



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

**LUCAS MENEZES DE MATOS**

**SISTEMA DE ILUMINAÇÃO INDUSTRIAL OFF GRID SUPRIDO POR UMA  
PLANTA DE GERAÇÃO DE HIGROGÊNIO VERDE A PARTIR DE FONTE SOLAR:  
ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA**

**FORTALEZA**

**2022**

LUCAS MENEZES DE MATOS

SISTEMA DE ILUMINAÇÃO INDUSTRIAL OFF GRID SUPRIDO POR UMA PLANTA  
DE GERAÇÃO DE HIGROGÊNIO VERDE A PARTIR DE FONTE SOLAR: ANÁLISE DE  
VIABILIDADE ECONÔMICA

Trabalho de conclusão de curso apresentado à  
Coordenadoria do Curso de Engenharia Elétrica  
do Centro de Tecnologia da Universidade  
Federal do Ceará, como requisito parcial à  
obtenção do título de Bacharel em Engenharia  
Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Ernande Eugenio Campelo  
Morais  
Coorientador: Eng. Rafael Jucá Sancho  
Nogueira

FORTALEZA

2022

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

---

M381s Matos, Lucas Menezes de.  
Sistema de iluminação industrial off grid suprido por uma planta de geração de hidrogênio verde a partir de fonte solar : análise de viabilidade econômica / Lucas Menezes de Matos. – 2022.  
38 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.

Orientação: Prof. Dr. Ernande Eugenio Campelo Morais.

Coorientação: Prof. Rafael Jucá Sancho Nogueira.

1. Hidrogênio verde. 2. Análise econômica. 3. Off-grid. I. Título.

CDD 621.3

---

LUCAS MENEZES DE MATOS

SISTEMA DE ILUMINAÇÃO INDUSTRIAL OFF GRID SUPRIDO POR UMA PLANTA  
DE GERAÇÃO DE HIGROGÊNIO VERDE A PARTIR DE FONTE SOLAR: ANÁLISE DE  
VIABILIDADE ECONÔMICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Coordenadoria do Curso de Engenharia Elétrica  
do Centro de Tecnologia da Universidade  
Federal do Ceará, como requisito parcial à  
obtenção do título de Bacharel em Engenharia  
Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Ernandes Eugenio  
Campelo Morais

Coorientador: Rafael Jucá Sancho Nogueira

Aprovada em: \_\_/\_\_/\_\_\_\_.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Ernandes Eugenio (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Dr. José Willamy Medeiros de Araújo  
Pesquisador no GPEC (UFC)

---

Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Rafael Jucá Sancho Nogueira  
Mestrando em Engenharia Elétrica PPGE (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Francisco e Raimunda.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais pelo seu empenho em fornecer o necessário durante esse longo período acadêmico, mesmo em momentos difíceis.

À minha companheira, grande incentivadora e namorada querida, que se desdobrou em esforços para prestar auxílio, não só na elaboração deste trabalho, mas também no decorrer de todas as disciplinas do curso.

Ao Prof. Dr. Ernande Eugenio pela sua paciência, auxílio e orientação nesta missão que é concluir o curso enquanto trabalho.

Aos meus irmãos, em especial à Ramon Menezes de Matos, que, devido à pandemia da covid-19, não está mais entre nós. Por sempre fomentar em mim o desejo de ser engenheiro eletricista, por acreditar no meu potencial mesmo quando nem eu mesmo acreditava, por conseguir traçar meu futuro de forma precisa, por me fazer acreditar ser capaz de alcançar o que eu quisesse. Enfim, por ser um dos principais motivos de eu estar apresentando este trabalho.

## RESUMO

A produção de hidrogênio verde está ganhando cada vez mais espaço no cenário mundial, já que este se apresenta como um bom substituto para os combustíveis fósseis. Os insumos de produção de hidrogênio em eletrolisadores são água e energia elétrica, e os resíduos da produção de energia elétrica em *fuel cells* são água e oxigênio. Este trabalho concentra esforços para o estudo da viabilidade econômica de um sistema para a alimentação de luminárias de um galpão industrial localizado no Ceará baseado na geração híbrida solar fotovoltaica com produção e consumo de hidrogênio verde. O estudo dimensiona a potência do sistema de iluminação e, a partir desta, dimensiona e define critérios para o suprimento das luminárias de forma intermitente. Além disso, é feito o levantamento de custo dos componentes do sistema, a previsão das taxas TE e TUSD dos próximos anos, a entrada de fluxos de caixa, para então serem definidos os indicadores *payback* simples, TIR e LCOE. Os resultados dos indicadores não se mostraram favoráveis economicamente, mas o dimensionamento do sistema indica que os indicadores abordados deixam margem para melhorias em trabalhos futuros propondo sistemas que podem ser viáveis ao promover alterações na proposta atual, como a inserção do sistema conectado à rede ou com o complemento de outra fonte renovável junto a solar.

**Palavras-chave:** hidrogênio verde; análise econômica; *off-grid*.

## ABSTRACT

The production of green hydrogen is taking increasingly space on the world stage, as it presents itself as a good substitute for fossil fuels. The inputs for the production of hydrogen in electrolyzers are water and electricity, and the residues from the production of electricity in fuel cells are water and oxygen. The present study aims to analyse the economic viability of a system for powering lights in an industrial warehouse located in Ceará based on hybrid solar photovoltaic generation with production and consumption of green hydrogen. The study measures the power of the lighting system and, based on this, it measures and defines criteria for the supply of light fixtures intermittently. Furthermore, the cost of the system components is surveyed, the forecast of TE and TUSD rates of the following years, the entry of cash flows, and then the simple payback indicators, IRR and LCOE, are defined. The results of the indicators were not economically favorable, but the dimensioning of the system indicates that the approached indicators enables improvement in future work proposing systems that may be viable when promoting changes in the current proposal, such as the insertion of the system connected to the grid or with the complement of another renewable source alongside solar.

**Keywords:** green hydrogen; economic analysis; *off-grid*.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Ilustração dos sistemas <i>off-grid</i> e <i>on-grid</i> .....	15
Figura 2 – Tipos de Eletrolizadores .....	17
Figura 3 – Topologia do sistema de geração <i>off grid</i> .....	18
Figura 4 – Esquema de uma célula PEMFC .....	20

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Variação da TE nos intervalos de vigência.....	26
Gráfico 2 – Curva ABC dos custos do sistema .....	31

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Média histórica de insolação no Ceará (1966-1999) .....	21
Tabela 2 – Dados do eletrolisador.....	22
Tabela 3 – Custo de componentes do sistema .....	24
Tabela 4 – Vigência de resoluções tarifárias .....	25
Tabela 5 – Variação de TE e TUSD na ponta em relação a resolução anterior .....	26
Tabela 6 – Fluxos de caixa.....	27

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
NBR	Norma Brasileira Regulamentar
USD	Dólar Americano
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
PEM	Membrana de Troca de Prótons
CCUS	Captura, utilização e sequestro de carbono
W	Watt
MWh	Mega Watt hora
GW	Giga Watt
MW	Mega Watt
kg	Kilograma
L	Litro
mol	Massa molar
MPa	Mega Pascal
m <sup>3</sup>	Metro cúbico
H <sub>2</sub>	Hidrogênio
Lux	Unidade de iluminamento
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
LCOE	Custo Nivelado de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
KWh/kg	QuiloWatt hora por quilograma de hidrogênio

## LISTA DE SÍMBOLOS

% Porcentagem

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
<b>2</b>	<b>CENÁRIO .....</b>	<b>19</b>
<b>2.1</b>	<b>Dimensionamento da <i>fuel cell</i> .....</b>	<b>19</b>
<b>2.2</b>	<b>Dimensionamento do eletrolisador .....</b>	<b>21</b>
<b>2.3</b>	<b>Dimensionamento do sistema de armazenamento .....</b>	<b>23</b>
<b>2.4</b>	<b>Dimensionamento do sistema solar .....</b>	<b>23</b>
<b>2.5</b>	<b>Custos do sistema .....</b>	<b>24</b>
<b>3</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>28</b>
<b>4</b>	<b>DISCUSSÕES .....</b>	<b>31</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>32</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>35</b>
	<b>ANEXO A – DADOS DA <i>FUEL CELL</i> .....</b>	<b>39</b>
	<b>ANEXO B – DADOS DO ELETROLISADOR .....</b>	<b>40</b>

