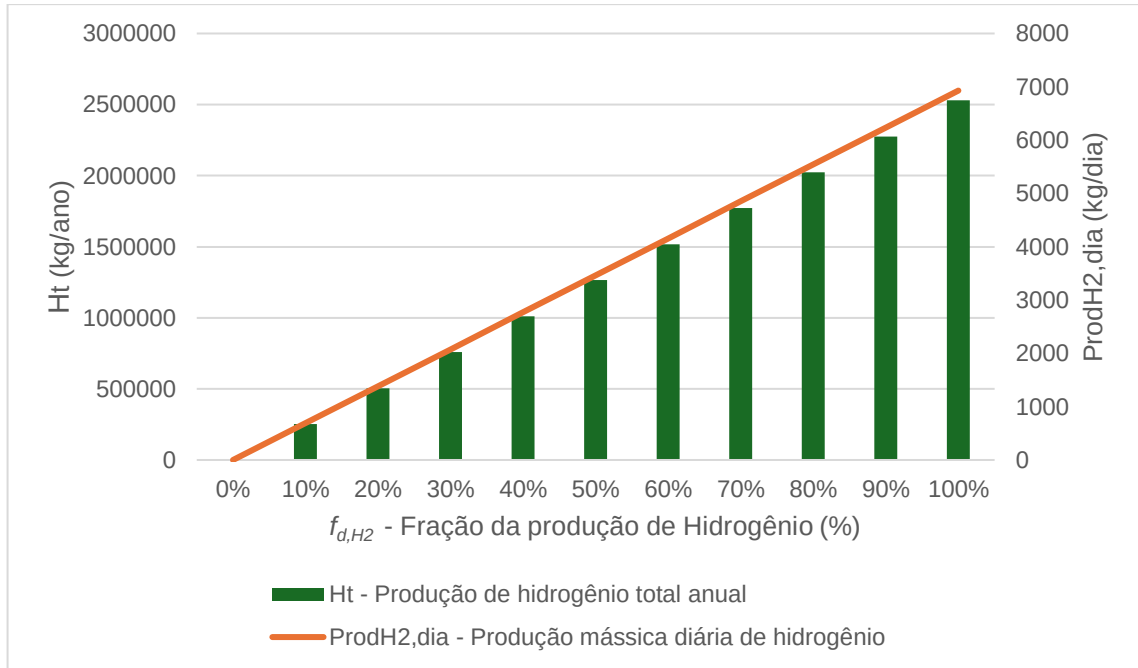


Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 15, verifica-se que para a fração de 100% da energia disponibilizada para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}), o consumo diário de água doce (H_2O_{dia}) foi de 77 m³. Uma pequena diferença é observada entre as Configurações 1 e a 4, devido esta última não considerar a planta de osmose reversa e, portanto, apresentar uma potência levemente maior que foi disponibilizada para a eletrólise.

O Gráfico 16 apresenta a produção total diária ($Prod_{H_2,dia}$) e a produção total anual de hidrogênio (H_t) conforme ocorre a variação de 0% a 100% da fração de produção diária de hidrogênio (f_{d,H_2}).

Gráfico 16 - Produção de Hidrogênio para a Configuração 4.



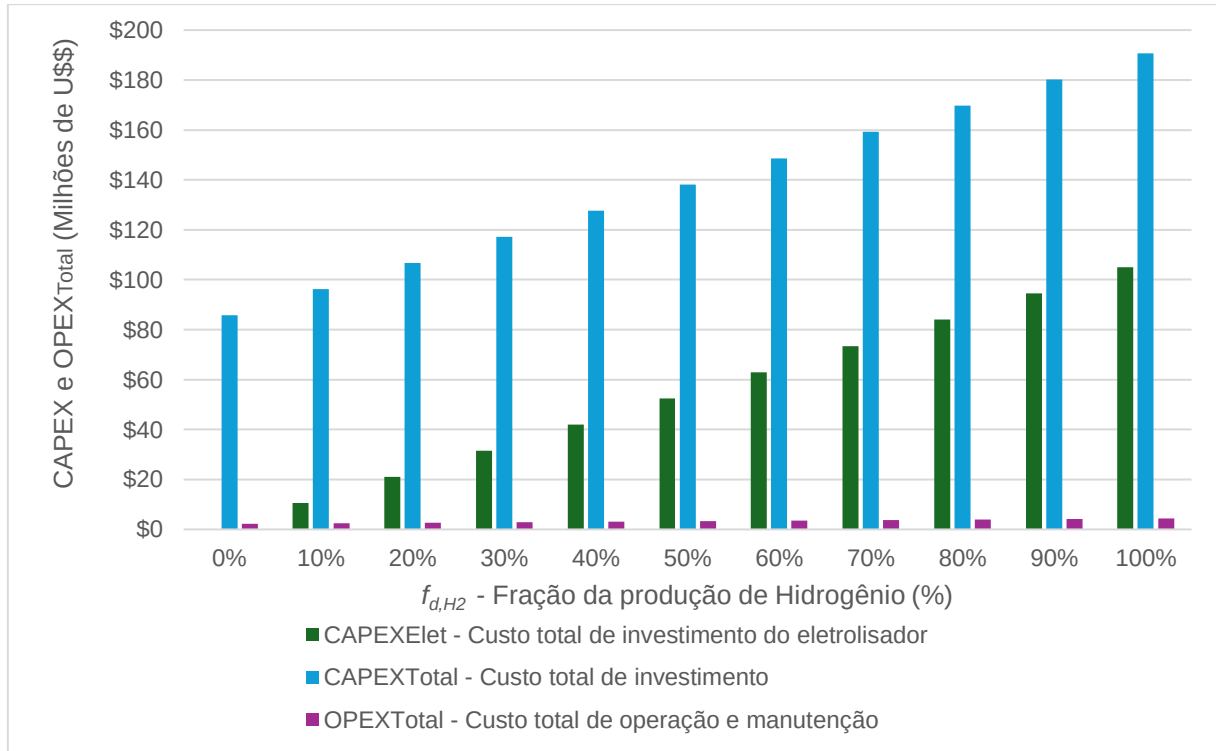
Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Quando toda a potência da planta fotovoltaica é disponibilizada para a produção de hidrogênio, verifica-se que a produção de hidrogênio é de 6,93 toneladas de H_2 por dia, portanto, 2.529 toneladas de H_2 por ano.

Ao comparar as Configurações 1 e 4, observa-se que a produção de hidrogênio da Configuração 4 é ligeiramente superior a Configuração 1, visto que a Configuração 4 utiliza a água doce e, deste modo, a planta de osmose reserva não faz parte desta configuração, de forma que o consumo de energia elétrica para dessalinização não é contabilizado, sendo toda a potência disponibilizada para a eletrólise.

As variáveis $CAPEX_{Elet}$, $CAPEX_{total}$ e $OPEX_{total}$ determinadas para a Configuração 4 estão apresentados no Gráfico 17.

Gráfico 17 - Custos das plantas que compõem a Configuração 4



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Para a fração de 100% da energia disponibilizada para a produção de hidrogênio, ou seja, quando P_{H_2} igual a 100 MW, o $(CAPEX_{total,4})$ da Configuração 4 é de 190,7 milhões de dólares. A Configuração 4 apresenta CAPEX ligeiramente inferior à Configuração 1, visto que não possui a planta de osmose reversa. Observa-se que para a fração de 0%, o custo total é o mesmo da Configuração 1, pois considera apenas o custo da planta fotovoltaica.

Diferentemente do sistema "A" (Configurações 1 a 3), o $(LCOH)$ permaneceu fixo a despeito da fração disponibilizada para produção diária de hidrogênio (f_{d,H_2}). Isso ocorreu porque, para a Configuração 4, a planta de dessalinização não está presente e, portanto, não foi considerado o seu custo. O valor encontrado para o LCOH foi de 9,815 US\$/kg_{H₂} para todas as frações (f_{d,H_2}).

Assim como ocorreu com o $(LCOH)$, para o $(LCOE)$ foi encontrado um único valor de 0,066 US\$/kWh independentemente da variação da fração disponibilizada para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}). Este valor é o mesmo da Configuração 1, o que condiz com o esperado, já que no cálculo do $(LCOE)$ apenas é contabilizado o custo da planta de potência renovável, neste caso, da planta solar fotovoltaica.

As tabelas com os resultados técnicos e econômicos apresentados nesta seção podem ser acessadas no Apêndice D.

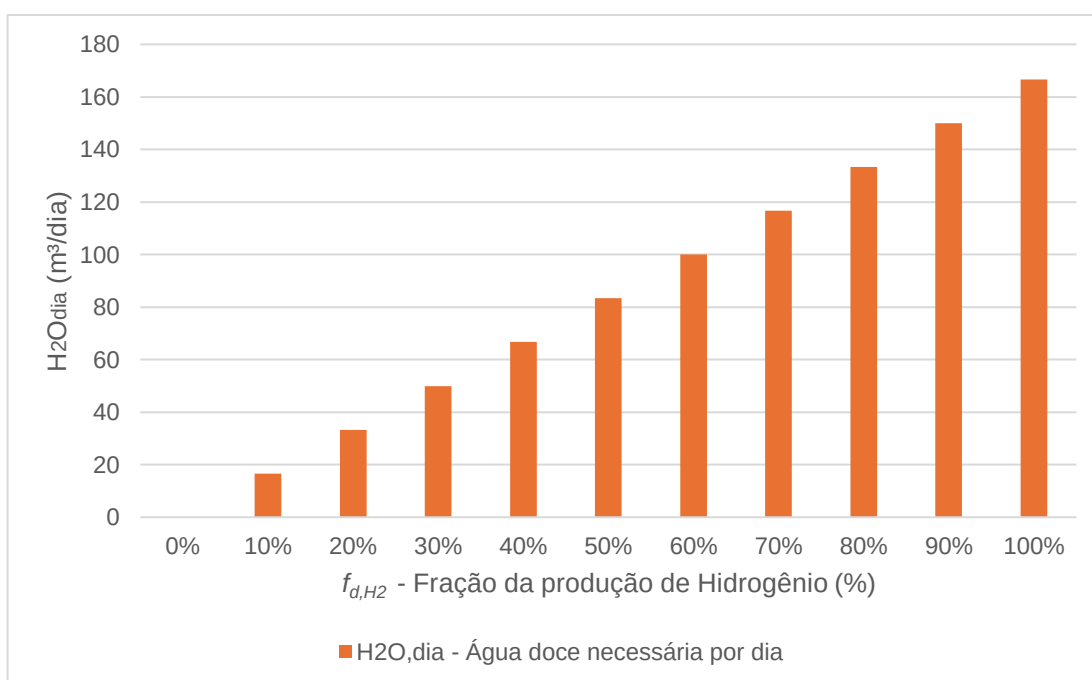
4.2.2. Configuração 5: Planta Eólica

Para a Configuração 5 do sistema “B”, que consiste na planta eólica com a geração de hidrogênio a partir da água doce, sem armazenamento de hidrogênio, ao realizar a análise paramétrica variando de 0% a 100% a fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio encontrou-se os resultados das análises técnicas e econômicas apresentados ao longo deste item.

Cabe reforçar que não será apresentado o gráfico referente às potências disponibilizadas para produção de hidrogênio, eletrólise e venda de energia elétrica, visto que os valores são idênticos aos valores apresentados no Gráfico 14.

O Gráfico 18 apresenta a variação do consumo de água doce (H_2O_{dia}) em função da fração (f_{d,H_2}) para a Configuração 5.

Gráfico 18 - Consumo diário de água doce para a Configuração 5.

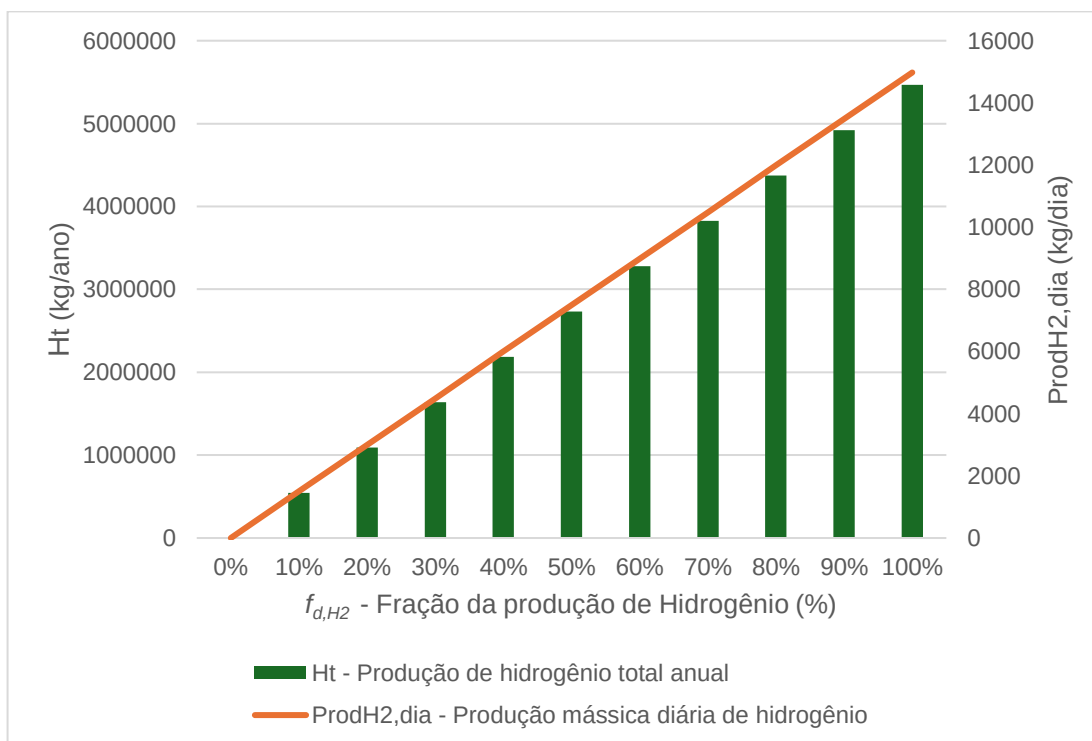


Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Para a Configuração 5, foi encontrado o consumo diário de água potável (H_2O_{dia}) igual a 166,6 m³, quando toda a potência da planta eólica é disponibilizada para a produção de hidrogênio. O valor encontrado é coerente, pois a planta eólica apresenta horas de operação cerca de duas vezes maior que a da planta fotovoltaica, portanto, o consumo de água da Configuração 5 é, aproximadamente, 2 (duas) vezes maior do que o consumo da Configuração 4.

As produções diárias ($Prod_{H_2,dia}$) e anual (H_t) de hidrogênio para a Configuração 5 são apresentados no Gráfico 19.

Gráfico 19 - Produção total de hidrogênio para a Configuração 5.



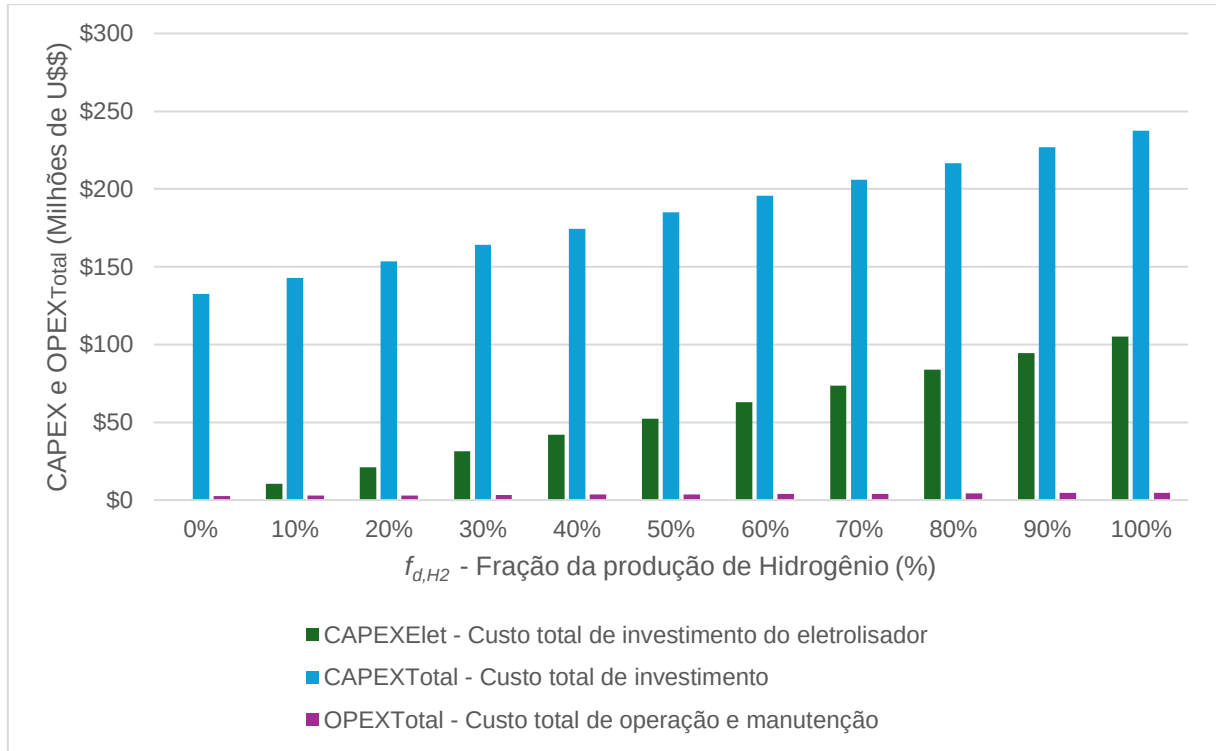
Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Assim como na Configuração 2, ao analisar o Gráfico 19, observa-se que para P_{H_2} igual a 100 MW e $P_{ele,venda}$ é igual a 0 MW, ou seja, quando 100% da potência é disponibilizada para produção de hidrogênio, são produzidas cerca de 15 toneladas de hidrogênio por dia, o que corresponde a uma produção de 5.467 toneladas de H_2 por ano.

A diferença mínima do total de produção de hidrogênio desta configuração para a Configuração 2, se deu devido a existência da planta de osmose reversa na Configuração 2. Desta forma, uma parcela da energia gerada pela planta eólica na Configuração 2, foi disponibilizada para dessalinização, enquanto na Configuração 5 toda a potência foi disponibilizada para a eletrólise.

Os valores das variáveis $CAPEX_{Elet}$, $CAPEX_{total}$ e $OPEX_{total}$ da Configuração 5 são apresentados no Gráfico 20.

Gráfico 20 - Custos das plantas que compõem a Configuração 5.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Quando (f_{d,H_2}) é igual a 100% e, portanto, P_{H_2} é igual a 100 MW, o ($CAPEX_{total}$) encontrado para a Configuração 5 foi de 237,5 milhões de dólares, conforme mostrado no Gráfico 20. Este custo inclui o investimento de capital para as plantas Eólica e eletrólise do tipo PEM.

Ao comparar as Configurações 4 e 5, observa-se que o ($CAPEX_{total}$) encontrado é maior para a Configuração 5, pois além da planta eólica apresentar maior valor, a planta de eletrólise apresenta maior custo, dado que esta deve possuir maior capacidade em relação as plantas da Configuração 4, devido ao maior tempo de operação da planta eólica.

Em relação ao custo nivelado do Hidrogênio ($LCOH$) e ao custo nivelado da energia ($LCOE$), assim como para a Configuração 4, não serão apresentados gráficos para a Configuração 5, visto que não ocorre variação independente da fração (f_{d,H_2}). Dessa forma, foi encontrado um valor de 5,66 US\$/kg_{H2} para o $LCOH$, enquanto para o custo nivelado da energia ($LCOE$) foi determinado um valor de 0,047 US\$/kWh. Assim como na configuração 4, por ser utilizada a água doce, não é considerada a planta de dessalinização de osmose reversa e, portanto, ao variar a fração da produção diária de hidrogênio, não ocorre a variação tanto do ($LCOH$), quanto do ($LCOE$).

Os resultados técnicos e econômicos utilizados para elaboração dos gráficos apresentados nessa seção estão apresentados em forma tabular no Apêndice E.

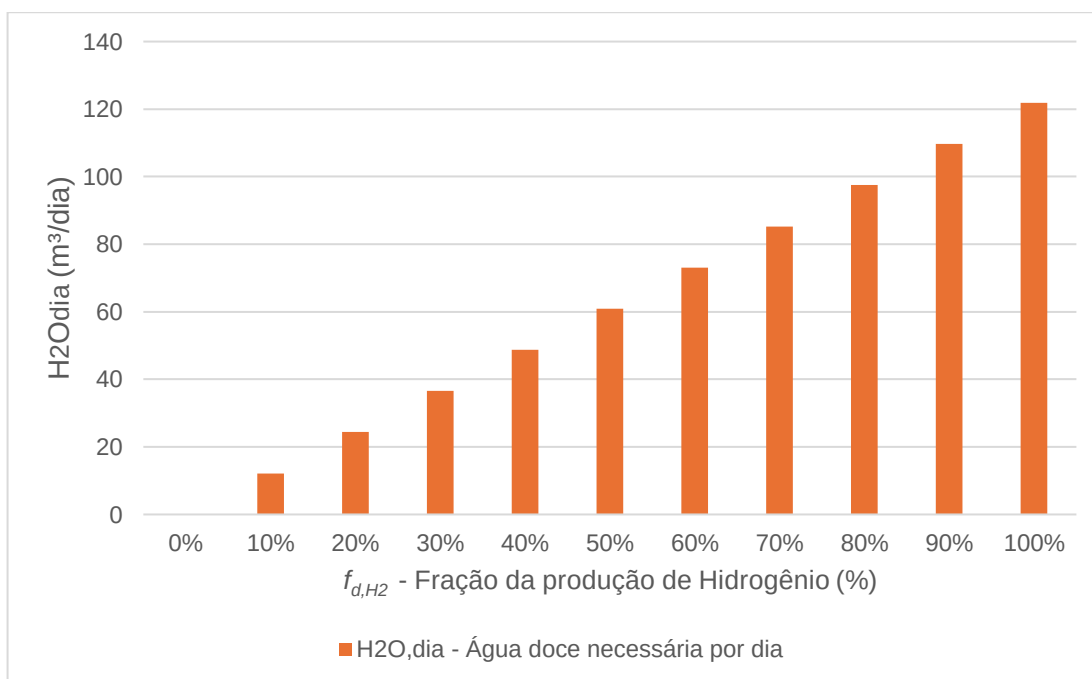
4.2.3. Configuração 6: Planta Híbrida (50% FV + 50% EOL)

Para a Configuração 6, que consiste nas plantas fotovoltaica e eólica com a geração de hidrogênio a partir da água doce, sem armazenamento de hidrogênio, ao realizar a análise paramétrica variando de 0% a 100% a fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio encontrou-se os resultados das análises técnicas apresentados nesta seção.

Os resultados referentes às potências disponibilizadas para produção de hidrogênio, eletrólise e venda de energia elétrica não serão apresentados na forma gráfica, visto que os valores são idênticos aos resultados apresentados no Gráfico 14.

O Gráfico 21 apresenta o consumo de água potável (H_2O_{dia}) para a produção de hidrogênio, enquanto o Gráfico 22 apresenta produção total diária ($Prod_{H_2,dia}$) e anual (H_t) da Configuração 6.

Gráfico 21 - Consumo de água doce para a Configuração 6.

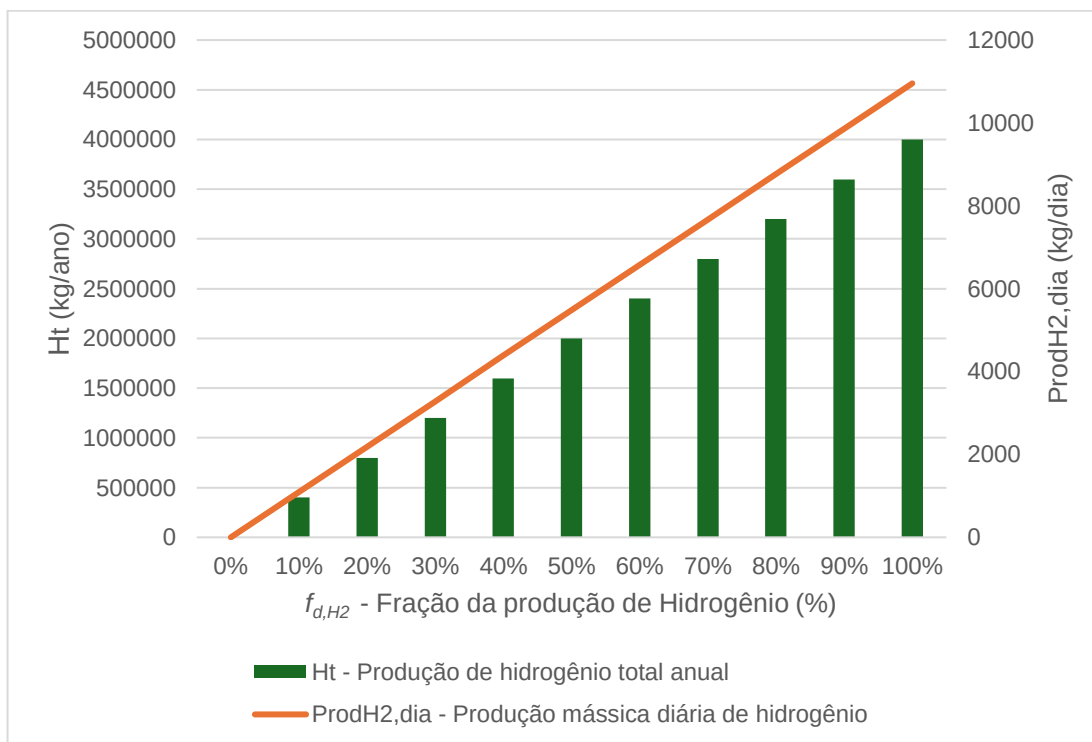


Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar os resultados encontrados no Gráfico 21, para f_{d,H_2} igual a 100%, o que equivale a (P_{H_2}) igual a 100 MW, foram consumidos cerca de 122 m³ de água doce

diariamente, sendo este valor consiste na média dos valores encontrados para as Configurações 4 e 5.

Gráfico 22 - Produção total de hidrogênio para a Configuração 6



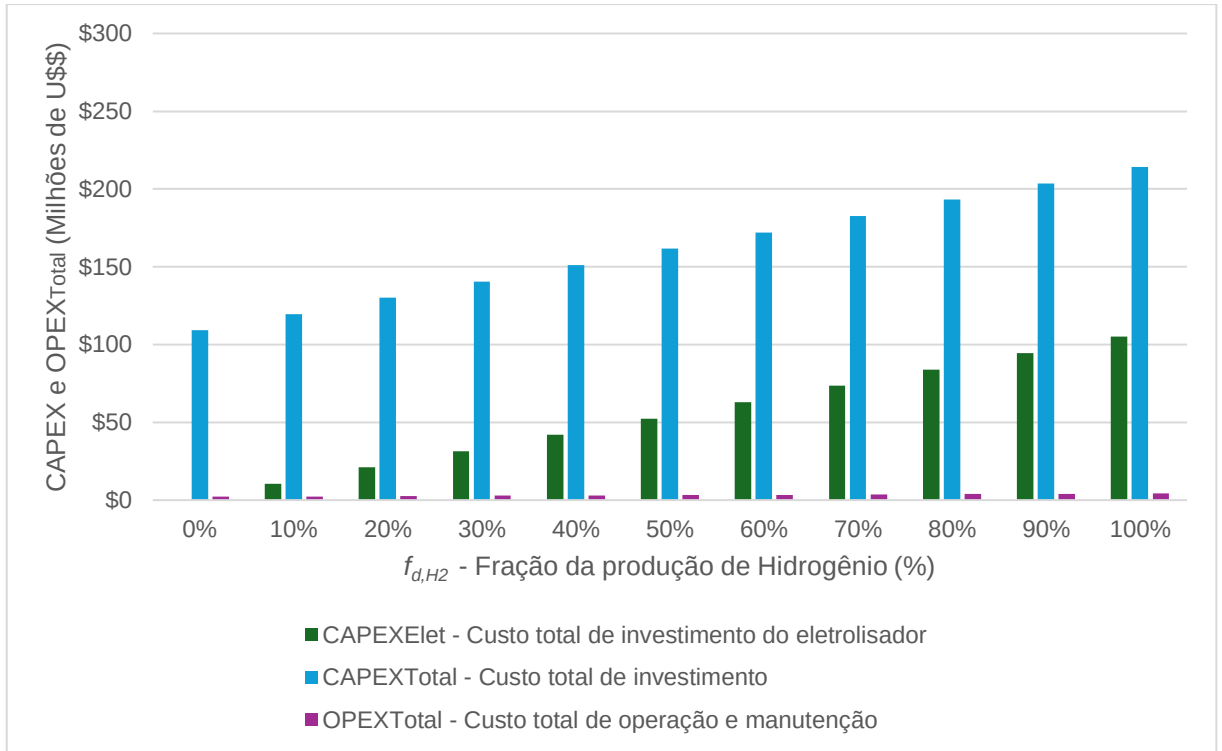
Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Para a Configuração 6 foi calculada a produção de 10,9 toneladas de hidrogênio por dia, o que equivale a 3.998 toneladas de H_2 por ano, quando para f_{d,H_2} igual a 100%. Os valores de produção de hidrogênio encontrados são ligeiramente maiores do que a Configuração 3, visto que a Configuração 6 não disponibiliza potência para funcionamento da planta de osmose reversa por considerar a utilização de água doce.

Observa-se que os valores encontrados para a Configuração 6 representam a média dos valores determinados para as Configurações 4 e 5, pois para a análise da Configuração 6, foi considerado que a potência elétrica máxima disponibilizada para a produção de hidrogênio ($P_{ele,planta}$) de 100 MWe seria dividida igualmente entre as plantas fotovoltaica e eólica.

