



**Lucas Alves Marçano**

**Simulação numérica de gerador com célula a combustível do tipo PEMFC com reformador a vapor operando com etanol: otimização para aplicação a sistemas isolados.**

**Projeto de Graduação**

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

Orientador: Florian Alain Yannick Pradelle  
Coorientador: Epifânio Mamani Ticona

Rio de Janeiro  
Dezembro de 2022

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, em primeiro lugar, por sempre guiar o meu caminho e me fortalecer com luz e paz.

Aos meus pais, Narciso e Susana, pelo apoio, amor e confiança depositados em mim durante esta jornada.

Ao meu orientador Professor Dr. Florian Alain Yannick Pradelle pela oportunidade e por aceitar o desafio da orientação. Ao meu co-orientador Professor Dr. Epifânio Mamani Ticona pela paciência e por sempre estar disponível para ajudar com minhas dúvidas. Boa parte das ideias aqui expostas são fruto de nossas conversas.

Agradeço à Puc, incluindo toda a administração, além de todos os professores do corpo docente cujas aulas tive o privilégio de presenciar.

Aos companheiros de curso e à minha namorada Carolina que trilharam o mesmo caminho e compartilharam das dificuldades e conquistas.

## RESUMO

Marçano, Lucas Alves; Pradelle, Florian Alain Yannick; Ticona, Epifânio Mamani. **Simulação numérica de gerador com célula a combustível do tipo PEMFC com reformador a vapor operando com etanol: otimização para aplicação a sistemas isolados.** Rio de Janeiro, 2022.85p. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O presente trabalho consiste no aperfeiçoamento de modelo para a simulação numérica de um sistema integrado de fornecimento de energia elétrica a sistemas isolados da rede de distribuição através de uma célula a combustível do tipo PEMFC, reformador a vapor operando etanol, painéis fotovoltaicos, banco de baterias e inversor de corrente. O estudo tem como objetivo a otimização e melhoramento de uma lógica de controle já existente para gerir o fornecimento elétrico aos indivíduos e comunidades que não estão conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN. O sistema foi dimensionado para atender um consumidor SIGFI 45. A partir da implementação do sistema, foram realizadas algumas simulações a fim de caracterizar o funcionamento dos equipamentos em diferentes condições de operação e, posteriormente, corroborar a validação técnica da lógica de controle implementada. Com o sistema validado, foram feitos estudos de caso levando em consideração, por exemplo, nove usuários SIGFI45 utilizando dois bancos de bateria, em situações de dias nublados, dias sem nuvens, painel desligado.

### Palavras chave:

Célula a combustível; reformador de etanol; hidrogênio; painéis fotovoltaicos; sistemas isolados; energia renovável.

## ABSTRACT

Marçano, Lucas Alves; Pradelle, Florian Alain Yannick; Ticona, Epifânio Mamani. **Numerical simulation of a PEMFC fuel cell generator with steam reformer operating on ethanol: optimization for application to isolated systems.** Rio de Janeiro, 2022.85p. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The current work consists in improving a model to the numerical simulation of an integrated system to supply electric energy to systems isolated from the distribution network through a PEMFC type fuel cell, steam reformer operating ethanol, photovoltaic panels, battery bank and current inverter. The study aims at optimizing and improving an existing control logic to manage the electric supply to individuals and communities that are not connected to the National Interconnected System - SIN. The system was sized to serve a SIGFI 45 consumer. After the implementation of the system, some simulations were performed in order to characterize the performance of the equipment under different operating conditions and, subsequently, to corroborate the technical validation of the implemented control logic. With the system validated, case studies were made taking into consideration, for example, nine SIGFI45 users using two battery banks, in situations of cloudy days, cloudless days, and panel off.

### **Keywords:**

Fuel cell; hydrogen; ethanol reform; photovoltaic panels; isolated systems; renewable energy.

# Sumário

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>9</b>
1.1. MOTIVAÇÃO	9
1.2. OBJETIVO	9
1.3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	10
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>11</b>
2.1. CRESCENTE DEMANDA ENERGÉTICA E MAIOR PARTICIPAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS	11
2.2. HIDROGÊNIO	15
2.2.1. Rotas tecnológicas e processos de geração do hidrogênio	17
2.2.2. Mercado mundial de hidrogênio	21
2.2.3. Mercado brasileiro de hidrogênio	22
2.3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	24
2.4. SISTEMAS ISOLADOS	25
2.5. CÉLULAS A COMBUSTÍVEL	28
2.5.1. SOFC	29
2.5.2. PEMFC	30
2.6. SISTEMAS HÍBRIDOS CHP	31
<b>3. PROJETO CONCEITUAL</b>	<b>35</b>
3.1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA	35
3.2. DESCRIÇÃO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA	36
3.3. MODELAGEM MATEMÁTICA DOS EQUIPAMENTOS	38
3.3.1. Reformador de Etanol	38
3.3.2. Célula a combustível	40
3.3.3. Inversor	42
3.3.4. Banco de baterias	45
3.3.5. Painéis fotovoltaicos	49
3.3.6. Sistema Integrado – Reformador de Etanol + CaC	50
3.4. SIMULAÇÃO NUMÉRICA	52
<b>4. METODOLOGIA</b>	<b>55</b>
<b>5. RESULTADOS E DISCUSSÃO</b>	<b>58</b>
5.1. VALIDAÇÃO	58
5.1.1. Caso I – Autonomia do banco de baterias	58
5.1.2. Caso II – SIGFI45 com painel fotovoltaico	59
5.1.3. Caso III – Autonomia banco de baterias para dois SIGFI45	60
5.1.4. Caso IV – Dois SIGFI45 com painel fotovoltaico	61
5.1.5. Caso V – SIGFI45 com sistema integrado	62
5.1.6. Determinação do máximo número de usuários SIGFI45	63

5.1.7. Determinação do mínimo número de banco de baterias .....	64
5.2. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE .....	66
5.2.1. Sistema I – Dois SIGFI45 com sistema integrado .....	66
5.2.2. Sistema II – Dois SIGFI45 com painéis fotovoltaicos .....	67
5.2.3. Sistema III – Quinze SIGFI45 com sistema integrado e painéis fotovoltaicos em dias nublados .....	68
5.2.4. Sistema IV - Quinze SIGFI45 com sistema integrado e painéis fotovoltaicos em dias sem nuvens .....	69
5.2.5. Sistema V - Quinze SIGFI45 com sistema integrado e painéis fotovoltaicos em dias parcialmente nublados.....	70
5.2.6. Sistema VI - Doze SIGFI45 com sistema integrado e painéis fotovoltaicos em dias nublados .....	71
5.2.7. Sistema VII - Doze SIGFI45 com sistema integrado e painéis fotovoltaicos em dias sem nuvens .....	72
5.3. ANÁLISE ECONÔMICA .....	73
<b>6. CONCLUSÕES.....</b>	<b>75</b>
<b>7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS .....</b>	<b>77</b>
<b>8. ANEXOS.....</b>	<b>81</b>
ANEXO I – CATÁLOGO DA CÉLULA A COMBUSTÍVEL .....	81
ANEXO II – CATÁLOGO DO INVERSOR SUNNY ISLAND 3.0M .....	82
ANEXO III – CÓDIGO VBA DA SIMULAÇÃO NUMÉRICA.....	84

