



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

LEVI DOS SANTOS NOGUEIRA

**DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM
ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO PARA ALIMENTAR UMA CARGA
RESIDENCIAL.**

FORTALEZA

2020

LEVI DOS SANTOS NOGUEIRA

DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM
ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO PARA ALIMENTAR UMA CARGA
RESIDENCIAL.

Monografia apresentada ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

FORTALEZA

2020

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

N712d Nogueira, Levi dos Santos.
Dimensionamento ótimo de um sistema fotovoltaico com armazenamento de hidrogênio para alimentar uma carga residencial. / Levi dos Santos Nogueira. – 2020.
47 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2020.

Orientação: Prof. Dr. Paulo César Marques de Carvalho.
Coorientação: Profa. Ma. Natasha Esteves Batista.

1. Hidrogênio. 2. Fotovoltaico. 3. Armazenamento. 4. Célula a combustível. I. Título.

CDD 621.3

LEVI DOS SANTOS NOGUEIRA

DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM
ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO PARA ALIMENTAR UMA CARGA
RESIDENCIAL.

Monografia apresentada ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

Aprovada em: 19/10/2020.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

M.Sc. Natasha Esteves Batista
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Ao SENHOR, pois tudo é Dele.

Aos meus pais, Roberto e Fernanda por me
mostrarem o caminho.

AGRADECIMENTOS

Ao Pai, porquanto sua é toda honra, toda glória e todo o louvor, e aos que por ele foram chamados para agir em minha vida de acordo com sua grandiosa obra.

Aos meus pais, Fernanda Nunes dos Santos Nogueira e José Roberto da Costa Nogueira, pelo amor, apoio e compreensão nessa jornada. Se pude chegar até aqui é porque em cada etapa estiveram ao meu lado.

Aos amigos que amo e que sempre esperaram mais de mim que eu mesmo, por me incentivarem e por diminuírem o fardo de cada dia nas conversas profundas e nas casuais.

Ao orientador Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho pela oportunidade de participar deste trabalho e pela orientação no decorrer do mesmo. A ele e aos demais professores e funcionários da Universidade Federal do Ceará agradeço também pela capacitação que aqui se fez necessária e que me acompanhará por toda a vida.

À doutoranda Natasha Esteves Batista por me introduzir a um tema que ela já estuda há anos, me apresentando uma nova forma de ver o futuro energético do planeta, além da paciência e compreensão com a qual me auxiliou durante a elaboração do mesmo.

Aos irmãos em Cristo que combatem o bom combate ao meu lado, pelo amor e pelo apoio que têm demonstrado desde que nasci.

A minha família, que tem sido de suma importância na minha formação como pessoa e profissional. Em especial a Adryane Barreto dos Santos e Roberta Maia Nogueira, pela paz e compreensão que tivemos morando juntos por todos esses anos.

Aos colegas e amigos da universidade, pelos ensinamentos, pelo apoio e pelos momentos de descontração ao longo dos anos.

Por fim, agradeço a todos os que foram movidos a fazer parte da minha história até aqui. Sou quem sou porque vocês estiveram em minha vida.

“E não vos conformeis com este mundo, mas transformai-vos continuamente pela renovação do vosso entendimento, para que experimenteis qual seja a boa, agradável e perfeita vontade de Deus.”

Romanos 12:2 (ARC)

RESUMO

Neste trabalho é feita uma avaliação da possibilidade de utilização de um sistema baseado em módulos fotovoltaicos (FV) para suprir uma carga residencial, associado a um sistema de produção e armazenamento de hidrogênio, bem como células a combustível (CaC) que utilizem hidrogênio. Essa associação se dá para armazenar o excedente de energia gerado e assim limitar os efeitos da intermitência da fonte principal. A avaliação é feita no *software* Homer Pro, utilizando dados de irradiação solar da cidade de Parnaíba e preços dos componentes utilizados obtidos através do catálogo de sites especializados. O *software* analisou a combinação de diferentes componentes, em especial seu custo e seu desempenho nas condições determinadas para a planta, para encontrar aquela que apresentasse o menor valor presente líquido (VPL) num período de 25 anos. Também foi considerado necessário que a combinação de componentes fosse capaz de suprir o sistema durante todo o período em análise, mantendo um nível adequado de reserva de hidrogênio e minimizando a demanda não-suprida. Os componentes obtidos que melhor suprem as necessidades técnicas da planta requerem um investimento inicial de R\$ 108.138,36 (9 kW FV; 0,75 kW CaC; 1 kW Eletrolisador; 0,75 kW inversor; 0,2 kg tanque.) e apresentam um custo final do kWh de R\$ 7,00. O valor obtido é superior às tarifas cobradas pelo kWh para clientes residenciais no estado do Piauí, onde se localiza a planta. Diversas configurações mais baratas foram encontradas pelo *software*, sendo descartadas por fatores técnicos como a incapacidade de suprir a carga no pico ou de manter níveis aceitáveis de hidrogênio armazenado durante períodos de alto consumo. A diferença nos valores é decorrente das diferentes tecnologias empregadas, que eliminam externalidades que não são levadas em consideração na geração de energia elétrica por métodos mais tradicionais. No entanto, o sistema mostrou-se capaz de prover energia sem depender de combustíveis fósseis ou de grandes usinas como as hidroelétricas ou nucleares, facilitando a geração distribuída e a possibilidade de uma matriz energética limpa no futuro.

Palavras-chave: Hidrogênio. Fotovoltaico. Armazenamento. Célula a combustível.

ABSTRACT

In this paper is made an evaluation of the possibility of utilization of a system based on PV modules to supply a residential load, coupled with a system for the production and storage of hydrogen, as well as hydrogen-based fuel cells (FC). Such coupling is done to store the excess energy generated and thus limit the effects of the intermittency of the main source. The evaluation was made using the software Homer Pro, using solar incidence data from the city of Parnaíba and prices of the components used obtained through the catalog of specialized websites. The software analyzed different component combinations, specially their cost and performance in the conditions set for the plant, to find the one with the least net present value (NPV) in a 25-year period. It was also deemed necessary that such combination of components must be able to supply the system during the entire period under analysis, keeping an adequate level of hydrogen reserves and minimizing unsupplied demand. The obtained components that better supply the technical necessities of the plant require an initial investment of R\$ 108.138,36 (9 kW FV; 0,75 kW FC; 1 kW Electrolyzer; 0,75 kW inverter; 0,2 kg tank.) and a final cost for the kWh of R\$ 7,00. This value is superior to the tariffs charged to residential clients in the state of Piauí where the plant is located. Many different and cheaper configurations were found by the software, being discarded due to technical factors, such as an inability to provide during peaks and maintaining acceptable levels of stored hydrogen during high consumption periods. The difference in values stems from the different technologies applied, which eliminate externalities not taken into account in the generation of electric energy by more traditional methods. However, the system has been shown to be capable of supplying energy without relying of fossil fuels or huge power plants, such as nuclear or hydroelectrical, facilitating distributed generation and the possibility of a clean energy matrix in the future.

Keywords: Hydrogen. Photovoltaic. Storage. Fuel Cell.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Layout do projeto.....	17
Figura 2 – Representação do funcionamento de um eletrolisador	23
Figura 3 – Fluxograma de operação do <i>software</i> Homer PRO.....	29
Figura 4 – Esquemático do projeto no Homer.....	33

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Matriz elétrica brasileira – 2020.....	15
Gráfico 2 – Geração mundial de energia elétrica por fonte – 2018.....	15
Gráfico 3 – Hidrogênio armazenado no tanque ao longo do ano no primeiro caso.....	36
Gráfico 4 – Hidrogênio armazenado no tanque ao longo do ano no segundo caso.....	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo das características das CaC.....	28
Tabela 2 – Irradiação solar média diária.....	31
Tabela 3 – Preço dos componentes utilizados.....	32
Tabela 4 – Componentes selecionados no primeiro caso.....	35
Tabela 5 – Componentes selecionados no segundo caso.....	37

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BEN	Balanço Energético Nacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
CaC	Célula a Combustível
GEE	Gases de Efeito Estufa
CIGS	Cobre Índio Gálio Selênio
NREL	National Renewable Energy Laboratory
HOMER	Híbrido Optimization Model for Multiple Energy Resources
IEA	International Energy Agency

LISTA DE SÍMBOLOS

\$	Dólar
%	Porcentagem
R\$	Real

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Contexto e Motivação	14
1.2	Trabalho Proposto	16
<i>1.2.1</i>	<i>Objetivo Geral</i>	18
<i>1.2.2</i>	<i>Objetivos Específicos</i>	18
1.3	Estrutura do trabalho	18
2	REVISÃO DA LITERATURA	19
2.1	Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica	19
<i>2.1.1</i>	<i>Energia Solar Fotovoltaica</i>	19
2.2	Hidrogênio	21
<i>2.2.1</i>	<i>Produção de Hidrogênio</i>	21
<i>2.2.1.1</i>	<i>Reforma a vapor do gás natural</i>	21
<i>2.2.1.2</i>	<i>Oxidação Parcial</i>	22
<i>2.2.1.3</i>	<i>Eletrólise da água</i>	22
<i>2.2.2</i>	<i>Armazenamento de Hidrogênio</i>	24
<i>2.2.2.1</i>	<i>Armazenamento a base de gás comprimido</i>	24
<i>2.2.2.2</i>	<i>Hidrogênio líquido</i>	25
<i>2.2.2.3</i>	<i>Hidretos Metálicos</i>	25
<i>2.2.3</i>	<i>Hidrogênio como vetor energético</i>	25
<i>2.2.3.1</i>	<i>Experiências com o uso de hidrogênio para o armazenamento de energia</i>	26
2.3	Células a combustível	27
3	MATERIAIS E MÉTODOS	29
3.1	Homer Pro	29
<i>3.1.1</i>	<i>Simulação</i>	30
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	35
4.1	Resultados da simulação	35
4.2	Análise de custo	38
5	CONCLUSÃO	40
6	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	41
	REFERÊNCIAS	42