Os resultados encontrados para as variáveis econômicas de saída $CAPEX_{Elet}$, $CAPEX_{total}$ e $OPEX_{total}$ são apresentados no Gráfico 23 e representam a média dos valores calculados para as Configurações 4 e 6, como também foi observado nas variáveis técnicas.

Gráfico 23 - Custos das plantas que compõem a Configuração 6



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Quando (P_{H_2}) é igual a 100 MW (f_{d,H_2} igual a 100%), o ($CAPEX_{total}$) da Configuração 6 é de 214,1 milhões de dólares, valor ligeiramente inferior à Configuração 3, pois não apresenta a planta de osmose reversa.

Quanto ao ($LCOH$), foi encontrado um valor de 6,97 US\$/kg_{H₂} e, para o ($LCOE$) foi calculado um valor de 0,053 US\$/kWh. Assim como nas configurações 4 e 5, pelo fato de não haver a planta de osmose reversa, não há variação destes valores independentemente da variação de fração da produção diária de hidrogênio (f_{d,H_2}).

As tabelas com os resultados técnicos e econômicos apresentados nesta seção podem ser encontradas no Apêndice F.

4.3. Sistema “C” - Produção de hidrogênio via dessalinização da água do mar e com armazenamento de hidrogênio para geração de potência via planta de célula combustível

As Configurações 7, 8 e 9, são referentes ao sistema “C”, que consiste na produção de hidrogênio a partir da dessalinização da água do mar via osmose reversa com

armazenamento de hidrogênio para geração de potência elétrica via célula a combustível. As simulações apresentam resultados para frações de potência disponibilizadas para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) variando de 0% a 100% com incrementos de 10% considerando frações de hidrogênio armazenado (f_{armaz,H_2}) iguais a 25%, 50%, 75% e 100%.

Para a fração nula de armazenamento ($f_{armaz,H_2} = 0\%$) os resultados técnicos e econômicos são exatamente iguais aos resultados apresentados para a Configuração 1, pois neste caso não existe armazenamento de energia via hidrogênio. Portanto, para as configurações do Sistema “C” para (f_{armaz,H_2}) igual a 0, os resultados não serão apresentados novamente.

Como não há alteração da potência máxima (100 MW) disponibilizada pelas plantas renováveis para produção de hidrogênio ($P_{ele,planta}$), mesmo com a variação da fração de armazenamento (f_{armaz,H_2}), os valores das variáveis ($P_{ele,RO}$), ($P_{ele,PEM}$), (P_{H_2}) e ($P_{ele,venda}$) serão iguais aos valores encontrados para as configurações 1, 2 e 3 do sistema “A”, visto que essas potências dependem apenas de (f_{d,H_2}). Portanto, os valores são os mesmos do Gráfico 1 e, por essa razão, não serão apresentadas nesta seção.

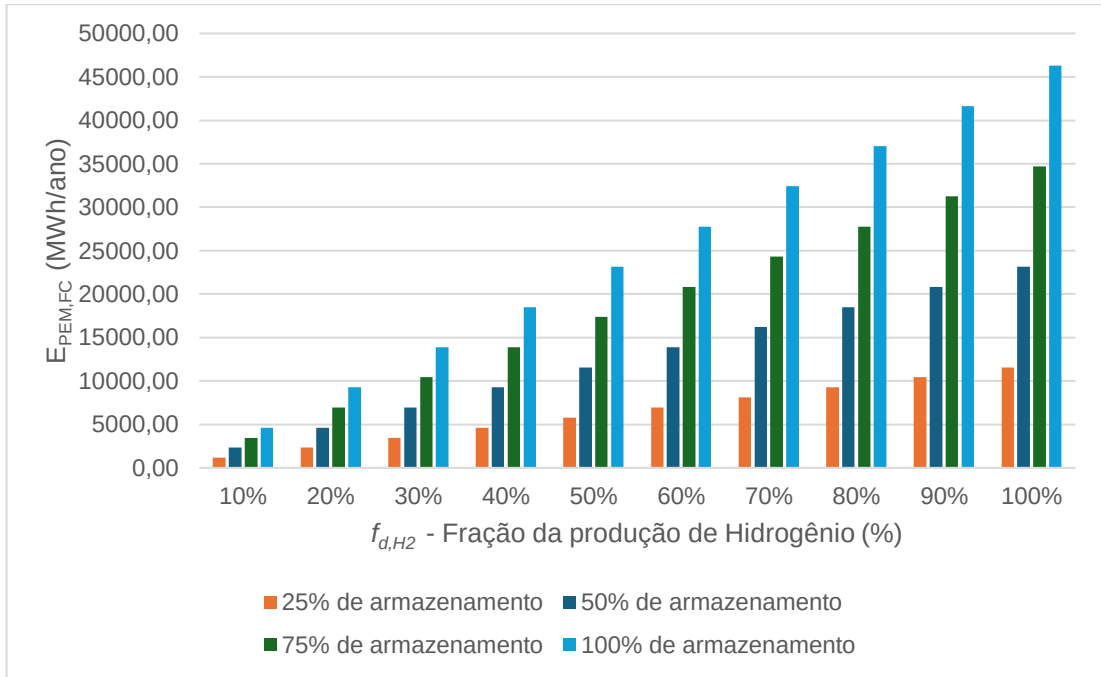
4.3.1. Configuração 7: Planta Fotovoltaica

Para a Configuração 7, que consiste na planta fotovoltaica com a geração de hidrogênio a partir da água do mar, com armazenamento de hidrogênio para geração de potência a partir da célula a combustível, os resultados para as análises técnicas e econômicas estão apresentados a seguir.

Em relação ao consumo de água, os valores de água dessalinizada e salgada necessárias para produção de hidrogênio também são idênticos aos valores apresentados na Configuração 1 (Gráfico 2), já que ambas as configurações utilizam a planta fotovoltaica como fonte de energia e utilizam a água salgada para produção de hidrogênio. Tal comportamento também ocorre para os valores de produção diária de hidrogênio e produção anual de hidrogênio, que podem ser consultados no Gráfico 3.

Como a Configuração 7 consiste no armazenamento do hidrogênio para produção de energia elétrica em momentos com menor índice de irradiação ou períodos noturnos, foi calculada a energia elétrica anual gerada pela planta de potência do tipo célula combustível PEM ($E_{PEM,FC}$) para as frações de hidrogênio armazenado (f_{armaz,H_2}) iguais a 25%, 50%, 75% e 100%, para as frações disponibilizadas para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%. Os valores são apresentados no Gráfico 24.

Gráfico 24 - Energia elétrica anual gerada pela célula a combustível para a Configuração 7



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

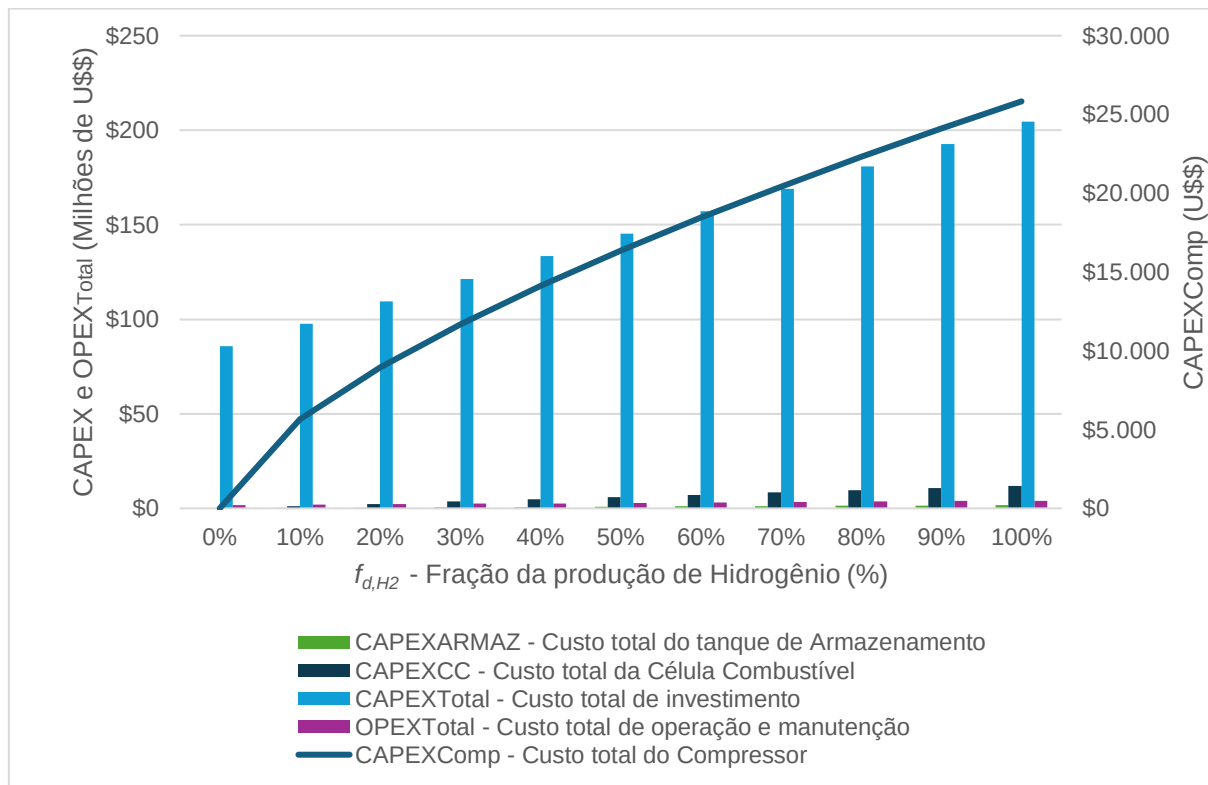
Ao analisar o Gráfico 24, verifica-se que para a fração de produção de hidrogênio ($f_{d,H2}$) igual a 100%, para todas as frações ($f_{armaz,H2}$) são encontrados os maiores valores anuais de geração de energia elétrica produzida pela planta de célula combustível, tendo em vista que para esta fração ($f_{d,H2} = 100\%$) haverá a maior quantidade possível de hidrogênio armazenado e, portanto, maior produção de energia elétrica disponível para ser convertida em potência pela planta de célula combustível.

A energia máxima ($E_{PEM,FC}$) é calculada a partir da quantidade de hidrogênio produzido, que está relacionada ao tempo de operação da planta fotovoltaica e a eficiência de conversão da planta de célula a combustível. Dessa forma, para ($f_{d,H2}$) igual a 100% e ($f_{armaz,H2}$) igual a 100% serão gerados 46.284 MWh/ano. A produção máxima de energia elétrica anual possível de ser gerada pela planta solar fotovoltaica de 100 MW de potência e fator de capacidade de 19,2% foi igual a 168.192 MWh/ano (i.e.; $100MW \cdot 8760 h/ano \cdot 0,192$). Portanto, para essa configuração, a produção máxima anual de energia gerada pela planta de célula a combustível ($E_{PEM,FC}$) de 46.284 MWh/ano, representou 27,5% da produção máxima da energia anual possível de ser gerada pela planta solar fotovoltaica (i.e.; $(46.284 MWh / 168.192 MWh)$).

Em relação aos resultados econômicos, o as variáveis ($CAPEX_{Armaz}$), ($CAPEX_{CC}$), ($CAPEX_{Comp}$), ($CAPEX_{Total}$) e ($OPEX_{Total}$).

Gráfico 25 apresenta os valores econômicos das variáveis ($CAPEX_{Armaz}$), ($CAPEX_{CC}$), ($CAPEX_{Comp}$), ($CAPEX_{Total}$) e ($OPEX_{Total}$).

Gráfico 25 - Custos para a Configuração 7 com 25% de armazenamento.



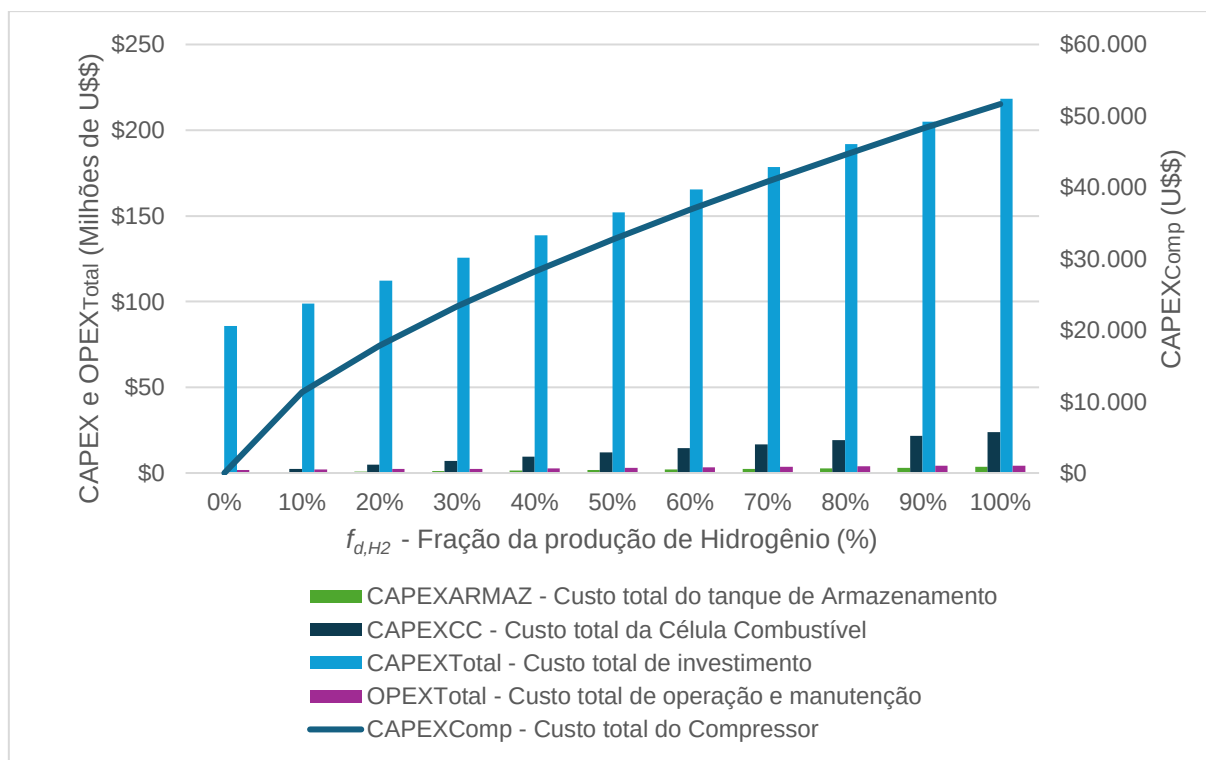
Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Não foram apresentados os valores de CAPEX da planta de dessalinização ($CAPEX_{RO}$), e da planta de eletrólise ($CAPEX_{Elet}$), visto que estes valores são iguais aos valores já apresentados nas Configurações 1 a 3 (Gráfico 4).

Ao analisar o Gráfico 25 observa-se que quando (f_{d,H_2}) é igual a 100% e, portanto, (P_{H_2}) é igual a 100 MW, o CAPEX total da Configuração 7 ($CAPEX_{total,7}$) para uma fração (f_{armaz,H_2}) igual a 25% de armazenamento, é de 204,6 milhões de dólares. Ao comparar este CAPEX com o valor encontrado para a Configuração 1, verifica-se que a configuração 7 apresenta um valor cerca de 14 milhões a mais devido aos custos do compressor, armazenamento e célula à combustível.

Os mesmos custos foram calculados para a Configuração 7 com (f_{armaz,H_2}) igual a 50% de armazenamento e estão apresentados no Gráfico 26.

Gráfico 26 - Custos para a Configuração 7 com 50% de armazenamento.



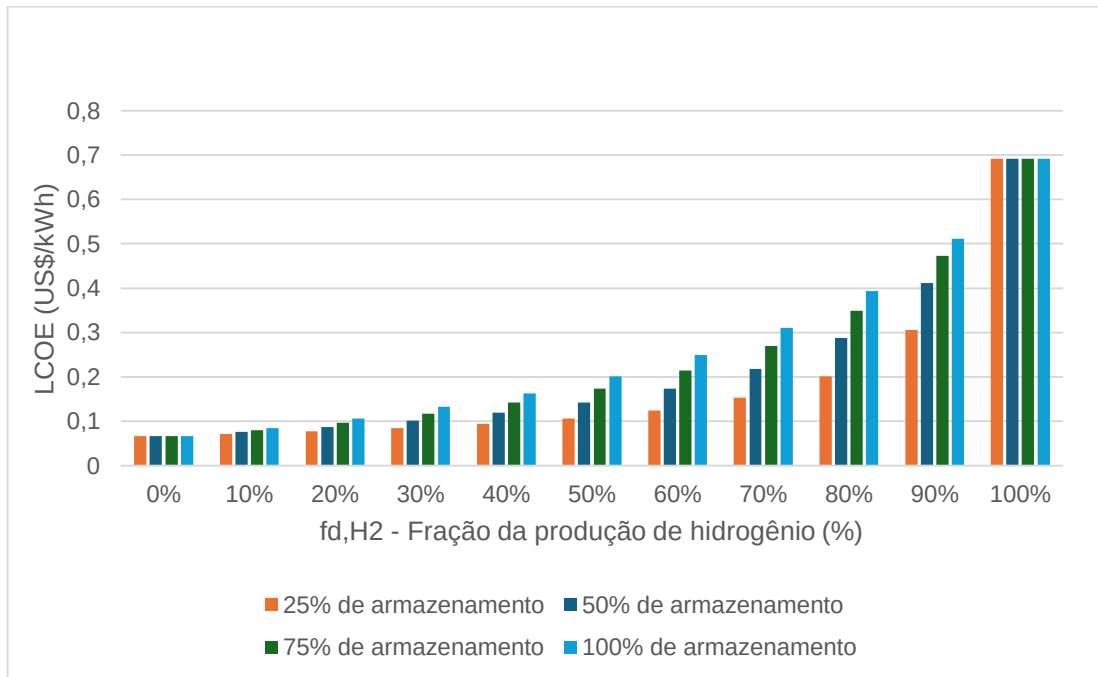
Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao avaliar o Gráfico 26 verifica-se que para a configuração com (f_{armaz,H_2}) igual a 50% de armazenamento, os custos de armazenamento, compressor e célula combustível estão duplicados em relação a (f_{armaz,H_2}) igual a 25%, visto que a capacidade de armazenamento é o dobro do sistema representado no Fonte: Elaborado pela autora (2024).

. Dessa forma, pode-se inferir que para as configurações 7 com (f_{armaz,H_2}) igual a 75% e 100% de armazenamento, os custos do compressor, do armazenamento e da célula combustível são triplicados e quadruplicados, respectivamente. Portanto, para (f_{d,H_2}) é igual a 100%, os valores do $(CAPEX_{total,7})$ serão de 218,3 milhões de dólares para (f_{armaz,H_2}) igual a 50% de armazenamento, 232,1 milhões de dólares para (f_{armaz,H_2}) igual a 75% de armazenamento e 245,8 milhões de dólares para (f_{armaz,H_2}) igual a 100% de armazenamento.

Os valores da variável $(LCOE)$ foram calculados para as frações de armazenamento (f_{armaz,H_2}) 25%, 50%, 75% e 100% para as frações disponibilizadas para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%, estando os valores apresentados no Gráfico 27.

Gráfico 27 - Custo Nivelado da Energia para cada fração de armazenamento da Configuração 7.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 27, verifica-se que o menor valor do ($LCOE$), igual a 0,066 US\$/kWh, ocorre quando (f_{d,H_2}) é igual a 0%, dado que 100 MW é disponibilizado para produção e venda de energia e, portanto, menor investimento total devido à ausência dos sistemas de compressão e de armazenamento de hidrogênio, além da ausência da planta de célula combustível. Observa-se também que os valores do ($LCOE$) crescem proporcionalmente com a fração (f_{d,H_2}), sendo o maior valor igual a 0,69 US\$/kWh para a fração disponibilizada para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) igual à 100%. Isso deve-se ao aumento proporcional do investimento total devido ao aumento da capacidade do sistema de compressão e armazenamento do hidrogênio, e da planta de célula combustível.

Os valores da variável ($LCOH$) foram calculados para as frações (f_{d,H_2}) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%, e, por serem idênticos aos valores apresentados no Gráfico 5 não serão reapresentados nesta seção.

Conforme mencionado para a Configuração 1, os valores do ($LCOH$) são praticamente os mesmos (variando de 9,8393 US\$/kgH₂ a 9,8315 US\$/kgH₂), sendo a diferença na terceira casa decimal. Esta mínima diferença ocorre devido ao custo da planta de osmose reversa, que não é diretamente proporcional a quantidade de potência disponibilizada para produção da água dessalinizada.

Quanto a variação do hidrogênio armazenado entre 25% e 100%, não há alteração dos valores encontrados para o ($LCOH$), dado que conforme demonstrado na Equação (45) os

custos de armazenamento do hidrogênio, compressão e célula combustível não foram contabilizados para determinação do ($LCOH$), uma vez que estas plantas são utilizadas apenas para a produção de energia elétrica.

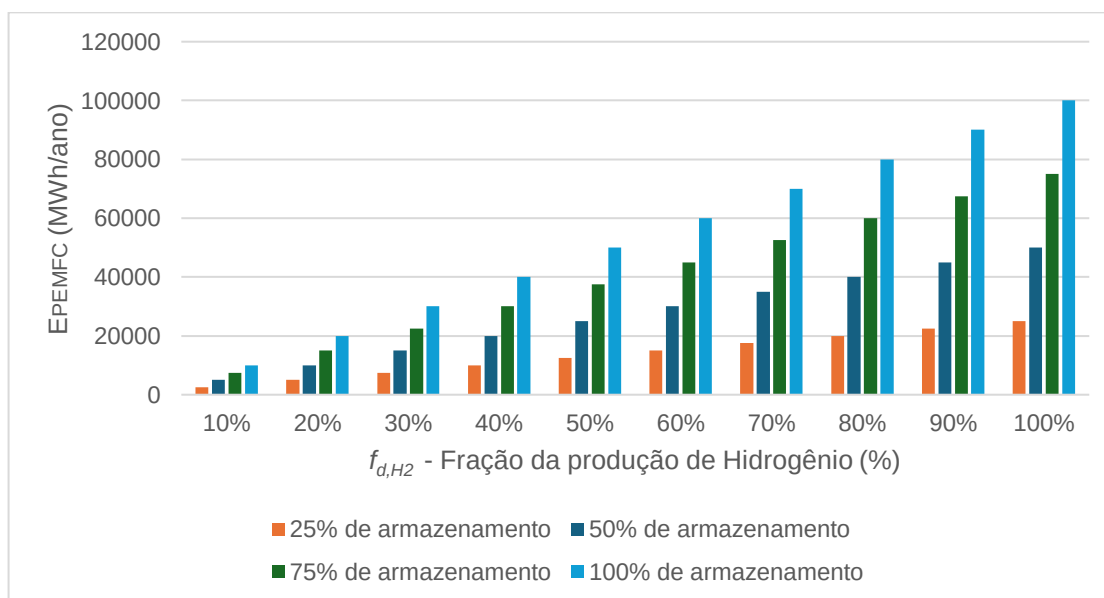
As tabelas com os resultados técnicos e econômicos apresentados nos gráficos da Configuração 7 podem ser encontradas no Apêndice G.

4.3.2. Configuração 8: Planta Eólica

Para a Configuração 8, que consiste na planta eólica com a geração de hidrogênio a partir da água do mar dessalinizada e com armazenamento de hidrogênio para geração de potência a partir da célula a combustível, ao realizar a análise paramétrica variando-se a fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 0% a 100% encontrou-se os resultados das análises técnicas e econômicas apresentados nesta seção.

A energia elétrica anual disponibilizada pela célula a combustível ($E_{PEM,FC}$) da Configuração 8 para as frações de hidrogênio armazenado (f_{armaz,H_2}) iguais a 25%, 50%, 75% e 100%, considerando as frações disponibilizadas para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100% é apresentada no Gráfico 28.

Gráfico 28 - Energia elétrica anual gerada pela célula a combustível para a Configuração 8.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 28, verifica-se que para a fração de produção de hidrogênio igual a 100%, encontram-se as maiores gerações anuais de energia elétrica a partir da célula

combustível, visto que para esta fração há maior quantidade de hidrogênio armazenado e, portanto, maior produção de energia elétrica via célula combustível.

A energia máxima ($E_{PEM,FC}$) é calculada a partir da quantidade anual de hidrogênio produzido, estando este relacionado ao tempo de operação da planta eólica e à eficiência de conversão da planta de célula combustível. Dessa forma, para (f_{d,H_2}) igual a 100% e (f_{armaz,H_2}) igual a 100% serão gerados 100.040 MWh/ano. A produção máxima de energia elétrica anual possível de ser gerada pela planta solar eólica de 100 MW de potência e fator de capacidade de 41,5% foi igual a 363.540 MWh/ano (i.e.; $100MW \cdot 8760 h/ano \cdot 0,415$). Portanto, para essa configuração, a produção máxima anual de energia gerada pela planta “célula combustível” ($E_{PEM,FC}$) de 100.040 MW, representou cerca de 27,5% da produção máxima da energia anual possível de ser gerada pela planta eólica (i.e.; $100.040 MWh/363.540 MWh$). Observa-se que as configurações 7 e 8 apresentaram o mesmo percentual de eficiência mencionado acima e igual a 27,5%.

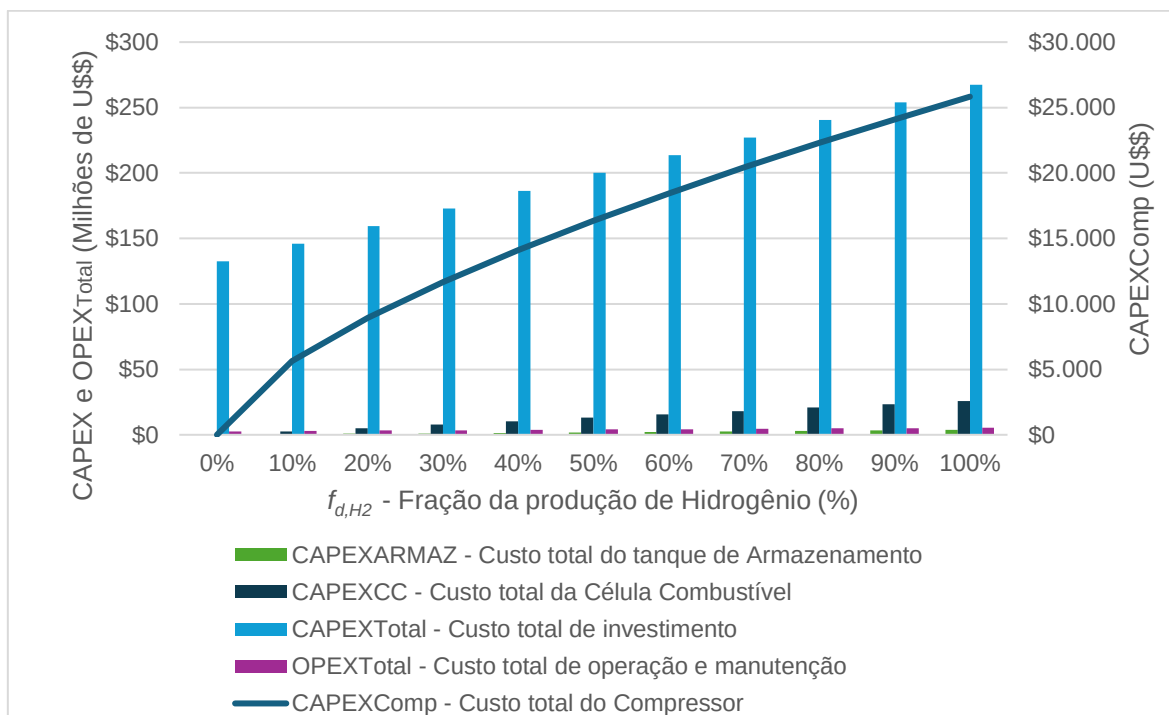
Adicionalmente, observa-se que o valor ($E_{PEM,FC}$) máximo da Configuração 8 é 2,16 vezes o valor encontrado para a Configuração 7. sendo essa razão igual a razão dos fatores de capacidade das plantas eólica e solar fotovoltaica ($41,5\%/19,2\% = 2,16$).

Para o consumo de água dessalinizada (H_2O_{dia}) e salgada necessária para a produção de hidrogênio ($H_2O_{salgada,dia}$) não serão apresentados os valores em forma gráfica nesta seção, pois os valores encontrados para a Configuração 8 são idênticos aos valores apresentados na Configuração 2 (Gráfico 6), visto que ambas as configurações consideram a planta eólica e utilizam a água salgada para produção de hidrogênio. Para fração de 100% da energia disponibilizada para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}), houve um consumo de 166,5 m³ por dia de água dessalinizada, o que corresponde ao consumo de 416 m³ diários de água do mar.

O mesmo ocorre para os valores de produção diária de hidrogênio ($Prod_{H_2,dia}$) e produção anual de hidrogênio (H_t), que são os mesmos apresentados no Gráfico 7. Isso ocorre, pois tanto para o consumo de água quanto para a produção de hidrogênio, como não há alteração da potência máxima (100 MW) disponibilizada pelas plantas renováveis para produção de hidrogênio ($P_{ele,planta}$), independentemente da variação da fração de armazenamento (f_{armaz,H_2}), os valores encontrados serão idênticos a Configuração 2.

Os CAPEX calculados para as plantas que compõem a Configuração 8 com 25% de armazenamento, são apresentados no Gráfico 29.