## Lista de figuras

<b>FIGURA 1</b> - EMISSÕES BRASILEIRAS POR SETOR (POTENZA ET AL., 2021). .....	11
<b>FIGURA 2</b> - INSERÇÃO DO HIDROGÊNIO VERDE NOS PROJETOS DE DESCARBONIZAÇÃO (ADAPTADO DA SILVA, 2022). .....	12
<b>FIGURA 3</b> - PRODUÇÃO MUNDIAL DE BIOCOMBUSTÍVEL EM 2022 (BP, 2022). .....	13
<b>FIGURA 4</b> - A BIOREFINARIA DE CANA-DE-AÇÚCAR E A BIOECONOMIA CIRCULAR (ADAPTADO, VANDENBERGHE ET AL. (2022)). .....	15
<b>FIGURA 5</b> - H <sub>2</sub> VERDE E PROCESSOS <i>POWER-TO-X</i> (ADAPTADO DE GIZ, 2021). .....	16
<b>FIGURA 6</b> - DEMANDA DE HIDROGÊNIO POR SETOR (ADAPTADO DE IEA, 2022). .....	17
<b>FIGURA 7</b> - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DE ROTAS TECNOLÓGICAS PARA OBTENÇÃO DE HIDROGÊNIO (EPE, 2021). .....	18
<b>FIGURA 8</b> - CLASSIFICAÇÃO DO HIDROGÊNIO EM CORES PELO PROCESSO DE PRODUÇÃO (EPE, 2022) .....	20
<b>FIGURA 9</b> - PRINCIPAIS ROTAS TECNOLÓGICAS DE H <sub>2</sub> VERDE NO BRASIL (GIZ, 2021). .....	20
<b>FIGURA 10</b> - PROJEÇÃO DA EVOLUÇÃO DE CUSTOS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO (GIZ, 2021). .....	21
<b>FIGURA 11</b> - EIXOS DO PROGRAMA NACIONAL DE HIDROGÊNIO (PNH2) (EPE, 2022). .....	23
<b>FIGURA 12</b> - SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA CENTRALIZADOS E DISTRIBUÍDOS. (ADAPTADO DE JUNIOR, 2021). .....	25
<b>FIGURA 13</b> - MAPA DOS SISTEMAS ISOLADOS – CICLO 2021 (EPE, 2022). .....	26
<b>FIGURA 14</b> - CONSUMO NOS SISTEMAS ISOLADOS POR CLASSE PARA O ANO DE 2022 (EPE, 2022). .....	27
<b>FIGURA 15</b> - ÍNDICES DE PERDAS POR DISTRIBUIDORA COM SI NO HORIZONTE DE PLANEJAMENTO (EPE, 2022). .....	28
<b>FIGURA 16</b> – DEMONSTRATIVO DA CÉLULA A COMBUSTÍVEL DO TIPO ÓXIDO SÓLIDO (SOFC) (MARAVIESK., 2018). .....	30
<b>FIGURA 17</b> - POSIÇÃO DOS CATALISADORES E PEM NO SISTEMA DE CÉLULA A COMBUSTÍVEL DE BAIXA TEMPERATURA (ADAPTADO RADUWAN ET AL., 2022). .....	31
<b>FIGURA 18</b> – SISTEMA CHP HÍBRIDO (ADAPTADO CORTÉS ET AL., 2022). .....	32
<b>FIGURA 19</b> – DIAGRAMA DE BLOCOS COM LIGAÇÕES ENTRE OS EQUIPAMENTOS (ADAPTADO VIEIRA, 2021). .....	36
<b>FIGURA 20</b> – REFORMADOR DE ETANOL (VIEIRA, 2021). .....	38
<b>FIGURA 21</b> - CURVA DE CONSUMO DO REFORMADOR (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022) .....	39
<b>FIGURA 22</b> - ENERGIA ACUMULADA CONSUMIDA NO REFORMADOR (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022). .....	40
<b>FIGURA 23</b> - UNIDADE DA CÉLULA A COMBUSTÍVEL INSERIDA NO LABORATÓRIO DA PUC-RIO (ADAPTADO VIEIRA, 2021) .....	41
<b>FIGURA 24</b> - POTÊNCIA CONSUMIDA PELA CAC (W) (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022) .....	42
<b>FIGURA 25</b> - CURVA CARACTERÍSTICA DA EFICIÊNCIA DO INVERSOR SUNNY ISLAND 3.0 (VIEIRA, 2021) .....	43
<b>FIGURA 26</b> - VISTA DO INVERSOR E AO LADO O BATFUSE; SISTEMA COM LÂMPADAS (VIEIRA, 2021) .....	43
<b>FIGURA 27</b> - VISTA DO BANCO DE BATERIAS EMPREGADO NO SISTEMA DE GERAÇÃO (VIEIRA, 2021) .....	45
<b>FIGURA 28</b> - MODELAGEM DA BATERIA (VIEIRA, 2021) .....	46
<b>FIGURA 29</b> - PAINÉIS FOTOVOLTAICOS (VIEIRA, 2021) .....	49
<b>FIGURA 30</b> - POTÊNCIA FORNECIDA PELOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022). .....	50
<b>FIGURA 31</b> - CURVA DE CONSUMO DO SISTEMA INTEGRADO (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022) .....	50

<b>FIGURA 32 - CONSUMO ELÉTRICO DO SISTEMA INTEGRADO (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	51
<b>FIGURA 33 - LÓGICA CONDICIONAL IMPLEMENTADA (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	51
<b>FIGURA 34 - CIRCUITO ELÉTRICO EQUIVALENTE DO SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SILVA, 2017)</b> .....	53
<b>FIGURA 35 - DADOS DE ENTRADA DO SIMULADOR (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	55
<b>FIGURA 36 – SOC FINAL DOS CASOS DE VALIDAÇÃO (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	56
<b>FIGURA 37 – CASOS ANALISADOS (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	57
<b>FIGURA 38 – COMPARAÇÃO ENTRE O SIMULADOR ANTERIOR (ESQUERDA) E O ATUAL (DIREITA) (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	58
<b>FIGURA 39 - VARIAÇÃO DO SOC (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	59
<b>FIGURA 40 - VARIAÇÃO DO SOC EM 15 DIAS (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	60
<b>FIGURA 41 - VARIAÇÃO DO SOC EM 15 DIAS (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	61
<b>FIGURA 42 - VARIAÇÃO DO SOC EM 15 DIAS (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	62
<b>FIGURA 43 - VARIAÇÃO DO SOC (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	63
<b>FIGURA 44 - POTÊNCIA DO INVERSOR (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	63
<b>FIGURA 45 - CONSUMO DE ENERGIA POR QUANTIDADE DE SIGFI (VIEIRA, 2021)</b> .....	64
<b>FIGURA 46 - ESPECIFICAÇÕES PARA SIGFI COM CONTROLADOR MPPT (ELETROBRAS, 2017)</b> .....	65
<b>FIGURA 47 - ARMAZENAMENTO NO BANCO DE BATERIAS (VIEIRA, 2021)</b> .....	65
<b>FIGURA 48 - VARIAÇÃO DO SOC (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	66
<b>FIGURA 49 - POTÊNCIA DO INVERSOR (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	67
<b>FIGURA 50 - VARIAÇÃO DO SOC (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	68
<b>FIGURA 51 - VARIAÇÃO DO SOC (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	69
<b>FIGURA 52 - VARIAÇÃO DO SOC (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	70
<b>FIGURA 53 - VARIAÇÃO DO SOC (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	71
<b>FIGURA 54 - VARIAÇÃO DO SOC (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	72
<b>FIGURA 55 - VARIAÇÃO DO SOC (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2022)</b> .....	73
<b>FIGURA 56 - CUSTO TOTAL DOS EQUIPAMENTOS PARA O CASO 1 (VIEIRA, 2021)</b> .....	74
<b>FIGURA 57 - CUSTO TOTAL DOS EQUIPAMENTOS PARA O CASO 2 (VIEIRA, 2021)</b> .....	74

# **1. Introdução**

## **1.1. Motivação**

O problema energético tem um impacto direto sobre a segurança nacional e a estabilidade social. A redução do desperdício de energia e das emissões de gases de efeito estufa (GEE) são os objetivos atuais de um desenvolvimento socioeconômico sustentável. Problemas como o esgotamento de energia e a poluição ambiental estão se tornando cada vez mais sérios. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), fundada em 1974 e que atua como orientadora política de assuntos energéticos para seus trinta países membros, a energia fóssil estará esgotada nos próximos 100-200 anos (IEA, 2021).

O aquecimento global causado pelo efeito estufa ameaça até mesmo a sobrevivência dos seres humanos, o que tem atraído grande atenção de todo o mundo. O uso maciço de energia fóssil e outras energias primárias é o principal responsável pelas emissões do principal gás de efeito estufa, o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) (GIZ, 2021).