## 1 INTRODUÇÃO

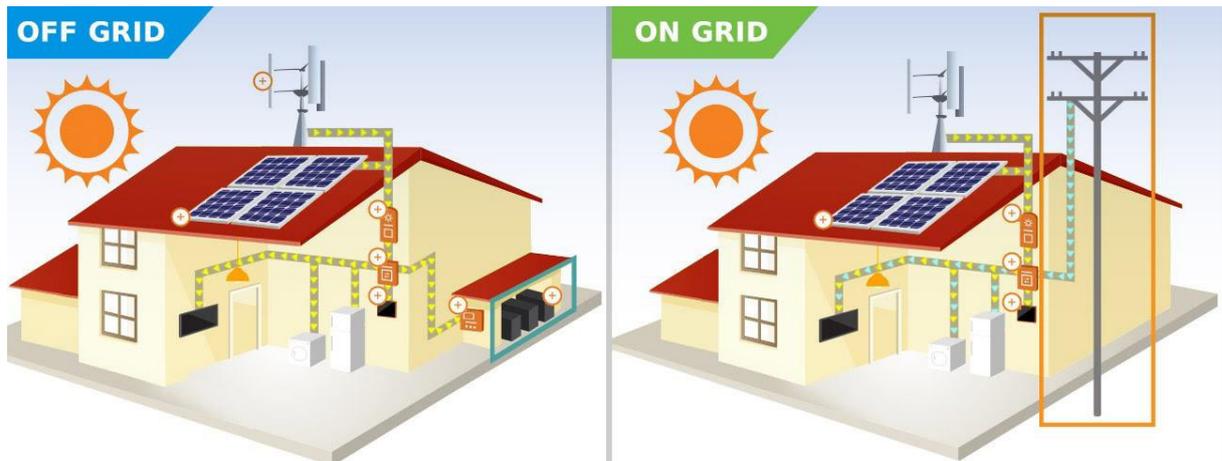
Um dos principais meios de produção de energia renovável é a solar fotovoltaica. A produção de energia solar no último ano aumentou 4836 Mega Watt (MW) e hoje representa 9,1% da matriz energética brasileira. (ABSOLAR, 2022). Esses dados nos mostram que a produção de energia solar já ocupa uma parcela expressiva da produção de energia no Brasil e que este é um meio de produção bem consolidado nacionalmente.

Existem basicamente três sistemas de geração de energia elétrica por meio de geração solar fotovoltaica sendo eles os sistemas *on-grid*, *off-grid* e híbrido. O sistema *on-grid* é aquele usado em geração distribuída. Seu modelo usa módulos fotovoltaicos, um ou mais inversores, módulo de condicionamento de energia e um equipamento de conexão à rede elétrica. Nesse sistema não há armazenamento de energia. (SANTOS, 2021). Quando há excedente energético gerado pelo sistema solar *on-grid*, o excedente injetado no sistema de distribuição é contabilizado na forma de crédito na fatura de energética da concessionária, seja a fatura do local de instalação do sistema ou em qualquer outra edificação do titular do projeto. No sistema *off-grid* não há conexão com a rede elétrica. Logo, esses sistemas também são chamados de sistemas isolados e podem usar, ou não, inversores, elemento armazenador de energia e controladores de carga. (SANTOS, 2021). O sistema híbrido une um ou mais sistemas de geração. (ABNT, 2020).

Os sistemas *off-grid* são usados para várias finalidades e em várias aplicações. Desta forma, ainda não há no Brasil uma norma de requisitos de projetos. A única norma brasileira que trata do assunto é a NBR 16767 que trata da regulamentação das baterias usadas em sistemas solares fotovoltaicos *off-grid*. Internacionalmente, encontramos a IEC 62257 que fala sobre os requisitos básicos de qualidade, durabilidade, confiabilidade e segurança de sistemas *off-grid*, enquanto os sistemas *on-grid* já possuem norma que regulamenta o projeto, na forma da norma NBR 16690.

A figura 1 ilustra a principal diferença entre os sistemas *on-grid* e *off-grid*.

**Figura 1** – Ilustração dos sistemas *on-grid* e *off-grid*



Fonte: revistapotencia.com.br

Os sistemas *off-grid* não possuem o auxílio da rede elétrica para horários em que não há sol. Portanto, a maioria dos sistemas não conectados à rede precisam de acumulador de energia que, geralmente, é a bateria. Aquelas que são empregadas em sistemas solares são chamadas de baterias estacionárias e apresentam necessidade de manutenção frequente junto com a necessidade da reposição constante de água. Nesse sentido, foi desenvolvido baterias reguladas por válvula com sistema que recombina os gases emitidos pela bateria, que podem ser com eletrólito absorvido com manta de vidro ou com gel. Esta medida reduz a necessidade de manutenção da bateria, porém, aumenta o custo do equipamento. Todos os tipos de bateria citadas devem trabalhar com temperatura operacional de 25 °C, para a preservação da vida útil da bateria. No entanto, os sistemas *off-grid* trabalham na maior parte do tempo com a bateria em sobrecarga, o que aumenta a temperatura da bateria. Em regiões com temperaturas acima dos 25 °C, é indicado climatização para o sistema de baterias. (COPETTI et al, 2007). Independente da tecnologia aplicada, as baterias são compostas por metais pesados e geram resíduos tóxicos. Apesar das resoluções do CONAMA terem caráter preventivo, é necessário o controle no descarte das baterias, uma vez que, os efeitos dos metais pesados no corpo humano e no meio ambiente é observado a longo prazo. Uma alternativa para se acumular energia seria por meio da produção de hidrogênio.

Pode-se classificar o hidrogênio de acordo com seu método de produção. Existem várias formas de se produzir hidrogênio e cada processo se distingue pelo seu custo e pela quantidade de emissão de carbono. Nos últimos anos, um código de cores tem sido utilizado para classificar a produção de hidrogênio. (BEZERRA, 2021).

- **Hidrogênio marrom:** Produzido do carvão mineral sem Captura, Utilização e Sequestro de Carbono (CCUS);
- **Hidrogênio cinza:** Produzido a partir de combustíveis fósseis sem CCUS;
- **Hidrogênio azul:** Produzido a partir de combustíveis fósseis com CCUS;
- **Hidrogênio verde:** Produzido por eletrólise com eletricidade oriunda de fontes renováveis;

A produção de hidrogênio verde é necessariamente feita por meio de eletrólise, que, por sua vez, é feita por meio de eletrolisadores. Os três principais tipos de eletrolisadores são: o eletrolisador alcalino, o eletrolisador com membrana de troca de prótons e o eletrolisador de óxido sólido (PAIVA, 2022).

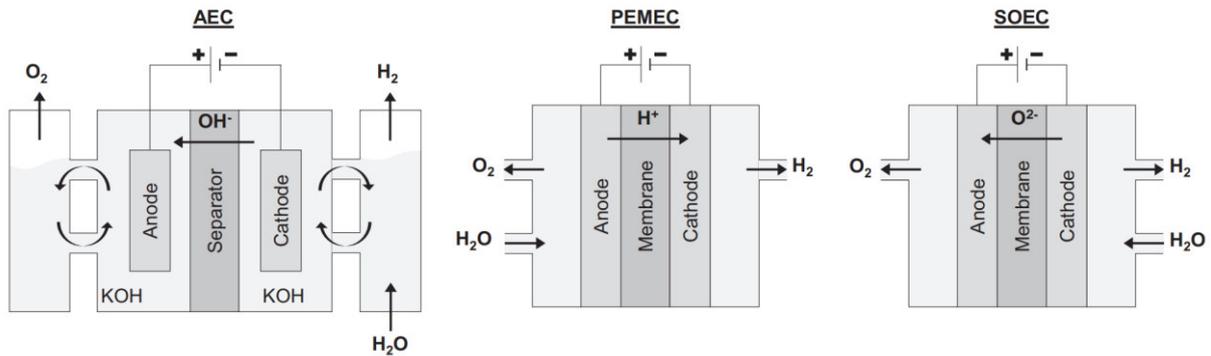
Os eletrolisadores alcalinos são a opção mais comumente encontrada comercialmente. Tal configuração é constituída de dois eletrodos de níquel ou aço submersos em uma solução alcalina geralmente composta de 20% a 40% de hidróxido de potássio. Entre os dois eletrodos temos o diafragma permeável, que é responsável pela separação dos gases provenientes do processo: hidrogênio e oxigênio. Esse eletrolisador traz limitações operacionais relacionadas ao trabalho sobre altas pressões e, também, sobre um regime dinâmico de trabalho, ou seja, o sistema não se comporta bem quando o processo é interrompido e recomeçado frequentemente. Isso afeta tanto a eficiência do eletrolisador quanto a pureza do gás, além de ser um limitador para o uso em sistemas de energias renováveis. (SCHMIDT, 2017).

O eletrolisador de Membrana de Troca de Proton (PEM) utiliza um eletrólito sólido, diferentemente do eletrolisador alcalino. Para isso, temos uma membrana de troca de prótons PEM, que possui uma alta condutividade de hidrogênio. Este eletrolisador consegue trabalhar em uma pressão e temperatura maior que o eletrolisador alcalino. Além disso, há a vantagem que ele pode trabalhar não apenas como eletrolisador, mas também como célula de combustível. Este processo consegue trabalhar sobre elevada densidade de potência e oferece alto desempenho, mesmo em sistemas com regime de trabalho dinâmico, o que confere a essa topologia melhores características para o trabalho como acumulador de energia. Apesar das vantagens, esse processo ainda é pouco utilizado devido ao alto custo dos materiais empregados.