Gráfico 29 - Custos de investimento das plantas que compõem a Configuração 8 para f_{armaz,H_2} igual a 25%.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

No Gráfico 29, não foram apresentados os valores de CAPEX de osmose reversa e eletrólise, visto que estes valores são iguais aos valores já apresentados nas Configurações 1, 2 e 3, referentes aos Gráficos 4, 8 e 12, respectivamente.

Em relação aos valores encontrados, o CAPEX é proporcional ao aumento da fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio, sendo o maior valor determinado quando (f_{d,H_2}) é igual a 100% e, portanto, (P_{H_2}) é igual a 100 MW, o CAPEX total da Configuração 8 ($CAPEX_{total,8}$) com 25% de armazenamento é de 267,5 milhões de dólares. Ao comparar este CAPEX com o valor encontrado para a Configuração 2, a diferença é cerca de 29,7 milhões relativos aos custos do compressor, armazenamento e célula à combustível.

Ainda para (f_{d,H_2}) igual a 100%, nos cenários de 50%, 75% e 100% de armazenamento, os CAPEX totais são, respectivamente, 297,2 milhões de dólares, 326,9 milhões e 356,6 milhões de dólares, ou seja, a diferença de 29,7 milhões também se mantém entre as porcentagem de armazenamento, visto que corresponde a 25% dos custos de armazenamento, compressor e célula à combustível.

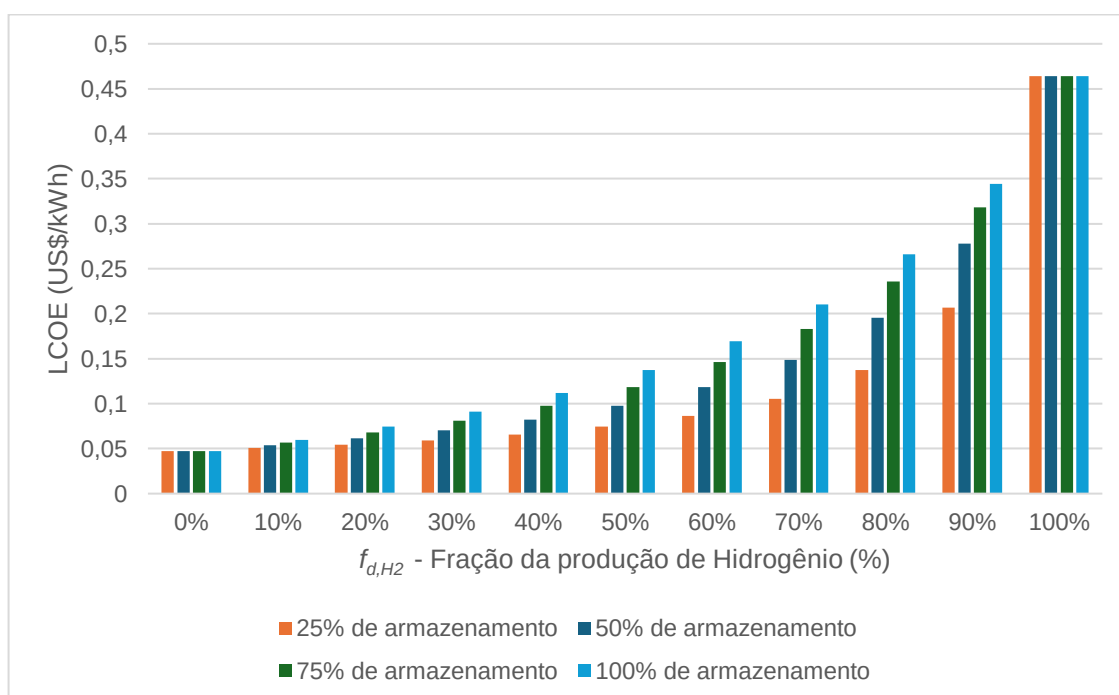
Por outro lado, quando (f_{d,H_2}) é igual a 0% e, assim, (P_{H_2}) é igual a 0 MW, o CAPEX total da Configuração 8 ($CAPEX_{total,8}$), independente da fração de armazenamento, é de 132,5

milhões de dólares, ou seja, corresponde apenas ao custo da planta eólica, dado que não há produção de hidrogênio.

A diferença de valores entre as Configurações 2 e 8 é superior à diferença entre as Configurações 1 e 7, devido maior tempo de operação da planta eólica comparado à planta solar fotovoltaica, o que implica maior capacidade e custos do compressor, do tanque de armazenamento e da célula à combustível.

Os valores da variável ($LCOE$) foram calculados para as frações de armazenamento (f_{armaz,H_2}) 25%, 50%, 75% e 100% para as frações disponibilizadas para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%, estando os valores apresentados no Gráfico 30.

Gráfico 30 - Custo nivelado da energia ($LCOE$) para a Configuração 8.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 30, verifica-se que o menor valor de ($LCOE$), igual a 0,047 US\$/kWh é encontrado quando (f_{d,H_2}) é igual a 0%. Isso ocorre porque, para esta fração, toda a potência da planta eólica (100 MW) é disponibilizada para produção e venda de energia e, portanto, não há produção e armazenamento de hidrogênio. Este valor é o mesmo encontrado para a Configuração 2.

Conforme esperado, os valores do ($LCOE$) aumentam proporcionalmente. O maior valor encontrado do ($LCOE$) foi para a fração disponibilizada para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de

100%, sendo este valor igual para todas as frações de armazenamento ($f_{armaz,H2}$) e igual à 0,46 US\$/kWh. Cabe ressaltar, que para ($f_{d,H2}$) igual a 100%, toda a potência gerada pela planta eólica é disponibilizada para a produção de hidrogênio e, portanto, a energia elétrica gerada pela célula combustível será proporcional aos custos dos sistemas de compressão e armazenamento de hidrogênio, e produção de energia elétrica.

Observa-se que o ($LCOE$) da Configuração 8 é inferior ao ($LCOE$) da Configuração 7, isso ocorre, devido ao maior tempo de operação da planta eólica comparado à planta solar fotovoltaica, o que implica maior capacidade de geração de energia elétrica. Ainda que o custo total das plantas que compõem a Configuração 8 sejam 1,3 vezes superiores aos da Configuração 7, a diferença do tempo de operação da planta eólica que é 2,16 vezes superior ao da planta fotovoltaica, compensa essa diferença dos custos de investimentos, resultando em um ($LCOE$) inferior para Configuração 8.

Os valores da variável ($LCOH$) foram calculados para as frações ($f_{d,H2}$) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%, e, por serem idênticos aos valores apresentados no Gráfico 9 não serão reapresentados nesta seção.

Quanto a variável ($LCOH$), conforme observado no Gráfico 9, apesar de haver uma variação nos valores encontrados com o aumento de ($f_{d,H2}$) estes valores são praticamente idênticos, sendo a diferença na segunda casa decimal (variando de 5,6757 US\$/kgH₂ a 5,6691 US\$/kgH₂). Esta diferença ocorre devido ao fato do custo da planta de osmose reversa não ser diretamente proporcional à quantidade de potência disponibilizada para produção da água dessalinizada.

Ainda sobre o ($LCOH$), não houve alteração dos valores para as frações do hidrogênio armazenado ($f_{armaz,H2}$) 25%, 50%, 75% e 100%, em virtude dos custos do tanque de armazenamento, compressor e célula a combustível não serem contabilizados no cálculo do ($LCOH$), dado que estas plantas funcionam exclusivamente para a produção excedente de energia elétrica.

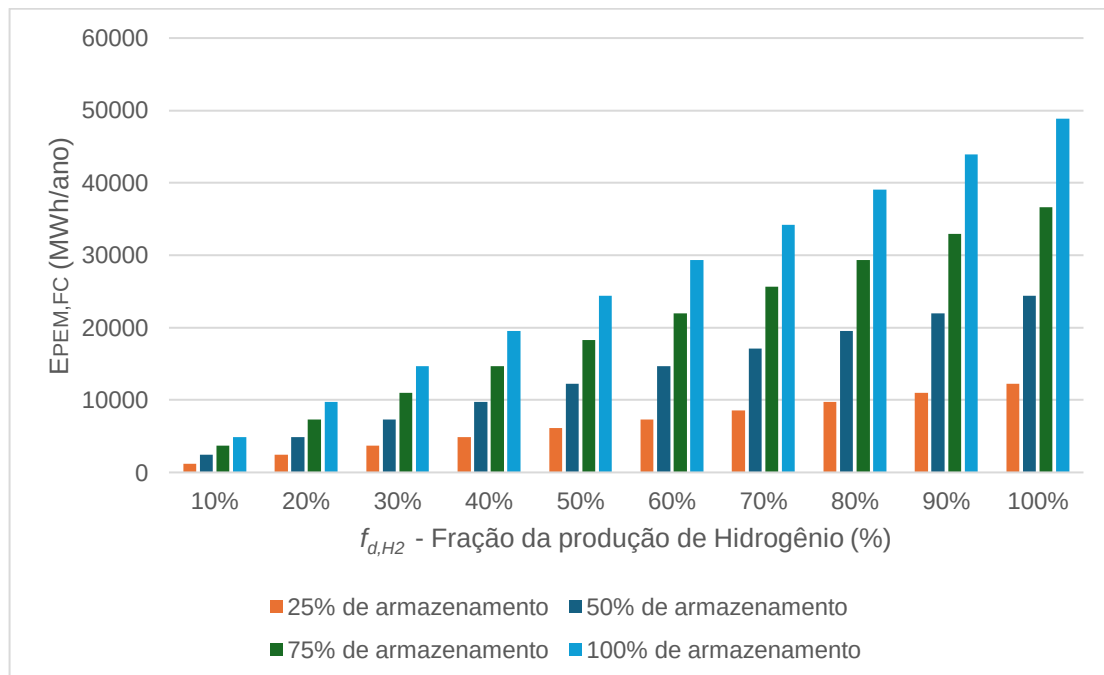
Assim como para o ($LCOE$), o ($LCOH$) da Configuração 8 é inferior ao ($LCOH$) da Configuração 7 para qualquer variação da ($f_{d,H2}$) e da ($f_{armaz,H2}$), devido ao maior tempo de operação da planta eólica, o que implica maior produção de hidrogênio.

Os resultados técnicos e econômicos utilizados para a elaboração dos gráficos apresentados podem ser acessados no Apêndice H.

4.3.3. Configuração 9: Planta Híbrida (50% FV + 50% EOL)

Para a Configuração 9, que consiste nas plantas fotovoltaica e eólica com a geração de hidrogênio a partir da água do mar e com armazenamento de hidrogênio para geração de potência a partir da célula a combustível, variando-se a fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) entre 0% e 100% foram encontrados os resultados das análises técnicas e econômicas apresentados nesta seção. A energia elétrica anual disponibilizada pela célula a combustível da Configuração 8 para as frações de hidrogênio armazenado (f_{armaz,H_2}) iguais a 25%, 50%, 75% e 100%, considerando as frações disponibilizadas para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100% é apresentada no Gráfico 31.

Gráfico 31 - Energia elétrica anual gerada pela célula a combustível ($E_{PEM,FC}$) para a Configuração 9.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 31, verifica-se que para a fração de produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) igual a 100%, as maiores gerações de energia elétrica são encontradas. Conforme previsto, a fração de 100% possibilita a maior quantidade de armazenamento de hidrogênio, ocorrendo a máxima produção de energia elétrica via célula combustível para cada fração (f_{armaz,H_2}) de armazenamento de hidrogênio.

Ainda consoante ao esperado, o valor da energia anual máxima ($E_{PEM,FC}$) calculado para a Configuração 9 representa a média dos valores encontrados para as Configurações 7 e 8,

devido esta configuração híbrida, assumir 50 MW para a planta solar fotovoltaica e 50% para a planta eólica.

A energia máxima ($E_{PEM,FC}$) é calculada a partir da quantidade anual de hidrogênio produzido, estando este relacionado ao tempo de operação da planta híbrida (solar / eólica) e à eficiência de conversão da planta de célula combustível. Dessa forma, para (f_{d,H_2}) igual a 100% e (f_{armaz,H_2}) igual a 100% serão gerados 73.188 MWh/ano. A produção máxima de energia elétrica anual possível de ser gerada pela planta híbrida de 50 MW (solar) e 50 MW (eólica) de potência e fatores de capacidade de 19,2% (solar) e 41,5% (eólica) é igual a 265.866 MWh/ano (i.e.; $50\text{ MW} \cdot 8760\text{ h/ano} \cdot (0,192 + 0,415)$). Portanto, para essa configuração, a produção máxima anual de energia gerada pela planta “célula combustível” ($E_{PEM,FC}$) de 73.188 MW, representou 27,5% da produção máxima da energia anual possível de ser gerada pela planta híbrida (i.e.; $73.188\text{ MWh}/265.866\text{ MWh}$). Observa-se que as configurações 7 e 8, 9 apresentaram o mesmo percentual de eficiência mencionado acima e igual a 27,5%.

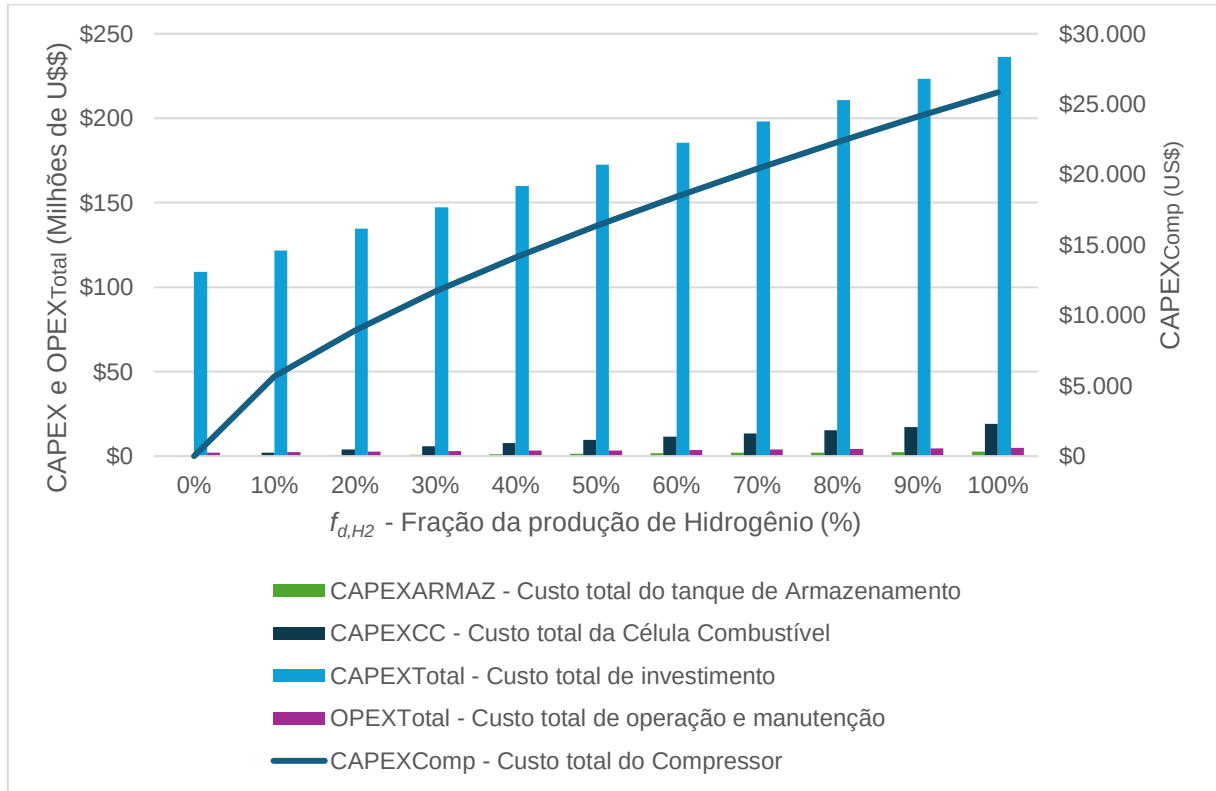
Os resultados encontrados para o consumo de água salgada ($H_2O_{salgada,dia}$) e dessalinizada (H_2O_{dia}) necessária para a produção de hidrogênio da Configuração 9 são iguais aos resultados apresentados na Configuração 3 (Gráfico 10), já que as duas configurações consideram a usina híbrida (50% FV + 50% EOL), utilizando água do mar para produção de hidrogênio.

Assim como no item anterior, os valores de produção diária ($Prod_{H_2,dia}$) e produção anual de hidrogênio (H_t) são iguais aos resultados apresentados na Configuração 3 (Gráfico 11). Para ($P_{ele,venda}$) igual a 0, ou seja, para o (P_{H_2}) com fração de 100% da potência disponibilizada para a produção de hidrogênio, houve a produção de cerca de 11 mil quilos de hidrogênio diariamente, o que corresponde a 3.996 toneladas anuais de H_2 .

Tanto para o consumo de água quanto para a produção de hidrogênio, como não há alteração da potência máxima (100 MW) disponibilizada pelas plantas renováveis para produção de hidrogênio ($P_{ele,planta}$), independentemente da variação da fração de armazenamento (f_{armaz,H_2}), os valores serão os mesmos.

Os valores do CAPEX e OPEX calculados para a Configuração 9 com 25% de armazenamento, são apresentados pelo Gráfico 32.

Gráfico 32 - Custos de investimento das plantas que compõem a Configuração 9 para $f_{armaz,H2}$ igual 25%.



Ao analisar o Gráfico 32, verifica-se que os valores de CAPEX calculados pela análise paramétrica são diretamente proporcionais ao aumento da fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio.

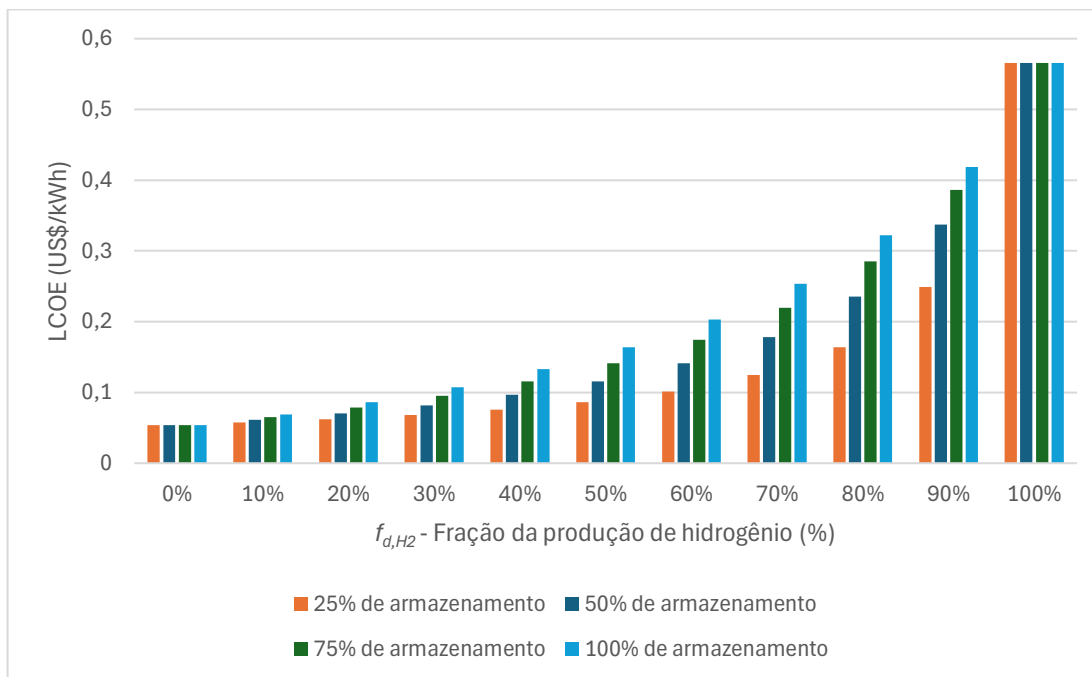
Para ($f_{d,H2}$) igual a 100% e, portanto, (P_{H2}) é igual a 100 MW, o CAPEX total calculado para a Configuração 9 ($CAPEX_{total,9}$) com 25% de armazenamento foi de 236,1 milhões de dólares. Ainda para ($f_{d,H2}$) igual a 100%, nos cenários de 50%, 75% e 100% de armazenamento, o ($CAPEX_{total,9}$) é respectivamente, 257,9 milhões de dólares, 279,6 milhões e 301,3 milhões de dólares. A diferença de valores entre as porcentagens de armazenamento, correspondente a 25% dos custos de armazenamento, compressor e da célula à combustível.

Em contrapartida, quando ($f_{d,H2}$) é igual a 0% e, assim, (P_{H2}) é igual a 0 MW, o ($CAPEX_{total,9}$), independente da fração de armazenamento, é de 109,1 milhões de dólares e corresponde apenas ao custo da planta híbrida (50% FV + 50% EOL), pois não há produção de hidrogênio.

Os valores da variável ($LCOE$) foram calculados para as frações de armazenamento ($f_{armaz,H2}$) 25%, 50%, 75% e 100% para as frações disponibilizadas para produção de

hidrogênio (f_{d,H_2}) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%, estando os valores apresentados no Gráfico 33.

Gráfico 33 - Custo nivelado da energia (LCOE) para a Configuração 9.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 33, verifica-se que o menor valor de ($LCOE$), igual a 0,053 US\$/kWh, ocorre para (f_{d,H_2}) igual a 0%. Neste cenário, toda a potência da planta híbrida é disponibilizada para produção e venda de energia e, assim, não há produção e armazenamento de hidrogênio.

Conforme esperado, os valores de ($LCOE$) aumentam proporcionalmente. O maior valor encontrado do ($LCOE$) foi para a fração disponibilizada para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 100%, sendo este valor o mesmo para todas as frações de armazenamento (f_{armaz,H_2}) e igual a 0,57 US\$/kWh.

Cabe ressaltar, que para (f_{d,H_2}) igual a 100%, toda a potência gerada pela planta híbrida é disponibilizada para a produção de hidrogênio e, portanto, a energia elétrica gerada pela célula combustível será proporcional aos custos dos sistemas de compressão e armazenamento de hidrogênio, e produção de energia elétrica.

Em relação ao ($LCOH$), os valores são iguais aos resultados da Configuração 3 e já apresentados no Gráfico 13 e, portanto, não será apresentado gráfico nesta seção. Ao avaliar o Gráfico 13, observa-se que apesar da aparente variação dos valores calculados, os resultados do ($LCOH$) são praticamente os mesmos. A diferença consiste no fato de que o

custo da planta de osmose reversa não é diretamente proporcional à potência disponibilizada para produção da água dessalinizada.

Ainda sobre o ($LCOH$), mesmo com a variação da fração do hidrogênio armazenado de 25%, 50%, 75% e 100%, não há alteração dos valores calculados, pois as plantas que envolvem o armazenamento do hidrogênio são específicas para produção de energia elétrica excedente e, portanto, não são considerados no cálculo desta variável.

Destaca-se que para (f_{d,H_2}) igual a 100%, ou seja, quando 100% da energia é disponibilizada para a produção de hidrogênio, o ($LCOH$) encontrado foi de 6,9862 US\$/kgH₂, enquanto para (f_{d,H_2}) igual a 10%, o valor encontrado foi de 6,9932 US\$/kgH₂. Cabe ressaltar que não foi calculado o ($LCOH$) para (f_{d,H_2}) igual a 0%, dado que para esta condição não há produção de hidrogênio e, portanto, não é factível determinar o ($LCOH$) para este cenário.

Tanto o ($LCOE$) quanto o ($LCOH$) da Configuração 9, apresentam valores intermediários em relação às Configurações 7 e 8, contudo estes valores não representam exatamente a média uma vez que os custos de investimento das plantas de osmose reversa e do compressor não aumentam de forma proporcional.

Os valores encontrados para as variáveis técnicas e econômicas utilizados para a elaboração dos gráficos da Configuração 9 podem ser acessados no Apêndice I.

4.4. Sistema D - Produção de hidrogênio via água doce e com armazenamento de hidrogênio para geração de potência via planta de célula combustível

Para as configurações 10, 11 e 12, as quais consistem na produção de hidrogênio a partir da água doce com armazenamento do hidrogênio para geração de energia via célula à combustível, os resultados são apresentados nesta seção.

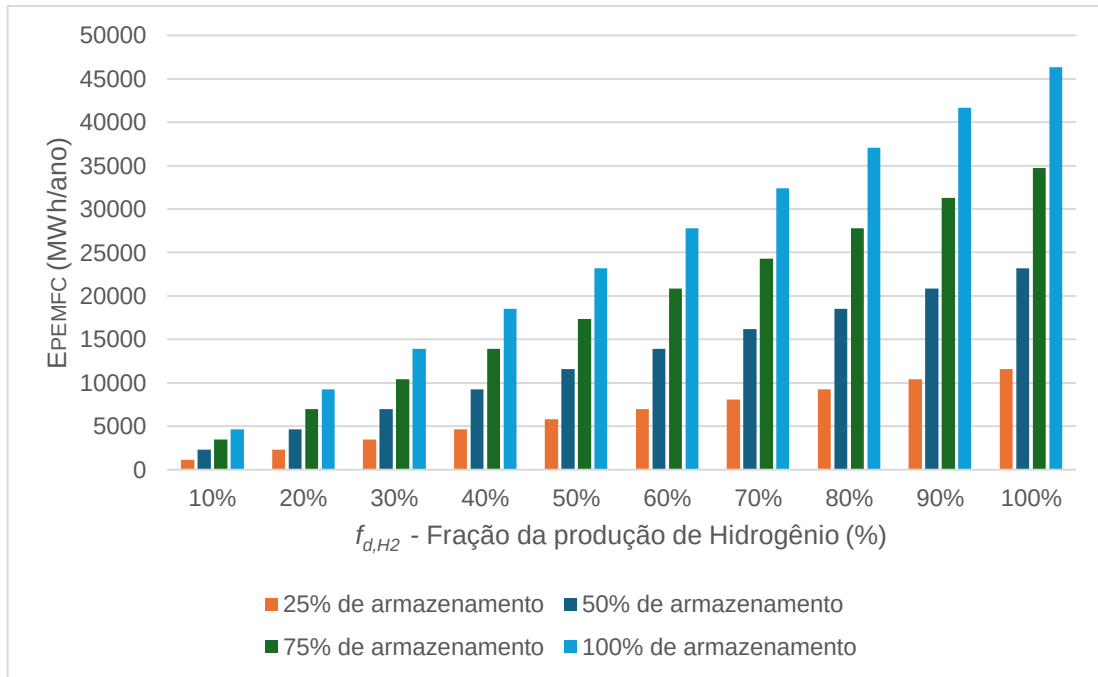
Uma vez que não há alteração da máxima potência (100 MW) disponibilizada pelas plantas renováveis para produção de hidrogênio ($P_{ele,planta}$), independentemente da variação da fração de armazenamento (f_{armaz,H_2}), e do fato que as configurações 10, 11 e 12 utilizam água doce para a produção de hidrogênio, os resultados encontrados para ($P_{ele,PEM}$), (P_{H_2}) e ($P_{ele,venda}$) são iguais aos valores encontrados para as configurações 4, 5 e 6 dos Sistemas “B”, conforme já apresentado no Gráfico 14.

4.4.1. Configuração 10: Planta Fotovoltaica

Para o Sistema 10, que consiste na planta solar fotovoltaica com a geração de hidrogênio a partir da água doce, com armazenamento de hidrogênio para geração de potência a partir da célula a combustível, ao realizar a análise paramétrica variando-se a fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 0% a 100% foram encontrados os resultados apresentados ao longo desta seção.

A energia elétrica anual disponibilizada pela célula a combustível ($E_{PEM,FC}$) da Configuração 10 para as frações de hidrogênio armazenado (f_{armaz,H_2}) iguais a 25%, 50%, 75% e 100%, considerando as frações disponibilizadas para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100% é apresentada no Gráfico 34.

Gráfico 34 - Energia elétrica gerada pela célula a combustível ($E_{PEM,FC}$) para a Configuração 10.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 34, é possível observar que para a fração de produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) igual a 100%, são observadas as maiores gerações de energia elétrica a partir da célula combustível ($E_{PEM,FC}$), pois para esta fração a quantidade de hidrogênio armazenado é superior as demais frações e, portanto, haverá maior produção de energia elétrica.

Os valores de ($E_{PEM,FC}$) a configuração 10 são ligeiramente superiores aos valores encontrados para a Configuração 7, dado que para a Configuração 10 é utilizada a água doce e, portanto, não há necessidade de disponibilizar potência elétrica para dessalinização. Dessa forma, para (f_{d,H_2}) igual a 100% e (f_{armaz,H_2}) igual a 100%, foi encontrada uma geração de

energia elétrica a partir da célula combustível ($E_{PEM,FC}$) igual a 46.322 MWh/ano. A produção máxima de energia elétrica anual possível de ser gerada pela planta solar fotovoltaica de 100 MW de potência e fator de capacidade de 19,2% foi igual a 168.192 MWh/ano (*i.e.*; $100MW \cdot 8760 h/ano \cdot 0,192$). Portanto, similar a Configuração 7, a produção máxima anual de energia gerada pela planta de célula a combustível ($E_{PEM,FC}$) de 46.322 MWh/ano, representou cerca de 27,5% da produção máxima da energia anual possível de ser gerada pela planta solar fotovoltaica.