Nos últimos anos, as células a combustíveis começaram a atrair a atenção de muitos países do mundo. Sob a ação de corrente elétrica, o hidrogênio do combustível e o oxigênio capturado no ar reagem diretamente para se converterem em água e eletricidade. A alta eficiência de conversão e a baixa emissão de poluentes das células a combustível têm atraído grande atenção e mais pesquisas.

Diante disso, visando o mercado brasileiro do setor residencial de energia, o presente trabalho trata da simulação de um sistema de geração de energia elétrica limpa. Os principais componentes desse sistema são: reformador de etanol, célula a combustível do tipo PEMFC, banco de baterias e inversor. A aplicação desse sistema visa atender a pequenas comunidades isoladas da rede de distribuição de energia elétrica.

## **1.2. Objetivo**

O objetivo do presente trabalho consiste em aperfeiçoar um simulador numérico existente em linguagem VBA para gerenciar o fornecimento elétrico aos indivíduos e comunidades que não estão conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN, a

partir de uma célula a combustível do tipo PEMFC com reformador a vapor operando etanol e bancos de baterias. Trata-se de elaborar um sistema de controle para incluir limitações operacionais na modelagem de cenários complexos. O intuito é extrair o melhor desempenho possível para este sistema e propor a melhor configuração para o fornecimento de energia, a fim de reduzir perdas e custos.

### **1.3. Organização do trabalho**

O presente trabalho encontra-se dividido em cinco capítulos. O primeiro capítulo aborda a introdução, motivação, objetivo e organização do trabalho. O segundo capítulo se dedica à revisão bibliográfica, apresentando alguns conceitos fundamentais para a compreensão dos conteúdos subsequentes. Os temas tratados são: fontes renováveis de energia, descarbonização, hidrogênio, etanol, célula a combustível e sistemas híbridos em comunidades isoladas. O terceiro capítulo trata da descrição do projeto e seus equipamentos, assim como a metodologia utilizada para a montagem do simulador e a simulação numérica. O quarto capítulo apresenta a validação do projeto, os resultados e discussões a respeito dos casos simulados e uma análise econômica. O quinto e último capítulo traz a conclusão do trabalho e as perspectivas de trabalhos futuros.

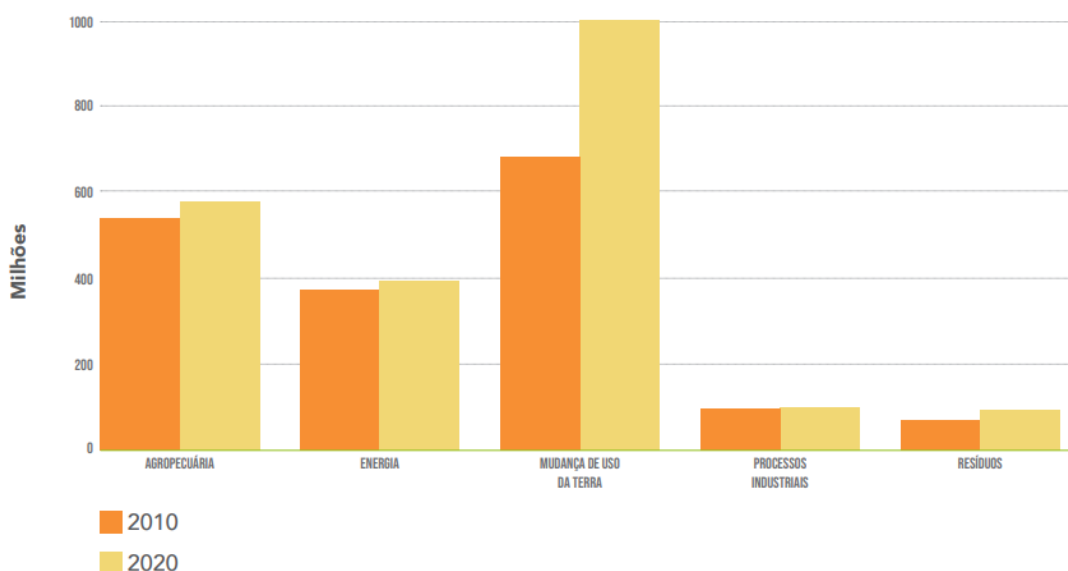
## 2. Revisão bibliográfica

### 2.1. Crescente demanda energética e maior participação das fontes renováveis

A produção e o consumo de energia são atividades que provocam grandes impactos sobre o meio ambiente. Ao longo dos últimos anos, foi assistida uma crescente demanda no consumo de energia e, paralelamente, um aumento contínuo dos danos ao planeta, como por exemplo, a emissão dos gases de efeito estufa (GEE). O desenvolvimento socioeconômico global ainda se baseia em uma matriz energética caracterizada pela predominância da combustão de insumos fósseis.

Desta forma, o processo de combustão tornou-se uma das principais causas que determinam o desequilíbrio do ciclo do carbono e o aumento da concentração de compostos orgânicos na atmosfera. Em 2020, estimou-se que o setor energético era responsável por 20-22% das emissões dos GEE, no Brasil (POTENZA et al., 2021).

A figura 1 apresenta as emissões por setor no Brasil.

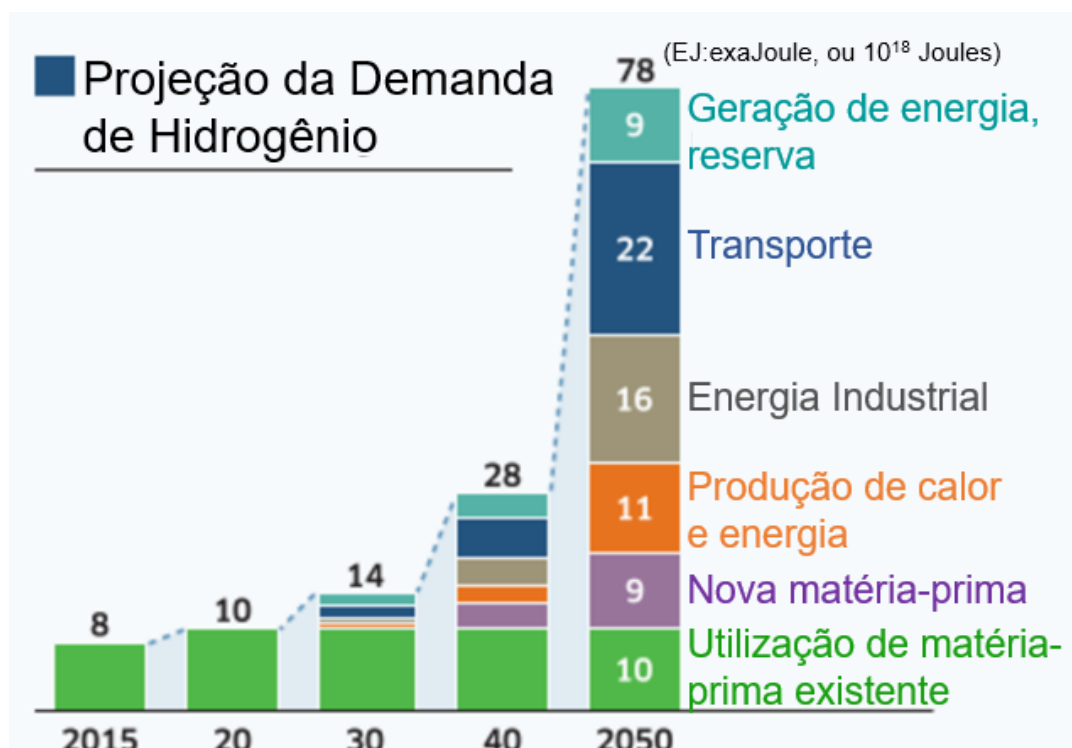


**Figura 1** - Emissões brasileiras por setor (POTENZA et al., 2021).

Diante deste cenário, tornou-se fundamental a busca por um desenvolvimento econômico sustentável, a fim de estabelecer uma matriz energética limpa. Como resultado, as fontes renováveis de energia têm recebido cada vez mais atenção e ganharam forte destaque nas discussões internacionais. No contexto da

descarbonização das economias globais de diversos países, o hidrogênio tornou-se objetivo estratégico visando o desenvolvimento sustentável.