Uma das principais características do eletrolisador de óxido sólido é a elevada temperatura de operação, o que confere ao sistema uma elevada eficiência na difusão de íons. Essa tecnologia usa óxido de metal não poroso como eletrólito. Apesar da alta eficiência, esse processo apresenta alto custo associado aos óxidos resistentes a altas temperaturas.

A figura 2 representa graficamente os tipos de eletrolisadores e seu respectivos esquemas de funcionamento.

**Figura 2** – Tipos de Eletrolisadores



Fonte: SCHMIDT (2017, p. 30471)

Atualmente, o hidrogênio se apresenta como uma das principais alternativas a descarbonização, já que, o uso deste como combustível não produz dióxido ou monóxido de carbono. Além do uso como combustível, o hidrogênio também é usado em várias indústrias, tais como química, petrolífera, siderúrgica e alimentícia. Contudo, 95% do hidrogênio consumido mundialmente é produzido por fontes não renováveis (GÓES, 2021).

A comissão europeia publicou um documento que prevê um planejamento estratégico para atender a resolução do acordo de Paris. Esse documento coloca o hidrogênio verde como o principal agente para alcançar a neutralidade de carbono.

Os investimentos globais planejados entre novembro de 2019 e março de 2020 para a produção de eletrolisadores até 2030 preveem um aumento de potência de 3,2 GW para 8,2 GW. Até o mesmo período espera-se que o uso de hidrogênio verde junto com fontes de energia renovável alcance uma redução de no mínimo 50% de emissão de gases que causam o efeito estufa. É esperado que até 2050 sejam investidos de 180 a 470 milhões de euros na produção de hidrogênio verde. (UNIÃO EUROPEIA, 2021)

O hidrogênio verde está próximo de ser economicamente competitivo com outras formas de produção de hidrogênio. No entanto, em algumas regiões onde temos um cenário favorável para a produção de hidrogênio verde, não temos grandes centros consumidores, como o caso da Patagônia, que possui um fator de capacidade de 50% com o custo de eletricidade de 25 a 30 USD/MWh. Esses números são o suficiente para alcançar valores próximos do valor de produção do hidrogênio azul, de 2,5 USD/Kg. Países como o Brasil, que possuem instrumentos

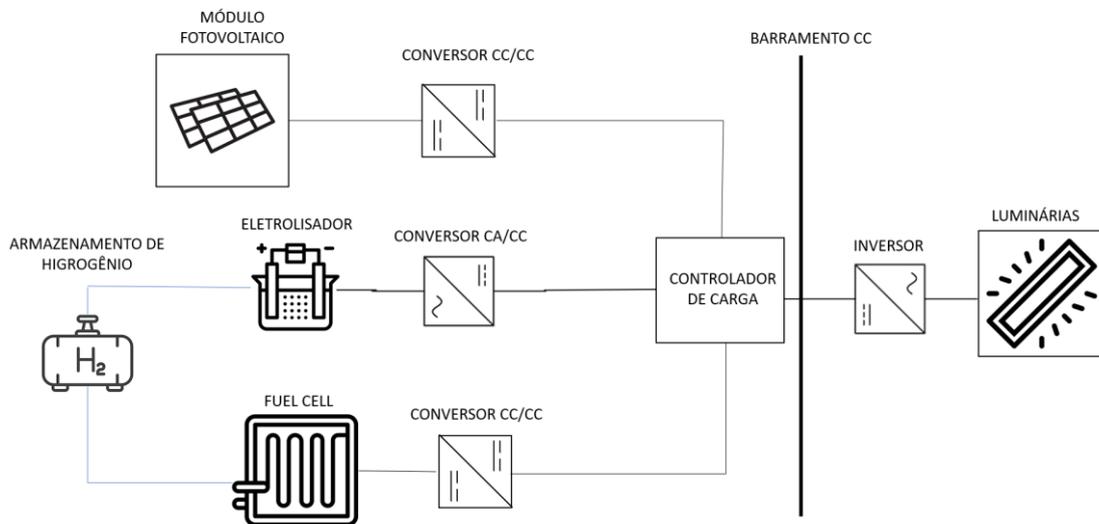
e apoio político, alcançaram um custo de 13,5 a 20 USD/MWh, o que o coloca como um forte candidato para investimentos em hidrogênio verde. (IRENA, 2020)

O governo do estado do Ceará assinou um pré-contrato para a criação do primeiro *hub* de hidrogênio verde do Brasil, um investimento de 5,8 bilhões de dólares (CASTRO, SOUSA, PINTO, 2021). O que coloca o Ceará na vanguarda da produção de hidrogênio verde no Brasil.

O objetivo do presente trabalho é analisar a viabilidade econômica da implementação de um sistema de luminárias industriais alimentadas por energia solar fotovoltaica em configuração *off-grid* com cogeração de hidrogênio verde a partir do excedente gerado pelos módulos fotovoltaicos, estocando a energia em forma de hidrogênio, para gerar energia através de *fuel cells* em períodos que não haja geração solar. A estocagem do hidrogênio verde se apresenta como alternativas econômicas e ambientais ao uso de baterias. Esse estudo é dirigido para uma aplicação de menor escala do hidrogênio. Os métodos para análise econômica serão: LCOE e PAYBACK.

A Figura 3 trata da topologia a ser proposta no estudo. O sistema terá como principal fonte de energia painéis solares, que, alimentarão um barramento CC em períodos em que haja incidência dos raios solares sobre os módulos. Este barramento alimentará as luminárias e o eletrolisador que irá gerar hidrogênio verde. Quando os módulos fotovoltaicos não estiverem gerando energia, o controlador de carga irá liberar a carga proveniente da *fuel cell*, consumindo o hidrogênio gerado. Quando os raios solares atingirem os módulos novamente, o controlador cessa a carga da *fuel cell* e a energia consumida pela luminária volta a ser a dos módulos solares.

**Figura 3-** Topologia do sistema geração *off-grid*



Fonte: Elaborado pelo autor

## 2 CENÁRIO

Para dimensionar o sistema *off-grid* com hidrogênio verde como acumulador de carga, primeiramente, deve-se definir a potência da carga a ser suprida pelo sistema. A partir da definição da potência da carga, deve-se definir uma *fuel cell* que seja capaz de fornecer a potência necessária para manter a carga. Juntamente a esta definição, deve-se estimar o consumo de hidrogênio da *fuel cell*. A partir do consumo, é possível definir a capacidade de geração de hidrogênio do sistema para que atenda a carga no pior cenário anual de geração elétrica por meio de painéis fotovoltaicos.

O cenário proposto é um galpão industrial medindo 38,37 metros de comprimento por 19,77 de largura e pé direito de 5,68 metros. O propósito do galpão é a estocagem de material para um almoxarifado.

Segundo a NBR 8995, ambientes gerais com propósito de estocagem que são continuamente ocupados precisam de uma potência de iluminação de 200 Lux, logo, para iluminar o ambiente com uma área de 758,57 m<sup>2</sup>, precisa-se de 151.714,98 Lúmens. As luminárias escolhidas para o ambiente industrial foram as do modelo KÉOPS da empresa AALOK que apresentam eficácia de 115 Lumens/W. Segundo a norma, o sistema necessitaria de uma potência de iluminação mínima de 1319,29 W. Para o estudo, será considerada luminárias de 100 W, logo, serão necessárias 14 luminárias, conferindo ao sistema uma potência de 1400W.

### 2.1 Dimensionamento da *fuel cell*

Para o dimensionamento do gerador de hidrogênio verde e seu sistema de armazenamento devemos, inicialmente, dimensionar a *fuel cell*, pois, a partir do rendimento desta, será dimensionado o sistema solar que suprirá o eletrolisador e as luminárias durante o dia e a quantidade de hidrogênio a ser produzida para suprir as luminárias nos períodos em que não haverá a incidência solar.

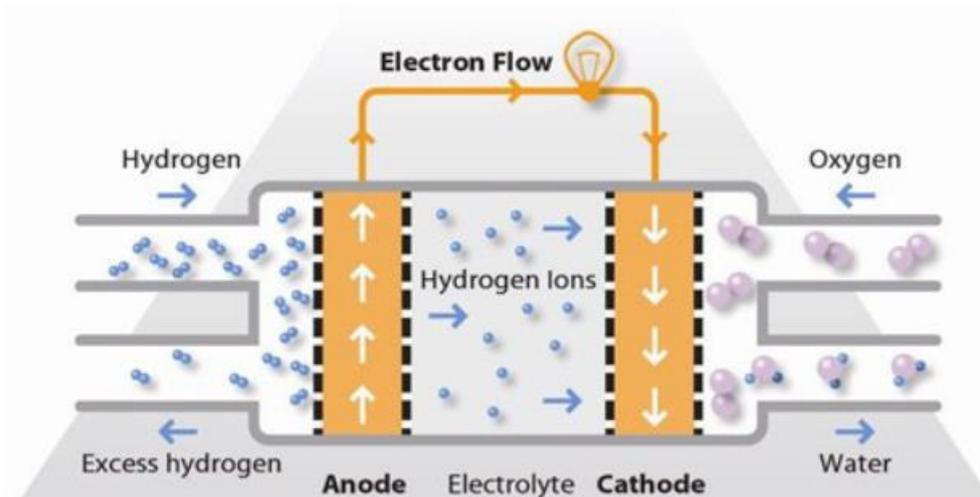
A *fuel cell* é um dispositivo capaz de transformar um combustível, por meio de uma reação eletroquímica de oxirredução, diretamente em eletricidade e calor, gerando apenas água como subproduto da reação, (TRINDADE, 2015). As *fuel cells* apresentam eficiência superior aos motores de combustão interna, já que não estão sujeitos ao ciclo de Carnot, além de não apresentarem ruído excessivo, já que não há combustão. (HODGE, 2021).