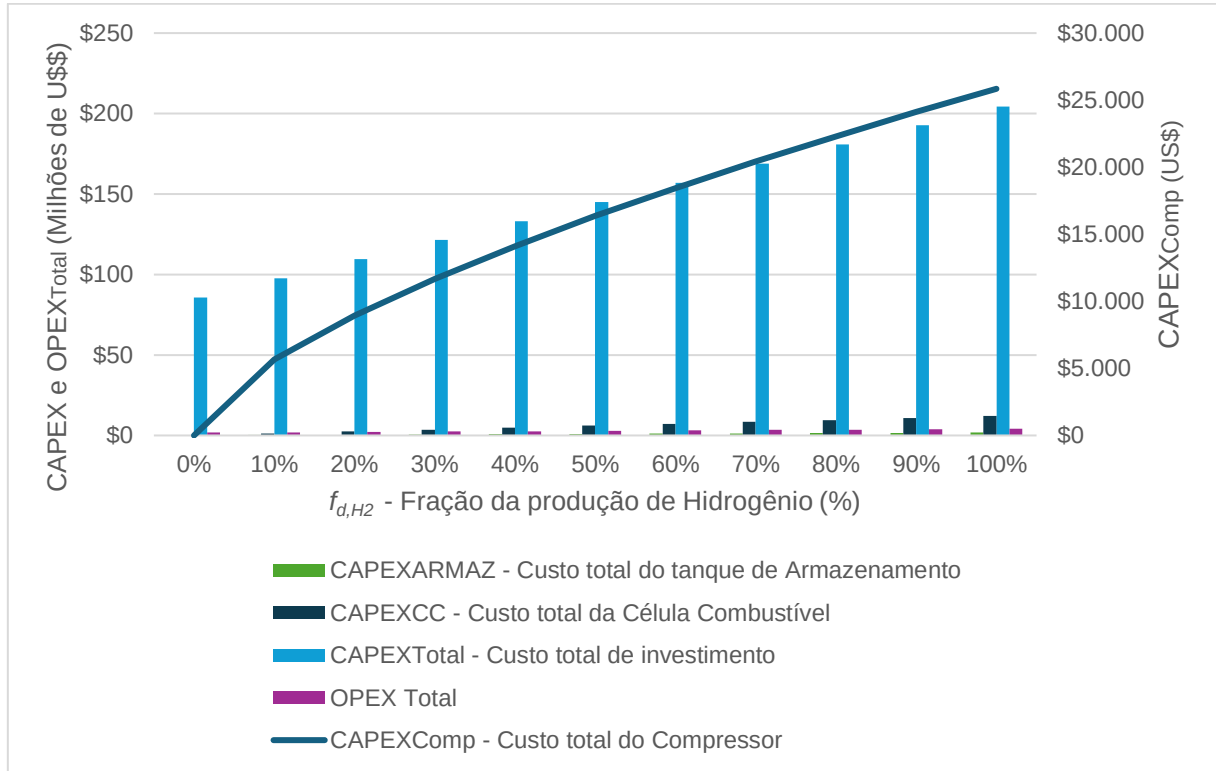
Em relação ao consumo diário de água doce (H_2O_{dia}), verifica-se que os valores encontrados são idênticos aos valores apresentados no Gráfico 15 para a Configuração 4, dado que ambas as configurações utilizam a planta solar fotovoltaica e a água potável para produção de hidrogênio. Destaca-se que para a fração de 100% da energia disponibilizada para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}), o consumo diário de água doce foi de 77,08 m³.

Tal comportamento também acontece para os valores de produção diária ($Prod_{H_2,dia}$) e produção anual total de hidrogênio (H_t) que são iguais aos valores da Configuração 4 (Gráfico 16). Quando toda a potência da planta solar fotovoltaica é disponibilizada para a produção de hidrogênio, verifica-se que a produção de hidrogênio é de 6.929 kg de H₂ por dia, portanto, 2.529 toneladas de H₂ por ano.

Ao se comparar Configurações 1, 2, 3 e 4, com as Configurações 7, 8, 9 e 10, observa-se que a produção de hidrogênio da Configuração 10 é ligeiramente superior àquela da Configuração 7, visto que a Configuração 10 utiliza água doce e não água dessalinizada e, portanto, a energia disponibilizada para a planta de dessalinização de osmose reversa é eliminada.

Os custos de investimento e operação e manutenção calculados pela análise paramétrica para a Configuração 10 com 25% de armazenamento, são apresentados no Gráfico 35.

Gráfico 35 - Custos de investimento das plantas que compõem a Configuração 10 para f_{armaz,H_2} igual a 25%.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Para a fração de 100% da energia disponibilizada para a produção de hidrogênio, ou seja, quando (P_{H_2}) igual a 100 MW, o CAPEX total da Configuração 10 é de 204,46 milhões de dólares, considerando a fração de armazenamento (f_{armaz,H_2}) igual a 25%. Observa-se que a Configuração 10 apresenta ($CAPEX_{total,10}$) ligeiramente inferior àquela da Configuração 7 que apresentou valor de 204,5 milhões de dólares, visto que a Configuração 10 não possui a planta de osmose reversa.

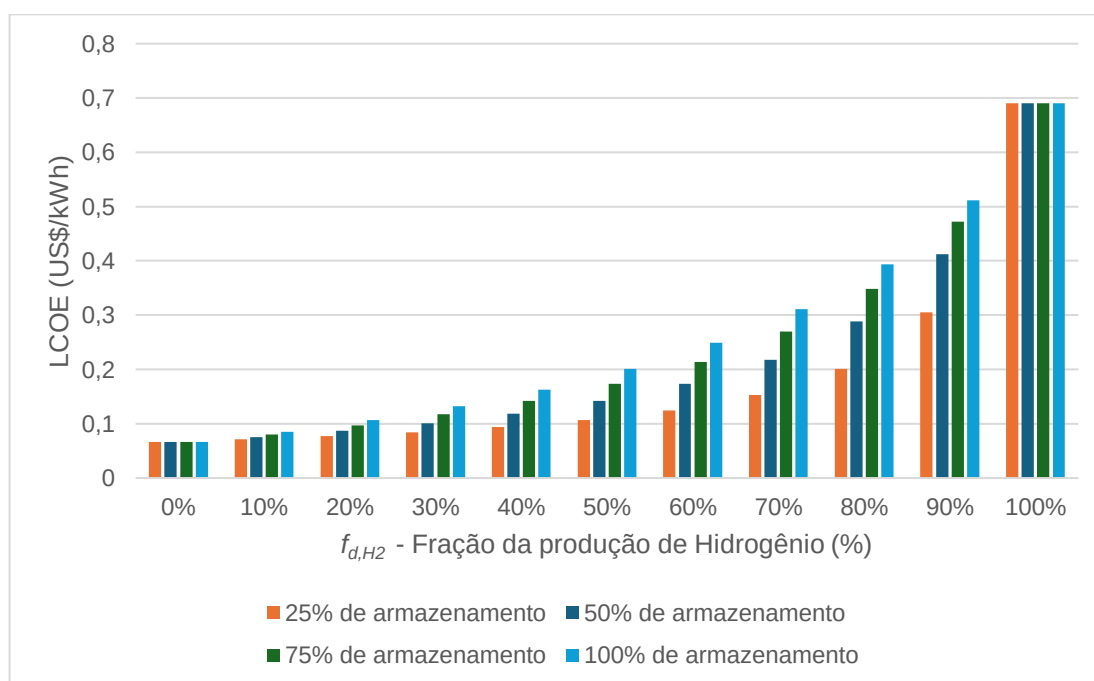
Para a configuração com (f_{armaz,H_2}) igual a 50% , os custos ($CAPEX_{total,10}$) com o sistema de armazenamento, compressor e célula combustível são duplicados, visto que sua capacidade de armazenamento é o dobro do sistema representado no Gráfico 35. Da mesma forma, para as configurações com (f_{armaz,H_2}) iguais a 75% e 100% de armazenamento, os custos do compressor, do armazenamento e da célula combustível aumentam na mesma proporção. Portanto, para (f_{d,H_2}) igual a 100%, o ($CAPEX_{total,10}$) da Configuração 10 com (f_{armaz,H_2}) de 50% é igual a 218,2 milhões de dólares, para (f_{armaz,H_2}) de 75% é igual a 232,0 milhões e para (f_{armaz,H_2}) de 100% é igual a 245,7 milhões de dólares.

Observa-se que para a fração (f_{armaz,H_2}) igual a 0%, o custo total ($CAPEX_{total,10}$) é o mesmo da Configuração 1, portanto, igual a 85,7 milhões de dólares, independentemente da

valor da fração ($f_{armaz,H2}$), uma vez que neste caso considera-se apenas o custo da planta fotovoltaica.

Os valores da variável (LCOE) foram calculados para as frações de armazenamento ($f_{armaz,H2}$) 25%, 50%, 75% e 100% para as frações disponibilizadas para produção de hidrogênio ($f_{d,H2}$) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%, estando os valores apresentados no Gráfico 36.

Gráfico 36 - Custo nivelado da energia (LCOE) para a Configuração 10.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 36, verifica-se que o menor valor calculado de ($LCOE$), igual a 0,066 US\$/kWh, ocorre para ($f_{d,H2}$) igual a 0%. Neste cenário, assim como na Configuração 7, toda a potência da planta solar fotovoltaica é disponibilizada para produção e venda de energia e, assim, não há produção e armazenamento de hidrogênio.

Os valores de ($LCOE$) aumentam proporcionalmente, sendo o maior valor encontrado igual a 0,69 US\$/kWh para a fração disponibilizada para produção de hidrogênio ($f_{d,H2}$) igual a 100%.

O valor da variável ($LCOH$) da Configuração 10 calculado para as frações de armazenamento ($f_{armaz,H2}$) para as frações disponibilizadas para produção de hidrogênio ($f_{d,H2}$) foi de 9,815 US\$/kg_{H2}. Este valor foi o mesmo valor obtido para a Configuração 4 e diferentemente do sistema "C" (Configurações 7 a 9), o ($LCOH$) permaneceu fixo a despeito

da fração disponibilizada para produção diária de hidrogênio (f_{d,H_2}) devido a não existência da planta de dessalinização e, portanto, não foi considerado o custo da planta de osmose reversa.

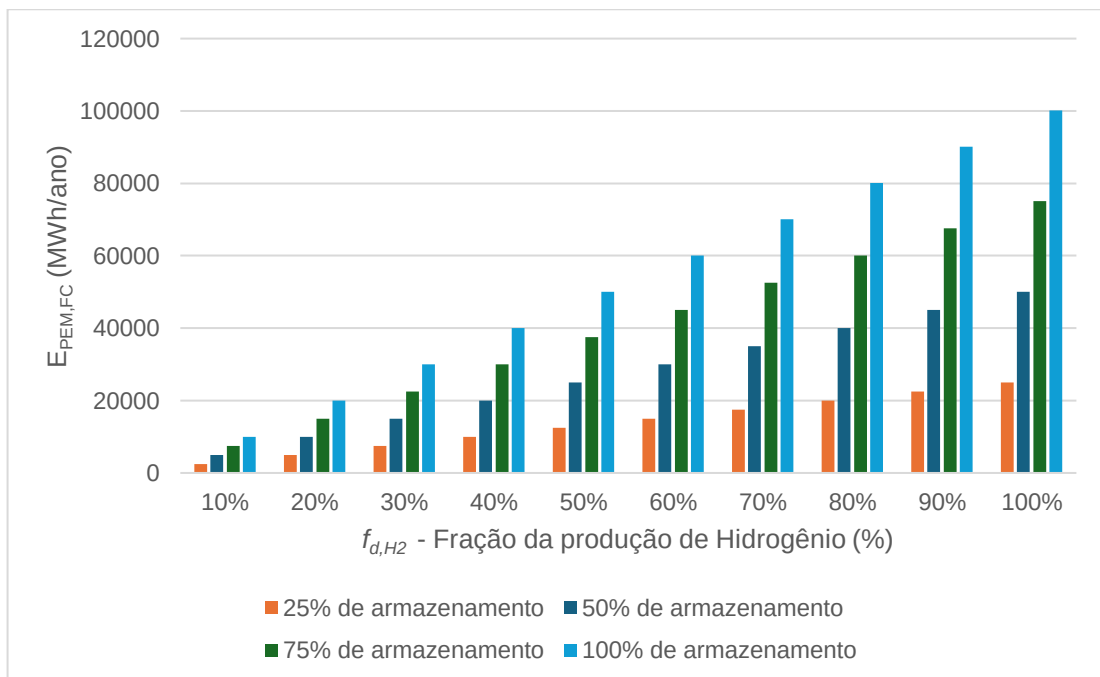
As tabelas com os resultados técnicos e econômicos utilizados para a elaboração dos gráficos apresentados nesta seção podem ser encontradas no Apêndice J.

4.4.2. Configuração 11: Planta Eólica

Para a Configuração 11, que consiste na planta eólica com a geração de hidrogênio a partir da água doce, com armazenamento de hidrogênio para geração de potência a partir da célula a combustível, ao realizar a análise paramétrica variando-se a fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 0% a 100%, foram encontrados os resultados apresentados ao longo desta seção.

A energia elétrica anual disponibilizada pela célula a combustível ($E_{PEM,FC}$) da Configuração 11 para as frações de hidrogênio armazenado (f_{armaz,H_2}) iguais a 25%, 50%, 75% e 100%, considerando as frações disponibilizadas para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100% é apresentada no Gráfico 37.

Gráfico 37 - Energia elétrica ($E_{PEM,FC}$) gerada pela célula combustível para a Configuração 11.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 37, verifica-se que para a fração de produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) igual a 100%, foram encontradas as maiores gerações de energia elétrica ($E_{PEM,FC}$) a partir da célula combustível. Para esta fração, a quantidade de hidrogênio armazenado é a maior de todas, o que justifica as maiores produções de energia elétrica ($E_{PEM,FC}$) para as quatro frações de hidrogênio armazenado (f_{armaz,H_2}).

Sendo assim, para (f_{d,H_2}) igual a 100% e (f_{armaz,H_2}) também igual a 100%, foi encontrado o maior valor de $E_{PEM,FC}$, correspondente a 100.124 MWh/ano. A produção máxima de energia elétrica anual possível de ser gerada pela planta solar fotovoltaica de 100 MW de potência e fator de capacidade de 19,2% foi igual a 363,540 MWh/ano. Portanto, similar a Configuração 8, a produção máxima anual de energia gerada pela planta de célula a combustível ($E_{PEM,FC}$) de 100.124 MWh/ano, representou cerca de 27,5% da produção máxima da energia anual possível de ser gerada pela planta solar fotovoltaica.

A energia elétrica anual disponibilizada pela célula a combustível ($E_{PEM,FC}$) para todas as frações da Configuração 11 mostrou-se pouco maior que (duas) vezes os valores encontrados para a Configuração 10. Isso ocorre devido a razão entre os fatores de capacidade das plantas eólica e solar fotovoltaica ser igual a 2,16 (*i. e.*; 41,5%/19,2%), o que faz aumentar o tempo de operação da planta eólica durante o ano possibilitando maiores produções de hidrogênio para ser convertido em energia elétrica pela planta de célula combustível.

Para a fração de 100% da energia disponibilizada para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}), o consumo diário de água doce (H_2O_{dia}) foi de 166,6 m³, mesmo valor encontrado para a Configuração 5 (Gráfico 19). Os valores de consumo de água doce para a produção de hidrogênio das configurações 11 e 5 são idênticos, visto que as duas configurações são constituídas de planta eólica e utilizam água doce para a produção de hidrogênio.

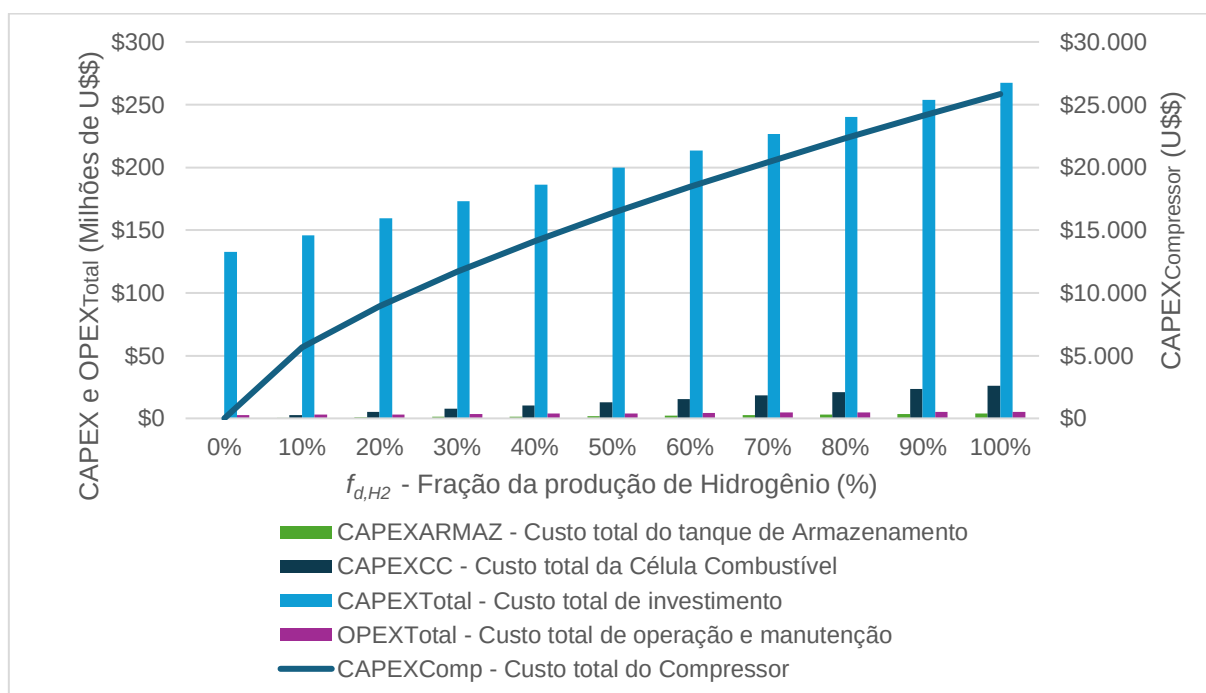
Em relação às Configurações 2 e 8 (Gráfico 6), o consumo de água (H_2O_{dia}) da Configuração 11 é levemente maior, devido à esta última não possuir planta de dessalinização de osmose reversa, o que promove uma potência levemente maior a ser disponibilizada para o processo de produção de hidrogênio via eletrólise que por sua impacta num pequeno aumento da demanda de água doce.

Assim como na Configuração 5 (Gráfico 7), para (P_{H_2}) igual a 100 MW, ou seja, quando 100% da potência é disponibilizada potência para produção de hidrogênio e ($P_{ele,venda}$) é igual a 0 MW, foram produzidos cerca de 15 mil kg de hidrogênio por dia ($Prod_{H_2,dia}$), o que corresponde a uma produção de 5.467 toneladas de H₂ por ano (H_t).

A mínima diferença entre o total de produção de hidrogênio ($Prod_{H_2,dia}$) desta configuração para a configuração 8 (14.965 kg/dia), se deu devido a existência da planta de osmose reversa na Configuração 8. Com isso, uma parcela da potência disponibilizada para a planta eólica na Configuração 8, foi direcionada para a dessalinização, enquanto na Configuração 11 toda a potência foi disponibilizada para a produção de hidrogênio via eletrólise.

Os custos de investimento e operação e manutenção calculados pela análise paramétrica para a Configuração 11 para a fração de armazenamento de 25% são apresentados no Gráfico 38.

Gráfico 38 - Custos das plantas que compõem a Configuração 11 para f_{armaz,H_2} igual a 25%



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

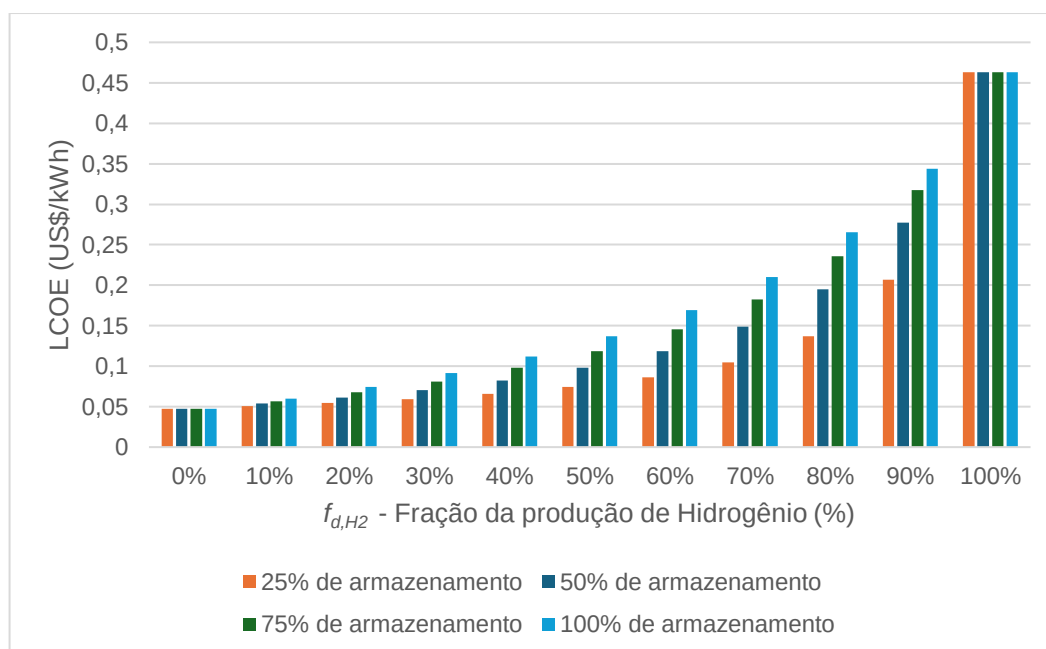
Analisando o Gráfico 38, quando (f_{d,H_2}), é igual a 100% e, portanto, (P_{H_2}) igual a 100 MW, para a fração de armazenamento (f_{armaz,H_2}) igual a 25%, o ($CAPEX_{total,11}$) da Configuração 11 é de 267,2 milhões de dólares. Ao comparar este ($CAPEX_{total,11}$) com o valor encontrado para a Configuração 8 (Gráfico 32), observa-se uma diferença de cerca de 0,3 milhões a mais para a Configuração 8 devido a presença da planta de osmose reversa. Ainda, ao comparar o ($CAPEX_{total,11}$) da configuração 11 com o da Configuração 5 (Gráfico 20), observa-se uma diferença de aproximadamente 29,7 milhões a mais para a Configuração 11 devido aos custos adicionais do compressor, sistema de armazenamento e planta de célula à combustível.

Ainda para a fração (f_{d,H_2}) igual a 100%, nos cenários cujas frações de armazenamento (f_{armaz,H_2}) são iguais a 50%, 75% e 100%, o ($CAPEX_{total,11}$) é, respectivamente, 296,9 milhões de dólares, 326,6 milhões de dólares e 356,4 milhões de dólares, ou seja, a diferença de cerca de 29,7 milhões também se mantém entre as porcentagens de armazenamento (f_{armaz,H_2}), visto que corresponde a 25% dos custos do compressor, sistema de armazenamento, e planta de célula a combustível.

Por outro lado, quando a fração (f_{d,H_2}) é igual a 0% e, assim, (P_{H_2}) é igual a 0 MW, o ($CAPEX_{total,11}$), independentemente da fração de armazenamento (f_{armaz,H_2}), é de 132,5 milhões de dólares, ou seja, esse custo corresponde apenas ao custo da planta eólica, visto que não há produção de hidrogênio.

Os valores da variável ($LCOE$) foram calculados para as frações de armazenamento (f_{armaz,H_2}) 25%, 50%, 75% e 100% para as frações disponibilizadas para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%, estando os valores apresentados no Gráfico 39.

Gráfico 39 - Custo nivelado de energia (LCOE) para a Configuração 11.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 39, observa-se que o menor valor de ($LCOE$) é encontrado quando (f_{d,H_2}) é igual a 0%. Isso porque, para esta fração, toda a potência da planta eólica é direcionada para produção e venda de energia e, portanto, não há produção e nem armazenamento de hidrogênio.

Conforme esperado, os valores de ($LCOE$) aumentam proporcionalmente, alcançando o valor máximo de 0,4633 US\$/kWh para a fração de produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) igual a 100%, igual para as quatro frações de armazenamento (f_{armaz,H_2}). Cabe ressaltar, que para (f_{d,H_2}) igual a 100%, toda a potência da planta eólica é disponibilizada para a produção de hidrogênio e, portanto, a energia elétrica produzida pela célula combustível será proporcional aos custos que envolvem o compressor, sistema de armazenamento e a produção de energia elétrica via planta de célula à combustível.

Diferentemente das Configurações 1, 2 e 3 e Configurações 7, 8 e 9, em relação ao valor da variável ($LCOH$) foi encontrado o valor fixo de 5,66 US\$/kgH₂, mesmo valor obtido para a Configuração 5 independente da fração disponibilizada para produção diária de hidrogênio (f_{d,H_2}). Isso porque, a Configuração 11 não considera o custo da planta de dessalinização de osmose reversa, dado que apenas utiliza a água doce para a produção de hidrogênio.

Ainda sobre o ($LCOH$), a despeito da variação da fração do hidrogênio armazenado de 25% a 100%, não houve alteração dos resultados encontrados, uma vez que o compressor, o tanque de armazenamento e a célula combustível estão exclusivamente vinculados à produção de energia elétrica e, portanto, seus custos não serem empregados no cálculo desta variável.

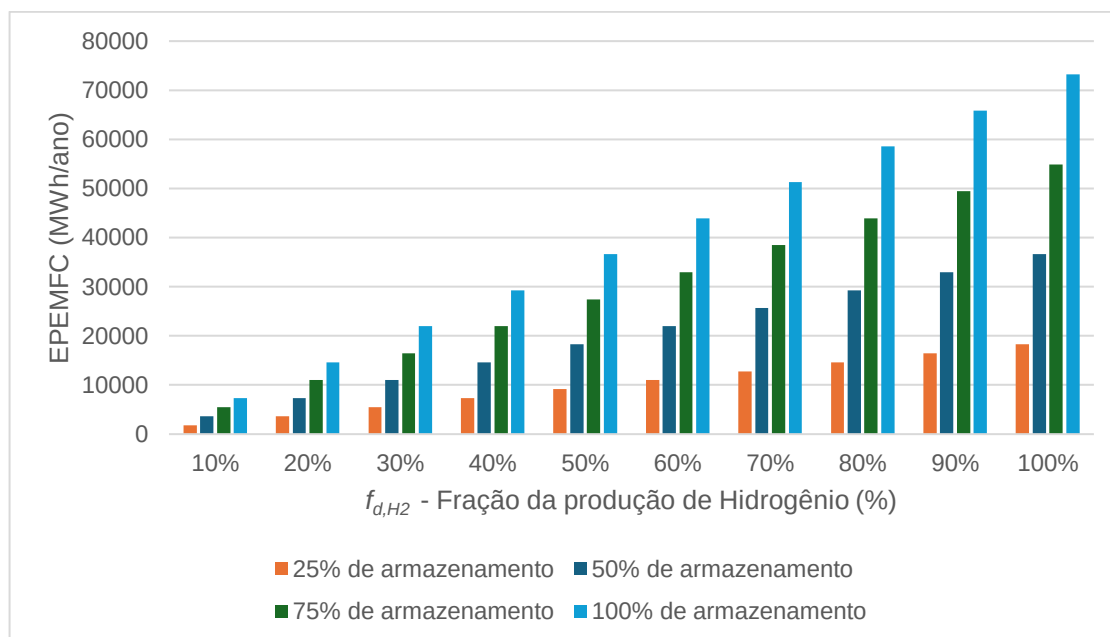
Os resultados técnicos e econômicos apresentados nesta seção também podem ser consultados na forma de tabela no Apêndice K.

4.4.3. Configuração 12: Planta Híbrida (50% FV + 50% EOL)

Para a configuração 12, que consiste nas plantas fotovoltaica e eólica com a geração de hidrogênio a partir da água doce, e com armazenamento de hidrogênio para geração de potência a partir da célula a combustível, ao realizar a análise paramétrica variando-se de 0% a 100% a fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}), encontrou-se os resultados das análises técnicas e econômicas apresentados nesta seção

A energia elétrica anual disponibilizada pela célula a combustível ($E_{PEM,FC}$) da Configuração 12 para as frações de hidrogênio armazenado (f_{armaz,H_2}) iguais a 25%, 50%, 75% e 100%, considerando as frações disponibilizadas para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 10% a 100% (com incrementos de 10%) é apresentada no Gráfico 40.

Gráfico 40 - Energia elétrica produzida pela célula combustível ($E_{PEM,FC}$) para a Configuração 12.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Conforme esperado, a energia elétrica anual produzida pela célula a combustível ($E_{PEM,FC}$) para esta configuração é a média dos valores de ($E_{PEM,FC}$) encontrados para as Configurações 10 e 11. Além disso, os valores de ($E_{PEM,FC}$) da Configuração 12 são ligeiramente maiores que os valores da Configuração 9, dado que a Configuração 12 não possui a planta de dessalinização e, por isso, disponibiliza maior quantidade de potência para a produção do hidrogênio, sendo essa convertida em energia elétrica gerada na planta de célula a combustível.