O hidrogênio “verde”, produzido por meio de fontes renováveis de energia, é atualmente reconhecido como elemento chave para o cumprimento das metas de redução de emissões dos gases de efeito estufa (GEE) assumidas pelos países no Acordo de Paris em 2016 (GIZ,2021). A figura 2 mostra a inserção do hidrogênio verde nos projetos de descarbonização.



**Figura 2** - Inserção do hidrogênio verde nos projetos de descarbonização (Adaptado DA SILVA, 2022).

Segundo um estudo contratado pelo World Energy Council, cerca de 20 nações, ao final de 2020, já possuíam estratégias de hidrogênio publicadas e que outros 14 países estavam apoiando projetos piloto e de demonstração de hidrogênio. Estima-se que até 2025 os países, que somados representam 80% do PIB global, irão desenvolver seus planejamentos estratégicos adotando o hidrogênio verde como ponto central em suas políticas energéticas (GIZ,2021).

Outro combustível que vem ganhando grande destaque nas últimas décadas é o etanol. No Brasil, sobretudo a partir da crise mundial do petróleo nos anos 70, houve um aumento da produção de bioetanol de primeira geração (1G), baseada totalmente

na fermentação do caldo de açúcar de cana e/ou melaço como combustível alternativo no setor de transportes. Após algumas décadas, as políticas no âmbito do Programa Álcool Brasileiro (PROALCOOL) foram responsáveis por consolidar a oferta agrícola e industrial, aumentando os investimentos no cultivo da cana-de-açúcar e na construção de novas usinas de bioetanol no Brasil. Além disso, o PROALCOOL tem sido responsável pela criação de um importante mercado interno para este combustível, incentivando a substituição da gasolina por bioetanol e tornando o preço do bioetanol competitivo, devido aos impostos sobre a gasolina e aos subsídios à produção de bioetanol (CARVALHO et al., 2016).

Atualmente, o Brasil é o segundo maior país produtor de biodiesel, apresentando uma produção de cem mil barris de combustível por dia, enquanto os Estados Unidos, que é o maior produtor, é responsável por produzir cento e um mil barris por dia (BP, 2022). Na figura 3, estão destacados os principais produtores de biocombustível no mundo no ano de 2022.

Equivalente a mil barris de combustível por dia											Taxa de crescimento anual			
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2011-21	Share 2021
<b>Biogasoline</b>														
Canada & Mexico	16	16	16	17	16	16	16	17	18	16	17	4.9%	0.5%	1.7%
US	502	475	479	516	534	554	575	580	569	501	542	8.3%	0.8%	53.5%
Brazil	212	217	256	264	280	261	256	305	324	299	276	-7.5%	2.7%	27.3%
Other S. & Cent. America	9	10	14	17	18	21	22	24	24	20	22	10.8%	9.0%	2.2%
Europe	40	46	52	51	56	52	56	57	55	51	54	6.4%	3.1%	5.4%
CIS	-	-		†	†	†	†	†	†	†	†	0.3%	-	•
Middle East	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.3%	2.3%	•
Africa	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	2	0.7%	1.4%	0.2%
Asia Pacific	39	40	47	53	57	52	58	66	75	79	99	24.4%	9.8%	9.7%
<b>Total</b>	<b>820</b>	<b>807</b>	<b>866</b>	<b>921</b>	<b>965</b>	<b>960</b>	<b>986</b>	<b>1052</b>	<b>1067</b>	<b>970</b>	<b>1012</b>	<b>4.6%</b>	<b>2.1%</b>	<b>100.0%</b>
of which: OECD	564	543	553	590	613	628	651	660	647	573	617	8.0%	0.9%	60.9%
Non-OECD	256	264	313	331	352	332	335	391	420	397	395	-0.2%	4.4%	39.1%
European Union	40	44	46	45	52	47	48	51	50	48	51	5.9%	2.5%	5.0%
<b>Biodiesel<sup>1</sup></b>														
Canada & Mexico	2	1	2	5	4	6	6	6	5	6	5	-17.3%	10.6%	0.6%
US	54	55	76	71	70	87	89	104	96	101	101	0.9%	6.5%	13.8%
Brazil	39	40	43	50	58	56	63	79	87	95	100	5.6%	9.7%	13.5%
Other S. & Cent. America	48	49	43	53	40	54	57	52	48	31	42	33.9%	-1.5%	5.7%
Europe	160	171	183	205	203	200	230	247	255	250	248	-0.6%	4.4%	33.7%
CIS	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.3%	-6.3%	•
Middle East	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Africa	-	†	†	†	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-
Asia Pacific	72	91	111	138	102	129	129	181	237	230	239	4.3%	12.7%	32.6%
<b>Total</b>	<b>377</b>	<b>409</b>	<b>459</b>	<b>523</b>	<b>478</b>	<b>532</b>	<b>574</b>	<b>668</b>	<b>729</b>	<b>712</b>	<b>734</b>	<b>3.4%</b>	<b>6.9%</b>	<b>100.0%</b>
of which: OECD	229	242	274	296	294	307	337	374	373	371	370	-0.2%	4.9%	50.3%
Non-OECD	148	167	184	227	185	225	237	295	356	341	365	7.3%	9.5%	49.7%
European Union	156	166	177	201	199	192	219	235	243	238	236	-0.5%	4.3%	32.2%

**Figura 3 - Produção mundial de biocombustível em 2022 (BP, 2022).**

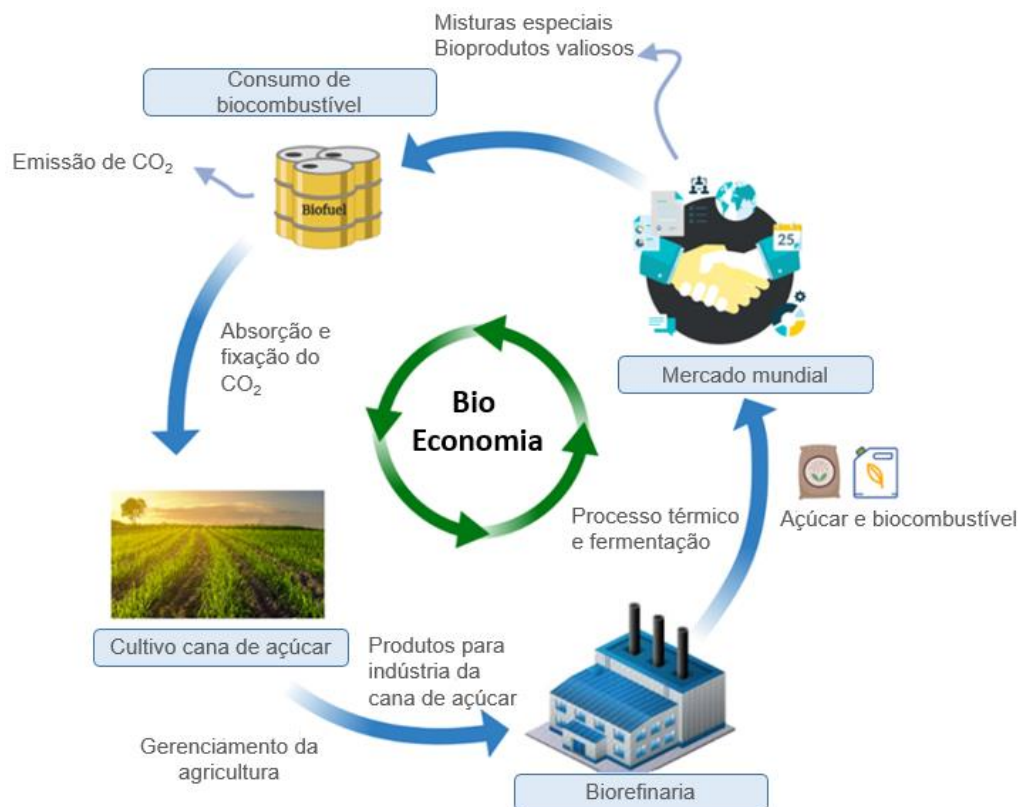
A produção de energia do etanol brasileiro é de 9 Joules renováveis para cada 1 Joule não renovável utilizado em sua produção (RODRIGUES, 2018). O Brasil tem sido considerado o pioneiro na produção de etanol desde 1970. Entretanto, apenas este protagonismo não é suficiente para estimular e aquecer o mercado dos biocombustíveis.