Devido à baixa potência do sistema de luminárias, comparado as *fuel cells* presentes no mercado, e à temperatura de operação, a célula utilizada no presente estudo será a de membrana de eletrólito polimérico PEMFC de 3000 W da marca Horizon, modelo FCS-C3000. (SYHUAN'S, 2016, apud PEREIRA, 2022).

No funcionamento da PEMFC, esquematizada na figura 4, o hidrogênio entra pelo anodo onde a molécula de H é separada. Essa reação é dada por (1), os prótons seguem para o anodo por meio do eletrólito e os elétrons percorrem um caminho fechado, gerando uma corrente elétrica. O excesso de hidrogênio no anodo circula, voltando para seu estágio inicial e os íons de hidrogênio, quando chegam ao catodo, se ligam ao oxigênio, gerando água através da reação dada por (2), tendo assim uma reação global em (3).



**Figura 4-** Esquema de uma célula PEMFC



Fonte: <https://fuelcellsworks.com/>

O consumo teórico de uma PEMFC em L/s e em kg/s é dado respectivamente por (4) e (5) onde,  $N_{cel}$  é o número de células que a *fuel cell* apresenta e  $i_{op}$  é a corrente operacional da célula. (ALBUQUERQUE, 2019).

$$Total\ consumido = 1,268 \cdot 10^{-4} N_{cel} i_{op} \quad (L/s) \quad (4)$$

$$Total\ consumido = 1,046 \cdot 10^{-8} N_{cel} i_{op} \quad (kg/s) \quad (5)$$

A PEMFC escolhida para a análise é FCS – c3000 da marca Horizon. Este modelo apresenta o número de células, ou seja  $N_{cel}$ , iguais a 72, e pode-se definir a corrente operacional a partir da tensão de saída e potência do sistema. Este dispositivo apresenta uma tensão de saída  $V_{cel}$  igual à 43,2V.

$$i_{op} = \frac{P_{ilum}}{V_{cel}} \quad (6)$$

Aplicando as equações (3) e (4) com o valor obtido em (6), é obtido o consumo de 0,295 (L/s) e  $0,244 \cdot 10^{-4}$  (kg/s).

Os dados da *fuel cell* encontram-se no anexo A.

## 2.2 Dimensionamento do eletrolisador

Segundo a tabela 1, o mês de menor insolação média no Ceará, medida de 1966 a 1999, é o mês de março que apresenta irradiância mensal de 150,4 horas por mês. Como o mês possui 31 dias, podemos definir a irradiância média diária 4,85 horas. Assim, tem-se que projetar um sistema capaz de armazenar hidrogênio para suprir a PEMFC por até 19,15 horas. A partir da definição de consumo da PEMFC, em (4) e (5), pode-se dimensionar o volume e peso a ser armazenado.

**Tabela 1** – Média histórica de insolação no Ceará (1966-1999)

Mês	Média histórica
Janeiro	220,4
Fevereiro	176,7
Março	150,4
Abril	153,3
Maio	205,5
Junho	232
Julho	259,4
Agosto	283
Setembro	273,6
Outubro	282,1
Novembro	277,7
Dezembro	261,4

Fonte: Adaptado de Embrapa, 2000.

Para o dimensionamento do eletrolisador, precisa-se definir sua capacidade de produção de hidrogênio baseado no consumo da *fuel cell* no período em que não haja incidência solar sobre os módulos fotovoltaicos dentro do mês de menor insolação mensal. Assim, o hidrogênio armazenado, *ha*, necessário para suprir o sistema nos momentos em que não haja incidência solar sobre os módulos é dado pela equação (7).

O consumo da *fuel cell*, *cfc*, é de 0,295 (L/s) e  $0,244 \cdot 10^{-4}$  (kg/s) e o tempo sem incidência solar, *tss*, é 68.940s.

$$ha = cfc \cdot tss \quad (7)$$

A quantidade de hidrogênio armazenada é 1,68kg ou 20.337,3 L. Essa quantidade deverá ser produzida dentro do tempo com incidência solar, *tcs*, logo a capacidade mínima de produção, *cmp*, é dada pela equação (8).

$$cmp = \frac{ha}{tcs} \quad (8)$$

Assim, o eletrolisador deverá possuir capacidade de produção nominal mínima de 1,16 L/s ou 4,176 m<sup>3</sup>/h e  $9,63 \cdot 10^{-4}$  kg/s.

O eletrolisador comercial que melhor se adequa as especificações requeridas do sistema é o GHPS-5. A tabela 2 apresenta os dados técnicos do eletrolisador escolhido.

**Tabela 2** – Dados do eletrolisador

Modelo	Capacidade de produção	Pressão de hidrogênio	Potência
HGPS-5	5m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	25KW

Fonte: <https://portuguese.alibaba.com>

Aplicando a capacidade de produção de hidrogênio à equação (7), a nova quantidade de hidrogênio produzida é de 24.500 L e 2,02 Kg. O novo valor aproxima-se do projetado, porém, o acréscimo na capacidade de produção se traduz em melhoria para o sistema em relação a produção de hidrogênio em períodos com insolação ainda menor que a menor insolação média anual.

### 2.3 Dimensionamento do sistema de armazenamento

O volume de um gás em condições ideais de pressão e temperatura pode ser definida pela lei dos gases ideais ou equação de Clapeyron (BORGES, 2009). Para valores muito elevados de pressão e temperatura, o gás apresenta comportamento fora do previsto pela equação de Clapeyron, porém, neste trabalho considera-se temperatura ambiente e pressão não muito elevada conforme indica a tabela 2. Então, pode-se definir o volume de hidrogênio pela equação (9).

$$V = \frac{nRT}{P} \quad (9)$$

$$T = 32 \text{ C} = 305 \text{ K} \quad (10)$$

$$R = 0,082 \frac{\text{atm L}}{\text{mol K}} \quad (11)$$

$$P = 3 \text{ MPa} = 29,6 \text{ atm} \quad (12)$$

$$n = 1002 \text{ mol} \quad (13)$$

O volume do hidrogênio sob a pressão de trabalho do eletrolisador é de 9,71 L ou 0,00971 m<sup>3</sup>.

Os vasos de pressão mais comumente encontrados no mercado são os cilindros, que são encontrados em 10, 20 e 50 L. Apesar do sistema ter sido dimensionado para o período de menor insolação média, existirão dias com insolação ainda menores. Logo, é necessário um sistema de armazenamento com uma reserva de hidrogênio. A reserva também será necessária para períodos de sombreamento dos módulos, mas, devido à similaridade dos preços do cilindro de 20 e 50 L, opta-se por um sistema com o cilindro de 50 L que garante cinco vezes o armazenamento necessário para o período de menor insolação. A maior capacidade de armazenamento também proporciona a possibilidade de manutenção da disponibilidade de iluminação em caso de indisponibilidade prolongada, como o desligamento para manutenção do sistema fotovoltaico.

### 2.4 Dimensionamento do sistema solar

O sistema de geração solar fotovoltaica deve ser capaz de alimentar simultaneamente as luminárias e o eletrolisador, logo, para o dimensionamento correto do

sistema de geração, é necessário considerar a soma das potências, que corresponde a uma potência de 26,4 kW. Para o dimensionamento, usa-se a equação (14).

$$P_{mg} = \frac{CT}{FPP \cdot FPS} \quad (14)$$

Sendo  $P_{mg}$  a potência mínima do conjunto de módulos fotovoltaicos e  $CT$ , a potência da carga a ser suprida. Nesse caso, a potência a ser suprida é a potência das luminárias mais a potência do eletrolisador.  $FPP$ , o fator de perda de potência, devido às perdas nos conversores e controladores do sistema, será considerado como 0,8.  $FPS$ , o fator de perdas e segurança, que leva em consideração variáveis inerentes a operação e modo de fabricação tal como tolerâncias de fabricação, temperatura de operação, poeiras sobre os módulos e sombreamento, esse fator será considerado como 0,8.

A potência mínima dos módulos acaba sendo de 41,45 kWp. Este trabalho considera os módulos de 545 W, por ser um valor comercial. Assim, para o suprimento do sistema serão necessários 76 módulos solares de 545 W.