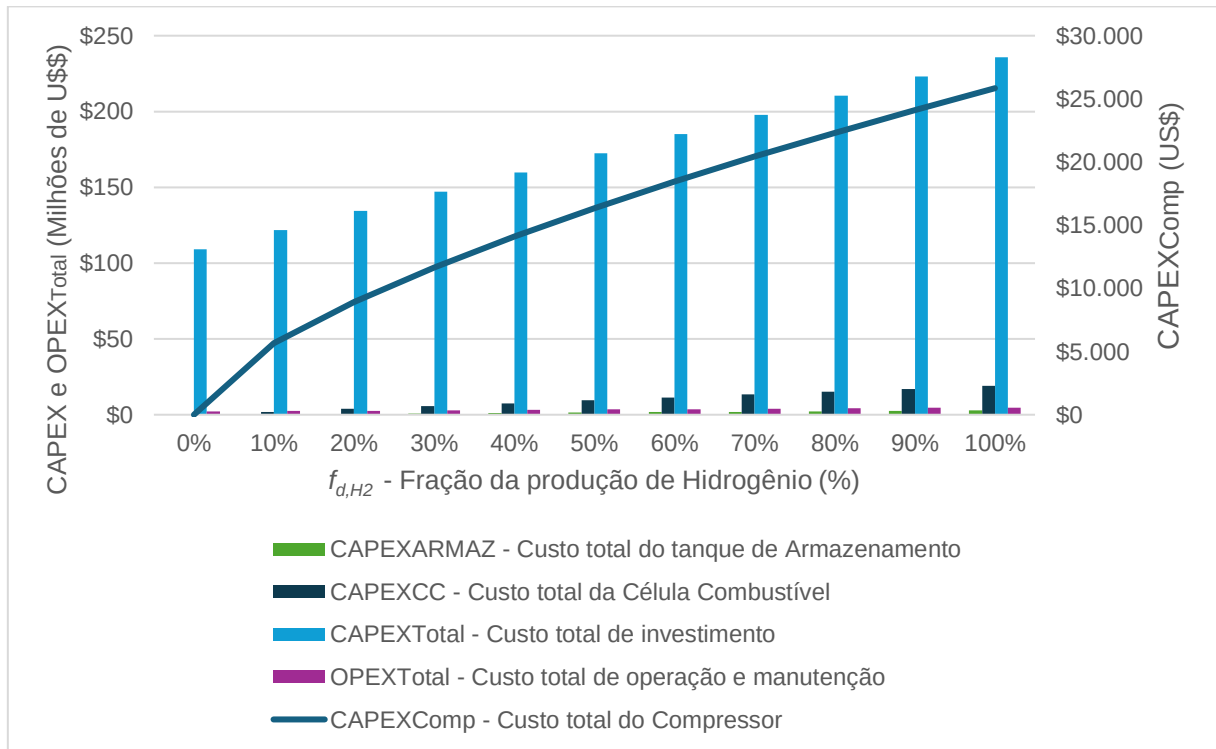
Cabe destacar, que a produção máxima de energia elétrica anual possível de ser gerada pela planta solar fotovoltaica de 100 MW de potência e fator de capacidade de 19,2% foi igual a 363,540 MWh/ano. Portanto, a produção máxima anual de energia gerada pela planta de célula a combustível ($E_{PEM,FC}$) de 73.223 MWh/ano, representou cerca de 27,5% da produção máxima da energia anual possível de ser gerada pela planta solar fotovoltaica, assim como as demais configurações analisadas.

Os resultados encontrados para o consumo de água doce (H_2O_{dia}) necessária para a produção de hidrogênio da Configuração 12 são iguais aos resultados apresentados na Configuração 6 (Gráfico 21), já que as duas configurações consideram a usina híbrida (50% FV + 50% EOL), utilizando água do potável para produção de hidrogênio. Sendo assim, para (f_{d,H_2}) igual a 100%, fração na qual ocorre o maior consumo de água doce, foi determinado o consumo de 121,84 m³/dia de água doce.

Assim como no item anterior, os valores de produção diária ($Prod_{H_2,dia}$) e produção anual de hidrogênio (H_t) são iguais aos resultados apresentados na Configuração 6 (Gráfico 22). Para ($P_{ele,venda}$) igual a 0, ou seja, para o (P_{H_2}) com fração de 100% da potência disponibilizada para a produção de hidrogênio, houve a produção de cerca de 11 mil quilos de hidrogênio diariamente, o que corresponde a, aproximadamente, 3.996 toneladas anuais de H_2 .

Os custos de investimento e operação e manutenção calculados pela análise paramétrica para a Configuração 12 para a fração de armazenamento de 25% são apresentados no Gráfico 41.

Gráfico 41 - Custos das plantas que compõem a Configuração 12 para f_{armaz,H_2} igual a 25%.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao avaliar o Gráfico 41 e conforme mencionado antes, observa-se que os valores de ($CAPEX_{total,12}$) aumentam, proporcionalmente, com o aumento da fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio (f_{d,H_2}).

Adicionalmente observa-se do Gráfico 41, que para (f_{d,H_2}) igual a 100% e, portanto, (P_{H_2}) igual a 100 MW, e para a fração de armazenamento (f_{armaz,H_2}) igual a 25%, o ($CAPEX_{total,12}$) é igual a de 235,8 milhões de dólares. Ao comparar o ($CAPEX_{total,12}$) com àquele encontrado

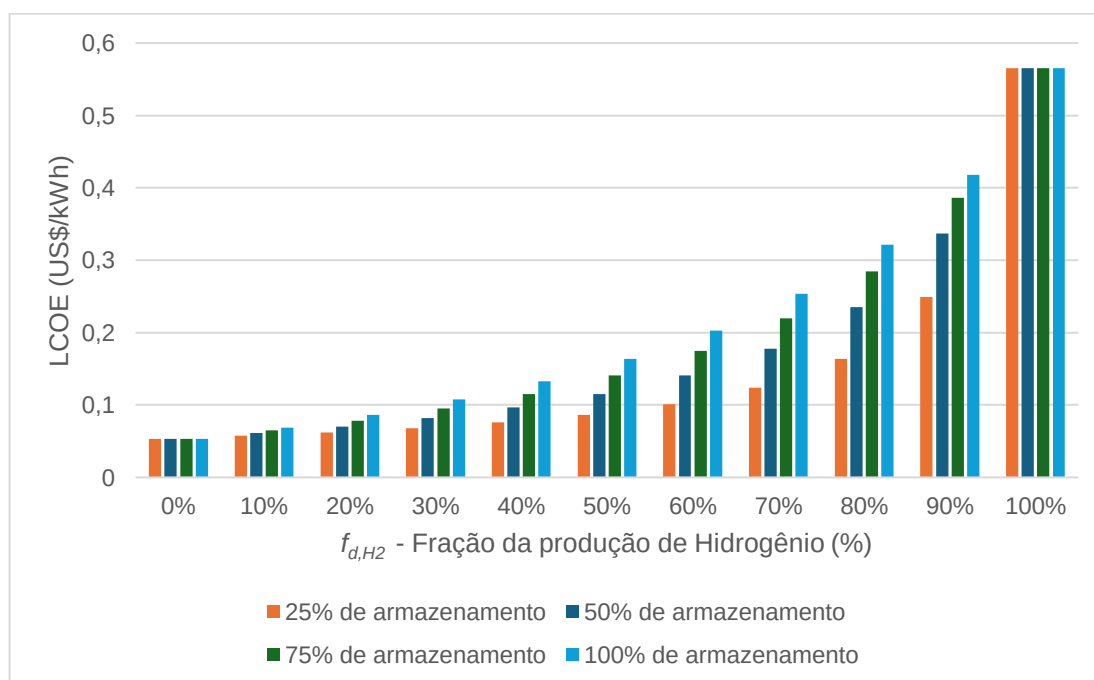
para a Configuração 9, observa-se uma diferença de cerca de 0,3 milhões a menos para a Configuração 12, pois esta não possui a planta de dessalinização de osmose reversa em sua composição.

Ainda para (f_{d,H_2}) igual a 100%, considerando as frações de armazenamento (f_{armaz,H_2}) iguais a 50%, 75% e 100%, o $(CAPEX_{total,12})$ é, respectivamente, 257,6 milhões de dólares, 279,3 milhões de dólares e 301,0 milhões de dólares, observando-se uma diferença de 15 milhões entre as frações (f_{armaz,H_2}) . Essa diferença representa 25% do $(CAPEX_{total,12})$, e corresponde aos custos do compressor, sistema de armazenamento e planta de célula à combustível.

Por outro lado, para (f_{d,H_2}) igual a 0%, correspondente ao (P_{H_2}) igual a 0 MW, o $(CAPEX_{total,12})$ da Configuração 12, independentemente da fração de armazenamento (f_{armaz,H_2}) , é de 109,1 milhões de dólares. Este valor do $(CAPEX_{total,12})$ é o menor verificado para todas as frações (f_{armaz,H_2}) , visto que contabiliza apenas o custo da planta híbrida (50% FV + 50% EOL), uma vez que não há produção de hidrogênio.

Os valores da variável $(LCOE)$ foram calculados para as frações de armazenamento (f_{armaz,H_2}) 25%, 50%, 75% e 100% para as frações disponibilizadas para produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%, estando os valores apresentados no Gráfico 42.

Gráfico 42 - Custo nivelado de energia (LCOE) para a Configuração 12.



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

Ao analisar o Gráfico 42, observa-se que o menor valor de ($LCOE$) é igual a 0,053 US\$/kWh correspondendo a fração (f_{d,H_2}) é igual a 0%. Isso ocorre porque, para esta fração, toda a potência da planta híbrida solar / eólica é direcionada para produção e venda de energia e, não havendo nem produção e nem armazenamento de hidrogênio.

Observa-se ainda do Gráfico 42 que os valores de ($LCOE$) aumentam proporcionalmente com (f_{d,H_2}) para todas as frações (f_{armaz,H_2}), sendo o maior valor encontrado igual a 0,565 US\$/kWh correspondente a fração (f_{d,H_2}) igual a 100%. Cabe ressaltar, que para (f_{d,H_2}) igual a 100%, toda a potência é disponibilizada para a produção de hidrogênio e, portanto, o ($LCOE$) é o maior para essa Configuração, pois os custos dos sistemas de compressão e armazenamento de hidrogênio, e o custo da planta de célula a combustível são os mais elevados. Adicionalmente, observa-se que o ($LCOE$) da Configuração 12 é levemente menor que aquele da Configuração 9 (0,57 US\$/kWh), pois não possui planta de dessalinização de osmose reversa.

Em relação ao ($LCOH$), seguindo o mesmo comportamento das Configurações 10 e 11, o ($LCOH$) encontrado apresentou o mesmo valor para todas as frações disponibilizadas para produção diária de hidrogênio (f_{d,H_2}). Além disso, não ocorreu variação do valor calculado para o ($LCOH$), independente da variação da fração de armazenamento (f_{armaz,H_2}), dado que os custos relativos ao compressor, tanque de armazenamento e célula a combustível não são considerados neste cálculo, visto que estas plantas funcionam exclusivamente para a produção de energia elétrica excedente. O valor encontrado para o ($LCOH$) foi de 6,97 US\$/kgH₂ para todas as frações, mesmo valor obtido para a Configuração 6.

As tabelas com os valores encontrados para as variáveis técnicas e econômicas apresentadas neste item podem ser encontradas no Apêndice L.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta três arranjos de plantas renováveis (i.e.; solar, fotovoltaica, eólica, e híbrida 50% fotovoltaica + 50% eólica) para a produção de hidrogênio verde via eletrolisador do tipo “PEM” e geração de potência elétrica simultaneamente. A partir destes arranjos foram definidos quatro tipos de sistemas para serem analisados, variando-se o tipo de água (i.e.; dessalinizada ou doce) e a existência ou não de sistema de compressão e armazenamento do hidrogênio para produção de energia elétrica complementar via planta de célula a combustível. A potência máxima instalada de todos os arranjos é igual a 100 MWe.

As Configurações 1, 2, e 3 que integram o Sistema “A” utilizam como insumo para a produção do hidrogênio água dessalinizada proveniente de água do mar, que é obtida por meio de uma planta de dessalinização do tipo Osmose Reversa. As Configurações 4, 5 e 6 (Sistema “B”) utilizam como insumo água doce proveniente de rios e, não possuem planta de dessalinização. As Configurações 7, 8 e 9 que compõem o Sistema “C” além de utilizarem como insumo para produção de hidrogênio água dessalinizada, possuem um sistema de armazenamento de hidrogênio que é utilizado para geração de potência via uma planta de célula a combustível. As Configurações 10, 11 e 12 que compõem o Sistema “D” utilizam água doce como insumo para a produção do hidrogênio, e possuem um sistema de armazenamento de hidrogênio que é utilizado para geração de potência via uma planta de célula a combustível.

Um modelo simplificado, utilizando como parâmetros e variáveis de entrada valores disponíveis na literatura, foi elaborado e implementado no software “EES” permitindo a avaliação técnica e econômica de diferentes parâmetros e variáveis para diferentes frações de produção de hidrogênio (f_{d,H_2}) que variaram de 0 a 100%, com intervalos de 10%. Em adição, para as Configurações 7 a 12, o modelo analisa o impacto da variação do armazenamento do hidrogênio considerando as frações de armazenamento (f_{armaz,H_2}) de 0%, 25%, 50%, 75% e 100%.

Para os sistemas sem armazenamento de hidrogênio, os resultados mostram que as Configurações 1, 2 e 3, são similares as Configurações 4, 5 e 6, uma vez que tanto os custos quanto a potência necessária para a planta de dessalinização, são insignificantes comparados aos demais custos com utilização da água doce. A Configuração 5 (Sistema “B”) apresentou maior produção diária de hidrogênio, maior consumo de água salgada, e maior custo de investimento ($CAPEX_{total}$), porém apresentou menores valores de ($LCOE$) e ($LCOH$). Observou-se que os maiores valores de ($LCOE$) e ($LCOH$) foram obtidos para a Configuração 1, cujo arranjo consiste na geração de potência por meio de planta solar fotovoltaica e utilização de água dessalinizada proveniente da água do mar.

Em consonância aos resultados dos sistemas sem armazenamento de hidrogênio, os sistemas com armazenamento de hidrogênio apresentam resultados semelhantes, dado que os custos e as disponibilidades de potência para as configurações com osmose reversa podem ser considerados irrelevantes quando comparados aos demais custos envolvidos no processo.

A Configuração 11 (Sistema “D”, que utiliza água doce, sendo composta por planta eólica com armazenamento de hidrogênio), apresentou a maior produção diária de hidrogênio, maior consumo de água salgada, e maior custo de investimento ($CAPEX_{total}$), contudo apresentou os menores valores para o ($LCOE$) e ($LCOH$).

A Configuração 8 (Sistema “C”, que utiliza água dessalinizada, sendo composta por planta eólica com armazenamento de hidrogênio), apesar de apresentar produção de hidrogênio maior que aquela da Configuração 7 (Sistema “C”, que utiliza água dessalinizada, sendo composta por planta solar fotovoltaica com armazenamento de hidrogênio) apresenta menores valores de ($LCOE$) e ($LCOH$). Este resultado era esperado, uma vez que o ($LCOH$) diminui com o aumento da produção anual de hidrogênio.

O menor valor do custo nivelado do hidrogênio ($LCOH$) é igual a 5,66 US\$/kgH₂ referente à Configuração 11, sendo este valor cerca de 2 vezes superior ao valor de ($LCOH$) divulgado pela CELA (2,87 a 3,56 US\$/kgH₂), consultoria especializada que apresentou o índice do custo de produção do hidrogênio verde via água doce para o Brasil.

Em relação ao ($LCOE$), para os sistemas sem armazenamento de hidrogênio, o menor valor de foi igual a 0,047 US\$/kWh, sendo este obtido para a Configuração 5 (Sistema “B”, que utiliza água doce e possui planta eólica), enquanto para os sistemas com armazenamento de hidrogênio os menores valores de ($LCOE$) foram obtidos para a Configuração 11 (Sistema “D”, que utiliza água doce e possui planta eólica com armazenamento de hidrogênio), sendo que independente da fração de armazenamento, o menor ($LCOE$) encontrado para a Configuração 11 foi igual a 0,047 US\$/kWh para f_{d,H_2} igual a 0% e o maior valor de ($LCOE$) maior foi igual a 0,4633 US\$/kWh para (f_{d,H_2}) igual a 100%. Dessa forma, foi possível verificar que a inclusão do sistema de armazenamento do hidrogênio para a produção de energia elétrica adicional, não implicou aumento significativo em relação ao ($LCOE$) das configurações sem armazenamento. Portanto, pode-se concluir que a utilização do armazenamento do hidrogênio pode ser uma boa alternativa para permitir a despachabilidade das usinas renováveis, auxiliando na regulação do sistema elétrico e evitando sobrecargas em determinados horários.

Em termos da viabilidade de se alcançar os objetivos gerais e específicos, foi possível avaliar os itens propostos, sendo que no quesito dos impactos decorrentes da substituição da água doce pela água dessalinizada como insumo para produção do hidrogênio, entende-se que seria necessária uma análise mais detalhada do assunto para confirmação da viabilidade ambiental da utilização da água salgada. Por outro lado, no quesito econômico, conclui-se que é viável substituir a água doce pela água dessalinizada devido ao baixo custo da planta de dessalinização.

Entende-se que existem possíveis limitações neste estudo, dado que os parâmetros e variáveis de entrada adotados no modelo foram obtidos de dados médios da literatura, podendo não abarcar as condições e situações específicas para o funcionamento da planta a depender do local de desenvolvimento do empreendimento. Por exemplo, os custos das plantas de potência renováveis, eletrólise e dessalinização, foram calculados através de custos específicos, que em sua grande maioria consideram uma média de sistemas já instalados em diversas partes do mundo.

No que diz respeito a recomendações para trabalhos futuros, sugere-se a avaliação dos seguintes itens:

- maior detalhamento do modelo em relação a compressão e armazenamento do hidrogênio produzido, visto que a equação para definição do custo foi genérica e não considerou a pressão de armazenamento;
- avaliar diferentes tipos de hidrogênio, líquido ou gasoso, bem como variar a pressão do hidrogênio gasoso a ser armazenado;
- avaliar diferentes tipos de armazenamento, como por exemplo, caverna de sal, ou mesmo armazenamento em estado líquido e sólido;
- avaliar os tipos de transporte do hidrogênio e verificar se os custos que envolvem o transporte e entrega do hidrogênio, podem impactar de forma significativa os resultados de (*LCOH*);
- comparar as formas de aplicação do hidrogênio, tais como aviação, refinarias, produtos químicos, injeção em redes de gás natural, entre outros;
- comparar a receita obtida a partir da venda da energia e da venda do hidrogênio e o retorno financeiro do investimento;
- para o arranjo com planta híbrida (FV + EOL), variar o percentual da participação das plantas na configuração, dado que neste trabalho foi considerado apenas o percentual de 50% para cada tipo de planta renovável;
- para todas as configurações correlacionar as variáveis “produção anual de hidrogênio” e “geração anual de energia” em função da fração de produção de

hidrogênio e fração de armazenamento de hidrogênio, visando correlacionar as variáveis para determinação e recomendação das melhores frações;

- para as configurações dos sistemas C e D, analisar conjuntamente o comportamento das variáveis *LCOH*, *LCOE* e *CAPEX*, em função da fração de produção anual de hidrogênio e da fração de armazenamento de hidrogênio, visando correlacionar as variáveis para determinação e recomendação das melhores frações.

Quanto aos questionamentos levantados no início do desenvolvimento deste trabalho, conclui-se que: (i) a despeito das configurações e resultados analisados, o hidrogênio verde é promissor e poderá contribuir de forma positiva na redução dos impactos causados pelo aquecimento global, bem como trazer mais confiabilidade e estabilidade para o setor elétrico ao permitir a inserção de sistemas de armazenamento, que podem mitigar a desvantagem advinda da intermitência e não despachabilidade de algumas fontes renováveis, tais como eólica e fotovoltaica. Dessa forma, esta autora entende que as vantagens do hidrogênio sobrepõem às suas limitações; (ii) a partir do que foi encontrado de resultado neste trabalho, a dessalinização pode ser considerada uma opção viável economicamente para redução do consumo de água doce, dado que a integralização da planta de osmose reversa não ocasionou alterações significativas para os resultados, contudo entende-se que para avaliação da viabilidade ambiental e social, seria necessário maior aprofundamento do estudo, inclusive direcionando para um local específico de instalação, pois a proximidade tanto do mar, quanto de recurso de água doce, impactam esta análise; (iii) em relação à viabilidade de inclusão do armazenamento, cabe destacar que a premissa adotada para elaboração do modelo levou em conta que o armazenamento de hidrogênio seria considerado somente para fins de cálculo do (*LCOE*), visto que o intuito do armazenamento era apenas para permitir a geração de energia excedente. Ainda, em termos de valores econômicos, nas pesquisas realizadas não foram encontrados estudos com configurações similares às deste trabalho, o que não permitiu uma validação dos resultados econômicos. Por outro lado, a depender da necessidade de variação da matriz energética do local e das dificuldades enfrentadas pelo seu sistema elétrico, o fato do armazenamento permitir despachabilidade das usinas poderia trazer vantagens; (iv) o sistema elétrico brasileiro vem enfrentando dificuldades devido à alta injeção de energia de fontes renováveis (fotovoltaica e eólica) na rede elétrica, em horários em que a demanda de energia não permite absorver toda a energia gerada. Dessa forma, para evitar sobrecargas no sistema em determinados horários, muitas usinas têm sofrido restrições de escoamento e, portanto, entende-se que o hidrogênio verde poderia auxiliar na regulação do sistema elétrico, dado que permitiria que a energia fosse

despachada nos horários adequadas ao melhor funcionamento do sistema elétrico. Atualmente, é possível observar maior movimentação no Brasil acerca do hidrogênio verde, sendo que em 2023, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) lançou uma chamada pública intitulada “Projeto Estratégico: Hidrogênio Renovável no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro”, confirmando o interesse do país no desenvolvimento desta tecnologia.

REFERÊNCIAS

Abbasi T., S.A. Abbasi, 'Renewable' hydrogen: Prospects and challenges, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 15, Issue 6, 2011, Pages 3034-3040, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.026>.

ABEEólica (2022), Annual wind energy report, Brazilian Association of wind power and new technologies, Brazil

Ahmed Alkaisia, Ruth Mossad, Ahmad Sharifian-Barforousha, A review of the water desalination systems integrated with renewable energy, Energy Procedia 110 (2017), p. 268 – 274. 1st International Conference on Energy and Power, ICEP2016, 14-16 December 2016, RMIT University, Melbourne, Australia.

Osman, A.I., Mehta, N., Elgarahy, A.M. et al. Hydrogen production, storage, utilisation and environmental impacts: a review. Environmental Chemistry Letters 20, 153–188 (2022). <https://doi.org/10.1007/s10311-021-01322-8>

Al-Breiki M., Bicer Y., Investigating the technical feasibility of various energy carriers for alternative and sustainable overseas energy transport scenarios. Energy Convers Manag, 2020, 209:112652 <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112652>.

Andersson J., Grönkvist B., Large-scale storage of hydrogen, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 44, Issue 23, 2019, Pages 11901-11919, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>.

Andrews J., Shabani B., Dimensionless analysis of the global techno-economic feasibility of solar-hydrogen systems for constant year-round power supply, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 37, Issue 1, 2012, Pages 6-18, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.09.102>.

Assaf J., Shabani B., Experimental study of a novel hybrid solar-thermal/PV-hydrogen system: Towards 100% renewable heat and power supply to standalone applications, Energy, Volume 157, 2018, Pages 862-876, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.125>.

Braga A., Guirardello R., Reforma do gás natural para produção de hidrogênio, X Congresso Interno de Iniciação Científica da UNICAMP, 2002, Faculdade de Engenharia Química – FEQ, UNICAMP.

Demirbas, A. Propriedades do Hidrogênio como combustível. For future Engine Fuel Demands, 2009.

Delucchi MA, Jacobson MZ. Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies. Energy policy. 2011; 39(3):1170-90.

EPE (2022) Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural. NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/03/2022. Empresa de Pesquisa Energética, Brasil.

Fosselard G., Wangnick K., Comprehensive study on capital and operational expenditures for different types of seawater desalting plants (RO, MVC, ME, ME-TVC, MSF) rated between 200 m³/d and 3,000 m³/d. Desalination, volume 76, 1989, Pages 215-240.

Fritzmann C., Lowenberg J., Wintgens T., Mwin T. State-of-the-art of reverse osmosis desalination. Desalination. 2007. v. 216, pp 1-76.

Gude VG, Nirmalakhandan N, Deng S. Renewable and sustainable approaches for desalination. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2010; 14(9):2641-54.

Hasan E. Desalination Integration with Renewable Energy for Climate Change Abatement in the MENA Region. Recent Progress in Desalination, Environmental and Marine Outfall Systems. 2015; 1:159-173.

Herlambang Y. Dewantoro, Shun-Ching Lee & Huan-Chi Hsu (2017) Numerical estimation of photovoltaic–electrolyzer system performance on the basis of a weather database, International Journal of Green Energy, 14:7, 575-586, DOI: 10.1080/15435075.2017.1307200

IEA (2023), Global Hydrogen Review 2023, IEA, Paris.

IRENA (2017a), Accelerating the Energy Transition through Innovation, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2020), Green Hydrogen: A guide to policy making, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2019), Hydrogen: A renewable energy perspective, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2018), Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2020), Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050 (Edition: 2020), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-238-3

IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2022), Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Jamesh Mohammed-Ibrahim, Harb Moussab. Recent advances on hydrogen production through seawater electrolysis. *Materials Science for Energy Technologies* 3 (2020) 780–807

Jimenez-Cisneros B. Responding to the challenges of water security: the Eighth Phase of the International Hydrological Programme, 2014- 2021. *Proceedings of the International Association of Hydrological Sciences*. 2015; 366:10-19.

Krieth F, West R, Fallacies of a hydrogen economy: a critical analysis of hydrogen production and utilization. *J Energy Resour Technol* 2004, 126:249-257.

L. Yu, Q. Zhu, S. Song, B. McElhenny, D. Wang, C. Wu, Z. Qin, J. Bao, Y. Yu, S. Chen, Z. Ren, *Nat. Commun.* 10 (2019) 5106. MA Q, LU H. Wind energy technologies integrated with desalination systems: Review and state-of-the-art. *Desalination*. 2011; 277(1-3):274-80.

Lima L., Ferreira L., Morais F., Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil, *Energy for Sustainable Development*, Volume 37, 2017, Pages 79-85.

Lopez, Anthony, Trieu Mai, Eric Lantz, Dylan Harrison-Atlas, Travis Williams, and Galen Maclaurin. "Land Use and Turbine Technology Influences on Wind Potential in the United States." *Energy (Oxford)* 223, 2021.

Methnani M. Influence of fuel costs on seawater desalination options. *Desalination*. 2007; 205(1-3):332-9.

Micale G, Cipollina A, Rizzuti L. Seawater Desalination for Freshwater Production. *Seawater Desalination: Conventional and Renewable. Energy Processes*. 2009; 1:1-15.

Miller, J. E., Sandia National Laboratories, SAND REPORT 2003-800, 2003. Review of Water Resources and Desalination Technologies. California, USA. Renewable Power Generation - Costs in 2020.

Moran C, Moylan E, Reardon J, Gunawan A, Deane A, Yousefian S, Monaghan R. A flexible techno-economic analysis tool for regional hydrogen hubs - A case study for Ireland. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023.

Moser M, Trieb F, Fichter T. Potential of concentrating solar power plants for the combined production of water and electricity in MENA countries. *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*. 2013; 1(2):122-40.

Neto J. Possibilidades para utilização de plantas heliotérmicas para geração de hidrogênio verde via água dessalinizada. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2022.

Rao SM, Mamatha P. Water quality in sustainable water management. *Current science*. 2004; 87(7):942-7.

Rebecca R. Beswick, Alexandra M. Oliveira, and Yushan Yan, A green hydrogen economy for a renewable energy society, *Current Opinion in Chemical Engineering*, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.coche.2021.100701>.

Rebecca R. Beswick, Alexandra M. Oliveira, and Yushan Yan, Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem?, *ACS Energy Letters* 2021 6 (9), pages 3167-3169, DOI: 10.1021/acsenergylett.1c01375

Schlapbach, L., Züttel, A. Hydrogen-storage materials for mobile applications. *Nature* 414, 353–358 (2001). <https://doi.org/10.1038/35104634>

Shatat M, Worall M, Riffat S. Opportunities for solar water desalination worldwide: Review. *Sustainable Cities and Society*. 2013; (9):67-80.

Shinnar R, The hydrogen economy, fuel cells, and electric cars. *Technol Soc* 2003, volume 25, páginas 455-476 <https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2003.09.024>.

Silva, Guilherme Trindade Martins Moreira. Dimensionamento e Análise de Viabilidade Econômica de Usina Fotovoltaica em Nova Iguaçu – RJ. 2015. 165 f. Projeto de Graduação – UFRJ, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, 2015

Tarkowski R., Underground hydrogen storage: characteristics and prospects. *Renew Sustain Energy Rev*, 2019, 105:86-94 <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>.

Veras T. da Silva, Mozer T. Simonato, Danielle da Costa Rubim Messeder dos Santos, Aldara da Silva César, Hydrogen: Trends, production and characterization of the main process

worldwide, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 42, Issue 4, 2017, Pages 2018-2033, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.08.219>.

Webber, Michael E., The water intensity of the transitional hydrogen economy, *Environmental Research Letters*, 2007, page 34007, <https://doi.org/10.1088/1748-9326/2/3/034007>.

Wong KV, Pecora C. Recommendations for Energy–Water–Food Nexus Problems. *Journal of Energy Resources Technology*. 2015; 137(3):32002-7.

APÊNDICE A – Tabelas da Configuração 1: Planta Fotovoltaica com dessalinização da água do mar

Tabela 14 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 1.

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	m ³ /dia	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	168192	0	0	0	0
10%	10	90	0,008	9,99	151373	7,7	19,25	692	252709
20%	20	80	0,017	19,98	134554	15,4	38,51	1385	505418
30%	30	70	0,025	29,97	117734	23,1	57,76	2077	758127
40%	40	60	0,033	39,97	100915	30,81	77,01	2769	1011000
50%	50	50	0,042	49,96	84096	38,51	96,27	3462	1264000
60%	60	40	0,050	59,95	67277	46,21	115,5	4154	1516000
70%	70	30	0,058	69,94	50458	53,91	134,8	4846	1769000
80%	80	20	0,067	79,93	33638	61,61	154	5539	2022000
90%	90	10	0,075	89,92	16819	69,31	173,3	6231	2274000
100%	100	0	0,084	99,92	0,1682	77,01	192,5	6924	2527000

Tabela 15 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 1.