Portanto, a melhoria da biorefinaria da cana-de-açúcar também depende da implementação de abordagens de economia circular através do método cascata de

desperdícios e resíduos para promover conceitos de bioeconomia (Vandenberghe et al, 2022).

Atualmente, a Política Nacional de Biocombustíveis - RenovaBio, criado em 2017, envolve as políticas públicas que mais têm estimulado o mercado de biocombustíveis no Brasil, sendo os créditos de descarbonização (CBIO, "*decarbonisation credits*") o principal fator de promoção e crescimento da bioeconomia regional. O CBIO atua como uma "moeda verde" onde cada tonelada de CO<sub>2</sub> que não é emitida pela venda de biocombustíveis gera um crédito de carbono, permitindo que os produtores de biocombustíveis obtenham dividendos com a venda destes ativos. Desta forma, as CBIO promovem três efeitos importantes, que são a troca de moeda, o sequestro de carbono e a redução dos preços dos biocombustíveis. Neste sentido, estima-se que até o ano 2030, as empresas poderão emitir cerca de 590 milhões de CBIOs, o que significaria um lucro anual de US\$ 14,4 bilhões para o setor. No entanto, a bioeconomia não só se concentra nesta ideia, ela também estimula as empresas locais, gerando micro-redes dentro do processo produtivo e, assim, conectando a população com a indústria, visando um desenvolvimento sócio-econômico e ambientalmente sustentável (Vandenberghe et al., 2022).

A figura 4 mostra uma versão condensada da aplicação da bioeconomia dentro de uma biorefinaria de cana de açúcar, apresentando um ciclo fechado de produção, que é obtido devido às diferentes abordagens aplicadas ao longo do processo (Vandenberghe et al., 2022).



**Figura 4** - A biorefinaria de cana-de-açúcar e a bioeconomia circular (Adaptado, Vandenberghe et al. (2022)).

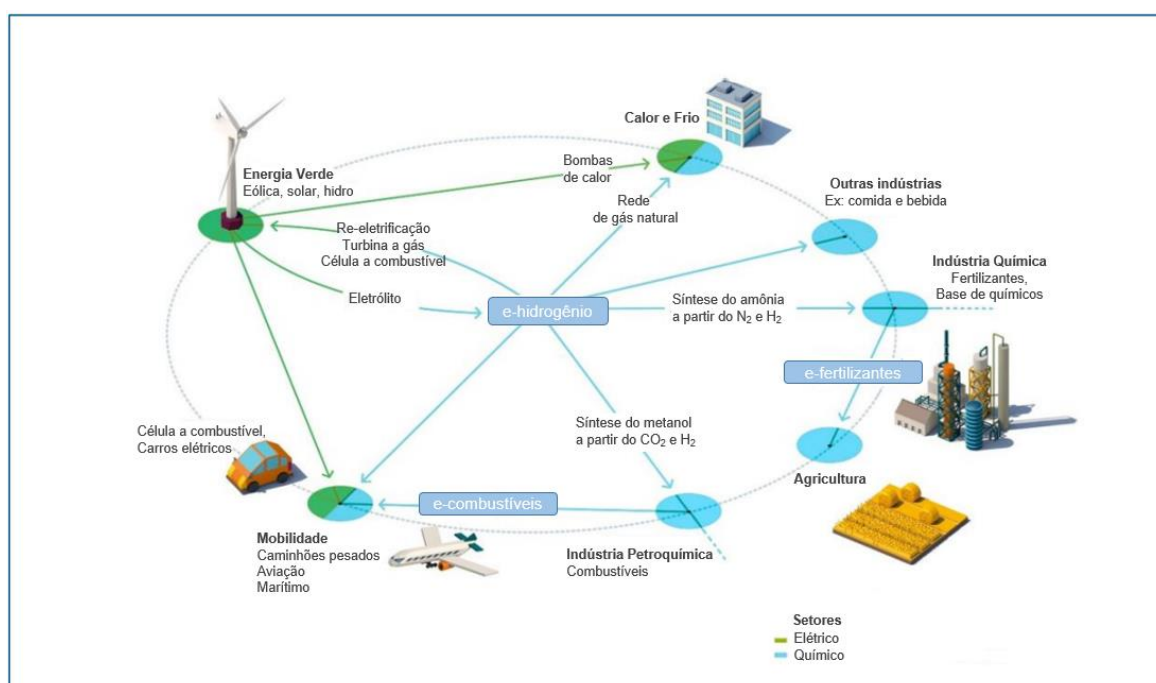
## 2.2. Hidrogênio

O hidrogênio é o elemento químico mais comum no universo e o terceiro elemento mais encontrado na superfície da Terra, sendo dessa forma, de disponibilidade abundante. Ele ocupa o primeiro lugar da tabela periódica e seu gás, formado por átomos de hidrogênio, é 14,4 vezes mais leve que o ar. O gás hidrogênio é ao mesmo tempo um vetor energético, como a eletricidade, e um combustível primário, a exemplo dos combustíveis fósseis (GIZ, 2021).

Após décadas sendo tratado como uma fonte de energia de grande potencial e disruptiva para o futuro, mas com significativos desafios tecnológicos e de mercado, o hidrogênio tornou-se um objetivo estratégico de governos e empresas em todo o mundo. Em particular, o mercado de hidrogênio ganhará “momentum” a partir de políticas energéticas pós-pandemia para a retomada da economia e para acelerar a transição energética em diversos países (EPE, 2021).

No que tange a característica do gás hidrogênio como um vetor energético, o seu papel e potencial possui semelhanças com o da eletricidade. Tanto o hidrogênio quanto a eletricidade podem ser produzidos a partir de diversas fontes de energia e tecnologias. Ambos são versáteis e podem ser utilizados em diversas aplicações livres de emissões de gases de efeito estufa (GEE), partículas, óxidos de enxofre ou outros poluentes (GIZ, 2021).

A Figura 5 ilustra como a integração de diferentes setores da economia pode ser realizada usando energia elétrica renovável como fonte de energia e hidrogênio como vetor para diferentes aplicações (GIZ, 2021).

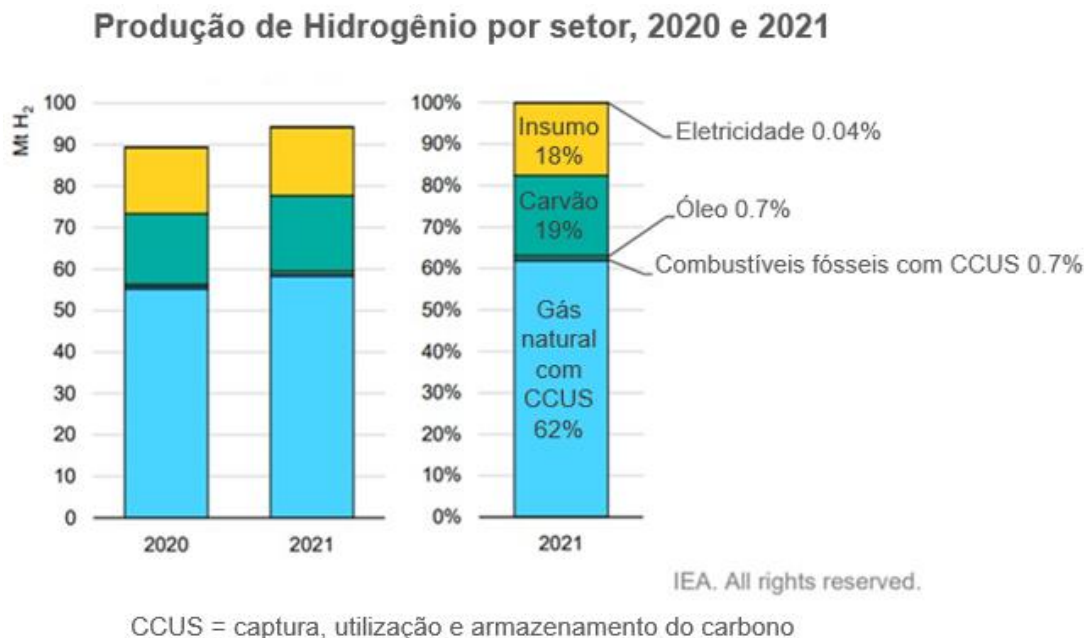


**Figura 5 - H<sub>2</sub> verde e processos *Power-to-X* (Adaptado de GIZ, 2021).**

A diferença crucial entre hidrogênio e a eletricidade é que o hidrogênio pode ser utilizado como um portador de energia química, composto de moléculas e não apenas elétrons, o que facilita o armazenamento e o transporte de forma estável e similar a outras fontes tais como o petróleo, carvão, biomassa e gás natural (GIZ, 2021).