1 INTRODUÇÃO

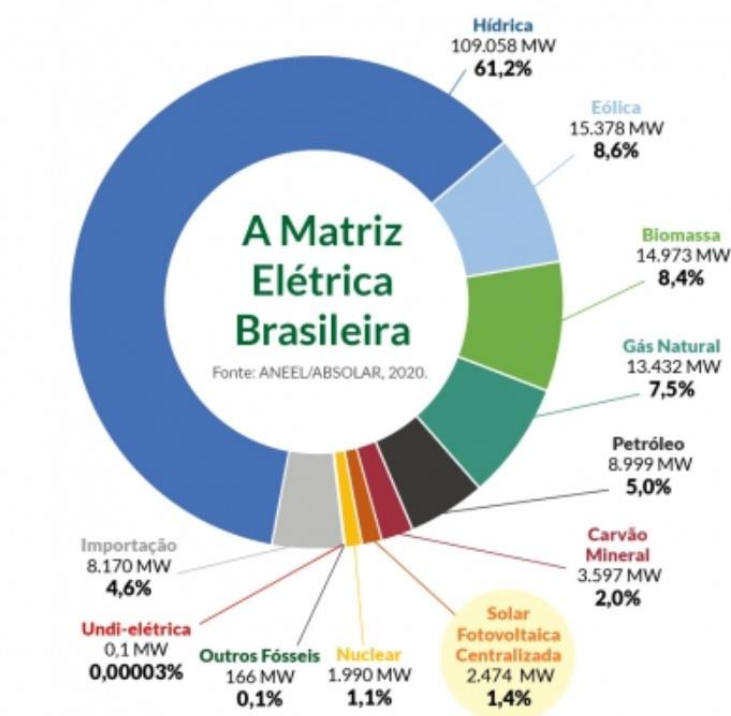
1.1 Contexto e Motivação

Uma das grandes preocupações do século XXI é o aquecimento global, decorrente da emissão de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera. Esses gases estão associados à queima de combustíveis fósseis, que hoje correspondem aos combustíveis mais utilizados a nível mundial para a geração de energia elétrica e são também matéria prima para a produção de diversos itens. (LETCHER, 2019)

Uma das medidas pensadas para diminuir a emissão global de GEE é a adoção de uma matriz energética baseada em fontes de energia limpas do ponto de vista atmosférico. Muitas dessas formas de geração de energia elétrica compartilham de características em comum, como o caráter renovável e intermitente.

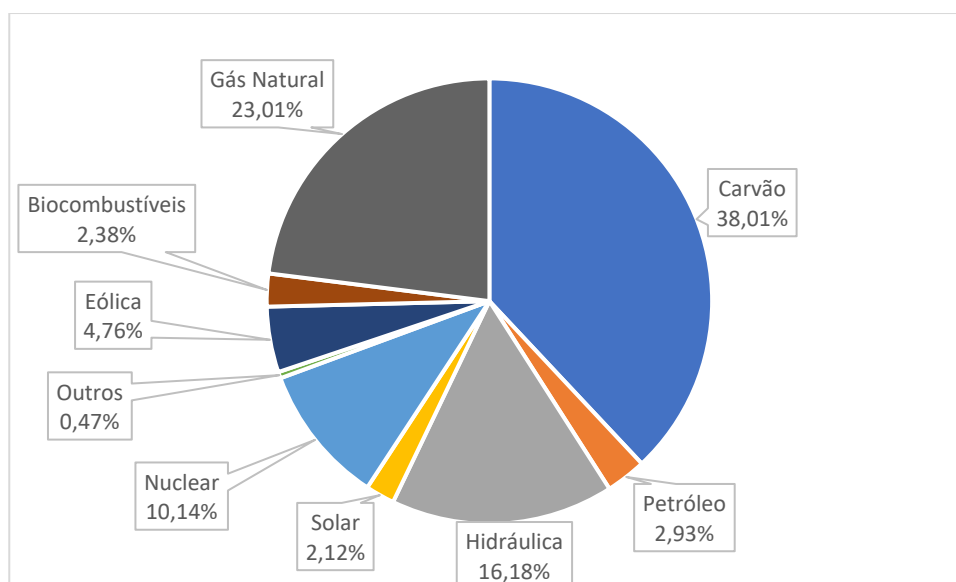
É a intermitência um dos principais fatores pelos quais o uso dessas formas de geração se torna limitada no seu uso como base devido a impossibilidade de se controlar com precisão a geração para que se adeque ao consumo. Dados de 2018 da International Energy Agency (IEA) apontam que essas formas de geração de energia elétrica intermitentes, em especial a solar e a eólica, fazem parte do sistema suprindo parte da carga, mas a maior parte fica a cargo de usinas como as térmicas, termonucleares e hidroelétricas, que dispõem de uma maior capacidade de armazenamento e, portanto, de controle da energia elétrica gerada. Isso se mostra tanto no cenário nacional, apresentado no Gráfico 1, quanto no mundial, apresentado no Gráfico 2.

Gráfico 1 – Matriz elétrica brasileira – 2020.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (ABSOLAR,2020).

Gráfico 2 – Geração mundial de energia elétrica por fonte – 2018.



Fonte: IEA (IEA,2018).

No Gráfico 1 é possível ver que a energia elétrica de origem solar FV corresponde a 1,4% da matriz energética nacional em 2020. A energia eólica corresponde a um percentual maior de 8,6%, mas, como dito anteriormente, a maior parte de origem hídrica (61,2%), Nuclear (4,44%) e das diversas formas de queima de combustíveis, que GEE como o carvão, o gás

natural, a biomassa e os derivados de petróleo. É importante frisar que a prevalência do uso de energia elétrica de origem hídrica contribui para que a matriz energética brasileira seja majoritariamente livre da emissão de GEE.

Como a instalação de hidroelétricas requer condições específicas de clima e relevo seu uso a nível mundial tem limitações. Como reflexo disso é possível ver no Gráfico 2 que a parcela mundial de uso de energia elétrica de origem hidráulica (16,18%) é bem menor que a nacional e que em resposta o uso de combustíveis fósseis é maior (63,95%). É necessário que se ressalte que há uma diferença a ser considerada na análise comparativa desses dados, a diferença de cerca de dois anos entre eles, com o gráfico 2 sendo de 2018 e o gráfico 1 de 2020. A história recente tem demonstrado um aumento do uso de fontes de energia alternativas e essa tendência pode refletir uma discrepância menor entre os valores caso os mesmos representassem um mesmo ano. Ainda assim, os dados abordados permitem observar uma diferença entre os dois cenários.

Na tentativa de mudar esse cenário é que se propõe a expansão do uso de fontes alternativas de energia, e diminuir o problema da intermitência das mesmas é fundamental para isso. Uma das saídas pensadas para tal diminuição é o uso do hidrogênio como vetor energético, capaz de armazenar a energia elétrica gerada e assim possibilitar um maior controle sobre a produção e consumo da mesma. Seu uso nesse cenário se dá pelo fato de que é possível produzir hidrogênio a partir de energia elétrica, armazená-lo para uso futuro de forma limpa e então utilizá-lo para a geração de energia elétrica através de CaC quando houver uma demanda pela energia armazenada.

Uma produção de hidrogênio sem a emissão de GEE durante o processo é possível através do uso de eletrolisadores. Quando a energia utilizada para suprir esses eletrolisadores também é proveniente de uma fonte limpa do ponto de vista atmosférico o processo como um todo também o é. (DINCER, 2018)

1.2 Trabalho Proposto

Considerando-se a necessidade de aperfeiçoamento e estudo de sistemas de armazenamento a base de hidrogênio obtido a partir de um processo de eletrolise alimentado pela energia elétrica gerada por fontes alternativas, o que se propõe neste trabalho é a simulação

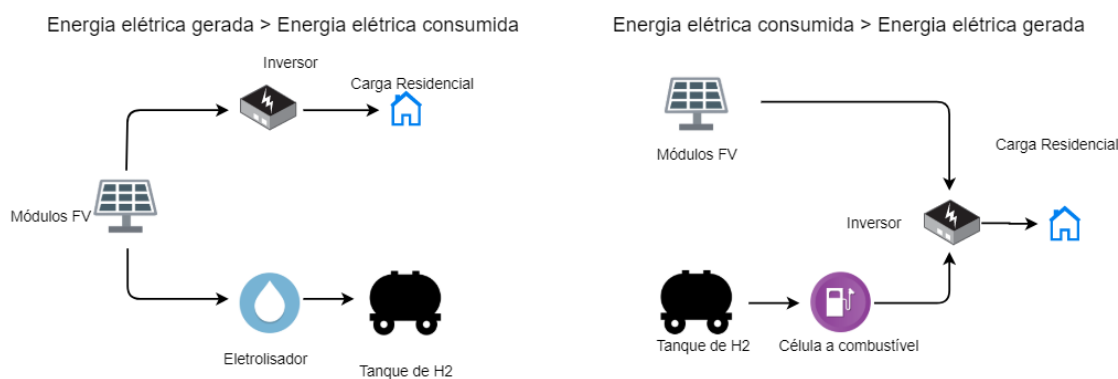
de uma carga residencial alimentada unicamente por um sistema desse tipo, utilizando geração FV.