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,1}$	$I_{H,total,1}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$/kWh	US\$/kg _{H2}
0%	0	\$0,00	\$0,00	\$85.700.000,00	\$1.714.000,00	\$85.700.000,00	\$0,00	0,06633	-
10%	10	\$35.366,55	\$10.491.225,65	\$96.230.000,00	\$1.925.000,00	\$77.130.000,00	\$19.100.000,00	0,06633	9,8393
20%	20	\$61.576,74	\$20.982.451,30	\$106.700.000,00	\$2.136.000,00	\$68.560.000,00	\$38.180.000,00	0,06633	9,8366
30%	30	\$85.170,60	\$31.473.676,95	\$117.300.000,00	\$2.347.000,00	\$59.990.000,00	\$57.270.000,00	0,06633	9,8351
40%	40	\$107.211,33	\$41.964.902,60	\$127.800.000,00	\$2.558.000,00	\$51.420.000,00	\$76.350.000,00	0,06633	9,8342
50%	50	\$128.164,78	\$52.456.128,26	\$138.300.000,00	\$2.768.000,00	\$42.850.000,00	\$95.430.000,00	0,06633	9,8335
60%	60	\$148.290,62	\$62.947.353,91	\$148.800.000,00	\$2.979.000,00	\$34.280.000,00	\$114.500.000,00	0,06633	9,8330
70%	70	\$167.753,32	\$73.438.579,56	\$159.300.000,00	\$3.189.000,00	\$25.710.000,00	\$133.600.000,00	0,06633	9,8325
80%	80	\$186.665,76	\$83.929.805,21	\$169.800.000,00	\$3.400.000,00	\$17.140.000,00	\$152.700.000,00	0,06633	9,8321
90%	90	\$205.109,93	\$94.421.030,86	\$180.300.000,00	\$3.611.000,00	\$8.570.000,00	\$171.800.000,00	0,06633	9,8318
100%	100	\$223.147,66	\$104.912.151,60	\$190.800.000,00	\$3.821.000,00	\$85,70	\$190.800.000,00	0,06633	9,8315

APÊNDICE B – Tabelas da Configuração 2: Planta Eólica com dessalinização da água do mar

Tabela 16 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 2.

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	363540	0	0	0	0
10%	10	90	0,008	9,99	327186	16,65	41,62	1496	546220
20%	20	80	0,017	19,98	290832	33,29	83,23	2993	1092000
30%	30	70	0,025	29,97	254478	49,94	124,8	4489	1639000
40%	40	60	0,033	39,97	218124	66,58	166,5	5986	2185000
50%	50	50	0,042	49,96	181770	83,23	208,1	7482	2731000
60%	60	40	0,050	59,95	145416	99,88	249,7	8979	3277000
70%	70	30	0,058	69,94	109062	116,52	291,3	10475	3824000
80%	80	20	0,067	79,93	72708	133,17	332,9	11972	4370000
90%	90	10	0,075	89,92	36354	149,82	374,5	13468	4916000
100%	100	0	0,084	99,92	0,3635	166,46	416,2	14965	5462000

Tabela 17 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 2.

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,2}$	$I_{H,total,2}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$/kWh	US\$/kg _{H2}
0%	0	\$0,00	\$0,00	\$132.500.000,00	\$2.650.000,00	\$132.500.000,00	\$0,00	0,04744	-
10%	10	\$65.522,47	\$10.490.000,00	\$143.100.000,00	\$2.862.000,00	\$119.300.000,00	\$23.810.000,00	0,04744	5,6757
20%	20	\$114.081,22	\$20.980.000,00	\$153.600.000,00	\$3.074.000,00	\$106.000.000,00	\$47.600.000,00	0,04744	5,6734
30%	30	\$157.792,80	\$31.470.000,00	\$164.100.000,00	\$3.286.000,00	\$92.750.000,00	\$71.380.000,00	0,04744	5,6722
40%	40	\$198.626,95	\$41.960.000,00	\$174.700.000,00	\$3.497.000,00	\$79.500.000,00	\$95.160.000,00	0,04744	5,6714
50%	50	\$237.446,72	\$52.460.000,00	\$185.200.000,00	\$3.709.000,00	\$66.250.000,00	\$118.900.000,00	0,04744	5,6708
60%	60	\$274.733,22	\$62.950.000,00	\$195.700.000,00	\$3.920.000,00	\$53.000.000,00	\$142.700.000,00	0,04744	5,6703
70%	70	\$310.791,13	\$73.440.000,00	\$206.200.000,00	\$4.131.000,00	\$39.750.000,00	\$166.500.000,00	0,04744	5,6699
80%	80	\$345.829,60	\$83.930.000,00	\$216.800.000,00	\$4.342.000,00	\$26.500.000,00	\$190.300.000,00	0,04744	5,6696
90%	90	\$380.000,52	\$94.420.000,00	\$227.300.000,00	\$4.554.000,00	\$13.250.000,00	\$214.100.000,00	0,04744	5,6693
100%	100	\$413.418,43	\$104.900.000,00	\$237.800.000,00	\$4.765.000,00	\$132,50	\$237.800.000,00	0,04744	5,6691

APÊNDICE C – Tabelas da Configuração 3: Planta Híbrida (50% FV + 50% EOL) com dessalinização da água do mar

Tabela 18 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 3.

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	265866	0	0	0	0
10%	10	90	0,00418	9,996	239279	12,18	30,45	1095	399609
20%	20	80	0,00836	19,99	212693	24,36	60,89	2190	799218
30%	30	70	0,01254	29,99	186106	36,53	91,34	3284	1199000
40%	40	60	0,01672	39,98	159520	48,71	121,8	4379	1598000
50%	50	50	0,0209	49,98	132933	60,89	152,2	5474	1998000
60%	60	40	0,02508	59,97	106346	73,07	182,7	6569	2398000
70%	70	30	0,02926	69,97	79760	85,25	213,1	7664	2797000
80%	80	20	0,03344	79,97	53173	97,43	243,6	8759	3197000
90%	90	10	0,03762	89,96	26587	109,6	274	9853	3596000
100%	100	0	0,0418	99,96	0,2659	121,78	304,5	10948	3996000

Tabela 19 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 3.

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,3}$	$I_{H,total,3}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$/kWh	US\$/kg _{H2}
0%	0	\$0,00	\$0,00	\$109.100.000,00	\$2.182.000,00	\$109.100.000,00	\$0,00	0,05342	-
10%	10	\$51.028,00	\$10.500.000,00	\$119.700.000,00	\$2.394.000,00	\$98.190.000,00	\$21.460.000,00	0,05342	6,9932
20%	20	\$88.844,00	\$21.000.000,00	\$130.200.000,00	\$2.606.000,00	\$87.280.000,00	\$42.910.000,00	0,05342	6,9908
30%	30	\$122.886,00	\$31.500.000,00	\$140.700.000,00	\$2.817.000,00	\$76.370.000,00	\$64.350.000,00	0,05342	6,9895
40%	40	\$154.686,00	\$42.000.000,00	\$151.300.000,00	\$3.028.000,00	\$65.460.000,00	\$85.790.000,00	0,05342	6,9886
50%	50	\$184.918,00	\$52.500.000,00	\$161.800.000,00	\$3.239.000,00	\$54.550.000,00	\$107.200.000,00	0,05342	6,9880
60%	60	\$213.956,00	\$63.000.000,00	\$172.300.000,00	\$3.451.000,00	\$43.640.000,00	\$128.700.000,00	0,05342	6,9875
70%	70	\$242.038,00	\$73.500.000,00	\$182.800.000,00	\$3.662.000,00	\$32.730.000,00	\$150.100.000,00	0,05342	6,9871
80%	80	\$269.325,00	\$84.000.000,00	\$193.400.000,00	\$3.873.000,00	\$21.820.000,00	\$171.500.000,00	0,05342	6,9867
90%	90	\$295.936,00	\$94.500.000,00	\$203.900.000,00	\$4.084.000,00	\$10.910.000,00	\$193.000.000,00	0,05342	6,9864
100%	100	\$321.961,00	\$105.000.000,00	\$214.400.000,00	\$4.295.000,00	\$109,10	\$214.400.000,00	0,05342	6,9862

APÊNDICE D – Tabelas da Configuração 4: Planta Fotovoltaica com utilização de água doce

Tabela 20 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 4.

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	m ³ /dia	kg _{H₂} /dia	kg _{H₂} /ano
0%	0	100	0	168192	0	0	0
10%	10	90	10	151373	7,71	692,9	252920,32
20%	20	80	20	134554	15,42	1386	505840,62
30%	30	70	30	117734	23,12	2079	758760,92
40%	40	60	40	100915	30,83	2772	1011681,22
50%	50	50	50	84096	38,54	3465	1264601,52
60%	60	40	60	67277	46,25	4158	1517521,81
70%	70	30	70	50458	53,95	4851	1770442,11
80%	80	20	80	33638	61,66	5543	2023362,41
90%	90	10	90	16819	69,37	6236	2276282,71
100%	100	0	100	0	77,08	6929	2529203,01

Tabela 21 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 4.

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,4}$	$I_{H,total,4}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0,00	\$85.700.000,00	\$2.182.000,00	\$85.700.000,00	\$0,00	0,06633	-
10%	10	\$10.500.000,00	\$96.200.000,00	\$2.394.000,00	\$77.130.000,00	\$19.070.000,00	0,06633	9,815
20%	20	\$21.000.000,00	\$106.700.000,00	\$2.606.000,00	\$68.560.000,00	\$38.140.000,00	0,06633	9,815
30%	30	\$31.500.000,00	\$117.200.000,00	\$2.817.000,00	\$59.990.000,00	\$57.210.000,00	0,06633	9,815
40%	40	\$42.000.000,00	\$127.700.000,00	\$3.028.000,00	\$51.420.000,00	\$76.280.000,00	0,06633	9,815
50%	50	\$52.500.000,00	\$138.200.000,00	\$3.239.000,00	\$42.850.000,00	\$95.350.000,00	0,06633	9,815
60%	60	\$63.000.000,00	\$148.700.000,00	\$3.451.000,00	\$34.280.000,00	\$114.400.000,00	0,06633	9,815
70%	70	\$73.500.000,00	\$159.200.000,00	\$3.662.000,00	\$25.710.000,00	\$133.500.000,00	0,06633	9,815
80%	80	\$84.000.000,00	\$169.700.000,00	\$3.873.000,00	\$17.140.000,00	\$152.600.000,00	0,06633	9,815
90%	90	\$94.500.000,00	\$180.200.000,00	\$4.084.000,00	\$8.570.000,00	\$171.600.000,00	0,06633	9,815
100%	100	\$105.000.000,00	\$190.700.000,00	\$4.295.000,00	\$0,00	\$190.700.000,00	0,06633	9,815

APÊNDICE E – Tabelas da Configuração 5: Planta Eólica com utilização de água doce

Tabela 22 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 5.

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	363540	0	0	0
10%	10	90	10	327186	16,66	1498	546677
20%	20	80	20	290832	33,32	2995	1093353
30%	30	70	30	254478	49,98	4493	1640030
40%	40	60	40	218124	66,64	5991	2186707
50%	50	50	50	181770	83,3	7489	2733383
60%	60	40	60	145416	99,96	8986	3280060
70%	70	30	70	109062	116,62	10484	3826737
80%	80	20	80	72708	133,28	11982	4373414
90%	90	10	90	36354	149,94	13480	4920090
100%	100	0	100	0	166,6	14977	5466767

Tabela 23 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 5

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,5}$	$I_{H,total,5}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0,00	\$132.500.000,00	\$2.650.000,00	\$132.500.000,00	\$0,00	0,04744	-
10%	10	\$10.500.000,00	\$143.000.000,00	\$2.860.000,00	\$119.200.000,00	\$23.750.000,00	0,04744	5,66
20%	20	\$21.000.000,00	\$153.500.000,00	\$3.070.000,00	\$106.000.000,00	\$47.500.000,00	0,04744	5,66
30%	30	\$31.500.000,00	\$164.000.000,00	\$3.280.000,00	\$92.750.000,00	\$71.250.000,00	0,04744	5,66
40%	40	\$42.000.000,00	\$174.500.000,00	\$3.490.000,00	\$79.500.000,00	\$95.000.000,00	0,04744	5,66
50%	50	\$52.500.000,00	\$185.000.000,00	\$3.700.000,00	\$66.250.000,00	\$118.800.000,00	0,04744	5,66
60%	60	\$63.000.000,00	\$195.500.000,00	\$3.910.000,00	\$53.000.000,00	\$142.500.000,00	0,04744	5,66
70%	70	\$73.500.000,00	\$206.000.000,00	\$4.120.000,00	\$39.750.000,00	\$166.300.000,00	0,04744	5,66
80%	80	\$84.000.000,00	\$216.500.000,00	\$4.330.000,00	\$26.500.000,00	\$190.000.000,00	0,04744	5,66
90%	90	\$94.500.000,00	\$227.000.000,00	\$4.540.000,00	\$13.250.000,00	\$213.800.000,00	0,04744	5,66
100%	100	\$105.000.000,00	\$237.500.000,00	\$4.750.000,00	\$0,00	\$237.500.000,00	0,04744	5,66

APÊNDICE F – Tabelas da Configuração 6: Planta Híbrida (50% FV + 50% EOL) com utilização de água doce

Tabela 24 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 6

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	m ³ /dia	kg _{H₂} /dia	kg _{H₂} /ano
0%	0	100	0	265866	0	0	0
10%	10	90	10	239279	12,184	1095,338	399798,00
20%	20	80	20	212693	24,3679	2190,677	799597,00
30%	30	70	30	186106	36,5519	3286,015	1199000,00
40%	40	60	40	159520	48,7359	4381,353	1599000,00
50%	50	50	50	132933	60,9198	5476,692	1999000,00
60%	60	40	60	106346	73,1038	6572,03	2399000,00
70%	70	30	70	79760	85,2877	7667,368	2799000,00
80%	80	20	80	53173	97,4717	8762,707	3198000,00
90%	90	10	90	26587	109,6557	9858,045	3598000,00
100%	100	0	100	0	121,8396	10953,38	3998000,00

Tabela 25 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 6

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,6}$	$I_{H,total,6}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0,00	\$109.100.000,00	\$2.182.000,00	\$109.100.000,00	\$0,00	0,05342	-
10%	10	\$10.500.000,00	\$119.600.000,00	\$2.392.000,00	\$98.190.000,00	\$21.410.000,00	0,05342	6,971
20%	20	\$21.000.000,00	\$130.100.000,00	\$2.602.000,00	\$87.280.000,00	\$42.820.000,00	0,05342	6,971
30%	30	\$31.500.000,00	\$140.600.000,00	\$2.812.000,00	\$76.370.000,00	\$64.230.000,00	0,05342	6,971
40%	40	\$42.000.000,00	\$151.100.000,00	\$3.022.000,00	\$65.460.000,00	\$85.640.000,00	0,05342	6,971
50%	50	\$52.500.000,00	\$161.600.000,00	\$3.232.000,00	\$54.550.000,00	\$107.100.000,00	0,05342	6,971
60%	60	\$63.000.000,00	\$172.100.000,00	\$3.442.000,00	\$43.640.000,00	\$128.500.000,00	0,05342	6,971
70%	70	\$73.500.000,00	\$182.600.000,00	\$3.652.000,00	\$32.730.000,00	\$149.900.000,00	0,05342	6,971
80%	80	\$84.000.000,00	\$193.100.000,00	\$3.862.000,00	\$21.820.000,00	\$171.300.000,00	0,05342	6,971
90%	90	\$94.500.000,00	\$203.600.000,00	\$4.072.000,00	\$10.910.000,00	\$192.700.000,00	0,05342	6,971
100%	100	\$105.000.000,00	\$214.100.000,00	\$4.282.000,00	\$0,00	\$214.100.000,00	0,05342	6,971

APÊNDICE G – Tabelas da Configuração 7: Planta Fotovoltaica com planta de dessalinização da água do mar e armazenamento de hidrogênio

Tabela 26 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 7 com 25% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	$E_{PEM,FC}$	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	168192	0	0	0	0	0
10%	10	90	0,00836	9,992	151373	1158	7,701	19,25	692,4	252709
20%	20	80	0,01671	19,98	134554	2316	15,4	38,51	1385	505418
30%	30	70	0,02507	29,97	117734	3474	23,1	57,76	2077	758127
40%	40	60	0,03343	39,97	100915	4632	30,81	77,01	2769	1,01E+06
50%	50	50	0,04178	49,96	84096	5790	38,51	96,27	3462	1,26E+06
60%	60	40	0,05014	59,95	67277	6948	46,21	115,5	4154	1,52E+06
70%	70	30	0,0585	69,94	50458	8106	53,91	134,8	4846	1,77E+06
80%	80	20	0,06685	79,93	33638	9264	61,61	154	5539	2,02E+06
90%	90	10	0,07521	89,92	16819	10423	69,31	173,3	6231	2,27E+06
100%	100	0	0,08357	99,92	0	11581	77,01	192,5	6924	2,53E+06

Tabela 27 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 7 com 25% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,7}$	$I_{H,total,7}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$85.700.000	\$1.714.000	\$85.700.000	\$0	0,06633	10,65492
10%	10	\$35.367	\$10.491.235	\$5.651	\$173.664	\$1.198.747	\$97.600.000	\$1.953.000	\$83.280.000	\$19.100.000	0,07107	9,8393
20%	20	\$61.577	\$20.982.451	\$8.929	\$347.328	\$2.397.493	\$109.500.000	\$2.191.000	\$80.860.000	\$38.180.000	0,0769	9,8366
30%	30	\$85.171	\$31.473.677	\$11.669	\$520.992	\$3.596.239	\$121.400.000	\$2.429.000	\$78.440.000	\$57.270.000	0,08424	9,8351
40%	40	\$107.211	\$41.964.903	\$14.109	\$694.656	\$4.794.985	\$133.300.000	\$2.668.000	\$76.010.000	\$76.350.000	0,09375	9,8342
50%	50	\$128.165	\$52.456.128	\$16.347	\$868.320	\$5.993.732	\$145.200.000	\$2.906.000	\$73.590.000	\$95.430.000	0,1066	9,8335
60%	60	\$148.291	\$62.947.354	\$18.438	\$1.041.983	\$7.192.478	\$157.000.000	\$3.144.000	\$71.160.000	\$114.500.000	0,1248	9,8330
70%	70	\$167.753	\$73.438.580	\$20.412	\$1.215.647	\$8.391.225	\$168.900.000	\$3.382.000	\$68.740.000	\$133.600.000	0,1528	9,8325
80%	80	\$186.666	\$83.929.805	\$22.293	\$1.389.311	\$9.589.971	\$180.800.000	\$3.620.000	\$66.310.000	\$152.700.000	0,2012	9,8321
90%	90	\$205.110	\$94.421.031	\$24.095	\$1.562.975	\$10.788.717	\$192.700.000	\$3.858.000	\$63.880.000	\$171.800.000	0,3054	9,8318
100%	100	\$223.148	\$104.912.257	\$25.830	\$1.736.639	\$11.987.464	\$204.600.000	\$4.096.000	\$61.460.000	\$190.800.000	0,6915	9,8315

Tabela 28 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 7 com 50% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	168192	0	0	0	0	0
10%	10	90	0,00836	9,992	151373	2314	7,701	19,25	692,4	252709
20%	20	80	0,01671	19,98	134554	4628	15,4	38,51	1385	505418
30%	30	70	0,02507	29,97	117734	6943	23,1	57,76	2077	758127
40%	40	60	0,03343	39,97	100915	9257	30,81	77,01	2769	1,01E+06
50%	50	50	0,04178	49,96	84096	11571	38,51	96,27	3462	1,26E+06
60%	60	40	0,05014	59,95	67277	13885	46,21	115,5	4154	1,52E+06
70%	70	30	0,0585	69,94	50458	16199	53,91	134,8	4846	1,77E+06
80%	80	20	0,06685	79,93	33638	18513	61,61	154	5539	2,02E+06
90%	90	10	0,07521	89,92	16819	20828	69,31	173,3	6231	2,27E+06
100%	100	0	0,08357	99,92	0	23142	77,01	192,5	6924	2,53E+06

Tabela 29 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 7 com 50% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,7}$	$I_{H,total,7}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$85.700.000	\$1.714.000	\$85.700.000	\$0	\$0,0663	10,65492
10%	10	\$35.367	\$10.491.235	\$11.302	\$347.328	\$2.397.492	\$98.980.000	\$1.980.000	\$89.430.000	\$19.100.000	\$0,0758	9,8393
20%	20	\$61.577	\$20.982.451	\$17.858	\$694.656	\$4.794.986	\$112.300.000	\$2.246.000	\$93.160.000	\$38.180.000	\$0,0871	9,8366
30%	30	\$85.171	\$31.473.677	\$23.338	\$1.041.983	\$7.192.478	\$125.500.000	\$2.512.000	\$96.880.000	\$57.270.000	\$0,1012	9,8351
40%	40	\$107.211	\$41.964.903	\$28.218	\$1.389.311	\$9.589.971	\$138.800.000	\$2.778.000	\$100.600.000	\$76.350.000	\$0,1189	9,8342
50%	50	\$128.165	\$52.456.128	\$32.695	\$1.736.639	\$11.987.464	\$152.000.000	\$3.043.000	\$104.300.000	\$95.430.000	\$0,1420	9,8335
60%	60	\$148.291	\$62.947.354	\$36.876	\$2.083.967	\$14.384.956	\$165.300.000	\$3.309.000	\$108.000.000	\$114.500.000	\$0,1733	9,8330
70%	70	\$167.753	\$73.438.580	\$40.825	\$2.431.295	\$16.782.449	\$178.600.000	\$3.575.000	\$111.800.000	\$133.600.000	\$0,2183	9,8325
80%	80	\$186.666	\$83.929.805	\$44.586	\$2.778.623	\$19.179.942	\$191.800.000	\$3.840.000	\$115.500.000	\$152.700.000	\$0,2883	9,8321
90%	90	\$205.110	\$94.421.031	\$48.190	\$3.125.950	\$21.577.435	\$205.100.000	\$4.106.000	\$119.200.000	\$171.800.000	\$0,4122	9,8318
100%	100	\$223.148	\$104.912.257	\$51.661	\$3.473.278	\$23.974.927	\$218.300.000	\$4.371.000	\$122.900.000	\$190.800.000	\$0,6915	9,8315

Tabela 30 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 7 com 75% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	168192	0	0	0	0	0
10%	10	90	0,00836	9,992	151373	3471	7,701	19,25	692,4	252709
20%	20	80	0,01671	19,98	134554	6943	15,4	38,51	1385	505418
30%	30	70	0,02507	29,97	117734	10414	23,1	57,76	2077	758127
40%	40	60	0,03343	39,97	100915	13885	30,81	77,01	2769	1,01E+06
50%	50	50	0,04178	49,96	84096	17356	38,51	96,27	3462	1,26E+06
60%	60	40	0,05014	59,95	67277	20828	46,21	115,5	4154	1,52E+06
70%	70	30	0,0585	69,94	50458	24299	53,91	134,8	4846	1,77E+06
80%	80	20	0,06685	79,93	33638	27770	61,61	154	5539	2,02E+06
90%	90	10	0,07521	89,92	16819	31241	69,31	173,3	6231	2,27E+06
100%	100	0	0,08357	99,92	0	34713	77,01	192,5	6924	2,53E+06

Tabela 31 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 7 com 75% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,7}$	$I_{H,total,7}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$85.700.000	\$1.714.000	\$85.700.000	\$0	0,06633	10,65492
10%	10	\$35.367	\$10.491.235	\$16.953	\$520.992	\$3.596.243	\$100.400.000	\$2.008.000	\$95.590.000	\$19.100.000	0,08036	9,8393
20%	20	\$61.577	\$20.982.451	\$26.787	\$1.041.983	\$7.192.478	\$115.000.000	\$2.301.000	\$105.500.000	\$38.180.000	0,09702	9,8366
30%	30	\$85.171	\$31.473.677	\$35.007	\$1.562.975	\$10.788.717	\$129.600.000	\$2.595.000	\$115.300.000	\$57.270.000	0,1172	9,8351
40%	40	\$107.211	\$41.964.903	\$42.326	\$2.083.967	\$14.384.956	\$144.300.000	\$2.888.000	\$125.200.000	\$76.350.000	0,142	9,8342
50%	50	\$128.165	\$52.456.128	\$49.042	\$2.604.959	\$17.981.196	\$158.900.000	\$3.181.000	\$135.100.000	\$95.430.000	0,1733	9,8335
60%	60	\$148.291	\$62.947.354	\$55.314	\$3.125.950	\$21.577.435	\$173.600.000	\$3.474.000	\$144.900.000	\$114.500.000	0,2141	9,8330
70%	70	\$167.753	\$73.438.580	\$61.237	\$3.646.942	\$25.173.674	\$188.200.000	\$3.767.000	\$154.800.000	\$133.600.000	0,2696	9,8325
80%	80	\$186.666	\$83.929.805	\$66.879	\$4.167.934	\$28.769.913	\$202.800.000	\$4.060.000	\$164.700.000	\$152.700.000	0,3491	9,8321
90%	90	\$205.110	\$94.421.031	\$72.286	\$4.688.926	\$32.366.152	\$217.500.000	\$4.353.000	\$174.500.000	\$171.800.000	0,4727	9,8318
100%	100	\$223.148	\$104.912.257	\$77.491	\$5.209.917	\$35.962.391	\$232.100.000	\$4.646.000	\$184.400.000	\$190.800.000	0,6915	9,8315

Tabela 32 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 7 com 100% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	168192	0	0	0	0	0
10%	10	90	0,00836	9,992	151373	4628	7,701	19,25	692,4	252709
20%	20	80	0,01671	19,98	134554	9257	15,4	38,51	1385	505418
30%	30	70	0,02507	29,97	117734	13885	23,1	57,76	2077	758127
40%	40	60	0,03343	39,97	100915	18513	30,81	77,01	2769	1,01E+06
50%	50	50	0,04178	49,96	84096	23142	38,51	96,27	3462	1,26E+06
60%	60	40	0,05014	59,95	67277	27770	46,21	115,5	4154	1,52E+06
70%	70	30	0,0585	69,94	50458	32399	53,91	134,8	4846	1,77E+06
80%	80	20	0,06685	79,93	33638	37027	61,61	154	5539	2,02E+06
90%	90	10	0,07521	89,92	16819	41655	69,31	173,3	6231	2,27E+06
100%	100	0	0,08357	99,92	0	46284	77,01	192,5	6924	2,53E+06

Tabela 33 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 7 com 100% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,7}$	$I_{H,total,7}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$85.700.000	\$1.714.000	\$85.700.000	\$0	0,06633	10,65492
10%	10	\$35.367	\$10.491.235	\$22.604	\$694.656	\$4.794.989	\$101.700.000	\$2.035.000	\$101.700.000	\$19.100.000	0,0849	9,8393
20%	20	\$61.577	\$20.982.451	\$35.717	\$1.389.311	\$9.589.971	\$117.800.000	\$2.356.000	\$117.800.000	\$38.180.000	0,1066	9,8366
30%	30	\$85.171	\$31.473.677	\$46.676	\$2.083.967	\$14.384.957	\$133.800.000	\$2.677.000	\$133.800.000	\$57.270.000	0,1323	9,8351
40%	40	\$107.211	\$41.964.903	\$56.435	\$2.778.623	\$19.179.942	\$149.800.000	\$2.998.000	\$149.800.000	\$76.350.000	0,1633	9,8342
50%	50	\$128.165	\$52.456.128	\$65.390	\$3.473.278	\$23.974.927	\$165.800.000	\$3.319.000	\$165.800.000	\$95.430.000	0,2013	9,8335
60%	60	\$148.291	\$62.947.354	\$73.751	\$4.167.934	\$28.769.913	\$181.800.000	\$3.639.000	\$181.800.000	\$114.500.000	0,249	9,8330
70%	70	\$167.753	\$73.438.580	\$81.650	\$4.862.589	\$33.564.898	\$197.800.000	\$3.960.000	\$197.800.000	\$133.600.000	0,3108	9,8325
80%	80	\$186.666	\$83.929.805	\$89.172	\$5.557.245	\$38.359.884	\$213.800.000	\$4.280.000	\$213.800.000	\$152.700.000	0,3939	9,8321
90%	90	\$205.110	\$94.421.031	\$96.381	\$6.251.901	\$43.154.869	\$229.800.000	\$4.601.000	\$229.800.000	\$171.800.000	0,5117	9,8318
100%	100	\$223.148	\$104.912.257	\$103.321	\$6.946.556	\$47.949.855	\$245.800.000	\$4.921.000	\$245.800.000	\$190.800.000	0,6915	9,8315

APÊNDICE H – Tabelas da Configuração 8: Planta Eólica com planta de dessalinização da água do mar e armazenamento de hidrogênio

Tabela 34 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 8 com 25% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	363540	0	0	0	0	0,05462
10%	10	90	0,00836	9,992	327186	2501	16,65	41,62	1496	546220
20%	20	80	0,01671	19,98	290832	5002	33,29	83,23	2993	1,09E+06
30%	30	70	0,02507	29,97	254478	7503	49,94	124,8	4489	1,64E+06
40%	40	60	0,03343	39,97	218124	10004	66,58	166,5	5986	2,19E+06
50%	50	50	0,04178	49,96	181770	12505	83,23	208,1	7482	2,73E+06
60%	60	40	0,05014	59,95	145416	15006	99,88	249,7	8979	3,28E+06
70%	70	30	0,0585	69,94	109062	17507	116,5	291,3	10475	3,82E+06
80%	80	20	0,06685	79,93	72708	20008	133,2	332,9	11972	4,37E+06
90%	90	10	0,07521	89,92	36354	22509	149,8	374,5	13468	4,92E+06
100%	100	0	0,08357	99,92	0	25010	166,5	416,2	14965	5,46E+06