Entretanto, a obtenção de emissões zero até 2050 exigirá uma vasta gama de tecnologias para transformar o sistema energético. O aumento da demanda por hidrogênio por si só não é suficiente para liquidar o processo de descarbonização. A produção de hidrogênio deve também se tornar muito mais limpa do que é hoje. De

acordo com a Global Hydrogen Review 2021 da IEA, das 90 milhões de toneladas de  $H_2$  utilizados em 2020, cerca de 80% foram produzidas a partir de combustíveis fósseis. A figura 6 mostra a demanda de hidrogênio por setor.

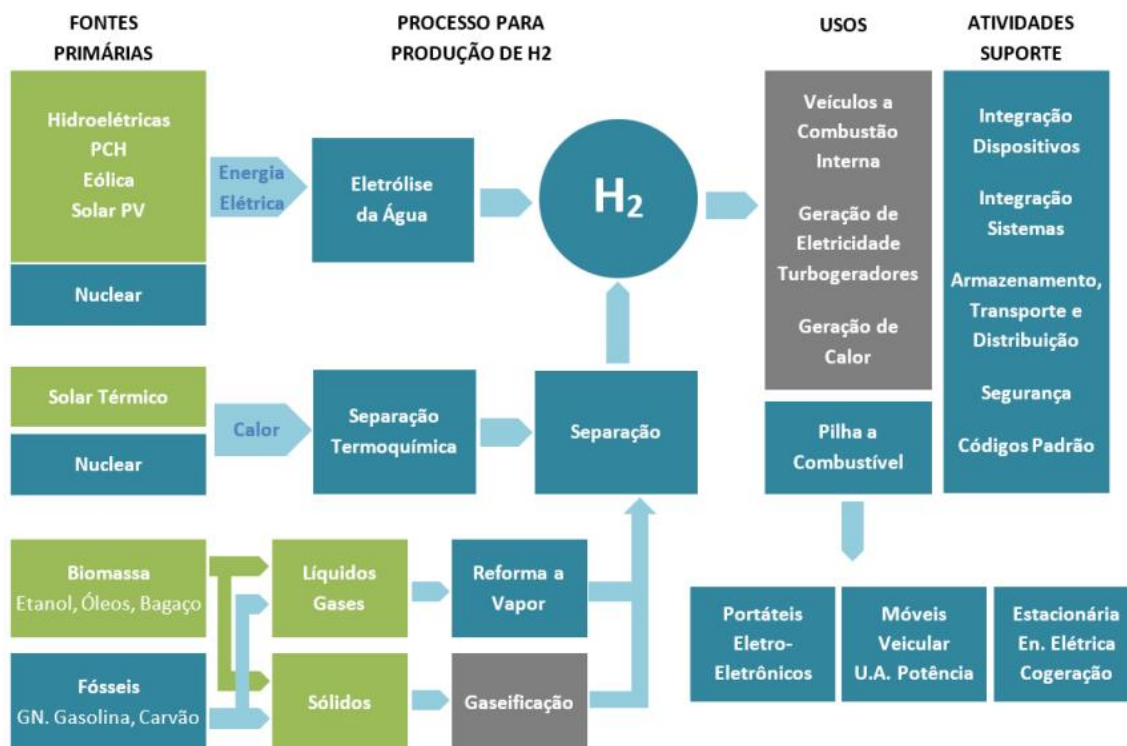


**Figura 6** - Demanda de hidrogênio por setor (adaptado de IEA, 2022).

### 2.2.1. Rotas tecnológicas e processos de geração do hidrogênio

O hidrogênio é um combustível muito versátil que pode ser produzido utilizando todos os tipos de fontes de energia (carvão, petróleo, gás natural, biomassa, energias renováveis e nuclear) através de uma grande variedade de tecnologias (reforma, gaseificação, eletrólise, pirólise e muitas outras) (IEA, 2021). Nos últimos anos, tem-se buscado diferenciar essa origem de produção através do uso de jargões com referência à distinção de cores (EPE, 2021).

A figura 7 mostra as rotas tecnológicas para a obtenção do hidrogênio.



**Figura 7** - Representação esquemática de rotas tecnológicas para obtenção de hidrogênio (EPE, 2021).

A conversão da água em hidrogênio é feita, principalmente, a partir da eletrólise. A eletricidade utilizada no processo pode ser de origem renovável (por exemplo, eólica, solar ou hidráulica), obtendo hidrogênio com baixo ou nulo teor de carbono. Duas tecnologias de eletrólise se destacam: a Alcalina Clássica e a de Membrana Polimérica Eletrolítica (PEM – *Polymer Electrolyte Membrane*) (EPE, 2021).

Ciclos termoquímicos também podem ser utilizados para quebrar a molécula da água e produzir hidrogênio. Estas tecnologias exigem elevadas temperaturas e uso de substâncias intermediárias que podem ser regeneradas. As fontes de altas temperaturas cogitadas para esta aplicação são a nuclear e a solar concentrada (EPE, 2021).

A conversão de biomassa e biocombustíveis em hidrogênio, por sua vez, pode se dar através de processos de gaseificação, reforma ou processos biológicos. As características da biomassa, como menor conteúdo energético e maior umidade, tornam o processo de gaseificação mais desafiador que quando aplicado ao carvão mineral. Mas o processo é tecnicamente viável, como provam os veículos a gasogênio

que já transitaram pelas ruas no passado. O gás de síntese resultante da gaseificação, além do hidrogênio, também é rico em monóxido de carbono, requerendo uma etapa de separação para se obter hidrogênio puro (EPE, 2021).

A reforma de biocombustíveis, uma outra opção para produção de hidrogênio, é um processo endotérmico que utiliza mais de uma etapa catalítica e consiste na conversão da mistura vapor de água e hidrocarboneto ou álcool em hidrogênio (DA SILVA; SOUSA; SILVEIRA, 2010).

Em geral, a reforma a vapor do etanol é bastante desenvolvida. Esta é uma opção relevante para o setor de transportes, pois evita as dificuldades associadas ao armazenamento do hidrogênio (EPE, 2021).

Nos últimos anos, tem-se buscado diferenciar a origem de produção através do uso de jargões, com referência à distinção de cores (EPE, 2021):

- O “hidrogênio marrom ou preto” é aquele produzido de carvão mineral (de linhito é o “marrom” e de hulha ou antracito corresponde à cor “preta”) sem CCUS (captura, utilização e sequestro de carbono);
- O “hidrogênio cinza” é aquele produzido do gás natural sem CCUS;
- O “hidrogênio azul” refere-se àquele produzido a partir de gás natural, mas com CCUS (eventualmente, se utiliza essa denominação também para o hidrogênio gerado a partir de outros combustíveis fósseis com CCUS);
- O “hidrogênio turquesa” é aquele produzido a partir da pirólise do gás natural, tendo como resultado hidrogênio e carbono sólido (também pode usar biometano, o que, quando se usa eletricidade renovável, resultaria nas chamadas “emissões negativas”);
- O “hidrogênio verde” tem sido definido, no jargão de mercado, como aquele produzido via eletrólise da água com energia proveniente de fontes renováveis variáveis (particularmente, energias eólica e solar).