A planta simulada é constituída de uma carga residencial, sistema FV, eletrolisador, CaC, tanque de armazenamento e conversor e será localizada no município de Parnaíba-PI. O local foi escolhido pela possibilidade de usar dados reais de irradiação solar. Um layout do projeto é mostrado na figura 1, que ilustra duas diferentes situações. Quando a energia elétrica gerada pelos módulos FV é maior que a consumida pela carga residencial, esta é enviada para a dita carga, passando por um inversor, até suprir o necessário e a energia elétrica restante é utilizada pelo eletrolisador para a produção de hidrogênio a ser armazenado no tanque. Já quando a energia elétrica gerada é menor que a demandada pela carga, além do funcionamento normal do módulo FV o tanque alimenta uma CaC para prover a energia elétrica necessária para manter o suprimento normal.

É avaliada a viabilidade técnica e financeira da instalação como forma de investigar como um sistema desse tipo se comporta na função de fonte-base, de modo autônomo, isolado de uma rede que contenha outras fontes capazes de suprir energia em momentos de produção insuficiente ou outras cargas capazes de consumir energia em momentos de produção excedente.

A avaliação se dá através do *software* Homer, projetado para a análise de custos de sistemas híbridos de geração, mas que é aplicado no presente estudo em que se utiliza apenas uma fonte. A escolha do mesmo se dá pela possibilidade de simular o comportamento de sistemas que incluam o uso de hidrogênio, característica não encontrada em outros *softwares* similares considerados. (HOMER ENERGY LLC, 201-)

Figura 1 – Layout de projeto.



Fonte: Elaborada pelo autor.

1.2.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem por objetivo o dimensionamento de um sistema de geração de energia elétrica a partir de módulos FV e fazendo uso do armazenamento de energia através do hidrogênio para suprir uma carga residencial sem conexão com a rede e simular tanto seu funcionamento quanto seu custo.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Levantamento dos preços de componentes utilizados no sistema;
- Determinação do sistema com menor VPL;
- Verificação da viabilidade técnica do sistema escolhido e da capacidade de atender a pelo menos 99,5% da demanda anual;
- Verificação da manutenção de níveis adequados de hidrogênio armazenado entre os anos;
- Comparação do valor do kWh obtido com o atualmente praticado (janeiro 2020) no estado do Piauí, onde se localiza a planta.

1.3 Estrutura do Trabalho

A organização desse trabalho se dá numa estrutura de cinco capítulos, sendo considerado o presente capítulo, destinado a introdução e objetivos, o primeiro do número total.

O capítulo 2 trata de uma revisão da literatura, analisando conceitos e o consenso atual em tópicos relevantes para o trabalho, como energia elétrica, hidrogênio e CaC.

O capítulo 3 é referente aos materiais utilizados e os métodos empregados, tratando especificamente do *software* Homer PRO e como este é utilizado.

No capítulo 4 são relatados os resultados obtidos nas simulações efetuadas e como estas se relacionam com os objetivos e como se comparam com casos reais.

O capítulo 5 trata das considerações finais sobre o trabalho realizado, analisando os objetivos propostos em comparação com os resultados obtidos.

Por fim o capítulo 6 consiste em sugestões para trabalhos futuros baseadas nos resultados e experiências obtidos nesse trabalho.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Para que a discussão do tema tenha embasamento é importante discutir as formas renováveis de se gerar energia elétrica e o papel do hidrogênio nas mesmas. Uma importante parcela das fontes renováveis tem como característica uma intermitência indesejada na produção de energia elétrica. Para o avanço da utilização de tais fontes se faz necessário reduzir o impacto dessa intermitência e é nesse ponto que o uso do hidrogênio pode ser de grande ajuda, possibilitando o armazenamento de energia em maior escala do que as tecnologias atuais suportam.

2.1 Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica

A geração de energia elétrica necessita de um recurso natural, uma fonte. São denominadas fontes renováveis de energia elétrica aquelas cujos recursos naturais envolvidos na geração são naturalmente repostos numa velocidade maior do que são gastos. É ainda interessante dissociar do conceito de energia renovável o conceito de energia limpa. Uma fonte pode ser renovável ainda que apresente impactos significativos ao meio ambiente, todavia, muitas das formas de geração de energia renováveis apresentam também poucos impactos ambientais, principalmente no que concerne a emissão de GEE. (DINCER, 2018)

Diversas fontes são consideradas renováveis, tais como a eólica, solar, maremotriz, hidroelétrica e geotérmica. Tais fontes se encontram em diferentes estados de pesquisa e aplicabilidade nos dias atuais. (MURTY, 2017)

2.1.1 Energia Solar FV

A imensa maioria das fontes de energia presentes na Terra tem sua origem na irradiação solar. A energia proveniente do sol está presente no movimento dos ventos que tornam possível a produção de energia elétrica com base em turbinas eólicas, no ciclo das chuvas que desempenha o mesmo papel nas usinas hidroelétricas, na matéria orgânica necessária para a produção a base de etanol, biomassa ou combustíveis fósseis, entre outras.

No caso da geração de energia elétrica através de módulos FV, a irradiação solar é convertida em energia elétrica através do uso de módulos de material semicondutor. Tal processo evita a necessidade de que a energia se acumule em outro meio antes de ser aproveitada. Em contrapartida, várias formas desses acúmulos permitem estocar essa energia e

evitar a intermitência, fator importante na aplicabilidade das fontes de energia como base de um sistema elétrico de potência. (PINHO; GALDINO, 2014)

Nos módulos FV os semicondutores que recebem irradiação solar têm seus elétrons liberados dos mesmos através do efeito FV. A corrente de elétrons livres flui pelos contatos nas extremidades da célula para um circuito externo onde pode ser aproveitada. Esses módulos normalmente são fabricados para exibirem uma tensão específica em seu uso em regime permanente e uma corrente que varia de acordo com a quantidade de luz solar que recebem. Também é prática comum que se interliguem vários módulos para a produção em conjunto, especialmente em grandes usinas. (MURTY, 2017)

O desempenho das diferentes tecnologias envolvidas na produção dos módulos FV é prioritariamente medida pela relação entre a energia solar que irradia sobre a mesma e a energia elétrica gerada. A chamada primeira geração é constituída por painéis de cristais de silício monocristalinos ou policristalinos.

As células criadas a partir de finas camadas de um único cristal possuem alta eficiência, mas seu processo de produção é lento e caro. Já a produção de células policristalinas é mais barata, possibilitando seu maior uso comercial apesar da menor eficiência. A eficiência de uma célula de primeira geração atualmente pode chegar a 26,1%.

A segunda geração se baseia em tecnologias de filmes finos feitos de materiais não-cristalinos, como o silício amorfo ou CIGS (cobre-índio-gálio-selênio). Em laboratório essas células alcançaram ou até excederam a eficiência da primeira geração, mas o processo de produção das mesmas em larga escala é altamente tóxico e os minerais necessários podem ser limitados em certos locais.

Por fim a terceira geração é constituída de tecnologias ainda em desenvolvimento como células multi-junção e células FV orgânicas, focando-se em ultrapassar o limite de Shockley-Queisser de cerca de 33%. (BELYAKOV, 2019)

Dado seu baixo índice de poluição atmosférica na geração de energia elétrica, a matriz FV é uma das ideais para um futuro sustentável, mas, como dito anteriormente, a intermitência que lhe é inerente é algo indesejável. No intuito de corrigir essa deficiência tecnologias de armazenamento de energia a partir do hidrogênio estão em desenvolvimento, na tentativa de viabilizar as fontes hoje intermitentes como fontes base. (DINCER, 2018)

2.2 Hidrogênio

Hidrogênio é o elemento mais comum no universo, constituindo 90% do número de átomos e 75% da massa total da matéria. Em sua forma molecular apresenta-se como um gás incolor e inodoro em condições normais de temperatura e pressão, todavia, na Terra, devido à sua alta reatividade, sua forma molecular é raramente encontrada, estando presente majoritariamente dentro de moléculas como os hidrocarbonetos ou a água (VOITIC et al., 2018)

2.2.1 *Produção de Hidrogênio*

Dada a supracitada baixa presença de hidrogênio em sua forma molecular na atmosfera terrestre, sua produção a nível industrial incorre na extração do mesmo de um material base. Tal processo deve garantir o nível de pureza desejado para a aplicação que terá o hidrogênio. Os hidrocarbonetos presentes nos combustíveis fósseis são uma possível fonte de hidrogênio, assim como as moléculas de água. Na indústria diferentes processos são aplicados, dependendo do material base, os principais sendo a reforma à vapor do metano, a oxidação parcial e a eletrólise da água. Além destes, outros processos existem em variados graus de aplicabilidade, como a produção de hidrogênio a partir de etanol, de biomassa ou a bioprodução através de fermentação bacteriana ou da fotossíntese realizada por algas. (SØRENSEN; SPAZZAFUMO, 2018).

2.2.1.1 *Reforma a vapor do gás natural*

A reforma a vapor do hidrogênio se dá através da mistura de um hidrocarboneto, em geral o metano, material base do qual será isolado o hidrogênio, com vapor de água. Esse processo é o mais amplamente utilizado hoje em dia para a produção de hidrogênio. Para a produção de hidrogênio através desse processo são necessárias altas temperaturas e alta pressão, cerca de 850°C e 2,5 MPa no caso do metano, além de um catalisador como o níquel ou misturas mais complexas de níquel e outros materiais como metais raros ou óxido de alumínio. (SØRENSEN; SPAZZAFUMO, 2018).