Tabela 35 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 8 com 25% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,8}$	$I_{H,total,8}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$132.500.000	\$2.650.000	\$132.500.000	\$0	0,04744	6,1102
10%	10	\$65.522	\$10.490.000	\$5.651	\$375.367	\$2.591.000	\$146.000.000	\$2.922.000	\$128.200.000	\$23.810.000	0,05061	5,6757
20%	20	\$114.081	\$20.980.000	\$8.929	\$750.735	\$5.182.000	\$159.500.000	\$3.193.000	\$123.800.000	\$47.600.000	0,05449	5,6734
30%	30	\$157.793	\$31.470.000	\$11.669	\$1.126.000	\$7.773.000	\$173.000.000	\$3.464.000	\$119.500.000	\$71.380.000	0,05938	5,6722
40%	40	\$198.627	\$41.960.000	\$14.109	\$1.501.000	\$10.360.000	\$186.500.000	\$3.735.000	\$115.200.000	\$95.160.000	0,06572	5,6714
50%	50	\$237.447	\$52.460.000	\$16.347	\$1.877.000	\$12.960.000	\$200.000.000	\$4.006.000	\$110.800.000	\$118.900.000	0,07427	5,6708
60%	60	\$274.733	\$62.950.000	\$18.438	\$2.252.000	\$15.550.000	\$213.500.000	\$4.276.000	\$106.500.000	\$142.700.000	0,08642	5,6703
70%	70	\$310.791	\$73.440.000	\$20.412	\$2.628.000	\$18.140.000	\$227.000.000	\$4.547.000	\$102.200.000	\$166.500.000	0,1051	5,6699
80%	80	\$345.830	\$83.930.000	\$22.293	\$3.003.000	\$20.730.000	\$240.500.000	\$4.818.000	\$97.820.000	\$190.300.000	0,1374	5,6696
90%	90	\$380.001	\$94.420.000	\$24.095	\$3.378.000	\$23.320.000	\$254.000.000	\$5.088.000	\$93.480.000	\$214.100.000	0,2068	5,6693
100%	100	\$413.419	\$104.900.000	\$25.830	\$3.754.000	\$25.910.000	\$267.500.000	\$5.359.000	\$89.150.000	\$237.800.000	0,4641	5,6691

Tabela 36 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 8 com 50% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	363540	0	0	0	0	0
10%	10	90	0,008357	9,992	327186	5002	16,65	41,62	1496	546220
20%	20	80	0,01671	19,98	290832	10004	33,29	83,23	2993	1,09E+06
30%	30	70	0,02507	29,97	254478	15006	49,94	124,8	4489	1,64E+06
40%	40	60	0,03343	39,97	218124	20008	66,58	166,5	5986	2,19E+06
50%	50	50	0,04178	49,96	181770	25010	83,23	208,1	7482	2,73E+06
60%	60	40	0,05014	59,95	145416	30012	99,88	249,7	8979	3,28E+06
70%	70	30	0,0585	69,94	109062	35014	116,5	291,3	10475	3,82E+06
80%	80	20	0,06685	79,93	72708	40016	133,2	332,9	11972	4,37E+06
90%	90	10	0,07521	89,92	36354	45018	149,8	374,5	13468	4,92E+06
100%	100	0	0,08357	99,92	0	50020	166,5	416,2	14965	5,46E+06

Tabela 37 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 8 com 50% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,8}$	$I_{H,total,8}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$132.500.000	\$2.650.000	\$132.500.000	\$3	0,04744	6,1102
10%	10	\$65.522	\$10.490.000	\$11.302	\$750.735	\$5.182.000	\$149.000.000	\$2.981.000	\$137.100.000	\$23.810.000	0,05372	5,6757
20%	20	\$114.081	\$20.980.000	\$17.858	\$1.501.000	\$10.360.000	\$165.500.000	\$3.312.000	\$141.700.000	\$47.600.000	0,06131	5,6734
30%	30	\$157.793	\$31.470.000	\$23.338	\$2.252.000	\$15.550.000	\$182.000.000	\$3.642.000	\$146.300.000	\$71.380.000	0,07065	5,6722
40%	40	\$198.627	\$41.960.000	\$28.218	\$3.003.000	\$20.730.000	\$198.400.000	\$3.972.000	\$150.800.000	\$95.160.000	0,08246	5,6714
50%	50	\$237.447	\$52.460.000	\$32.695	\$3.754.000	\$25.910.000	\$214.900.000	\$4.303.000	\$155.400.000	\$118.900.000	0,09785	5,6708
60%	60	\$274.733	\$62.950.000	\$36.876	\$4.504.000	\$31.090.000	\$231.400.000	\$4.633.000	\$160.000.000	\$142.700.000	0,1187	5,6703
70%	70	\$310.791	\$73.440.000	\$40.825	\$5.255.000	\$36.270.000	\$247.800.000	\$4.963.000	\$164.600.000	\$166.500.000	0,1487	5,6699
80%	80	\$345.830	\$83.930.000	\$44.586	\$6.006.000	\$41.460.000	\$264.300.000	\$5.293.000	\$169.100.000	\$190.300.000	0,1954	5,6696
90%	90	\$380.001	\$94.420.000	\$48.190	\$6.757.000	\$46.640.000	\$280.700.000	\$5.622.000	\$173.700.000	\$214.100.000	0,2779	5,6693
100%	100	\$413.419	\$104.900.000	\$51.661	\$7.507.000	\$51.820.000	\$297.200.000	\$5.952.000	\$178.300.000	\$237.800.000	0,4641	5,6691

Tabela 38 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 8 com 75% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	363540	0	0	0	0	0
10%	10	90	0,008357	9,992	327186	7503	16,65	41,62	1496	546220
20%	20	80	0,01671	19,98	290832	15006	33,29	83,23	2993	1,09E+06
30%	30	70	0,02507	29,97	254478	22509	49,94	124,8	4489	1,64E+06
40%	40	60	0,03343	39,97	218124	30012	66,58	166,5	5986	2,19E+06
50%	50	50	0,04178	49,96	181770	37515	83,23	208,1	7482	2,73E+06
60%	60	40	0,05014	59,95	145416	45018	99,88	249,7	8979	3,28E+06
70%	70	30	0,0585	69,94	109062	52521	116,5	291,3	10475	3,82E+06
80%	80	20	0,06685	79,93	72708	60024	133,2	332,9	11972	4,37E+06
90%	90	10	0,07521	89,92	36354	67527	149,8	374,5	13468	4,92E+06
100%	100	0	0,08357	99,92	0	75030	166,5	416,2	14965	5,46E+06

Tabela 39 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 8 com 75% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,8}$	$I_{H,total,8}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$132.500.000	\$2.650.000	\$132.500.000	\$3	0,04744	6,1102
10%	10	\$65.522	\$10.490.000	\$16.953	\$1.126.000	\$7.773.000	\$152.000.000	\$3.041.000	\$146.000.000	\$23.810.000	0,05679	5,6757
20%	20	\$114.081	\$20.980.000	\$26.787	\$2.252.000	\$15.550.000	\$171.400.000	\$3.431.000	\$159.500.000	\$47.600.000	0,0679	5,6734
30%	30	\$157.793	\$31.470.000	\$35.007	\$3.378.000	\$23.320.000	\$190.900.000	\$3.820.000	\$173.000.000	\$71.380.000	0,08132	5,6722
40%	40	\$198.627	\$41.960.000	\$42.326	\$4.504.000	\$31.090.000	\$210.300.000	\$4.210.000	\$186.500.000	\$95.160.000	0,09785	5,6714
50%	50	\$237.447	\$52.460.000	\$49.042	\$5.631.000	\$38.870.000	\$229.700.000	\$4.600.000	\$200.000.000	\$118.900.000	0,1187	5,6708
60%	60	\$274.733	\$62.950.000	\$55.314	\$6.757.000	\$46.640.000	\$249.200.000	\$4.989.000	\$213.500.000	\$142.700.000	0,146	5,6703
70%	70	\$310.791	\$73.440.000	\$61.237	\$7.883.000	\$54.410.000	\$268.600.000	\$5.378.000	\$227.000.000	\$166.500.000	0,1829	5,6699
80%	80	\$345.830	\$83.930.000	\$66.879	\$9.009.000	\$62.180.000	\$288.000.000	\$5.768.000	\$240.500.000	\$190.300.000	0,2359	5,6696
90%	90	\$380.001	\$94.420.000	\$72.286	\$10.130.000	\$69.960.000	\$307.500.000	\$6.157.000	\$254.000.000	\$214.100.000	0,3183	5,6693
100%	100	\$413.419	\$104.900.000	\$77.491	\$11.260.000	\$77.730.000	\$326.900.000	\$6.546.000	\$267.400.000	\$237.800.000	0,4641	5,6691

Tabela 40 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 8 com 100% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	363540	0	0	0	0	0
10%	10	90	0,008357	9,992	327186	10004	16,65	41,62	1496	546220
20%	20	80	0,01671	19,98	290832	20008	33,29	83,23	2993	1,09E+06
30%	30	70	0,02507	29,97	254478	30012	49,94	124,8	4489	1,64E+06
40%	40	60	0,03343	39,97	218124	40016	66,58	166,5	5986	2,19E+06
50%	50	50	0,04178	49,96	181770	50020	83,23	208,1	7482	2,73E+06
60%	60	40	0,05014	59,95	145416	60024	99,88	249,7	8979	3,28E+06
70%	70	30	0,0585	69,94	109062	70028	116,5	291,3	10475	3,82E+06
80%	80	20	0,06685	79,93	72708	80032	133,2	332,9	11972	4,37E+06
90%	90	10	0,07521	89,92	36354	90036	149,8	374,5	13468	4,92E+06
100%	100	0	0,08357	99,92	0	100040	166,5	416,2	14965	5,46E+06

Tabela 41 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 8 com 100% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,8}$	$I_{H,total,8}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$132.500.000	\$2.650.000	\$132.500.000	\$3	0,04744	6,1102
10%	10	\$65.522	\$10.490.000	\$22.604	\$1.501.000	\$10.360.000	\$154.900.000	\$3.100.000	\$154.900.000	\$23.810.000	0,05982	5,6757
20%	20	\$114.081	\$20.980.000	\$35.717	\$3.003.000	\$20.730.000	\$177.400.000	\$3.550.000	\$177.400.000	\$47.600.000	0,07428	5,6734
30%	30	\$157.793	\$31.470.000	\$46.676	\$4.504.000	\$31.090.000	\$199.800.000	\$3.999.000	\$199.800.000	\$71.380.000	0,09142	5,6722
40%	40	\$198.627	\$41.960.000	\$56.435	\$6.006.000	\$41.460.000	\$222.200.000	\$4.448.000	\$222.200.000	\$95.160.000	0,1121	5,6714
50%	50	\$237.447	\$52.460.000	\$65.390	\$7.507.000	\$51.820.000	\$244.600.000	\$4.896.000	\$244.600.000	\$118.900.000	0,1374	5,6708
60%	60	\$274.733	\$62.950.000	\$73.751	\$9.009.000	\$62.180.000	\$267.000.000	\$5.345.000	\$267.000.000	\$142.700.000	0,1692	5,6703
70%	70	\$310.791	\$73.440.000	\$81.650	\$10.510.000	\$72.550.000	\$289.400.000	\$5.794.000	\$289.400.000	\$166.500.000	0,2104	5,6699
80%	80	\$345.830	\$83.930.000	\$89.172	\$12.010.000	\$82.910.000	\$311.800.000	\$6.243.000	\$311.800.000	\$190.300.000	0,2658	5,6696
90%	90	\$380.001	\$94.420.000	\$96.381	\$13.510.000	\$93.280.000	\$334.200.000	\$6.691.000	\$334.200.000	\$214.100.000	0,3442	5,6693
100%	100	\$413.419	\$104.900.000	\$103.321	\$15.010.000	\$103.600.000	\$356.600.000	\$7.140.000	\$356.600.000	\$237.800.000	0,4641	5,6691

APÊNDICE I – Tabelas da Configuração 9: Planta Híbrida com planta de dessalinização da água do mar e armazenamento de hidrogênio

Tabela 42 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 9 com 25% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	265866	0	0	0	0	0
10%	10	90	0,00418	9,996	239279	1830	12,18	30,45	1095	4,00E+05
20%	20	80	0,00836	19,99	212693	3659	24,36	60,89	2190	7,99E+05
30%	30	70	0,01254	29,99	186106	5489	36,53	91,34	3284	1,20E+06
40%	40	60	0,01672	39,98	159520	7319	48,71	121,8	4379	1,60E+06
50%	50	50	0,0209	49,98	132933	9149	60,89	152,2	5474	2,00E+06
60%	60	40	0,02508	59,97	106346	10978	73,07	182,7	6569	2,40E+06
70%	70	30	0,02926	69,97	79760	12808	85,25	213,1	7664	2,80E+06
80%	80	20	0,03344	79,97	53173	14638	97,43	243,6	8759	3,20E+06
90%	90	10	0,03762	89,96	26587	16467	109,6	274	9853	3,60E+06
100%	100	0	0,0418	99,96	0	18297	121,78	304,5	10948	4,00E+06

Tabela 43 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 9 com 25% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,9}$	$I_{H,total,9}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$109.099.963	\$2.182.000	\$109.099.963	\$0	0,05342	-
10%	10	\$51.028	\$10.500.000	\$5.653	\$274.615	\$1.895.578	\$121.826.873	\$2.437.558	\$105.731.102	\$21.461.042	0,05731	6,9932
20%	20	\$88.844	\$21.000.000	\$8.932	\$549.230	\$3.791.157	\$134.538.162	\$2.692.540	\$102.356.529	\$42.908.844	0,06209	6,9908
30%	30	\$122.886	\$31.500.000	\$11.672	\$823.845	\$5.686.736	\$147.245.138	\$2.947.360	\$98.980.474	\$64.352.886	0,0681	6,9895
40%	40	\$154.686	\$42.000.000	\$14.113	\$1.098.459	\$7.582.314	\$159.949.573	\$3.202.085	\$95.603.558	\$85.794.686	0,0759	6,9886
50%	50	\$184.918	\$52.500.000	\$16.352	\$1.373.074	\$9.477.893	\$172.652.237	\$3.456.743	\$92.226.048	\$107.234.918	0,08642	6,988
60%	60	\$213.956	\$63.000.000	\$18.443	\$1.647.689	\$11.373.471	\$185.353.560	\$3.711.350	\$88.848.092	\$128.673.956	0,1014	6,9875
70%	70	\$242.038	\$73.500.000	\$20.418	\$1.922.304	\$13.269.050	\$198.053.809	\$3.965.917	\$85.469.781	\$150.112.038	0,1243	6,9871
80%	80	\$269.325	\$84.000.000	\$22.299	\$2.196.919	\$15.164.628	\$210.753.171	\$4.220.450	\$82.091.177	\$171.549.325	0,164	6,9867
90%	90	\$295.936	\$94.500.000	\$24.102	\$2.471.534	\$17.060.207	\$223.451.779	\$4.474.954	\$78.712.326	\$192.985.936	0,2494	6,9864
100%	100	\$321.961	\$104.999.895	\$25.837	\$2.746.146	\$18.955.766	\$236.149.606	\$4.729.431	\$75.333.296	\$214.421.747	0,5658	6,9862

Tabela 44 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 9 com 50% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	265866	0	0	0	0	0
10%	10	90	0,00418	9,996	239279	3659	12,18	30,45	1095	4,00E+05
20%	20	80	0,00836	19,99	212693	7319	24,36	60,89	2190	7,99E+05
30%	30	70	0,01254	29,99	186106	10978	36,53	91,34	3284	1,20E+06
40%	40	60	0,01672	39,98	159520	14638	48,71	121,8	4379	1,60E+06
50%	50	50	0,0209	49,98	132933	18297	60,89	152,2	5474	2,00E+06
60%	60	40	0,02508	59,97	106346	21957	73,07	182,7	6569	2,40E+06
70%	70	30	0,02926	69,97	79760	25616	85,25	213,1	7664	2,80E+06
80%	80	20	0,03344	79,97	53173	29275	97,43	243,6	8759	3,20E+06
90%	90	10	0,03762	89,96	26587	32935	109,6	274	9853	3,60E+06
100%	100	0	0,0418	99,96	0	36594	121,78	304,5	10948	4,00E+06

Tabela 45 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 9 com 50% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,9}$	$I_{H,total,9}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$109.099.963	\$2.182.000	\$109.099.963	\$0	0,05342	-
10%	10	\$51.028	\$10.500.000	\$11.305	\$549.230	\$3.791.156	\$124.002.719	\$2.481.075	\$113.272.205	\$21.461.042	0,06114	6,9932
20%	20	\$88.844	\$21.000.000	\$17.863	\$1.098.459	\$7.582.314	\$138.887.481	\$2.779.527	\$117.433.059	\$42.908.844	0,07047	6,9908
30%	30	\$122.886	\$31.500.000	\$23.344	\$1.647.689	\$11.373.471	\$153.767.390	\$3.077.806	\$121.590.947	\$64.352.886	0,08197	6,9895
40%	40	\$154.686	\$42.000.000	\$28.225	\$2.196.919	\$15.164.628	\$168.644.459	\$3.375.983	\$125.747.116	\$85.794.686	0,0965	6,9886
50%	50	\$184.918	\$52.500.000	\$32.704	\$2.746.149	\$18.955.785	\$183.519.556	\$3.674.089	\$129.902.097	\$107.234.918	0,1154	6,988
60%	60	\$213.956	\$63.000.000	\$36.886	\$3.295.378	\$22.746.942	\$198.393.163	\$3.972.142	\$134.056.185	\$128.673.956	0,1411	6,9875
70%	70	\$242.038	\$73.500.000	\$40.836	\$3.844.608	\$26.538.099	\$213.265.581	\$4.270.152	\$138.209.562	\$150.112.038	0,178	6,9871
80%	80	\$269.325	\$84.000.000	\$44.598	\$4.393.838	\$30.329.256	\$228.137.017	\$4.568.127	\$142.362.355	\$171.549.325	0,2354	6,9867
90%	90	\$295.936	\$94.500.000	\$48.204	\$4.943.068	\$34.120.413	\$243.007.621	\$4.866.071	\$146.514.653	\$192.985.936	0,337	6,9864
100%	100	\$321.961	\$104.999.895	\$51.675	\$5.492.292	\$37.911.532	\$257.877.356	\$5.163.986	\$150.666.482	\$214.421.747	0,5658	6,9862

Tabela 46 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 9 com 75% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	265866	0	0	0	0	0
10%	10	90	0,00418	9,996	239279	5489	12,18	30,45	1095	4,00E+05
20%	20	80	0,00836	19,99	212693	10978	24,36	60,89	2190	7,99E+05
30%	30	70	0,01254	29,99	186106	16467	36,53	91,34	3284	1,20E+06
40%	40	60	0,01672	39,98	159520	21957	48,71	121,8	4379	1,60E+06
50%	50	50	0,0209	49,98	132933	27446	60,89	152,2	5474	2,00E+06
60%	60	40	0,02508	59,97	106346	32935	73,07	182,7	6569	2,40E+06
70%	70	30	0,02926	69,97	79760	38424	85,25	213,1	7664	2,80E+06
80%	80	20	0,03344	79,97	53173	43913	97,43	243,6	8759	3,20E+06
90%	90	10	0,03762	89,96	26587	49402	109,6	274	9853	3,60E+06
100%	100	0	0,0418	99,96	0	54891	121,78	304,5	10948	4,00E+06

Tabela 47 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 9 com 75% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,9}$	$I_{H,total,9}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$109.099.963	\$2.182.000	\$109.099.963	\$0	0,05342	-
10%	10	\$51.028	\$10.500.000	\$16.958	\$823.845	\$5.686.738	\$126.178.568	\$2.524.592	\$120.813.311	\$21.461.042	0,06492	6,9932
20%	20	\$88.844	\$21.000.000	\$26.795	\$1.647.689	\$11.373.471	\$143.236.799	\$2.866.513	\$132.509.588	\$42.908.844	0,07858	6,9908
30%	30	\$122.886	\$31.500.000	\$35.016	\$2.471.534	\$17.060.207	\$160.289.642	\$3.208.251	\$144.201.421	\$64.352.886	0,09509	6,9895
40%	40	\$154.686	\$42.000.000	\$42.338	\$3.295.378	\$22.746.942	\$177.339.345	\$3.549.881	\$155.890.673	\$85.794.686	0,1154	6,9886
50%	50	\$184.918	\$52.500.000	\$49.056	\$4.119.223	\$28.433.678	\$194.386.875	\$3.891.436	\$167.578.145	\$107.234.918	0,1411	6,988
60%	60	\$213.956	\$63.000.000	\$55.329	\$4.943.068	\$34.120.413	\$211.432.766	\$4.232.934	\$179.264.277	\$128.673.956	0,1746	6,9875
70%	70	\$242.038	\$73.500.000	\$61.254	\$5.766.912	\$39.807.149	\$228.477.353	\$4.574.388	\$190.949.343	\$150.112.038	0,22	6,9871
80%	80	\$269.325	\$84.000.000	\$66.898	\$6.590.757	\$45.493.884	\$245.520.863	\$4.915.804	\$202.633.532	\$171.549.325	0,2852	6,9867
90%	90	\$295.936	\$94.500.000	\$72.305	\$7.414.601	\$51.180.620	\$262.563.463	\$5.257.188	\$214.316.979	\$192.985.936	0,3866	6,9864
100%	100	\$321.961	\$104.999.895	\$77.512	\$8.238.438	\$56.867.299	\$279.605.105	\$5.598.541	\$225.999.668	\$214.421.747	0,5658	6,9862

Tabela 48 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 9 com 100% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,RO}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m³/dia	m³/dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	0	265866	0	0	0	0	0
10%	10	90	0,00418	9,996	239279	7319	12,18	30,45	1095	4,00E+05
20%	20	80	0,00836	19,99	212693	14638	24,36	60,89	2190	7,99E+05
30%	30	70	0,01254	29,99	186106	21957	36,53	91,34	3284	1,20E+06
40%	40	60	0,01672	39,98	159520	29275	48,71	121,8	4379	1,60E+06
50%	50	50	0,0209	49,98	132933	36594	60,89	152,2	5474	2,00E+06
60%	60	40	0,02508	59,97	106346	43913	73,07	182,7	6569	2,40E+06
70%	70	30	0,02926	69,97	79760	51232	85,25	213,1	7664	2,80E+06
80%	80	20	0,03344	79,97	53173	58551	97,43	243,6	8759	3,20E+06
90%	90	10	0,03762	89,96	26587	65870	109,6	274	9853	3,60E+06
100%	100	0	0,0418	99,96	0	73188	121,78	304,5	10948	4,00E+06

Tabela 49 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 9 com 100% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,9}$	$I_{H,total,9}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$109.099.963	\$2.182.000	\$109.099.963	\$0	0,05342	-
10%	10	\$51.028	\$10.500.000	\$22.610	\$1.098.460	\$7.582.321	\$128.354.419	\$2.568.109	\$128.354.419	\$21.461.042	0,06864	6,9932
20%	20	\$88.844	\$21.000.000	\$35.726	\$2.196.919	\$15.164.628	\$147.586.118	\$2.953.499	\$147.586.118	\$42.908.844	0,08643	6,9908
30%	30	\$122.886	\$31.500.000	\$46.688	\$3.295.378	\$22.746.942	\$166.811.895	\$3.338.696	\$166.811.895	\$64.352.886	0,1075	6,9895
40%	40	\$154.686	\$42.000.000	\$56.451	\$4.393.838	\$30.329.256	\$186.034.231	\$3.723.778	\$186.034.231	\$85.794.686	0,1329	6,9886
50%	50	\$184.918	\$52.500.000	\$65.408	\$5.492.297	\$37.911.570	\$205.254.194	\$4.108.782	\$205.254.194	\$107.234.918	0,1641	6,988
60%	60	\$213.956	\$63.000.000	\$73.772	\$6.590.757	\$45.493.884	\$224.472.369	\$4.493.727	\$224.472.369	\$128.673.956	0,2032	6,9875
70%	70	\$242.038	\$73.500.000	\$81.672	\$7.689.216	\$53.076.198	\$243.689.124	\$4.878.623	\$243.689.124	\$150.112.038	0,2539	6,9871
80%	80	\$269.325	\$84.000.000	\$89.197	\$8.787.676	\$60.658.513	\$262.904.710	\$5.263.481	\$262.904.710	\$171.549.325	0,322	6,9867
90%	90	\$295.936	\$94.500.000	\$96.407	\$9.886.135	\$68.240.827	\$282.119.305	\$5.648.305	\$282.119.305	\$192.985.936	0,4185	6,9864
100%	100	\$321.961	\$104.999.895	\$103.350	\$10.984.584	\$75.823.065	\$301.332.855	\$6.033.096	\$301.332.855	\$214.421.747	0,5658	6,9862

APÊNDICE J – Tabelas da Configuração 10: Planta Fotovoltaica com utilização de água doce e armazenamento de hidrogênio

Tabela 50 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 10 com 25% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	168192	0	0	0	0,00E+00
10%	10	90	10	151373	1158	7,708	692,9	2,53E+05
20%	20	80	20	134554	2316	15,42	1386	5,06E+05
30%	30	70	30	117734	3474	23,12	2079	7,59E+05
40%	40	60	40	100915	4632	30,83	2772	1,01E+06
50%	50	50	50	84096	5790	38,54	3465	1,26E+06
60%	60	40	60	67277	6948	46,25	4158	1,52E+06
70%	70	30	70	50458	8106	53,95	4851	1,77E+06
80%	80	20	80	33638	9264	61,66	5543	2,02E+06
90%	90	10	90	16819	10423	69,37	6236	2,28E+06
100%	100	0	100	0	11581	77,08	6929	2,53E+06

Tabela 51 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 10 com 25% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,10}$	$I_{H,total,10}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$85.700.000	\$1.714.000	\$85.700.000	\$0	0,06633	9,815
10%	10	\$10.500.000	\$5.654	\$173.809	\$1.199.749	\$97.579.212	\$1.951.584	\$83.276.712	\$19.070.000	0,07107	9,815
20%	20	\$21.000.000	\$8.934	\$347.618	\$2.399.498	\$109.456.050	\$2.189.121	\$80.851.050	\$38.140.000	0,07689	9,815
30%	30	\$31.500.000	\$11.675	\$521.427	\$3.599.247	\$121.332.350	\$2.426.647	\$78.424.850	\$57.210.000	0,08422	9,815
40%	40	\$42.000.000	\$14.117	\$695.237	\$4.798.996	\$133.208.349	\$2.664.167	\$75.998.349	\$76.280.000	0,09373	9,815
50%	50	\$52.500.000	\$16.356	\$869.046	\$5.998.745	\$145.084.147	\$2.901.683	\$73.571.647	\$95.350.000	0,1065	9,815
60%	60	\$63.000.000	\$18.448	\$1.042.855	\$7.198.494	\$156.959.797	\$3.139.196	\$71.144.797	\$114.400.000	0,1248	9,815
70%	70	\$73.500.000	\$20.424	\$1.216.664	\$8.398.243	\$168.835.330	\$3.376.707	\$68.717.830	\$133.500.000	0,1527	9,815
80%	80	\$84.000.000	\$22.305	\$1.390.473	\$9.597.992	\$180.710.770	\$3.614.215	\$66.290.770	\$152.600.000	0,2011	9,815
90%	90	\$94.500.000	\$24.108	\$1.564.282	\$10.797.741	\$192.586.131	\$3.851.723	\$63.863.631	\$171.600.000	0,31	9,815
100%	100	\$105.000.000	\$25.845	\$1.738.092	\$11.997.489	\$204.461.426	\$4.089.229	\$61.436.426	\$190.700.000	0,6906	9,815

Tabela 52 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 10 com 50% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	168192	0	0	0	0,00E+00
10%	10	90	10	151373	2316	7,708	692,9	2,53E+05
20%	20	80	20	134554	4632	15,42	1386	5,06E+05
30%	30	70	30	117734	6948	23,12	2079	7,59E+05
40%	40	60	40	100915	9264	30,83	2772	1,01E+06
50%	50	50	50	84096	11581	38,54	3465	1,26E+06
60%	60	40	60	67277	13897	46,25	4158	1,52E+06
70%	70	30	70	50458	16213	53,95	4851	1,77E+06
80%	80	20	80	33638	18529	61,66	5543	2,02E+06
90%	90	10	90	16819	20845	69,37	6236	2,28E+06
100%	100	0	100	0	23161	77,08	6929	2,53E+06