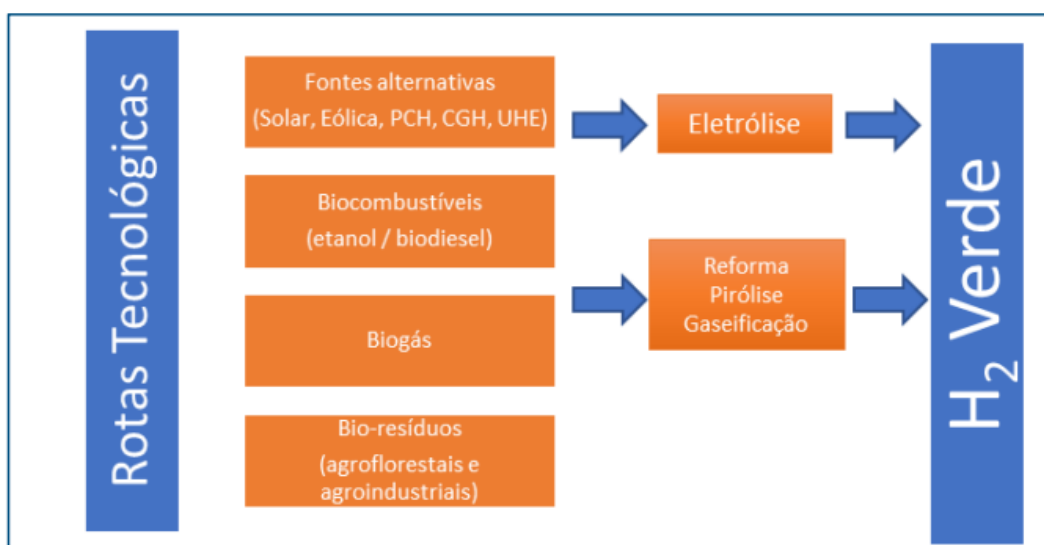
A Figura 8 ilustra a classificação do hidrogênio em cores pelo processo de produção.

Cor	Resumo do processo de produção do hidrogênio
Preto	Gaseificação do carvão mineral (antracito <sup>1</sup> ) sem CCUS <sup>2</sup>
Marrom	Gaseificação do carvão mineral (hulha <sup>3</sup> ) sem CCUS
Cinza	Reforma a vapor do gás natural sem CCUS
Azul	Reforma a vapor do gás natural com CCUS
Turquesa	Pirólise do metano <sup>4</sup> sem gerar CO <sub>2</sub>
Verde	Eletrólise da água com energia de fontes renováveis (eólica/solar)
Musgo	Reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis com ou sem CCUS
Rosa	Fonte de energia nuclear
Amarelo	Energia da rede elétrica, composta de diversas fontes
Branco	Extração de hidrogênio natural ou geológico

**Figura 8** - Classificação do hidrogênio em cores pelo processo de produção (EPE, 2022)

Atualmente, alguns termos especializados estão em discussão, como "seguro", "sustentável", "com baixo teor de carbono" e "limpo". Entretanto, não há acordo internacional sobre a utilização destes termos, e os seus significados neste contexto ainda não foram claramente definidos (IEA, 2021).

De forma a sumarizar a disposição de fontes renováveis com potencial para geração de hidrogênio verde no Brasil, apresenta-se na figura 9 um modelo esquemático simplificado sobre tais fontes e respectivas rotas tecnológicas.



**Figura 9** - Principais rotas tecnológicas de H<sub>2</sub> verde no Brasil (GIZ, 2021).

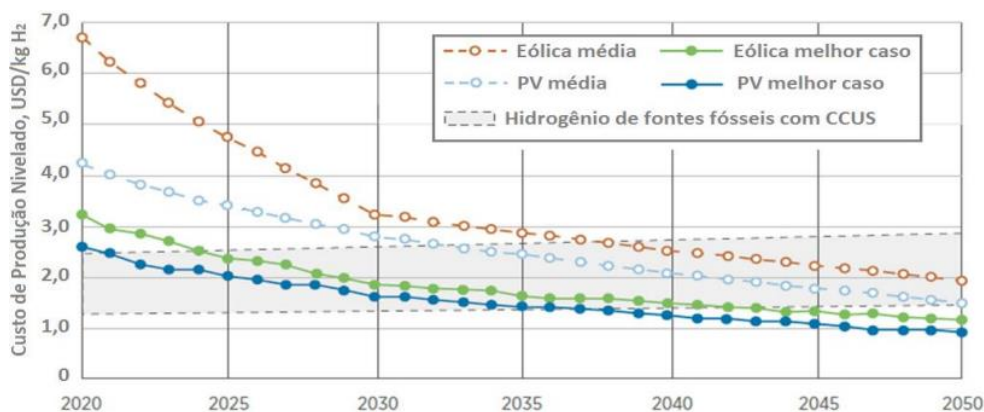
## 2.2.2. Mercado mundial de hidrogênio

O mercado de hidrogênio atingiu uma grande visibilidade após diversos governos anunciarem seus planos estratégicos para o aproveitamento desse recurso como elemento fundamental para a transição energética. O interesse na aplicação do hidrogênio verde como um vetor para a descarbonização de diversos setores da economia é crescente, porém a sua viabilidade econômica depende essencialmente da competitividade de preços quando comparado com o hidrogênio cinza e outras fontes alternativas de energia (GIZ, 2021).

Segundo a IEA, o preço de 1 kg de hidrogênio verde com um teor energético de 33,3 kWh perfaz um custo de EUR 3,40 a 5,00 enquanto o custo de hidrogênio cinza, forma mais utilizada na atualidade, custa em média 1,5 EUR/kg ou 0,045 EUR/kWh. A expectativa é que a diferença entre os valores dos hidrogênios cinza e verde deixe de existir num futuro próximo. (GIZ, 2021)

O Hydrogen Council (2021) afirma que com o anúncio por diversos países e empresas durante o ano de 2020 de vários projetos de hidrogênio em giga-escala (equivalente a 175 mil toneladas a 100% de fator de carga), os custos de produção de hidrogênio seguem uma tendência de queda. De acordo com o órgão (2021), os custos das energias renováveis em 2030 podem ser de até 15% inferiores aos estimados em 2020 (GIZ, 2021).

Um estudo da IRENA (2019) também aponta a expectativa de que o hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis possa se tornar competitivo, em relação ao hidrogênio de origem fóssil, antes de 2025, para os melhores casos. Em relação aos valores médios mundiais, a competitividade seria alcançada entre 2030 e 2040 (GIZ, 2021). As curvas de projeção da evolução de custos são mostradas na Figura 10.



**Figura 10** - Projeção da evolução de custos de produção de hidrogênio (GIZ, 2021).

### **2.2.3.Mercado brasileiro de hidrogênio**

A produção e usos industriais do hidrogênio no Brasil se encontram relativamente consolidados. O Brasil tem um relevante histórico de investimentos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de produção e uso de hidrogênio. Em 2002, o Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) lançou o Programa Brasileiro de Hidrogênio e Sistemas Células a Combustível (inicialmente denominado PROCAC). Posteriormente, em 2005, este programa passou a ter nova denominação, passando a se chamar Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio, com a sigla PROH2 (EPE, 2021).

A maior parte da produção de hidrogênio no Brasil é proveniente da reforma a vapor do gás natural (hidrogênio cinza), sendo consumido principalmente em refinarias e fábricas de fertilizantes (87%), com produção e uso locais. Neste sentido, é importante registrar a ausência de amplo mercado para comercialização deste produto no país (EPE, 2022).