A razão vapor/carbono e a temperatura de operação são os dois principais parâmetros do processo, definindo a eficiência do mesmo. Valores baixos tendem a apresentar uma maior eficiência energética, mas em contrapartida propiciam um maior risco de aparecimento de formações de carbono no catalisador. Atualmente se utiliza em plantas de

produção uma razão de 2,5 a 3 e uma eficiência térmica de até 85%. Estão em desenvolvimento pesquisas que possam expandir esses limites, principalmente utilizando catalisadores de metais nobres mais caros tanto no aumento da eficiência quanto no uso de hidrocarbonetos mais complexos. (VOITIC et al., 2018)

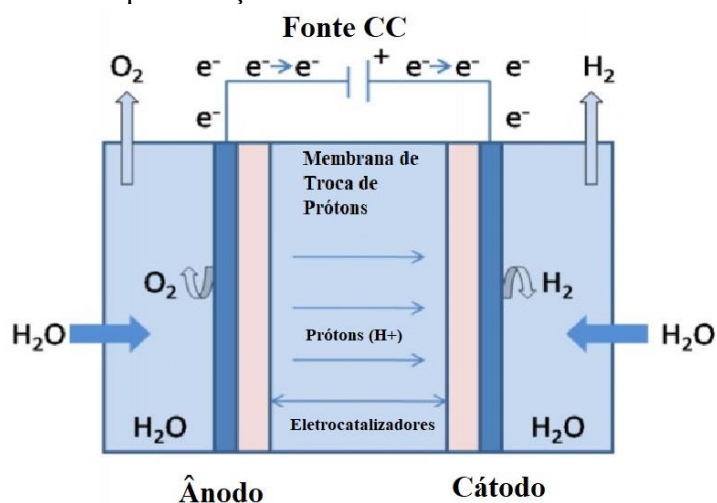
2.2.1.2 Oxidação parcial

O processo de oxidação parcial pode ser utilizado para a produção de hidrogênio a partir de uma grande variedade de combustíveis fósseis, tais como o carvão ou o petróleo. É através dele que combustíveis em forma líquida ou sólida são convertidos em gases ricos em hidrocarbonetos. Nesse processo o combustível é queimado com uma relação oxigênio/carbono subestequiométrica, resultando na oxidação parcial do mesmo que dá nome à técnica. A oxidação parcial não requer a inserção de calor externo e pode se dar sem catalisadores, em temperaturas entre 1200 e 1500°C e pressão entre 2,5 e 8 MPa , ou utilizando catalisadores como o níquel para que esta se dê em condições mais amenas, 800 a 900°C e 2,5 a 3,5 MPa.(VOITIC et al., 2018)

2.2.1.3 Eletrólise da água

O processo de obtenção do hidrogênio através da eletrólise da água é conhecido desde 1820, quando demonstrado por Faraday, e é utilizado até hoje. Este princípio é o responsável pela produção de hidrogênio a partir da água e pelo funcionamento da CaC à base de hidrogênio no processo oposto. Uma representação do funcionamento de um eletrolisador é dado na figura 2. (SØRENSEN; SPAZZAFUMO, 2018).

Figura 2 – Representação do funcionamento de um eletrolisador.



Fonte: Adaptado de Morgan (2013).

Através da aplicação de uma diferença de potencial é possível separar moléculas de água em hidrogênio e oxigênio dentro de uma célula eletroquímica. Tais células são compostas por dois eletrodos e um eletrólito condutor de íons. Há ainda a necessidade de uma membrana impermeável separando ânodo e cátodo de modo que os gases produzidos não se misturem. Para que essa reação aconteça é necessário se empregar uma fonte externa de calor e uma tensão suficientemente alta.

Existem diferentes células capazes de mediar esse processo. Os eletrolisadores alcalinos são caracterizados por um meio alcalino aquoso que intermedia a eletrólise. Dentre as células eletroquímicas essa é uma das mais antigas, mais utilizadas e mais pesquisadas. Sua principal vantagem está no custo, devido à estabilidade de metais não-nobres no meio alcalino, reduzindo o desgaste e possibilitando um menor gasto.

Já os eletrolisadores baseados em membranas de troca de prótons são um desenvolvimento relativamente recente, tendo surgido nas últimas décadas, sendo caracterizado por uma membrana que permite a eletrólise sem a necessidade de um eletrolisador líquido e eliminando assim os perigos associados ao vazamento de líquidos corrosivos. A membrana é a parte mais crítica da célula, tendo sua vida útil facilmente afetada por impurezas na água utilizada no processo, além de requerer metais nobres como catalisadores devido ao meio altamente ácido que desgastaria metais não-nobres. Embora seu uso em grande escala ainda esteja em desenvolvimento, é uma tecnologia interessante devido à alta pureza do hidrogênio obtido, não necessitando normalmente de outros processos de purificação, e pela capacidade de produzir em demandas dinâmicas, sendo especialmente útil em sistemas cuja eletricidade é

provida por sistemas de geração intermitente como a geração eólica ou solar. (VOITIC et al., 2018)

Em 2018 a eletrólise da água correspondeu a 5% da geração de hidrogênio. O custo do processo é dominado pelo custo da energia envolvida no mesmo. Quando a energia utilizada é de origem fóssil ele se torna bem mais caro que os processos anteriormente citados, mas ainda assim utilizado quando é necessário que o hidrogênio obtido tenha alto grau de pureza. Já quando a energia utilizada é a sobra da produção de fontes não-controláveis como a eólica ou a solar, aquela que fica além do requisitado pelo sistema no momento de produção, o custo cai consideravelmente já que o valor dessa energia é bastante reduzido. (SØRENSEN; SPAZZAFUMO, 2018).

Nesses casos, quando a energia utilizada não vem de combustíveis fósseis, a eletrólise da água pode ser considerada uma forma limpa do ponto de vista atmosférico para a produção de hidrogênio. (VOITIC et al., 2018)

2.2.2 Armazenamento de Hidrogênio

A forma molecular do hidrogênio se apresenta em condições normais de temperatura e pressão como um gás altamente inflamável, apresentando certas limitações para seu armazenamento. É possível armazená-lo sob compressão para maximizar a densidade energética do sistema de armazenamento. Dada uma pressão de armazenamento de 30 MPa a densidade energética passa de 10 MJm^{-3} para 2700 MJm^{-3} mas tal processo incorre em custos, além dos riscos comuns ao armazenamento de gases inflamáveis. Outra opção é liquefazer o hidrogênio, elevando comparativamente pouco a pressão e diminuindo a temperatura do mesmo até $-253 \text{ }^\circ\text{C}$, o que gera uma densidade energética de 8700 MJm^{-3} . Há ainda a possibilidade de armazenamento em forma sólida através de hidretos metálicos com uma densidade energética entre 5000 e 15000 MJm^{-3} , além de ser uma forma mais segura de armazenamento. (SØRENSEN; SPAZZAFUMO, 2018).

2.2.2.1 Armazenamento a base de gás comprimido

Essa é a forma mais comum de armazenamento nos dias atuais, sendo utilizada uma pressão entre 10 e 20 MPa para tanques cilíndricos padrões e 25 a 70 MPa nos projetos de carros movidos a células de hidrogênio devido às restrições de espaço nos mesmos e a necessidade de uma maior reserva energética para garantir maior autonomia ao veículo.

É esta a forma de armazenamento que mais facilmente garante acesso ao suprimento de hidrogênio, sendo por isso escolhida em projetos automotores apesar das considerações de segurança. (SØRENSEN; SPAZZAFUMO, 2018)

2.2.2.2 Hidrogênio líquido

A formação de hidrogênio líquido requer uma temperatura de 20 K, o que por sua vez requer energia para se alcançar. O custo energético teórico é de 15,1 MJ/kg, mas os processos industriais atualmente disponíveis requerem quase três vezes essa energia, valor que corresponde a 30% da energia que seria armazenada através do próprio hidrogênio. Embora a pressão de armazenamento e o estado líquido do mesmo auxiliem na segurança, um outro problema surge devido à evaporação do hidrogênio nessa forma. Em métodos normais de armazenamento a evaporação corresponde a uma perda de 3 a 5% por dia após um período de dormência de alguns dias. A tendência à evaporação limita o uso de hidrogênio líquido a aplicações em que há uma demanda constante do mesmo. (SØRENSEN; SPAZZAFUMO, 2018)

2.2.2.3 Hidretos Metálicos

Certas ligas metálicas podem comportar átomos de hidrogênio entre suas ligações. Nesse tipo de armazenamento o hidrogênio se encontra em forma sólida, sob temperatura e pressão ambiente, sendo um método altamente seguro. Dito isto calor deve ser fornecido ao material para incorporar o hidrogênio ao mesmo e novamente fornecido para dissociar o hidrogênio de forma a ser aproveitado. Além disso, embora a densidade energética seja elevada nesse tipo de armazenamento, nos casos em que a massa total é uma variável a se considerar este método se destaca negativamente pela alta densidade das ligas metálicas. (SØRENSEN; SPAZZAFUMO, 2018)

2.2.3 Hidrogênio como vetor energético.

O Hidrogênio pode atuar como um vetor energético, sendo útil na mudança das propriedades de uma forma de energia, nesse caso conferindo à energia elétrica uma maior facilidade de armazenamento. Caso sejam difíceis de transportar ou de armazenar, é possível convertê-las direta ou indiretamente em hidrogênio e assim superar tais dificuldades para posteriormente serem reconvertidas em uma forma de energia própria para uso, como é o caso

da dificuldade de armazenamento da energia elétrica. Nesse papel há fatores limitadores, como a baixa densidade energética do armazenamento de hidrogênio e o risco de vazamentos, mas já estão em estudo formas de viabilizar técnicas que reduzam tais problemas em aplicações de grande escala. (SØRENSEN; SPAZZAFUMO, 2018)