## 2.5 Custos do sistema

Todos os custos do sistema foram convertidos para real, usando a cotação do dólar comercial americano segundo a taxa cambial vigente de 13 de novembro de 2022, que corresponde a 1US\$ = 5,33 R\$ (MELHORCAMBIO, 2022). A tabela 3 apresenta os referidos custos do sistema.

**Tabela 3** – Custo de componentes do sistema

Equipamento	Quantidade	Valor R\$
<i>FUEL CELL</i>	1	61.379,59
Eletrolisador	1	666.250,00
Cilindro de hidrogênio 50L	1	2.230,60
Conversor CC/AC	1	18.055,00
Inversor	1	4.799,00
Controlador de carga	1	11.932,53
Módulo fotovoltaico	76	100.472,00
Conversor do CC-CC	77	7.430,50
<b>TOTAL</b>		<b>872.549,22</b>

Fonte: Elaborado pelo autor

Como este trabalho considera uma indústria como cenário de aplicação, o consumidor a ser considerado para o cálculo do preço da energia gerada pelo sistema *off-grid* será o consumidor do grupo A4 modalidade tarifária verde. O preço da tarifa de energia TE e da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) na ponta em 2022, segundo a resolução 3061 são respectivamente de 453,12 R\$/MWh e 77,86 R\$/MWh. A mesma resolução aponta uma tarifa fora ponta de 281,29 R\$/MWh e 77,86 R\$/MWh (ANEEL,2022). A tarifa apresenta mudança em períodos variados. Para determinar os períodos de variações futuras, será usada a média das variações dos períodos como período único. Para a determinação da tarifa nos próximos períodos, será usada a média da variação tarifária dos anos de 2012 até 2022. A tabela 4 apresenta as variações dos tempos de vigência de cada resolução da ANEEL, bem como a média em dias do período. A tabela 5 apresenta a variação das taxas em relação a taxa de vigência imediatamente anterior da TE e TUSD na ponta e fora ponta. Estes valores são as taxas usadas para determinar os valores de alteração das taxas nos próximos anos.

**Tabela 4 – Vigência de resoluções tarifárias**

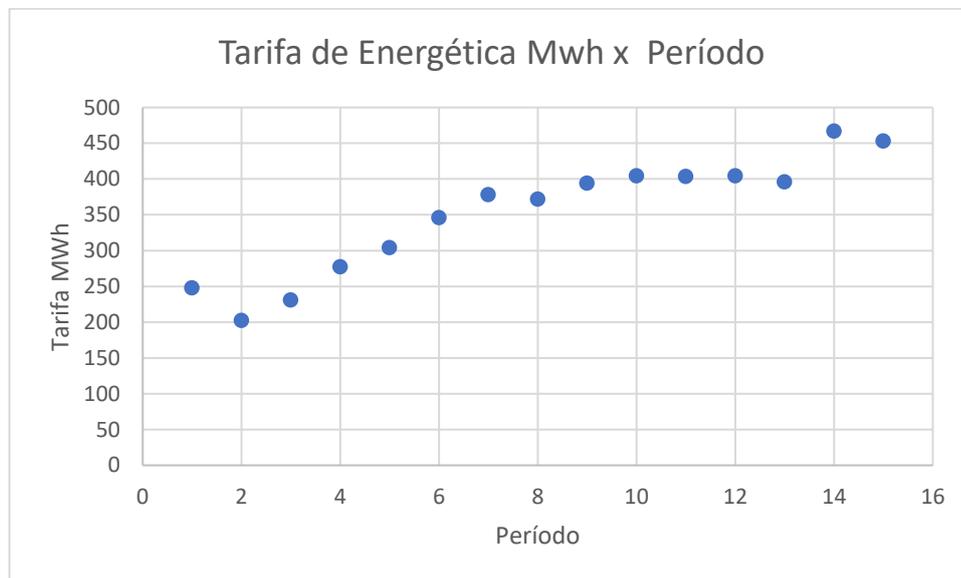
Resolução ANEEL	Início Vigência	Fim Vigência
REH N° 1.301, DE 26 DE JUNHO DE 2012	22/04/2012	23/01/2013
REH N° 1.430, DE 24 DE JANEIRO DE 2013	24/01/2013	21/04/2013
REH N° 1.516, DE 16 DE ABRIL DE 2013	22/04/2013	21/04/2014
REH N° 1.711, DE 15 DE ABRIL DE 2014	22/04/2014	01/03/2015
REH N° 1.858, DE 27 DE FEVEREIRO DE 2015	02/03/2015	21/04/2015
REH N° 1.882, DE 14 DE ABRIL DE 2015	22/04/2015	21/04/2016
REH N° 2.065, DE 19 DE ABRIL DE 2016	22/04/2016	21/04/2017
REH N° 2.223, DE 18 DE ABRIL DE 2017	22/04/2017	21/04/2018
REH N° 2.383, DE 17 DE ABRIL DE 2018	22/04/2018	21/04/2019
REH N° 2.530, DE 16 DE ABRIL DE 2019	22/04/2019	21/04/2020
REH N° 2.676, DE 14 DE ABRIL DE 2020	01/07/2020	21/04/2021
REH N° 2.676, DE 14 DE ABRIL DE 2020	22/04/2020	30/06/2020
REH N° 2.859, DE 22 DE ABRIL DE 2021	22/04/2021	21/04/2022
REH N° 3.026, DE 19 DE ABRIL DE 2022	22/04/2022	12/07/2022
REH N° 3.061, DE 12 DE JULHO DE 2022	13/07/2022	21/04/2023
Média de vigência das resoluções ENEL CE		266,8

Fonte: Elaborado pelo autor

**Tabela 5** – Variação de TE e TUSD na ponta em relação a resolução anterior

Resolução vigente	TUSD	TE
REH Nº 1.430, DE 24 DE JANEIRO DE 2013	-52%	-18%
REH Nº 1.516, DE 16 DE ABRIL DE 2013	-10%	14%
REH Nº 1.711, DE 15 DE ABRIL DE 2014	3%	20%
REH Nº 1.858, DE 27 DE FEVEREIRO DE 2015	68%	10%
REH Nº 1.882, DE 14 DE ABRIL DE 2015	23%	14%
REH Nº 2.065, DE 19 DE ABRIL DE 2016	14%	9%
REH Nº 2.223, DE 18 DE ABRIL DE 2017	-22%	-2%
REH Nº 2.383, DE 17 DE ABRIL DE 2018	38%	6%
REH Nº 2.530, DE 16 DE ABRIL DE 2019	35%	3%
REH Nº 2.676, DE 14 DE ABRIL DE 2020	10%	0%
REH Nº 2.676, DE 14 DE ABRIL DE 2020	-9%	0%
REH Nº 2.859, DE 22 DE ABRIL DE 2021	22%	-2%
REH Nº 3.026, DE 19 DE ABRIL DE 2022	33%	18%
REH Nº 3.061, DE 12 DE JULHO DE 2022	-3%	-3%
Variação média da tarifa	11%	5%

Fonte: Elaborado pelo autor

**Gráfico 1** – Variação da TE nos intervalos de vigência

Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico 1 representa a variação dos valores das tarifas de energia elétrica nos seus respectivos períodos de vigência. Os valores usados para a estimativa de custos futuros da energia elétrica serão os valores percentuais de todas as resoluções repetidas ciclicamente dentro da média dos períodos. Para a determinação do décimo sexto período, utiliza-se a

variação percentual do primeiro para o segundo período, logo, a TE no décimo sexto período é dado por (12) a mesma lógica é seguida pela TUSD.

$$TE_n = (1 + i) \cdot TE_{n-1} \quad (12)$$

O valor de  $i$  é encontrado na tabela 5.

### 3 RESULTADOS

Um dos principais métodos para se estudar a viabilidade econômica de um investimento é o tempo em que o investimento retornará o capital investido. Este indicador é chamado de *payback*. Considerando que o setor de manutenção fará a instalação do sistema e que o custo do sistema será o custo dos componentes, a tabela 6 apresenta os fluxos de caixa do investimento.

Analisando a tabela 6, constata-se que 2022 apresenta um baixo custo com a energia das luminárias, porém, para efeito de análise econômica, este ano começa com a análise no início do período de vigência da sua TE e TUSD, ou seja, no cálculo do fluxo de caixa, o ano de 2022 começa em 17/07/2022.

Analisando a tabela 6, obtemos 40 anos e 1 mês como *payback*.