Tabela 53 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 10 com 50% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,10}$	$I_{H,total,10}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$85.700.000	\$1.714.000	\$85.700.000	\$0	0,06633	9,815
10%	10	\$10.500.000	\$11.308	\$347.618	\$2.399.498	\$98.958.425	\$1.979.168	\$89.423.425	\$19.070.000	0,07574	9,815
20%	20	\$21.000.000	\$17.868	\$695.237	\$4.798.996	\$112.212.101	\$2.244.242	\$93.142.101	\$38.140.000	0,08711	9,815
30%	30	\$31.500.000	\$23.351	\$1.042.855	\$7.198.494	\$125.464.699	\$2.509.294	\$96.859.699	\$57.210.000	0,1011	9,815
40%	40	\$42.000.000	\$28.233	\$1.390.473	\$9.597.992	\$138.716.698	\$2.774.334	\$100.576.698	\$76.280.000	0,1188	9,815
50%	50	\$52.500.000	\$32.713	\$1.738.092	\$11.997.489	\$151.968.294	\$3.039.366	\$104.293.294	\$95.350.000	0,1419	9,815
60%	60	\$63.000.000	\$36.896	\$2.085.710	\$14.396.987	\$165.219.593	\$3.304.392	\$108.009.593	\$114.400.000	0,1732	9,815
70%	70	\$73.500.000	\$40.847	\$2.433.328	\$16.796.485	\$178.470.661	\$3.569.413	\$111.725.661	\$133.500.000	0,2181	9,815
80%	80	\$84.000.000	\$44.611	\$2.780.946	\$19.195.983	\$191.721.540	\$3.834.431	\$115.441.540	\$152.600.000	0,2881	9,815
90%	90	\$94.500.000	\$48.217	\$3.128.565	\$21.595.481	\$204.972.263	\$4.099.445	\$119.157.263	\$171.600.000	0,4118	9,815
100%	100	\$105.000.000	\$51.689	\$3.476.183	\$23.994.979	\$218.222.851	\$4.364.457	\$122.872.851	\$190.700.000	0,6906	9,815

Tabela 54 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 10 com 75% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	168192	0	0	0	0,00E+00
10%	10	90	10	151373	3474	7,708	692,9	2,53E+05
20%	20	80	20	134554	6948	15,42	1386	5,06E+05
30%	30	70	30	117734	10423	23,12	2079	7,59E+05
40%	40	60	40	100915	13897	30,83	2772	1,01E+06
50%	50	50	50	84096	17371	38,54	3465	1,26E+06
60%	60	40	60	67277	20845	46,25	4158	1,52E+06
70%	70	30	70	50458	24319	53,95	4851	1,77E+06
80%	80	20	80	33638	27793	61,66	5543	2,02E+06
90%	90	10	90	16819	31268	69,37	6236	2,28E+06
100%	100	0	100	0	34742	77,08	6929	2,53E+06

Tabela 55 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 10 com 75% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,10}$	$I_{H,total,10}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$85.700.000	\$1.714.000	\$85.700.000	\$0	0,06633	9,815
10%	10	\$10.500.000	\$16.963	\$521.427	\$3.599.247	\$100.337.637	\$2.006.753	\$95.570.137	\$19.070.000	0,08034	9,815
20%	20	\$21.000.000	\$26.802	\$1.042.855	\$7.198.494	\$114.968.151	\$2.299.363	\$105.433.151	\$38.140.000	0,09699	9,815
30%	30	\$31.500.000	\$35.026	\$1.564.282	\$10.797.741	\$129.597.049	\$2.591.941	\$115.294.549	\$57.210.000	0,1171	9,815
40%	40	\$42.000.000	\$42.350	\$2.085.710	\$14.396.987	\$144.225.047	\$2.884.501	\$125.155.047	\$76.280.000	0,1419	9,815
50%	50	\$52.500.000	\$49.069	\$2.607.137	\$17.996.234	\$158.852.441	\$3.177.049	\$135.014.941	\$95.350.000	0,1732	9,815
60%	60	\$63.000.000	\$55.344	\$3.128.565	\$21.595.481	\$173.479.390	\$3.469.588	\$144.874.390	\$114.400.000	0,214	9,815
70%	70	\$73.500.000	\$61.271	\$3.649.992	\$25.194.728	\$188.105.991	\$3.762.120	\$154.733.491	\$133.500.000	0,2694	9,815
80%	80	\$84.000.000	\$66.916	\$4.171.420	\$28.793.975	\$202.732.310	\$4.054.646	\$164.592.310	\$152.600.000	0,3488	9,815
90%	90	\$94.500.000	\$72.325	\$4.692.847	\$32.393.222	\$217.358.394	\$4.347.168	\$174.450.894	\$171.600.000	0,4722	9,815
100%	100	\$105.000.000	\$77.534	\$5.214.275	\$35.992.468	\$231.984.277	\$4.639.686	\$184.309.277	\$190.700.000	0,6906	9,815

Tabela 56 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 10 com 100% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	168192	0	0	0	0,00E+00
10%	10	90	10	151373	4632	7,708	692,9	2,53E+05
20%	20	80	20	134554	9264	15,42	1386	5,06E+05
30%	30	70	30	117734	13897	23,12	2079	7,59E+05
40%	40	60	40	100915	18529	30,83	2772	1,01E+06
50%	50	50	50	84096	23161	38,54	3465	1,26E+06
60%	60	40	60	67277	27793	46,25	4158	1,52E+06
70%	70	30	70	50458	32426	53,95	4851	1,77E+06
80%	80	20	80	33638	37058	61,66	5543	2,02E+06
90%	90	10	90	16819	41690	69,37	6236	2,28E+06
100%	100	0	100	0	46322	77,08	6929	2,53E+06

Tabela 57 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 10 com 100% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,10}$	$I_{H,total,10}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$85.700.000	\$1.714.000	\$85.700.000	\$0	0,06633	9,815
10%	10	\$10.500.000	\$22.617	\$695.237	\$4.798.996	\$101.716.849	\$2.034.337	\$101.716.849	\$19.070.000	0,08487	9,815
20%	20	\$21.000.000	\$35.736	\$1.390.473	\$9.597.992	\$117.724.201	\$2.354.484	\$117.724.201	\$38.140.000	0,1066	9,815
30%	30	\$31.500.000	\$46.701	\$2.085.710	\$14.396.987	\$133.729.399	\$2.674.588	\$133.729.399	\$57.210.000	0,1322	9,815
40%	40	\$42.000.000	\$56.466	\$2.780.946	\$19.195.983	\$149.733.396	\$2.994.668	\$149.733.396	\$76.280.000	0,1632	9,815
50%	50	\$52.500.000	\$65.426	\$3.476.183	\$23.994.979	\$165.736.588	\$3.314.732	\$165.736.588	\$95.350.000	0,2011	9,815
60%	60	\$63.000.000	\$73.792	\$4.171.420	\$28.793.975	\$181.739.186	\$3.634.784	\$181.739.186	\$114.400.000	0,2488	9,815
70%	70	\$73.500.000	\$81.695	\$4.866.656	\$33.592.970	\$197.741.322	\$3.954.826	\$197.741.322	\$133.500.000	0,3106	9,815
80%	80	\$84.000.000	\$89.221	\$5.561.893	\$38.391.966	\$213.743.081	\$4.274.862	\$213.743.081	\$152.600.000	0,3936	9,815
90%	90	\$94.500.000	\$96.434	\$6.257.129	\$43.190.962	\$229.744.525	\$4.594.891	\$229.744.525	\$171.600.000	0,5111	9,815
100%	100	\$105.000.000	\$103.378	\$6.952.366	\$47.989.958	\$245.745.702	\$4.914.914	\$245.745.702	\$190.700.000	0,6906	9,815

APÊNDICE K – Tabelas da Configuração 11: Planta Eólica com utilização de água doce e armazenamento de hidrogênio

Tabela 58 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 11 com 25% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	363540	0	0	0	0
10%	10	90	10	327186	2503	16,66	1498	5,47E+05
20%	20	80	20	290832	5006	33,32	2995	1,09E+06
30%	30	70	30	254478	7509	49,98	4493	1,64E+06
40%	40	60	40	218124	10012	66,64	5991	2,19E+06
50%	50	50	50	181770	12515	83,3	7489	2,73E+06
60%	60	40	60	145416	15019	99,96	8986	3,28E+06
70%	70	30	70	109062	17522	116,6	10484	3,83E+06
80%	80	20	80	72708	20025	133,3	11982	4,37E+06
90%	90	10	90	36354	22528	149,9	13480	4,92E+06
100%	100	0	100	0	25031	166,6	14977	5,47E+06

Tabela 59 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 11 com 25% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,11}$	$I_{H,total,11}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$132.500.000	\$2.650.000	\$132.500.000	\$0	0,04744	5,655
10%	10	\$10.500.000	\$5.654	\$375.681	\$2.593.207	\$145.974.543	\$2.919.491	\$128.162.043	\$23.750.000	0,0506	5,655
20%	20	\$21.000.000	\$8.934	\$751.362	\$5.186.415	\$159.446.711	\$3.188.934	\$123.821.711	\$47.500.000	0,05448	5,655
30%	30	\$31.500.000	\$11.675	\$1.127.044	\$7.779.622	\$172.918.341	\$3.458.367	\$119.480.841	\$71.250.000	0,05936	5,655
40%	40	\$42.000.000	\$14.117	\$1.502.725	\$10.372.829	\$186.389.671	\$3.727.793	\$115.139.671	\$95.000.000	0,0657	5,655
50%	50	\$52.500.000	\$16.356	\$1.878.406	\$12.966.037	\$199.860.799	\$3.997.216	\$110.798.299	\$118.800.000	0,07423	5,655
60%	60	\$63.000.000	\$18.448	\$2.254.087	\$15.559.244	\$213.331.780	\$4.266.636	\$106.456.780	\$142.500.000	0,08637	5,655
70%	70	\$73.500.000	\$20.424	\$2.629.769	\$18.152.451	\$226.802.644	\$4.536.053	\$102.115.144	\$166.300.000	0,105	5,655
80%	80	\$84.000.000	\$22.305	\$3.005.450	\$20.745.659	\$240.273.414	\$4.805.468	\$97.773.414	\$190.000.000	0,1372	5,655
90%	90	\$94.500.000	\$24.108	\$3.381.131	\$23.338.866	\$253.744.106	\$5.074.882	\$93.431.606	\$213.800.000	0,2065	5,655
100%	100	\$105.000.000	\$25.845	\$3.756.812	\$25.932.074	\$267.214.731	\$5.344.295	\$89.089.731	\$237.500.000	0,4633	5,655

Tabela 60 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 11 com 50% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	363540	0	0	0	0
10%	10	90	10	327186	5006	16,66	1498	5,47E+05
20%	20	80	20	290832	10012	33,32	2995	1,09E+06
30%	30	70	30	254478	15019	49,98	4493	1,64E+06
40%	40	60	40	218124	20025	66,64	5991	2,19E+06
50%	50	50	50	181770	25031	83,3	7489	2,73E+06
60%	60	40	60	145416	30037	99,96	8986	3,28E+06
70%	70	30	70	109062	35043	116,6	10484	3,83E+06
80%	80	20	80	72708	40050	133,3	11982	4,37E+06
90%	90	10	90	36354	45056	149,9	13480	4,92E+06
100%	100	0	100	0	50062	166,6	14977	5,47E+06

Tabela 61 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 11 com 50% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,11}$	$I_{H,total,11}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$132.500.000	\$2.650.000	\$132.500.000	\$0	0,04744	5,655
10%	10	\$10.500.000	\$11.308	\$751.362	\$5.186.415	\$148.949.086	\$2.978.982	\$137.074.086	\$23.750.000	0,05371	5,655
20%	20	\$21.000.000	\$17.868	\$1.502.725	\$10.372.829	\$165.393.423	\$3.307.868	\$141.643.423	\$47.500.000	0,06129	5,655
30%	30	\$31.500.000	\$23.351	\$2.254.087	\$15.559.244	\$181.836.682	\$3.636.734	\$146.211.682	\$71.250.000	0,07062	5,655
40%	40	\$42.000.000	\$28.233	\$3.005.450	\$20.745.659	\$198.279.342	\$3.965.587	\$150.779.342	\$95.000.000	0,08241	5,655
50%	50	\$52.500.000	\$32.713	\$3.756.812	\$25.932.074	\$214.721.599	\$4.294.432	\$155.346.599	\$118.800.000	0,09778	5,655
60%	60	\$63.000.000	\$36.896	\$4.508.175	\$31.118.488	\$231.163.559	\$4.623.271	\$159.913.559	\$142.500.000	0,1186	5,655
70%	70	\$73.500.000	\$40.847	\$5.259.537	\$36.304.903	\$247.605.288	\$4.952.106	\$164.480.288	\$166.300.000	0,1486	5,655
80%	80	\$84.000.000	\$44.611	\$6.010.900	\$41.491.318	\$264.046.828	\$5.280.937	\$169.046.828	\$190.000.000	0,1951	5,655
90%	90	\$94.500.000	\$48.217	\$6.762.262	\$46.677.732	\$280.488.212	\$5.609.764	\$173.613.212	\$213.800.000	0,2776	5,655
100%	100	\$105.000.000	\$51.689	\$7.513.625	\$51.864.147	\$296.929.461	\$5.938.589	\$178.179.461	\$237.500.000	0,4633	5,655

Tabela 62 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 11 com 75% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	363540	0	0	0	0
10%	10	90	10	327186	7509	16,66	1498	5,47E+05
20%	20	80	20	290832	15019	33,32	2995	1,09E+06
30%	30	70	30	254478	22528	49,98	4493	1,64E+06
40%	40	60	40	218124	30037	66,64	5991	2,19E+06
50%	50	50	50	181770	37546	83,3	7489	2,73E+06
60%	60	40	60	145416	45056	99,96	8986	3,28E+06
70%	70	30	70	109062	52565	116,6	10484	3,83E+06
80%	80	20	80	72708	60074	133,3	11982	4,37E+06
90%	90	10	90	36354	67584	149,9	13480	4,92E+06
100%	100	0	100	0	75093	166,6	14977	5,47E+06

Tabela 63 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 11 com 75% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,11}$	$I_{H,total,11}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$132.500.000	\$2.650.000	\$132.500.000	\$0	0,04744	5,655
10%	10	\$10.500.000	\$16.963	\$1.127.044	\$7.779.622	\$151.923.628	\$3.038.473	\$145.986.128	\$23.750.000	0,05678	5,655
20%	20	\$21.000.000	\$26.802	\$2.254.087	\$15.559.244	\$171.340.134	\$3.426.803	\$159.465.134	\$47.500.000	0,06787	5,655
30%	30	\$31.500.000	\$35.026	\$3.381.131	\$23.338.866	\$190.755.023	\$3.815.100	\$172.942.523	\$71.250.000	0,08127	5,655
40%	40	\$42.000.000	\$42.350	\$4.508.175	\$31.118.488	\$210.169.013	\$4.203.380	\$186.419.013	\$95.000.000	0,09778	5,655
50%	50	\$52.500.000	\$49.069	\$5.635.219	\$38.898.110	\$229.582.398	\$4.591.648	\$199.894.898	\$118.800.000	0,1186	5,655
60%	60	\$63.000.000	\$55.344	\$6.762.262	\$46.677.732	\$248.995.339	\$4.979.907	\$213.370.339	\$142.500.000	0,1458	5,655
70%	70	\$73.500.000	\$61.271	\$7.889.306	\$54.457.354	\$268.407.932	\$5.368.159	\$226.845.432	\$166.300.000	0,1827	5,655
80%	80	\$84.000.000	\$66.916	\$9.016.350	\$62.236.977	\$287.820.242	\$5.756.405	\$240.320.242	\$190.000.000	0,2356	5,655
90%	90	\$94.500.000	\$72.325	\$10.143.393	\$70.016.599	\$307.232.317	\$6.144.646	\$253.794.817	\$213.800.000	0,3178	5,655
100%	100	\$105.000.000	\$77.534	\$11.270.437	\$77.796.221	\$326.644.192	\$6.532.884	\$267.269.192	\$237.500.000	0,4633	5,655

Tabela 64 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 11 com 100% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	363540	0	0	0	0
10%	10	90	10	327186	10012	16,66	1498	5,47E+05
20%	20	80	20	290832	20025	33,32	2995	1,09E+06
30%	30	70	30	254478	30037	49,98	4493	1,64E+06
40%	40	60	40	218124	40050	66,64	5991	2,19E+06
50%	50	50	50	181770	50062	83,3	7489	2,73E+06
60%	60	40	60	145416	60074	99,96	8986	3,28E+06
70%	70	30	70	109062	70087	116,6	10484	3,83E+06
80%	80	20	80	72708	80099	133,3	11982	4,37E+06
90%	90	10	90	36354	90111	149,9	13480	4,92E+06
100%	100	0	100	0	100124	166,6	14977	5,47E+06

Tabela 65 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 11 com 100% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,11}$	$I_{H,total,11}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$132.500.000	\$2.650.000	\$132.500.000	\$0	0,04744	5,655
10%	10	\$10.500.000	\$22.617	\$1.502.725	\$10.372.829	\$154.898.171	\$3.097.963	\$154.898.171	\$23.750.000	0,0598	5,655
20%	20	\$21.000.000	\$35.736	\$3.005.450	\$20.745.659	\$177.286.845	\$3.545.737	\$177.286.845	\$47.500.000	0,07424	5,655
30%	30	\$31.500.000	\$46.701	\$4.508.175	\$31.118.488	\$199.673.365	\$3.993.467	\$199.673.365	\$71.250.000	0,09135	5,655
40%	40	\$42.000.000	\$56.466	\$6.010.900	\$41.491.318	\$222.058.684	\$4.441.174	\$222.058.684	\$95.000.000	0,112	5,655
50%	50	\$52.500.000	\$65.426	\$7.513.625	\$51.864.147	\$244.443.198	\$4.888.864	\$244.443.198	\$118.800.000	0,1372	5,655
60%	60	\$63.000.000	\$73.792	\$9.016.350	\$62.236.977	\$266.827.118	\$5.336.542	\$266.827.118	\$142.500.000	0,169	5,655
70%	70	\$73.500.000	\$81.695	\$10.519.075	\$72.609.806	\$289.210.575	\$5.784.212	\$289.210.575	\$166.300.000	0,2101	5,655
80%	80	\$84.000.000	\$89.221	\$12.021.800	\$82.982.635	\$311.593.656	\$6.231.873	\$311.593.656	\$190.000.000	0,2654	5,655
90%	90	\$94.500.000	\$96.434	\$13.524.525	\$93.355.465	\$333.976.423	\$6.679.528	\$333.976.423	\$213.800.000	0,3438	5,655
100%	100	\$105.000.000	\$103.378	\$15.027.250	\$103.728.294	\$356.358.922	\$7.127.178	\$356.358.922	\$237.500.000	0,4633	5,655

APÊNDICE L – Tabelas da Configuração 12: Planta Híbrida com utilização de água doce e armazenamento de hidrogênio

Tabela 66 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 12 com 25% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	265866	0	0	0	0
10%	10	90	10	239279	1831	12,18	1095	4,00E+05
20%	20	80	20	212693	3661	24,37	2191	8,00E+05
30%	30	70	30	186106	5492	36,55	3286	1,20E+06
40%	40	60	40	159520	7322	48,74	4381	1,60E+06
50%	50	50	50	132933	9153	60,92	5477	2,00E+06
60%	60	40	60	106346	10983	73,1	6572	2,40E+06
70%	70	30	70	79760	12814	85,29	7667	2,80E+06
80%	80	20	80	53173	14645	97,47	8763	3,20E+06
90%	90	10	90	26587	16475	109,66	9858	3,60E+06
100%	100	0	100	0	18306	121,84	10953	4,00E+06

Tabela 67 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 12 com 25% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,12}$	$I_{H,total,12}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$109.100.000	\$2.182.000	\$109.100.000	\$0	0,05342	-
10%	10	\$10.500.000	\$5.654	\$274.745	\$1.896.478	\$121.776.878	\$2.435.538	\$105.719.378	\$21.410.000	0,0573	6,971
20%	20	\$21.000.000	\$8.934	\$549.490	\$3.792.956	\$134.451.381	\$2.689.028	\$102.336.381	\$42.820.000	0,06207	6,971
30%	30	\$31.500.000	\$11.675	\$824.236	\$5.689.434	\$147.125.345	\$2.942.507	\$98.952.845	\$64.230.000	0,06808	6,971
40%	40	\$42.000.000	\$14.117	\$1.098.981	\$7.585.913	\$159.799.010	\$3.195.980	\$95.569.010	\$85.640.000	0,07587	6,971
50%	50	\$52.500.000	\$16.356	\$1.373.726	\$9.482.391	\$172.472.473	\$3.449.449	\$92.184.973	\$107.050.000	0,08637	6,971
60%	60	\$63.000.000	\$18.448	\$1.648.471	\$11.378.869	\$185.145.788	\$3.702.916	\$88.800.788	\$128.460.000	0,1013	6,971
70%	70	\$73.500.000	\$20.424	\$1.923.216	\$13.275.347	\$197.818.987	\$3.956.380	\$85.416.487	\$149.870.000	0,1242	6,971
80%	80	\$84.000.000	\$22.305	\$2.197.962	\$15.171.825	\$210.492.092	\$4.209.842	\$82.032.092	\$171.280.000	0,1639	6,971
90%	90	\$94.500.000	\$24.108	\$2.472.707	\$17.068.303	\$223.165.119	\$4.463.302	\$78.647.619	\$192.690.000	0,2491	6,971
100%	100	\$104.999.895	\$25.845	\$2.747.449	\$18.964.763	\$235.837.951	\$4.716.759	\$75.263.112	\$214.099.786	0,565	6,971

Tabela 68 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 12 com 50% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	265866	0	0	0	0
10%	10	90	10	239279	3661	12,18	1095	4,00E+05
20%	20	80	20	212693	7322	24,37	2191	8,00E+05
30%	30	70	30	186106	10983	36,55	3286	1,20E+06
40%	40	60	40	159520	14645	48,74	4381	1,60E+06
50%	50	50	50	132933	18306	60,92	5477	2,00E+06
60%	60	40	60	106346	21967	73,1	6572	2,40E+06
70%	70	30	70	79760	25628	85,29	7667	2,80E+06
80%	80	20	80	53173	29289	97,47	8763	3,20E+06
90%	90	10	90	26587	32950	109,66	9858	3,60E+06
100%	100	0	100	0	36612	121,84	10953	4,00E+06

Tabela 69 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 12 com 50% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,12}$	$I_{H,total,12}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$109.100.000	\$2.182.000	\$109.100.000	\$0	0,05342	-
10%	10	\$10.500.000	\$11.308	\$549.490	\$3.792.956	\$123.953.755	\$2.479.075	\$113.248.755	\$21.410.000	0,06113	6,971
20%	20	\$21.000.000	\$17.868	\$1.098.981	\$7.585.913	\$138.802.762	\$2.776.055	\$117.392.762	\$42.820.000	0,07045	6,971
30%	30	\$31.500.000	\$23.351	\$1.648.471	\$11.378.869	\$153.650.691	\$3.073.014	\$121.535.691	\$64.230.000	0,08193	6,971
40%	40	\$42.000.000	\$28.233	\$2.197.962	\$15.171.825	\$168.498.020	\$3.369.960	\$125.678.020	\$85.640.000	0,09644	6,971
50%	50	\$52.500.000	\$32.713	\$2.747.452	\$18.964.782	\$183.344.946	\$3.666.899	\$129.819.946	\$107.050.000	0,1153	6,971
60%	60	\$63.000.000	\$36.896	\$3.296.942	\$22.757.738	\$198.191.576	\$3.963.832	\$133.961.576	\$128.460.000	0,141	6,971
70%	70	\$73.500.000	\$40.847	\$3.846.433	\$26.550.694	\$213.037.974	\$4.260.759	\$138.102.974	\$149.870.000	0,1778	6,971
80%	80	\$84.000.000	\$44.611	\$4.395.923	\$30.343.650	\$227.884.184	\$4.557.684	\$142.244.184	\$171.280.000	0,2351	6,971
90%	90	\$94.500.000	\$48.217	\$4.945.414	\$34.136.607	\$242.730.237	\$4.854.605	\$146.385.237	\$192.690.000	0,3365	6,971
100%	100	\$104.999.895	\$51.689	\$5.494.898	\$37.929.525	\$257.576.008	\$5.151.520	\$150.526.115	\$214.099.786	0,565	6,971

Tabela 70 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 12 com 75% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	265866	0	0	0	0
10%	10	90	10	239279	5492	12,18	1095	4,00E+05
20%	20	80	20	212693	10983	24,37	2191	8,00E+05
30%	30	70	30	186106	16475	36,55	3286	1,20E+06
40%	40	60	40	159520	21967	48,74	4381	1,60E+06
50%	50	50	50	132933	27459	60,92	5477	2,00E+06
60%	60	40	60	106346	32950	73,1	6572	2,40E+06
70%	70	30	70	79760	38442	85,29	7667	2,80E+06
80%	80	20	80	53173	43934	97,47	8763	3,20E+06
90%	90	10	90	26587	49426	109,66	9858	3,60E+06
100%	100	0	100	0	54917	121,84	10953	4,00E+06

Tabela 71 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 12 com 75% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,12}$	$I_{H,total,12}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$109.100.000	\$2.182.000	\$109.100.000	\$0	0,05342	6,971
10%	10	\$10.500.000	\$16.963	\$824.236	\$5.689.434	\$126.130.633	\$2.522.613	\$120.778.133	\$21.410.000	0,0649	6,971
20%	20	\$21.000.000	\$26.802	\$1.648.471	\$11.378.869	\$143.154.142	\$2.863.083	\$132.449.142	\$42.820.000	0,07854	6,971
30%	30	\$31.500.000	\$35.026	\$2.472.707	\$17.068.303	\$160.176.036	\$3.203.521	\$144.118.536	\$64.230.000	0,09503	6,971
40%	40	\$42.000.000	\$42.350	\$3.296.942	\$22.757.738	\$177.197.030	\$3.543.941	\$155.787.030	\$85.640.000	0,1153	6,971
50%	50	\$52.500.000	\$49.069	\$4.121.178	\$28.447.172	\$194.217.420	\$3.884.348	\$167.454.920	\$107.050.000	0,141	6,971
60%	60	\$63.000.000	\$55.344	\$4.945.414	\$34.136.607	\$211.237.364	\$4.224.747	\$179.122.364	\$128.460.000	0,1744	6,971
70%	70	\$73.500.000	\$61.271	\$5.769.649	\$39.826.041	\$228.256.961	\$4.565.139	\$190.789.461	\$149.870.000	0,2198	6,971
80%	80	\$84.000.000	\$66.916	\$6.593.885	\$45.515.476	\$245.276.276	\$4.905.526	\$202.456.276	\$171.280.000	0,2849	6,971
90%	90	\$94.500.000	\$72.325	\$7.418.120	\$51.204.910	\$262.295.356	\$5.245.907	\$214.122.856	\$192.690.000	0,3861	6,971
100%	100	\$104.999.895	\$77.534	\$8.242.348	\$56.894.288	\$279.314.064	\$5.586.281	\$225.789.117	\$214.099.786	0,565	6,971

Tabela 72 - Resultados das variáveis técnicas da Configuração 12 com 100% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,PEM}$	$E_{venda,FV}$	E_{PEMFC}	H_2O_{dia}	$Prod_{H_2,dia}$	H_t
%	MWe	MWe	MWe	MWh/ano	MWh/ano	m ³ /dia	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	100	0	265866	0	0	0	0
10%	10	90	10	239279	7322	12,18	1095	4,00E+05
20%	20	80	20	212693	14645	24,37	2191	8,00E+05
30%	30	70	30	186106	21967	36,55	3286	1,20E+06
40%	40	60	40	159520	29289	48,74	4381	1,60E+06
50%	50	50	50	132933	36612	60,92	5477	2,00E+06
60%	60	40	60	106346	43934	73,1	6572	2,40E+06
70%	70	30	70	79760	51256	85,29	7667	2,80E+06
80%	80	20	80	53173	58578	97,47	8763	3,20E+06
90%	90	10	90	26587	65901	109,66	9858	3,60E+06
100%	100	0	100	0	73223	121,84	10953	4,00E+06

Tabela 73 - Resultados das variáveis econômicas da Configuração 12 com 100% de armazenamento

f_{d,H_2}	P_{H_2}	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Comp}$	$CAPEX_{ARMAZ}$	$CAPEX_{CEL}$	$CAPEX_{total}$	$OPEX$	$I_{E,total,12}$	$I_{H,total,12}$	$LCOE$	$LCOH$
%	MWe	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	kg _{H2} /dia	kg _{H2} /ano
0%	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$109.100.000	\$2.182.000	\$109.100.000	\$0	0,05342	-
10%	10	\$10.500.000	\$22.617	\$1.098.981	\$7.585.913	\$128.307.510	\$2.566.150	\$128.307.510	\$21.410.000	0,06861	6,971
20%	20	\$21.000.000	\$35.736	\$2.197.962	\$15.171.825	\$147.505.523	\$2.950.110	\$147.505.523	\$42.820.000	0,08638	6,971
30%	30	\$31.500.000	\$46.701	\$3.296.942	\$22.757.738	\$166.701.382	\$3.334.028	\$166.701.382	\$64.230.000	0,1074	6,971
40%	40	\$42.000.000	\$56.466	\$4.395.923	\$30.343.650	\$185.896.040	\$3.717.921	\$185.896.040	\$85.640.000	0,1328	6,971
50%	50	\$52.500.000	\$65.426	\$5.494.904	\$37.929.563	\$205.089.893	\$4.101.798	\$205.089.893	\$107.050.000	0,1639	6,971
60%	60	\$63.000.000	\$73.792	\$6.593.885	\$45.515.476	\$224.283.152	\$4.485.663	\$224.283.152	\$128.460.000	0,203	6,971
70%	70	\$73.500.000	\$81.695	\$7.692.865	\$53.101.388	\$243.475.948	\$4.869.519	\$243.475.948	\$149.870.000	0,2536	6,971
80%	80	\$84.000.000	\$89.221	\$8.791.846	\$60.687.301	\$262.668.368	\$5.253.367	\$262.668.368	\$171.280.000	0,3216	6,971
90%	90	\$94.500.000	\$96.434	\$9.890.827	\$68.273.213	\$281.860.474	\$5.637.209	\$281.860.474	\$192.690.000	0,4179	6,971
100%	100	\$104.999.895	\$103.378	\$10.989.797	\$75.859.050	\$301.052.120	\$6.021.042	\$301.052.120	\$214.099.786	0,565	6,971