2.2.3.1 Experiências com o uso de hidrogênio para o armazenamento de energia

Já há registros de experiências com o armazenamento de energia através do hidrogênio para diversos propósitos. Em 2013 um estudo realizado por pesquisadores da Fundação Parque Tecnológico de Itaipu calculou o potencial de produção de hidrogênio da usina hidroelétrica de Itaipu. O estudo se restringiu à produção utilizando água que seria vertida sem passar pelas turbinas, em épocas de excesso de chuvas. O estudo apontou um potencial de produção de hidrogênio utilizando essa água que seria desperdiçada de 62.536.687 kg por ano. O uso desse hidrogênio para a geração de energia elétrica implicaria num aumento de eficiência da usina de 4,53%. O estudo levou à aprovação de um projeto de pesquisa na área de hidrogênio na usina de Itaipu. (MIGUEL et al., 2013)

Em 2019 pesquisadores italianos da Universidade Mediterrânea de Reggio Calabria projetaram um sistema isolado da rede sustentado por módulos FV e um sistema de armazenamento a base de hidrogênio para alimentar as cargas de iluminação de um estacionamento da universidade. Utilizando dados meteorológicos coletados por estações próximas e dados de irradiação solar, além do *software* Homer Pro, foi possível determinar os custos necessários para que tal sistema funcionasse por todo o ano sem apresentar momentos de falta de combustível para as CaC. Os resultados indicaram que grandes tanques de armazenamento seriam necessários, seis tanques de 0,75m³, para garantir o suprimento. Isso se deu devido ao fato de que a natureza do sistema, módulos FV para alimentar cargas de iluminação que só são ativadas durante a noite, impede o consumo direto de energia dos módulos FV. Sem a possibilidade de consumo direto, toda a energia produzida teve de ser convertida em hidrogênio para uso futuro. Além disso, a área sob estudo possui alta variabilidade de irradiação solar ao longo do ano. Essa característica do local tornou necessário o armazenamento de hidrogênio produzido durante o verão para uso durante o inverno. (MARINO;NUCARA; PANZERA;PIETRAFESA; VARANO, 2019)

2.3 Células a combustível

O principal componente envolvido no uso de hidrogênio como vetor energético são as CaC. Essas células realizam o processo inverso ao da célula eletrolítica, convertendo hidrogênio e oxigênio em água e gerando eletricidade.

CaC se diferenciam prioritariamente com relação à temperatura de operação e ao eletrólito empregado. A maioria delas usa gás hidrogênio, mas algumas podem ser construídas para usar amônia ou metanol. (DINCER, 2014)

Nas células alcalinas é utilizado como eletrólito o hidróxido de potássio. Como discutido anteriormente, o uso de um eletrólito alcalino viabiliza o uso de metais não-nobres como catalisadores, diminuindo o custo. Em contrapartida essa é uma célula com uma baixa densidade de potência comparada às células de polímeros de troca de prótons.

As células de ácido fosfórico utilizam um meio ácido e trabalham em altas temperaturas (160-220°C), fatores que contribuem para uma maior insensibilidade a contaminantes no combustível e no ar. Esta também apresenta uma densidade de potência inferior à das células de polímero de troca de prótons.

Células de óxidos sólidos trabalham em temperaturas ainda mais altas e utilizam um eletrólito cerâmico baseado em zircônia. A alta temperatura de operação (800-1000°C) permite o processamento de hidrocarbonetos tanto para alimentar a produção quanto para facilitar o resfriamento, mas esse tipo de célula sofre alto desgaste em operações intermitentes, onde há um número elevado de ciclos de aquecimento e resfriamento.

Células de carbonatos fundidos também funcionam em altas temperaturas (600-650°C) e possuem alta eficiência (de até 60%), embora menores que as das células de óxidos sólidos em ambos os casos. O eletrólito utilizado é uma mistura de potássio fundido e carbonato de lítio.

Por fim as células que utilizam a membrana de troca de prótons operam em temperaturas relativamente baixas (60-90°C) e podem atingir elevadas densidades de potência dependendo do design da célula. Ácido fosfórico pode ser usado como eletrólito para que essas células operem em altas temperaturas (140-180°C). Um resumo das características das células está presente na tabela 1. (STEILEN; JÖRISSEN, 2015)

Tabela 1 – Resumo das características das CaC.

Tipos de células a combustível	Temperatura de Operação (°C)	Combustível no Anodo	Eletrólito	Oxidante no Catodo	Eficiência (%)
Alcalina	60-120	H ₂ , H ₂ O	KOH	O ₂	50-60
Ácido fosfórico	160-220	H ₂	Ácido fosfórico	O ₂ , H ₂ O	40-50
Óxidos sólidos	800-1000	CH ₄ , H ₂ O	Zircônia, O ²⁻	O ₂	50-60
Carbonatos fundidos	600-650	CH ₄ , H ₂ O, CO ₂	Li ₂ CO ₃ , K ₂ CO ₃ , CO ₃ ²⁻	O ₂ , CO ₂	60
Membrana de troca de prótons	60-90	H ₂	Membrana polimérica condutora de prótons	O ₂ , H ₂ O	40-50

Fonte: Adaptado de Steinlen e Jörissen(2015); Sundén(2019).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

O trabalho consiste na simulação do sistema descrito no tópico 1.2, através do uso do *software* Homer PRO. Tendo como dados iniciais a irradiação solar média na área de instalação da planta, as características técnicas e financeiras dos equipamentos necessários e as características da carga é possível através do uso do Homer PRO dimensionar de forma ótima o sistema a ser empregado.

O processo pelo qual o *software* dimensiona a planta é mostrado no fluxograma da figura 3. Nele é possível observar que são simulados sistemas compostos por todas as combinações possíveis de equipamentos nas potências pré-determinadas pelo usuário, descartando as que são inviáveis por quaisquer fatores e por fim elencando as combinações viáveis de acordo com seu VPL, destacando a de menor custo entre elas.

Figura 3 – Fluxograma de operação do *software* Homer PRO.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.1 Homer PRO

Homer PRO é um *software* voltado para a simulação e otimização de micro-redes elétricas. Originalmente desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL), um laboratório de pesquisa sobre energias renováveis americano localizado no Colorado, esse *software* foi aperfeiçoado e distribuído pela empresa Homer Energy. O nome Homer é uma sigla para *Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources*, ou modelo de otimização híbrida para múltiplos recursos energéticos, em tradução livre. (HOMER ENERGY LLC, 201-)

O *software* permite a simulação de micro redes com diversas fontes de energia por um determinado período de tempo, fazendo uma análise técnica e financeira, variando

componentes, preços de combustíveis, tarifas energéticas e equipamento utilizado, entre outros possíveis fatores. (HOMER ENERGY LLC, 201-)

Como dito anteriormente, o Homer Pro foi projetado para simular sistemas híbridos. Seu uso neste trabalho, no qual se analisa apenas uma fonte de energia elétrica, a solar, se dá pela possibilidade de simular um sistema que conte com eletrolisadores, armazenamento e CaC a base de hidrogênio. Outros *softwares* poderiam ter sido utilizados para simular o sistema não-híbrido em estudo, não fosse por essa necessidade de se incluir o hidrogênio, que se mostrou atendida de forma limitada ou mesmo não atendida por outros *softwares*. Estes, embora desenvolvidos para trabalhar a simulação de sistemas de potência não contam com recursos destinados à simulação dos mesmos com a presença de hidrogênio como vetor energético.

3.1.1 Simulação

No Homer foi montado um sistema utilizando os componentes do próprio *software* para representar módulos FV, eletrolisadores, CaC, tanques de hidrogênio, inversores e uma carga residencial interligados de modo a funcionar como descrito anteriormente. A simulação como um todo foi baseada em um exemplo de uso para novos usuários, disponibilizado pela Homer Energy, focado no uso de hidrogênio. O local de implantação foi Parnaíba-PI, de onde se obteve dados de irradiação solar ao longo de um período de 14 meses, entre julho de 2012 e agosto de 2013. Desses dados foram utilizados os valores de irradiação solar média por metro quadrado referentes aos meses de setembro de 2012 a agosto de 2013. Os valores utilizados estão exibidos na Tabela 2.

Tabela 2 – Irradiação solar média diária.

Mês	Irradiação solar média diária (kWh/m ²)
Janeiro	5,38
Fevereiro	5,80
Março	6,48
Abril	5,94
Mai	5,68
Junho	5,61
Julho	5,81
Agosto	6,84
Setembro	7,06
Outubro	6,87
Novembro	6,29
Dezembro	5,56

Fonte: LEA-UFC.

O sistema deve alimentar uma carga residencial arbitrária gerada pelo *software*. Foi utilizado o perfil residencial, com um consumo médio de 4 kWh/dia, potência média de 0,17 kW, pico de potência de 0,74 kW e uma variabilidade diária de 10%. A carga foi dimensionada para ter um consumo mensal médio de 120 kWh. Em seguida, o *software* determinou os demais dados baseando-se nesse valor. Além disso o consumo ao longo do ano tem seu pico em torno do mês de janeiro, como recomendado pelo fabricante do *software* quando o local sob estudo está localizado no hemisfério sul. Tal recomendação se dá por fatores climáticos que levam a um maior consumo de energia durante esses meses em residências no local sob estudo, já que o calor do verão torna necessário o uso de ventiladores e aparelhos de ar condicionado

Os outros componentes do sistema são o tanque de armazenamento de hidrogênio, os módulos FV, o inversor, o eletrolisador e a CAC. O esquemático completo está na figura 4. Em se tratando destes componentes foram utilizadas informações presentes no *software* com relação à vida útil, eficiência e custo de manutenção, além de cotações obtidas diretamente de fabricantes e sites especializados quanto ao preço inicial dos componentes. Foi possível encontrar os módulos FV e o inversor cotados em real, distribuídos por empresas brasileiras, devido à maior prevalência de atividades que utilizam esses componentes no país. Já os componentes mais diretamente relacionados à produção de hidrogênio e seu uso como vetor energético apenas foram encontrados através de empresas estrangeiras, sendo cotados em dólar ou euro. Para padronização dos preços em reais, utilizou-se o dia 08/01/2020 como ponto de

comparação. Nele a cotação do dólar estava R\$ 4,06 e a cotação do euro estava em R\$ 4,52. Os preços dos principais componentes utilizados em reais estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Preço dos componentes utilizados.