**Tabela 6** – Fluxos de caixa

Ano	Valor investido no projeto	Payback	Fluxo de caixa
	-R\$ 872.549,22		
2022		-R\$ 870.247,06	R\$ 2.302,16
2023		-R\$ 867.944,90	R\$ 3.731,10
2024		-R\$ 864.213,79	R\$ 3.981,18
2025		-R\$ 860.232,61	R\$ 4.836,27
2026		-R\$ 855.396,34	R\$ 5.769,84
2027		-R\$ 849.626,50	R\$ 6.488,16
2028		-R\$ 843.138,35	R\$ 6.538,17
2029		-R\$ 836.600,17	R\$ 7.332,09
2030		-R\$ 829.268,08	R\$ 7.517,13
2031		-R\$ 821.750,95	R\$ 7.533,41
2032		-R\$ 814.217,54	R\$ 8.927,62
2033		-R\$ 805.289,92	R\$ 8.335,22
2034		-R\$ 796.954,70	R\$ 6.925,98
2035		-R\$ 790.028,72	R\$ 8.213,62
2036		-R\$ 781.815,10	R\$ 10.363,64
2037		-R\$ 771.451,46	R\$ 12.072,40
2038		-R\$ 759.379,06	R\$ 12.138,46
2039		-R\$ 747.240,59	R\$ 13.612,52
2040		-R\$ 733.628,07	R\$ 14.715,55
2041		-R\$ 718.912,52	R\$ 14.555,02
2042		-R\$ 704.357,50	R\$ 16.052,32
2043		-R\$ 688.305,19	R\$ 18.068,25
2044		-R\$ 670.236,94	R\$ 13.873,75
2045		-R\$ 656.363,19	R\$ 14.546,78
2046		-R\$ 641.816,41	R\$ 17.844,32
2047		-R\$ 623.972,09	R\$ 21.645,31

Ano	Valor investido no projeto	Payback	Fluxo de caixa
2048		-R\$ 602.326,78	R\$ 24.321,72
2049		-R\$ 578.005,06	R\$ 24.375,79
2050		-R\$ 553.629,27	R\$ 28.293,14
2051		-R\$ 525.336,13	R\$ 29.089,85
2052		-R\$ 496.246,28	R\$ 29.524,27
2053		-R\$ 466.722,01	R\$ 35.719,79
2054		-R\$ 431.002,22	R\$ 32.419,79
2055		-R\$ 398.582,43	R\$ 26.020,48
2056		-R\$ 372.561,96	R\$ 30.756,52
2057		-R\$ 341.805,44	R\$ 39.585,44
2058		-R\$ 302.220,00	R\$ 46.417,06
2059		-R\$ 255.802,93	R\$ 45.771,41
2060		-R\$ 210.031,52	R\$ 53.573,82
2061		-R\$ 156.457,71	R\$ 58.548,54
2062		-R\$ 97.909,17	R\$ 57.863,88
2063		-R\$ 40.045,29	R\$ 66.138,27
2064		R\$ 26.092,98	R\$ 74.519,20

Fonte: Elaborado pelo autor

Para o cálculo das entradas dos fluxos de caixas foi desenvolvido um algoritmo, em *visual basic for application*, que calcula diariamente o valor que seria gasto com a fatura de energia para o suprimento das cargas de iluminação. A tarifa na ponta para os consumidores do grupo A4 não são cobradas nos finais de semana, sendo cobrado somente os valores tarifários fora ponta. Desta forma, o algoritmo desenvolvido considera que nos finais de semana não serão cobradas as tarifas na ponta e considera também a variação da TE e TUSD descrito na equação (12), considerando cada período de vigência futuro como a média das últimas 15 vigências.

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa na qual o investimento está submetido para fazer com que o investimento tenha os valores dos fluxos de caixas traduzidos para valor presente igual ao capital inicial (Diniz Júnior & Torres, 2013). A taxa interna de retorno é o valor da taxa que satisfaz a equação 13. Sendo  $i$  o período;  $FC_0$  o valor inicial do investimento;  $FC_i$  os valores dos fluxos de caixa e  $r$  a (TIR).

$$\sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+r)^i} - FC_0 = 0 \quad (13)$$

Para este trabalho a (TIR) é calculada com uma função do Excel.

Qualquer período de investimento menor que o *payback* irá gerar uma TIR negativa, ou seja, não há lucros para o investidor. Como os módulos solares apresentam validade de 25

anos, o retorno econômico é negativo. (ZUFFO et al., 2020) Considerando que o investimento tenha duração de 50 anos, o investimento apresenta uma TIR de 1,75% ao ano a.a.

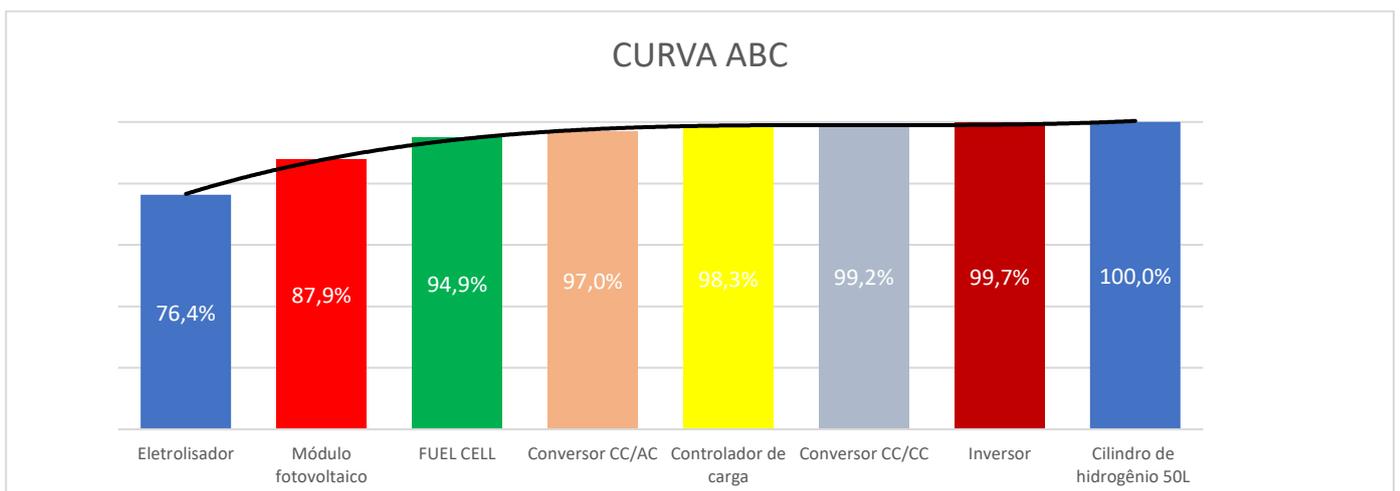
O custo nivelado de energia ou LCOE é definido como o custo de implantação de um sistema que gere energia dividido pela energia produzida no tempo de operação do sistema. A energia usada no estudo é a consumida pelo sistema de iluminação, que tem potência instalada de 1400 W. Considerando um tempo de operação de 25 anos com 365 dias, o sistema terá gerado 306,6 MW. Considerando o custo de implantação do sistema da tabela 6, tem-se LCOE de 2.845,42R\$/MWh.

## 4 DISCUSSÕES

Analisando os indicadores *payback* e TIR, que dizem respeito ao tempo de investimento e ao retorno do investimento, respectivamente, vemos um cenário desfavorável economicamente, pois, o *payback* excede muito o tempo de validade dos módulos solares. Os módulos são os componentes que apresentam maior tempo de validade, ainda que se considere o dobro do tempo de validade dos módulos como tempo de investimento, a TIR apresentada é menor que a taxa SELIC que, em dezembro de 2022, apresenta uma taxa de juros de 13,75% a.a (Taxa Selic, 2022). Do ponto de vista econômico, seria mais atrativo investir o capital inicial em investimentos de renda certa baseados na SELIC, do que investir no sistema proposto neste trabalho.

O gráfico 2 apresenta a curva ABC do sistema proposto.

**Gráfico 2** – Curva ABC dos custos do sistema



Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando a composição dos custos totais do investimento no gráfico 2, observa-se que o custo com o eletrolisador é 76,4% do custo do sistema. O dimensionamento do eletrolisador foi atrelado ao menor período de insolação, de 4,85 horas diárias. Isso demanda um eletrolisador que seja capaz de produzir, nesse período, hidrogênio para suprir o sistema por 19,15 horas, o que faz necessário um eletrolisador com o fluxo de produção de hidrogênio relativamente alto. Isto implica em um eletrolisador com custo elevado, além de proporcionar um sobredimensionado para os meses com níveis de insolação mais alta. O segundo item de maior expressão econômica levantada no estudo são os módulos fotovoltaicos. O dimensionamento dos módulos foi feito de forma a suprir luminárias e eletrolisador,

concomitantemente, sendo a parcela da carga mais expressiva a do eletrolisador 25 kW contra 1,4 kW das luminárias.

É conhecido da literatura que o eletrolisador é o item mais caro, sendo o item que mais inviabiliza plantas de geração de hidrogênio. Desta forma, uma maneira de reduzir consideravelmente o valor inicial do investimento seria a conexão do sistema à rede elétrica, pois o sistema poderia ser dimensionado sem a necessidade de o sistema ser mantido de forma ininterrupta por meio da energia solar e hidrogênio verde. Assim, não seria necessário um eletrolisador tão robusto, pois em momentos em que não houvesse geração própria, seria consumida a energia da concessionária, e, em momentos em que houvesse produção excedente, a energia poderia ser injetada na rede gerando créditos para toda a instalação do consumidor, o que traria economia na conta de energia na forma de fluxo de caixa positivo e redução do valor do capital inicial. A inserção do sistema à rede também traria maior confiabilidade ao sistema, garantindo iluminação em momentos que o sistema precise de manutenção.