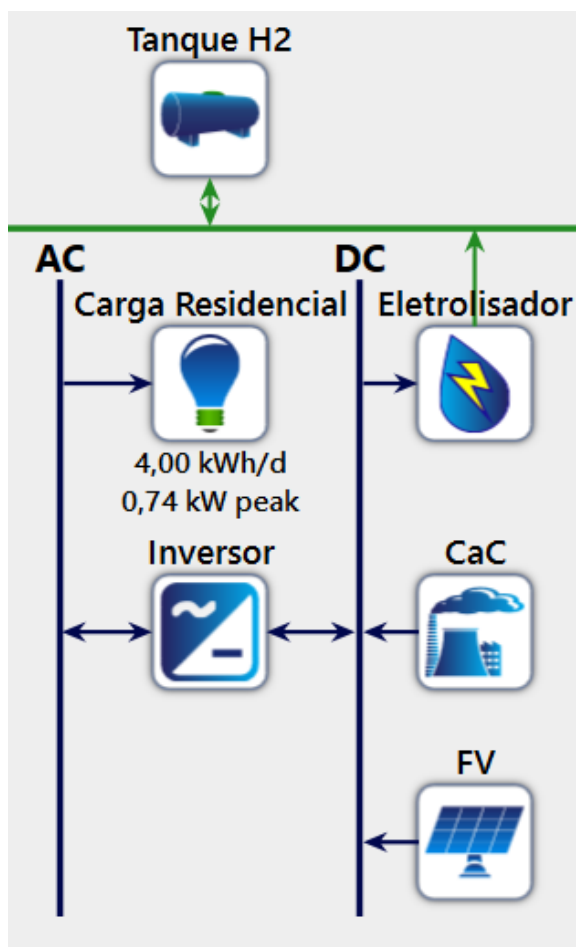
Componente	Dimensionamento	Preço da Unidade
CaC	1 kW	R\$ 25.249,14
Eletrolisador	0,32 kW	R\$ 14.579,46
Inversor	5 kW	R\$ 5.329,00
Módulos FV	8,55 kW (30 Painéis)	R\$ 17.966,00
Tanque	0,574 kg	R\$ 97.793,04

Fonte: FuelCell Store (2020); Minasol Painéis (2020); Neosolar (2020).

Em seguida foram delimitados possíveis valores para a potência dos mesmos. O modo como o *software* funciona é através da simulação da viabilidade técnica e do custo de cada possível combinação das potências delimitadas na situação.

No caso da viabilidade técnica é analisada a capacidade de cada possível sistema de suprir a carga de modo satisfatório pelo período em análise e, em casos onde há a presença de armazenamento, que se disponha de uma reserva energética mínima ao longo do tempo. Para a análise técnica é estudado um período de um ano, devido a limitações do *software* em simular questões de degradação e manutenção em equipamentos que lidem com hidrogênio. Já para a análise de custo é projetado um período de 25 anos. O capital inicial envolvido, o custo de operação e o custo de substituição dos componentes ao longo dos anos é projetado para o mês inicial como custo e o valor relativo à vida útil excedente dos equipamentos após os 25 anos é projetado como abatimento, determinando assim o VPL de cada combinação considerada viável do ponto de vista técnico.

Figura 4 – Esquemático do projeto no Homer.



Fonte: Produzida pelo autor no *software* Homer Pro.

O *software* utilizado dispõe de uma ferramenta de otimização automática das possíveis potências dos componentes envolvidos, mas, dadas algumas limitações, a mesma não foi utilizada. Figuras entre as limitações encontradas no uso da ferramenta de otimização de potência a sua disponibilidade limitada, estando indisponível para alguns dos componentes utilizados, e o alto tempo de simulação decorrente do seu emprego, haja visto que a mesma explora um amplo espectro de potências e não apenas alguns valores discretos. Simular diversos valores de componentes em combinações diferentes demanda tempo e poder computacional.

Para projetos que envolvam uma maior escala ou componentes feitos sob encomenda, o maior tempo de simulação pode muito bem ser aceitável na busca de um sistema com o maior nível possível de eficiência. Já neste caso específico, a diferença de resultados entre a simulação com potências automatizadas e uma simulação com valores sucessivos é muito pequena para que se reflita na compra de equipamentos diferentes, haja vista que os componentes são comercializados em valores de potência pré-determinados.

Como não foi possível cobrir todos os valores possíveis em uma única simulação, os valores foram separados em faixas, começando com uma faixa de valores muito ampla e reduzindo essa faixa sucessivamente em torno do valor apontado como melhor na simulação anterior para cada componente. A primeira simulação contou com valores de 0, 20, 40, 60, 80 e 100 kW para os componentes elétricos e os mesmos valores em kg para o tanque de armazenamento. Os possíveis valores selecionados vão desde a completa eliminação do componente dentro do sistema, potência 0, passando por valores menores, até valores considerados muito superiores aos necessários para uma carga já dada anteriormente como sendo de 4 kWh/dia. O sistema selecionou componentes que obtivessem menor VPL. Simulações subsequentes utilizaram valores ligeiramente maiores e ligeiramente menores que os obtidos no melhor modelo da simulação anterior, refinando o valor dos componentes utilizados para atender às necessidades da carga.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Resultados da simulação

Dadas as condições previamente colocadas no tópico 3.1.1, referentes aos parâmetros de simulação, o *software* foi capaz de simular diferentes combinações de componentes capazes de suprir as necessidades técnicas da carga desconectada da rede. Dentre eles o sistema escolheu o de menor VPL. As configurações do primeiro sistema selecionado estão na Tabela 4.

Tabela 4 – Componentes selecionados no primeiro caso.

Componente	Dimensionamento	Custo Inicial*	Custo Total* (I)
CaC	0,5 kW	R\$ 12.624,57	R\$ 33.254,87
Eletrolisador	0,75 kW	R\$ 34.170,61	R\$ 49.006,26
Inversor	0,5 kW	R\$ 532,90	R\$ 764,27
Módulos FV	12 kW (42 Painéis)	R\$ 24.943,58	R\$ 24.943,58
Tanque	0,2 kg	R\$ 24.133,66	R\$ 24.133,66
Total		R\$ 96.405,32	R\$ 132.102,64

Fonte: Elaborada pelo autor utilizando dados do *software* Homer Pro.

(*)Valores considerando o dia 08/01/2020 com cotação do dólar a R\$ 4,06 e euro a R\$ 4,52.

(I) - Custo representado como VPL (R\$).

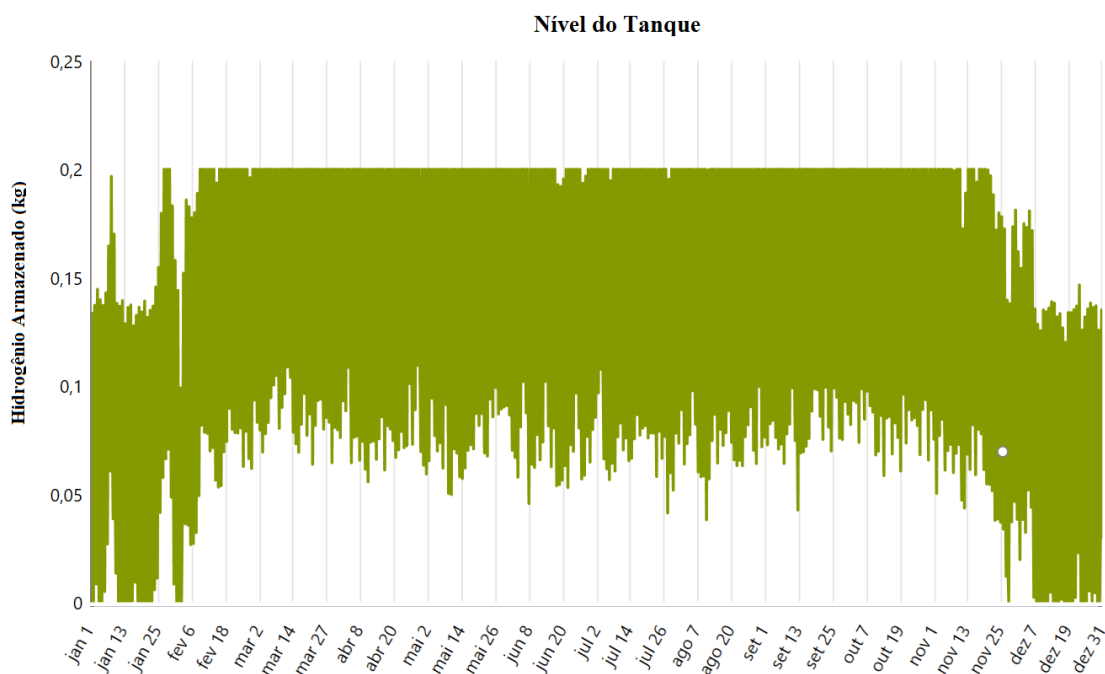
O primeiro sistema (12 kW FV; 0,5 kW CaC; 0,75 kW Eletrolisador; 0,5 kW inversor; 0,2 kg tanque.) apresentou VPL de R\$ 132.102,64 (cento e trinta e dois mil, cento e dois reais e sessenta e quatro centavos), custo de operação de R\$ 3.912,00 (três mil novecentos e doze reais) e custo do kWh de R\$ 5,82 (cinco reais e oitenta e dois centavos). O custo de operação é dado pelo *software*, calculado a partir da potência dos equipamentos utilizados. Esse valor, somado aos de compra e substituição dos equipamentos e ajustado para o presente é utilizado para gerar o custo total que, dividido pela quantidade de energia elétrica gerada durante o período de 25 anos sob análise, dá o valor do kWh.

Esse sistema (12 kW FV; 0,5 kW CaC; 0,75 kW Eletrolisador; 0,5 kW inversor; 0,2 kg tanque.) é o que apresenta menor custo em comparação com os sistemas formados utilizando componentes de outras potências para suprir a carga residencial projetada. Todos os sistemas mais baratos que esse foram considerados inviáveis pelo *software*, que detectou falhas no suprimento de energia caso potências menores em qualquer um dos componentes escolhidos fossem aplicadas. Dito isto, os componentes escolhidos possuem certas limitações. Uma delas

é a potência de pico da carga, que é de 0,74 kW. A CaC, embora tenha sido capaz de suprir a carga na maior parte do ano simulado, é incapaz de fazê-lo sozinha durante um pico. Como resultado, ao longo do ano, 18,2 kWh de demanda não foram supridos, o que corresponde a 1,24 % da demanda anual.

Além disso, há problemas também com a produção de hidrogênio. Como pode ser visto no Gráfico 3, em alguns momentos entre dezembro e o começo de fevereiro o tanque registra 0 kg de hidrogênio, o que também contribui para a situação de demandas não supridas. Figuram entre os fatores que causam o esgotamento das reservas de hidrogênio durante esse período tanto o maior consumo nos meses citados quanto a diminuição da produção de energia elétrica pelos módulos FV devido à época de chuvas da região, na qual a irradiação solar média diária diminui. Para corrigir isto os parâmetros da simulação foram modificados para que não fossem mais considerados sistemas viáveis aqueles que apresentassem demandas não supridas superiores a 0,05% da demanda anual. Inicialmente testou-se um limitador de 0%, mas os resultados se mostraram muito onerosos para serem considerados financeiramente viáveis.

Gráfico 3 – Hidrogênio armazenado no tanque ao longo do ano no primeiro caso.



Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o *software* Homer Pro.

A simulação foi refeita com esse novo parâmetro, um limite de carga não-suprida de 0,05%, o que levou à seleção de novos componentes de potências diferentes para o sistema. O valor mínimo de potência da CaC considerado viável depois desse recálculo foi de 0,75 kW

e os sistemas considerados viáveis tiveram em sua maioria valores diferentes para os componentes utilizados. Mais uma vez o *software* selecionou dentre os sistemas possíveis, dados os novos parâmetros, o modelo que apresentou menor VPL. Nesse modelo a demanda não suprida durante o ano foi de 0,647 kWh, equivalente a 0,044% da demanda total. A mudança afetou não somente componentes relacionados ao uso de hidrogênio como também a potência dos módulos FV selecionados que, podendo contar com uma maior reserva de energia, tiveram seu valor mínimo de potência necessária diminuído. Os resultados da segunda simulação podem ser vistos na Tabela 5.

Tabela 5 – Componentes selecionados no segundo caso

Componente	Dimensionamento	Custo Inicial*	Custo Total* (I)
CaC	0,75 kW	R\$ 18.936,86	R\$ 51.476,39
Eletrolisador	1 kW	R\$ 45.560,81	R\$ 65.341,69
Inversor	0,75 kW	R\$ 799,35	R\$ 1.146,40
Módulos FV	9 kW (32 Painéis)	R\$ 18.707,68	R\$ 18.707,68
Tanque	0,2 kg	R\$ 24.133,66	R\$ 24.133,66
Total		R\$ 108.138,36	R\$ 160.805,81

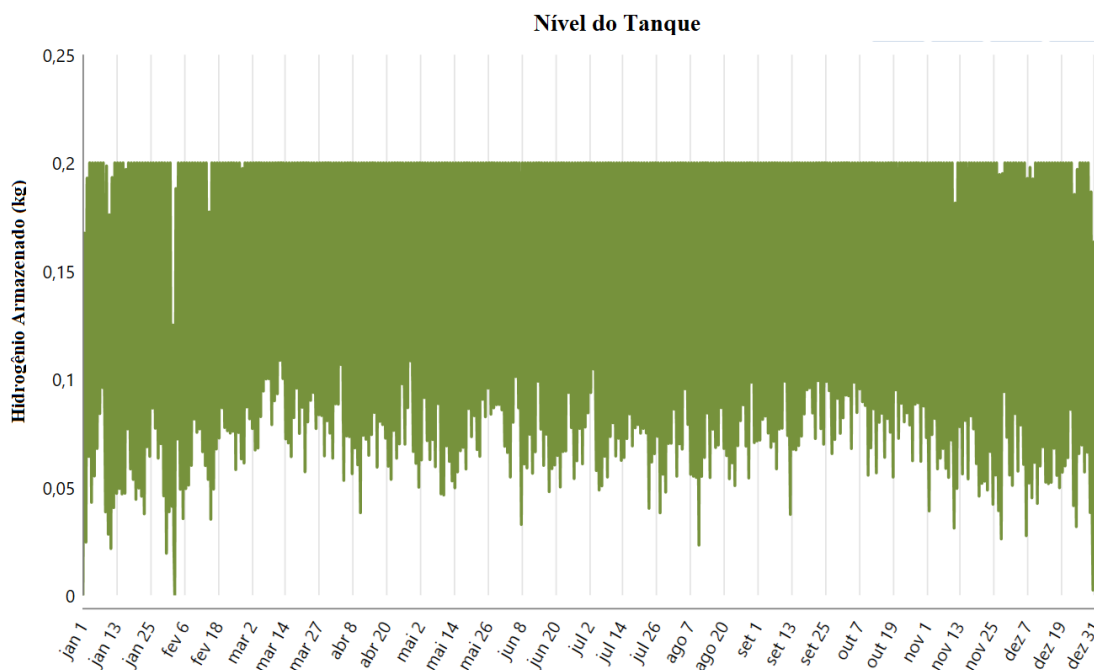
Fonte: Elaborada pelo autor utilizando dados do *software* Homer Pro

(*)Valores considerando o dia 08/01/2020 com cotação do dólar a R\$ 4,06 e euro a R\$ 4,52.

(I) - Custo representado como VPL (R\$)

O segundo sistema (9 kW FV; 0,75 kW CaC; 1 kW Eletrolisador; 0,75 kW inversor; 0,2 kg tanque.) apresentou VPL de R\$ 160.805,81 (cento e sessenta mil, oitocentos e cinco reais e oitenta e um centavos) custo de operação de R\$ 6.073,73 (seis mil e setenta e três reais e setenta e três centavos) e custo do kWh de R\$ 7,00 (sete reais), A CaC é capaz de prover energia para a carga mesmo em pico e a mudança no eletrolisador permite uma melhor produção de hidrogênio, que se reflete nos níveis de armazenamento do segundo caso, exibidos no Gráfico 4. Em contrapartida o capital inicial e o custo de manutenção subiram, aumentando o custo final e o custo do kWh.

Gráfico 4 – Hidrogênio armazenado no tanque ao longo do ano no segundo caso.



Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o *software* Homer Pro.

4.2 Análise de custo

O primeiro caso apresentou custo do kWh de R\$ 5,82, o segundo de R\$ 7,00. Embora o cenário atual seja de alta do dólar e do euro que influenciam no custo de importantes componentes, mesmo que se leve em consideração valores menores praticados ao longo dos últimos anos o valor ainda é muito superior aos R\$ 0,89 por kWh, tarifa praticada no estado do Piauí, onde se localizaria a planta, para clientes residenciais no mês de janeiro de 2020, de acordo com a Equatorial Piauí, empresa responsável pelo fornecimento de energia elétrica no estado. (EQUATORIAL ENERGIA PIAUÍ, 2020)

Isso se deve prioritariamente ao custo de aquisição, reposição e manutenção das tecnologias envolvidas, em particular os componentes de produção, armazenamento e utilização de hidrogênio. A tendência é que os custos desses equipamentos caiam ao longo do tempo e a tecnologia de armazenamento de energia a base de hidrogênio seja mais viável do ponto de vista financeiro. Dito isto, é relevante que se considere que essa tecnologia já possui capacidades técnicas de suprir uma rede, elevando fontes intermitentes à posição de fontes base, e que os impactos ambientais, especialmente do ponto de vista atmosférico, são menores que os das formas de geração atualmente utilizadas. O atual custo financeiro mais baixo da matriz

energética exclui certas externalidades que não estão presentes na produção que combine fontes limpas e formas de armazenamento limpas.

Há ainda que se fazer ressalvas sobre o modelo quanto à sua precisão. Embora os valores referentes aos preços dos componentes tenham sido obtidos consultando vendedores dos componentes em questão há ainda fatores como custos de importação, entrega, montagem e custos de infraestrutura. Além disso, os valores utilizados para custos de manutenção, operação e vida útil dos componentes são provenientes do próprio *software* e podem não refletir adequadamente os valores reais praticados no Brasil. Por fim a tarifa ao consumidor final dada pela Equatorial Energia Piauí, à qual o custo do kWh da simulação é comparado, leva em consideração os custos decorrentes das etapas de geração, transmissão e distribuição de energia, além de tarifas a nível federal, estadual e municipal e lucros das empresas envolvidas, critérios que a simulação não abrange.

5 CONCLUSÃO

Através de simulações realizadas utilizando o Homer Pro foi possível encontrar uma estimativa inicial dos custos da implantação de um sistema de geração solar e armazenamento a base de hidrogênio: um valor de R\$ 108.138,36 de investimento inicial e R\$ 7,00 por kWh (9 kW FV; 0,75 kW CaC; 1 kW Eletrolisador; 0,75 kW inversor; 0,2 kg tanque.). Este trabalho lida apenas com um caso específico, uma carga residencial, de modo similar ao atual uso de módulos FV em residências.