O LCOE também apresentou um valor elevado se comparado a outras fontes renováveis, como solar e eólica. O LCOE de uma usina solar de 445,9 kWp, considerando a topologia de inversores com o maior custo, apresenta um custo de 340,22 R\$/MWh (SHIMURA et al., 2016). O custo mais alto de geração eólica, ou seja, custo em regiões onde temos os preços mais elevados de componentes e de aerogeradores e regiões com baixos potenciais de geração eólica apresenta para o sistema *onshore* 167,57 US\$/MWh e para o sistema *offshore* 336,42 US\$/MWh (Medeiros, 2014). Na cotação do dólar americano atual, temos respectivamente 893,14 R\$/MWh e 1793,11 R\$/MWh, ainda que na cotação atual o LCOE de outras fontes renováveis é mais atrativo que o do sistema. O LCOE calculado para o sistema considera somente a energia gerada para as luminárias, entretanto, sabe-se que o sistema é dimensionado para o mês com insolação mínima e deixa-o sobredimensionado para os demais meses, o que faz com que o LCOE calculado não seja otimizado, pois o indicador considera somente a energia utilizada nas luminárias, excluindo o excedente.

Apesar do sistema não se mostrar economicamente viável, ele é ambientalmente atrativo como forma de investimento, uma vez que, o resíduo da geração de energia é unicamente água e oxigênio. Do ponto de vista da segurança, o investimento volta a apresentar um ponto negativo, já que o hidrogênio é extremamente inflamável.

## 5 CONCLUSÃO

O projeto se apresenta economicamente inviável se compararmos os valores do LCOE com outras fontes renováveis e a TIR com outros investimentos de renda certa. Analisando o *payback* simples, é facilmente identificável que o investimento não é atrativo, mesmo a análise não incluindo custos de manutenção e instalação do sistema solar, eletrolisador e *fuel cell*. Além disso, o *payback* apresentado foi o simples, que, mesmo assim, ultrapassou o tempo de validade dos módulos fotovoltaicos. Na prática, o *payback* deveria ser o descontado para maior acurácia da análise de investimentos, porém, de todo modo, conclui-se que o sistema não é atrativo economicamente, mesmo que, com vistas ao meio ambiente, o sistema seja viável.

O uso do sistema proposto no cenário atual não teve resultados satisfatórios, contudo, levando em consideração a proposta do uso de hidrogênio verde como acumulador de energia, pode ser viável em outros cenários de trabalhos futuros. A possibilidade da conexão do sistema à rede da concessionária reduziria o preço do eletrolisador, que é o equipamento de maior custo em sistema de geração de hidrogênio por eletrólise. O sistema atual pode ser uma alternativa para o suprimento de outro tipo de carga, como residências em regiões isoladas. Outra forma de viabilizar o projeto é a inserção de outra fonte renovável que forneça carga por mais tempo para o eletrolisador. Dessa forma, a capacidade de produção de hidrogênio diminuiria, o que acarretaria a redução do custo com eletrolisador, que por sua vez, apresenta a parcela mais representativa de custo do sistema.

Tendo em vista a redução do *payback* e melhoria de indicadores econômicos, seria interessante para futuros trabalhos propor a venda do excedente de hidrogênio ou até mesmo o uso do hidrogênio dentro do processo industrial, considerando a economia da compra do hidrogênio e seus encargos como fluxo de caixa positivo.

## REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE, Jonas Santana. **Produção de energia elétrica a partir de um sistema integrado que utiliza hidrogênio como combustível**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal de Campina Grande, [S. l.], 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 10899: **Energia solar fotovoltaica- Terminologia**. Rio de Janeiro, 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16767: **Elementos e baterias estacionárias para aplicação em sistemas fotovoltaicos não conectados à rede elétrica de energia (of-grid) —Requisitos gerais e métodos de ensaio**. Rio de Janeiro, 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16690: **Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos —Requisitos de projeto**. Rio de Janeiro, 2019.

**Base de dados das tarifas das distribuidoras de energia elétrica**. ANEEL, 2022. Disponível em: < <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>> Acesso em: 12/11/2022

BEZERRA, FRANCISCO DINIZ. HIGROGÊNIO VERDE: NASCE UM GIGANTE NO SETOR DE ENERGIA. **Caderno setorial**, ETENE, ano 6, ed. 212, 26 set. 2022.

BORGES, Edilson Macedo Lopes. **Avaliação de correlações e equações de estado para determinação de fatores de compressibilidade de gás natural**. Orientador: Marcio Luis Lyra Paredes. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Estadual do Rio de Janeiro, [S. l.], 2009.

Castro, L. F. de ., Sousa, C. M. N. da S. ., Pinto, M. E. de S. ., & Pontes, R. J. de A. . (2021). **A SUSTENTABILIDADE NA PERCEPÇÃO DOS MORADORES DE SÃO GONÇALO DO AMARANTE-CE**. Revista Multidisciplinar De Educação E Meio Ambiente, 2(3), 95. <https://doi.org/10.51189/rema/2663>

**Controlador de carga** Disponível em: < <https://pt.aliexpress.com/item/1005003777293212.html> > Acesso em 10/12/2022.

COPETTI, Jacqueline *et al.* BATERIAS EM SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAIVOS. **CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR**, Fortaleza, 8 abr. 2007. Disponível em: < <http://professor.unisinos.br/jcopetti/artigos/cbens2007.PDF>>. Acesso em: 19/12/2022

Diniz Júnior, O. G., & Torres, I. A. (2013). As contribuições do valor presente líquido, da taxa interna de retorno, do payback e do fluxo de caixa descontado para avaliação e análise de um projeto de investimento em cenário hipotético - doi: 10.5102/un.gti.v3i1.2277. Universitas Gestão e TI, 3(1). <https://doi.org/10.5102/un.gti.v3i1.2277>

**Dólar Hoje.** 2019. Disponível em: < <https://www.melhorcambio.com/dolar-hoje>> Acesso em: 12/11/2022

**Eletrolyzers pem água de 100m 3/h.** Disponível em: < <https://portuguese.alibaba.com/p-detail/100m3-h-60819461034.html?spm=a2700.details.0.0.50e6277eBjBKxq>> Acesso em 12/11/2022.

EMBRAPA. Centro Nacional de Pesquisa de Agroindústria Tropical (Fortaleza, CE), **Dados climatológicos:** Estação de Fortaleza, 1999. Fortaleza: Embrapa Agroindústria Tropical/UFC, 2000. 17p. (Embrapa Agroindústria Tropical. Boletim Agrometeorológico, 20).

ENERGIA solar: sistemas on-grid e off-grid. [S. l.], 19 jan. 2022. Disponível em: <<https://revistapotencia.com.br/eletricista-consciente/instalacao-fotovoltaica/energia-solar-sistemas-on-grid-e-off-grid/>>. Acesso em: 19/12/2022.

GÓES, Guilherme Sandoval. **A geopolítica da energia do século XXI.** 1. ed. [S. l.]: Synergia, 2021. 392 p. v. 1. ISBN 9786586214390.

HODGE, B. K. **Sistemas e aplicações de energia alternativa.** 1. ed, Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, 2011;

MEDEIROS, João Paulo Costa de. **PRECIFICAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL.** Orientador: Vinicius de Sousa e Almeida. 2014. Dissertação (Mestrado em Administração) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, [S. l.], 2014. Disponível em: < [https://repositorio.ufrn.br/bitstream/123456789/12228/1/PrecificacaoEnergiaE%c3%b3lica\\_Medeiros\\_2014.pdf](https://repositorio.ufrn.br/bitstream/123456789/12228/1/PrecificacaoEnergiaE%c3%b3lica_Medeiros_2014.pdf)> Acesso em: 19/11/2022.

PAIVA, Suelya da Silva Mendonça de. **Produção de hidrogênio verde ambientalmente sustentável.** Orientador: Elisama Vieira dos Santos. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, [S. l.], 2022.

**PANORAMA da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo.** 2022. 47. ed. [S. l.]: ABSOLAR, 1 set. 2022. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 26/09/2022.

PEREIRA, HARIEL ABREU. **PROPOSTA DE APLICAÇÃO DO HIDROGÊNIO VERDE VIA ENERGIA EÓLICA NO TRANSPORTE COLETIVO URBANO DE FORTALEZA.** Orientador: ANTÔNIO PAULO DE HOLLANDA CAVALCANTE. 2022. 88 p. Trabalho de conclusão de curso (Engenheiro de Energias Renováveis.) - Universidade Federal do Ceará, [S. l.], 2022.

**Preço do cilindro de hidrogênio.** Disponível em: < [https://www.cilindrodegas.com.br/linha-industrial/cilindros-de-aco/argonio-ar/cilindro-para-argonio-ar-50l?parceiro=5418&gclid=Cj0KCQiAyMKbBhD1ARIsANs7rEHlsnRUWgeF7CVn1m7o9UjB6Grqcl18Ou\\_LXij\\_z-8eynt\\_diNt6EUaAgyrEALw\\_wcB](https://www.cilindrodegas.com.br/linha-industrial/cilindros-de-aco/argonio-ar/cilindro-para-argonio-ar-50l?parceiro=5418&gclid=Cj0KCQiAyMKbBhD1ARIsANs7rEHlsnRUWgeF7CVn1m7o9UjB6Grqcl18Ou_LXij_z-8eynt_diNt6EUaAgyrEALw_wcB)> Acesso em 12/11/2022.

**Preço do Conversor CC/CC.** disponível em: < <https://pt.aliexpress.com/item/4001275726762.html?spm=a2g0o.productlist.0.0.1a2038a6euJ>>

KoA&algo\_pvid=cd037f1e-7979-483c-961f-df4f938666b7&algo\_exp\_id=cd037f1e-7979-483c-961f-df4f938666b7-7&pdp\_ext\_f=%7B%22sku\_id%22%3A%2210000015567880156%22%7D&pdp\_npi=2%40dis%21BRL%21197.78%21144.38%21%21%2126.04%21%21%402101e9d516707152647977334e8815%2110000015567880156%21sea&curPageLogUid=dMsWChlj6sCf > Acesso em 12/11/2022.

**Preço do Conversor para eletrolisador.** disponível em:

<<https://loja.ecosolys.com.br/item/conversor-estatico-cc-p-ac-tec-dig-30kw> > Acesso em 12/11/2022.

**Preço do Conversor para os módulos fotovoltaicos.** disponível em: <

<https://curtocircuito.com.br/conversor-dc-dc-boost-600w-10a.html> > Acesso em 12/11/2022.

**Preço do módulo fotovoltaico.** Disponível em: < <https://www.energiatotal.com.br/painel-solar/painel-solar-545w>

astronergy?gclid=Cj0KCQiAyMKbBhD1ARIsANs7rEFsEVH6LhSQc76HqygjQ\_fl6UqJROo717AGDg4eIrkcaNf9WaZFQpMaAtfxEALw\_wcB > Acesso em 12/11/2022.

**Preço inversor.** disponível em: < [https://www.neosolar.com.br/loja/inversor-bomba-weg-solar-drive-cfw500-2-cv-trifasico-220v.html?gclid=Cj0KCQiAyMKbBhD1ARIsANs7rEE8ZYKOUUp6F5NHU4iFY6CMThUv2iQ9Qy0QiggHXfLmwKDTzhK9NWloaAsu3EALw\\_wcB](https://www.neosolar.com.br/loja/inversor-bomba-weg-solar-drive-cfw500-2-cv-trifasico-220v.html?gclid=Cj0KCQiAyMKbBhD1ARIsANs7rEE8ZYKOUUp6F5NHU4iFY6CMThUv2iQ9Qy0QiggHXfLmwKDTzhK9NWloaAsu3EALw_wcB) > Acesso em 12/11/2022.

**Proton Exchange Membrane Fuel Cell** Disponível em:

<<https://fuelcellsworks.com/knowledge/technologies/pemfc/> > Acesso em 23/10/2022.

SANTOS, CLARICE DO AMARAL; SOUSA, TIAGO DE PAULA E. **Aplicações de sistemas fotovoltaicos on grid e off grid.** Orientador: Leonardo Ribeiro da Costa. 2021. 78 f. Trabalho de conclusão de curso (Tecnólogo em Saneamento Ambiental) - Instituto Federal do Espírito Santo, Colatina, 2021.

SHIMURA, Sergio et al. ESTIMATIVA DO CUSTO DE GERAÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS USANDO CONFIABILIDADE. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**, [s. l.], 4 abr. 2016. Disponível em: < [https://www.researchgate.net/profile/Rafael-Herrero/publication/305651664\\_ESTIMATIVA\\_DO\\_CUSTO\\_DE\\_GERACAO\\_DE\\_USINAS\\_FOTOVOLTAICAS\\_USANDO\\_CONFIABILIDADE/links/57979da208aec89db7b9abbb/ESTIMATIVA-DO-CUSTO-DE-GERACAO-DE-USINAS-FOTOVOLTAICAS-USANDO-CONFIABILIDADE.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Rafael-Herrero/publication/305651664_ESTIMATIVA_DO_CUSTO_DE_GERACAO_DE_USINAS_FOTOVOLTAICAS_USANDO_CONFIABILIDADE/links/57979da208aec89db7b9abbb/ESTIMATIVA-DO-CUSTO-DE-GERACAO-DE-USINAS-FOTOVOLTAICAS-USANDO-CONFIABILIDADE.pdf).> Acesso em: 19/11/2022.

SCHMIDT, G. S. H. Future cost and performance of water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017. p. 30470-30492.

TAXA Selic. *In: Taxa Selic.* [S. l.], 1 dez. 2022. Disponível em:

<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. Acesso em: 10 dez. 2022.

TRINDADE, Leticia Guerreiro da. **MEMBRANAS POLIMÉRICAS PARA CÉLULAS A COMBUSTÍVEL: ESTUDO DE RESINAS TROCADORAS DE ÍONS COMBINADAS**

**A LÍQUIDOS IÔNICOS.** Orientador: Emilse Maria Agostini Martini. 2015. Tese (Doutorado em Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015. U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Hydrogen Fuel Quality Specifications for Polymer Electrolyte Fuel Cells in Road Vehicles.** 16 set. 2DC.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ. Biblioteca Universitária. **Guia de normalização de trabalhos acadêmicos da Universidade Federal do Ceará.** Fortaleza: Biblioteca Universitária, 2013. Disponível em: <https://biblioteca.ufc.br/wp-cont>

ZUFFO, Alex G. et al. Projeto de Implantação de Geração Solar Fotovoltaica na UNOESC Campus de Joaçaba. **CONGRESSO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA DO INATEL**, [s. l.], 2020. Disponível em: < [https://www.researchgate.net/profile/Jean-Prigol/publication/344319701\\_Projeto\\_de\\_Implantacao\\_de\\_Geracao\\_Solar\\_Fotovoltaica\\_na\\_UNOESC\\_Campus\\_de\\_Joacaba/links/5f6738e0a6fdcc00862eff94/Projeto-de-Implantacao-de-Geracao-Solar-Fotovoltaica-na-UNOESC-Campus-de-Joacaba.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Jean-Prigol/publication/344319701_Projeto_de_Implantacao_de_Geracao_Solar_Fotovoltaica_na_UNOESC_Campus_de_Joacaba/links/5f6738e0a6fdcc00862eff94/Projeto-de-Implantacao-de-Geracao-Solar-Fotovoltaica-na-UNOESC-Campus-de-Joacaba.pdf).> Acesso em: 19/11/2022.

## ANEXO A – DADOS DA FUEL CELL



### 4. Technical Specifications

Control electronics included:

Type of fuel cell	PEM
Number of cells	72
Rated Power	3000W
Performance	43.2V @ 70A
H2 Supply valve voltage	12V
Purging valve voltage	12V
Blower voltage	12V
Reactants	Hydrogen and Air
External temperature	5 to 30°C
Max stack temperature	65°C
H2 Pressure	0.45-0.55bar
Hydrogen purity	≧ 99.995% dry H2
Humidification	self-humidified
Cooling	Air (integrated cooling fan)
Weight (with fan & casing)	15Kg (±200g)
Controller	2.5Kg (±100g)
Dimension	41.8cm x35cm x 18.3cm
Flow rate at max output*	39 L/min
Start up time	≦ 30S at ambient temperature
Efficiency of stack	40% @ 43.2V
Low voltage shut down	36V
Over current shut down	90A
Over temperature shut down	65°C
External power supply**	13V(±1V), 5A~8A

\* The flow rate may change with the power output

\*\* System electronics need external power supply

\*\*\* The Specification is subject to change without notice.

**ANEXO B – DADOS DO ELETROLISADOR****Detalhes técnicos**

Modelo	Capacidade de hidrogênio	De pressão de hidrogênio	Pressão de oxigênio	Pureza de hidrogênio	Poder
HGPS-1	1m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	0	99.999%	5KW
HGPS-2	2m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	0	99.999%	10KW
HGPS-5	5m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	0	99.999%	25KW
HGPS-10	10m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	0	99.999%	50KW
HGPS-15	15m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	0	99.999%	75KW
HGPS-20	20m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	0	99.999%	100KW
HGPS-30	30m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	0	99.999%	150KW
HGPS-40	40m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	0	99.999%	200KW
HGPS-50	50m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	0	99.999%	250KW
HGPS-60	60m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	0	99.999%	300KW
HGPS-80	80m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	0	99.999%	400KW
HGPS-100	100m <sup>3</sup> /h	≤ 3.2MPa	0	99.999%	500KW