Foi possível analisar esse custo baseando-se nos preços de mercado dos componentes utilizados e na subsequente otimização dos componentes para atender à carga. O primeiro conjunto de resultados apresentou custo inferior, requerendo um investimento inicial de apenas R\$ 96.405,32 (12 kW FV; 0,5 kW CaC; 0,75 kW Eletrolisador; 0,5 kW inversor; 0,2 kg tanque.), mas uma incapacidade de suprir a carga no pico e de manter um estoque mínimo de hidrogênio no tanque ao longo de todo o ano, fatores que levaram a uma demanda não suprida de 1,82%. A simulação foi então refeita modificando seus parâmetros de modo que um sistema qualquer fosse desconsiderado caso a demanda não suprida por este ao longo de um ano passasse de 0,05%, o que levou ao resultado final supracitado. O valor do kWh obtido foi utilizado como valor base para o consumidor residencial que foi então comparado com as tarifas atualmente praticadas (janeiro 2020) no estado em que se localiza a planta. Embora o custo tenha sido significativamente mais alto, cerca de 8 vezes, é possível que este valor diminua com avanços na tecnologia, incentivos fiscais e com um estudo mais detalhado dos preços e custos envolvidos, embora haja também fatores não considerados que poderiam aumentar esse custo em situações reais, tais como o custo da infraestrutura em torno dos equipamentos necessários, bem como custos de importação e entrega de alguns componentes que não são comercializados no Brasil.

A matriz energética mundial atualmente se baseia em recursos finitos e de alto impacto ambiental do ponto de vista atmosférico, já o sistema estudado baseia-se em tecnologias limpas e recursos renováveis, fatores que podem estimular a implantação de sistemas similares a despeito da análise de financeira atualmente desfavorável.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Dadas as dificuldades encontradas e os resultados obtidos, alguns pontos de questionamento ainda restam. Trabalhos futuros nessa mesma linha podem explorar alguns dos seguintes tópicos:

1. Uma análise do mesmo sistema a partir de um *software* diferente, seguido de uma comparação dos resultados obtidos em ambos os casos. Sendo necessária também a verificação das diferenças nas metodologias de cálculo entre os programas.
2. Novas simulações com cargas residenciais de potências diferentes, possivelmente até o uso dos dados de consumo e potência de uma residência real, preferencialmente no local da planta. Um aumento da potência da carga pode impactar positivamente o custo do kWh e aproxima-lo do custo da energia praticado pela concessionária.
3. Expansão da carga para um cenário industrial ou para toda uma comunidade, aproximando a função do sistema de armazenamento a base de hidrogênio da função de uma rede mais complexa. Com um cenário de maior escala tanto a forma de produção como a forma de armazenamento do hidrogênio podem ser modificadas, sendo possível um estudo da viabilidade do uso de hidretos metálicos, hidrogênio líquido ou outras CaC.
4. Uma análise de custo com valores de mercado para os custos de manutenção e/ou valores de reposição dos componentes baseados na tendência de decréscimo do custo dos mesmos ao longo dos anos. O cálculo do VPL considerando possíveis cenários futuros de redução de preços ou de incentivos fiscais pode apresentar um custo comparativamente menor e fazer um melhor caso da viabilidade do sistema.
5. Realizar um estudo das emissões envolvidas no processo, seja em funcionamento normal seja na fabricação dos componentes. É possível ainda analisar outros tipos de poluição envolvida na fabricação dos mesmos, bem como a pegada de carbono total do sistema.

REFERÊNCIAS

DINCER, Ibrahim; ACAR, Canan. Smart energy solutions with hydrogen options. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. L.], v. 43, n. 17, p.8579-8599, 26 abr. 2018. Semanal.

MURTY, P.S.R.. Renewable Energy Sources. In: MURTY, P.S.R.. **Electrical Power Systems**. Oxford: Butterworth-heinemann, 2017. p. 783-800.

VOITIC, Gernot et al. HYDROGEN PRODUCTION. In: HACKER, Viktor; MITSUSHIMA, Shigenori (Ed.). **Fuel Cells and Hydrogen: From Fundamentals to Applied Research**. [s. L.]: Elsevier, 2018. Cap. 10. p. 215-241.

SØRENSEN, Bent; SPAZZAFUMO, Giuseppe. Hydrogen. In: SØRENSEN, Bent; SPAZZAFUMO, Giuseppe. **Hydrogen and Fuel Cells**. 3. ed. [s. L.]: Academic Press, 2018. Cap. 2. p. 5-105.

MIRANDA, Paulo Emilio V. de (Ed.). Hydrogen Energy: Sustainable and Perennial. In: MIRANDA, Paulo Emilio V. de. **Science and Engineering of Hydrogen-Based Energy Technologies: Hydrogen Production and Practical Applications in Energy Generation**. [s. L.]: Academic Press, 2018. Cap. 1. p. 1-38.

MCCAY, Mary Helen. Hydrogen: An Energy Carrier. In: LETCHER, Trevor (Ed.). **Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet**. 2. ed. [s. L.]: Elsevier Science, 2014. Cap. 23. p. 495-510.

KILLINGTVEIT, Ånund. Hydroelectric Power. In: LETCHER, Trevor M. (Ed.). **Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet**. 2. ed. [s. L.]: Elsevier Science, 2014. Cap. 21. p. 453-470.

BREEZE, Paul. Biomass-Based Power Generation. In: BREEZE, Paul. **Power Generation Technologies**. 3. ed. [s. L.]: Newnes, 2019. Cap. 15. p. 351-374.

STEILEN, Mike; JÖRISSEN, Ludwig. Hydrogen Conversion into Electricity and Thermal Energy by Fuel Cells: Use of H₂-Systems and Batteries. In: MOSELEY, Patrick T.; GARCHE, Jürgen (Ed.). **Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing**. [s. L.]: Elsevier, 2015. Cap. 10. p. 143-158.

LETCHER, Trevor M.. Why do we have global warming? In: LETCHER, Trevor M. (Ed.). **Managing Global Warming: An Interface of Technology and Human Issues**. [s. L.]: Academic Press, 2019. Cap. 1. p. 3-15.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019: Ano Base 2018**. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio_2019_WEB.pdf>. Acesso em: 20/05/2020.

HOMER ENERGY LLC (Usa). **Homer Pro**: Microgrid Software for Designing Optimized Microgrids. 201-. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>>. Acesso em: 30 nov. 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**: Infográfico ABSOLAR. 2020. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acesso em: 05 fev. 2020.

OUR WORLD IN DATA. University of Oxford. **Primary energy consumption by source, World**: Primary energy consumption is measured in terawatt-hours (TWh).. 2019. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/grapher/primary-energy-consumption-by-source-and-region?stackMode=absolute>>. Acesso em: 05 fev. 2020.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2. ed. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2014.

SUNDÉN, Bengt. Fuel cell types - overview. In: SUNDÉN, Bengt. **Hydrogen, Batteries and Fuel Cells**. [s. L.]: Academic Press, 2019. Cap. 8. p. 123-144.

MIGUEL, Marcelo et al. **Produção de hidrogênio para geração de energia em células a combustível na usina de Itaipu**. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 22., 2013, Brasília. Informes Técnicos. Brasília: Snptee, 2013. p. 1 - 7.

MARINO, C.; NUCARA, A.; PANZERA, M.f.; PIETRAFESA, M.; VARANO, V.. Energetic and economic analysis of a stand alone photovoltaic system with hydrogen storage. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 142, n. 1, p.316-329, nov. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2019.04.079>.

EQUATORIAL ENERGIA PIAUÍ (Piauí). **Tarifas BAIXA TENSÃO (GRUPO B)**. 2020. Disponível em: https://www.equatorialpiaui.com.br/wp-content/uploads/2020/06/2020.01-JAN-TARIFAS-Res-2490_2018-BAM.pdf. Acesso em: 20 out. 2020

FUEL CELL STORE. **QLC-1000 PEM Electrolyzer Cell Stack**. 2020. Disponível em: <https://www.fuelcellstore.com/hydrogen-equipment/hydrogen-production-electrolyzers/pem-electrolyzer-cell-stack-qlc-1000>. Acesso em: 08 ago. 2020.

FUEL CELL STORE. **G-HFCS-1kW36V (1kW Hydrogen Fuel Cell Power Generator)**. 2020. Disponível em: <https://www.fuelcellstore.com/fuel-cell-stacks/medium-power-fuel-cell-stacks/g-hfcs-1kw36v-1000w-hydrogen-fuel-cell-power-generator>. Acesso em: 08 ago. 2020.

FUELCELLSTORE. **Re: Enquiry 72800023**. [mensagem pessoal] Mensagem recebida por: <levisnog@gmail.com>. em: 05 maio 2020.

MINASOL PAINÉIS. **INVERSOR OMNIK 5 KW**. 2020. Disponível em: <https://www.minasolpaineis.com.br/produto/inversor-omnik-5-kw>. Acesso em: 08 ago. 2020.

NEOSOLAR. **Combo com 30 Painéis Solares Fotovoltaico 285W - Upsolar UP-M285P**. 2020. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar/kit-painel-solar-fotovoltaico-285w-upsolar-30-unidades.html>. Acesso em: 08 ago. 2020.

MORGAN, Eric R.. **Techno-Economic Feasibility Study of Ammonia Plants Powered by Offshore Wind**. 2013. 697 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, University Of Massachusetts Amherst, Amherst, 2013. Disponível em: https://scholarworks.umass.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1704&context=open_access_dissertations. Acesso em: 11 ago. 2020.

IEA (Paris). **World gross electricity production, by source, 2018**. 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-gross-electricity-production-by-source-2018>. Acesso em: 24 jul. 2020.