Em abril de 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) propôs a elaboração das diretrizes do Programa Nacional de Hidrogênio, tornando prioridade para o Brasil consolidar o arcabouço legal e as regulamentações, bem como estabelecer um mercado de hidrogênio no País. Torna-se um desafio para o planejamento energético nacional a garantia de ambiente de negócios adequado para a promoção de investimentos no Brasil, incluindo os internacionais. Para setores de difíceis abatimento de emissões de carbono e considerando seu papel como um vetor de energia, o hidrogênio mostra-se como uma alternativa, na medida em que facilita o armazenamento de energia e favorece o acoplamento do setor de energia aos setores de indústria e transporte. Entre os princípios que norteiam o PNH2, estão a valorização do potencial nacional de recursos energéticos, a abrangência de fontes energéticas, a descarbonização da economia, o incentivo ao desenvolvimento tecnológico nacional, a construção de um mercado competitivo de hidrogênio, o reconhecimento da indústria nacional e a busca de sinergias e articulação com outros países, buscando acelerar esta transição energética através da cooperação (EPE, 2022).

O Programa Nacional de Hidrogênio está pautado em 3 pilares principais: políticas públicas, condições tecnológicas e de mercado, que impulsionem o

desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil. A figura 3 apresenta os eixos do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2).



**Figura 11** - Eixos do Programa Nacional de Hidrogênio (PNH2)  
(EPE, 2022)

Esse impulso tem gerado um ambiente de negócios bastante favorável, engajando diversos agentes para o desenvolvimento do mercado do hidrogênio. Em particular, face a significativa competitividade das variáveis renováveis (eólica e solar), no Brasil, tem havido especial interesse, por parceiros estrangeiros (destaque para a Alemanha e a Austrália) e empreendedores nacionais e internacionais, em desenvolver o hidrogênio verde no país. Boa parte do foco é no desenvolvimento de projetos para exportação do hidrogênio, diretamente ou indiretamente, na forma de amônia e metanol (EPE, 2021).

Entretanto, o aproveitamento mais amplo de projetos energéticos baseados em hidrogênio demandará um aporte mais continuado de investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação, para que o país seja um ator relevante na Economia do Hidrogênio que se apresenta no horizonte. A difusão de novas tecnologias, o desenvolvimento de uma infraestrutura de produção, armazenamento, transporte e distribuição do hidrogênio inserem-se como tópicos de destaque a serem endereçados nesse contexto.

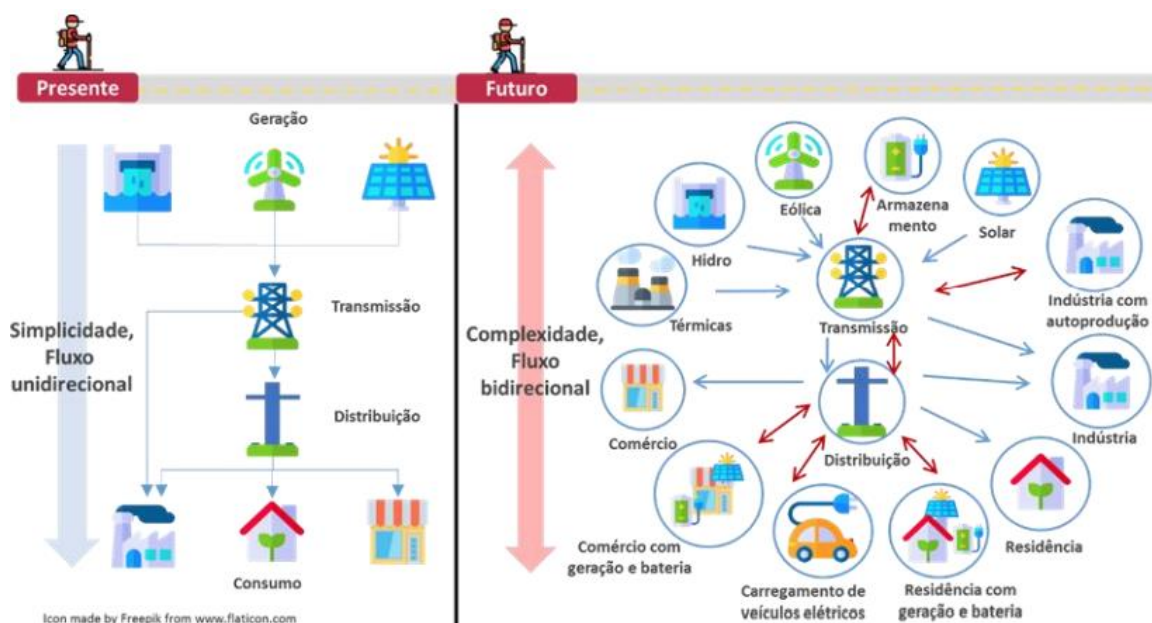
Além disso, mais do que estabelecer uma estratégia brasileira de hidrogênio, que já existe na prática desde 2002-2005, cabe ao governo federal consolidar e formalizar a estratégia nacional em um plano de ação específico, atualizando as diretrizes e superando os desafios (EPE, 2021).

### **2.3.Geração distribuída**

No contexto da geração de energia, mais especificamente no que trata da matriz energética, existe a necessidade de estabelecer um replanejamento estrutural abrangente para o abastecimento elétrico, contando com processos de distribuição/transmissão mais confiáveis. Desta forma, visando a criação de matrizes mais eficientes, versáteis e ambientalmente amigáveis, uma alternativa que vem ganhando grande destaque é a geração distribuída a partir de fontes renováveis. Em outras palavras, a geração distribuída surgiu da necessidade de expandir o acesso dos consumidores à energia renovável em busca da sustentabilidade. No Brasil, este tipo de geração significa que os consumidores podem produzir sua própria energia a partir de fontes renováveis (ANEEL, 2015).

A geração distribuída traz inovações que podem combinar economia financeira, consciência socioambiental e auto-sustentabilidade, além de benefícios para o sistema elétrico, como por exemplo: adiamento de investimentos na expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, baixo impacto ambiental e redução da carga nas redes (MAESTRI; ANDRADE, 2022).

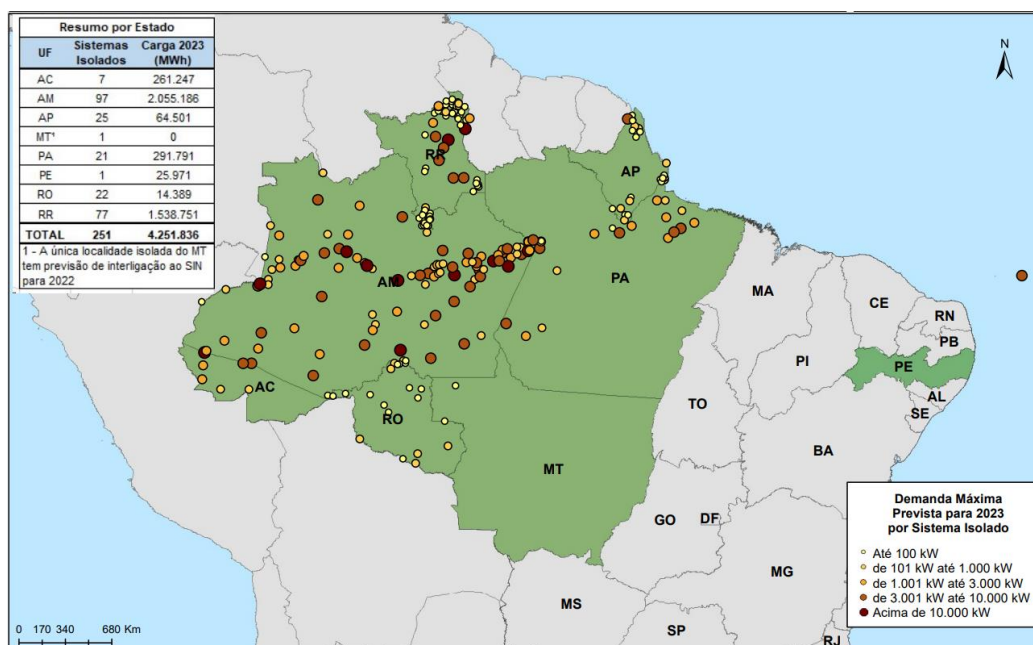
A figura 12 mostra os sistemas de geração de energia centralizados e distribuídos.



**Figura 12** - Sistemas de geração de energia centralizados e distribuídos. (Adaptado de JUNIOR, 2021).

## 2.4.Sistemas isolados

No setor de energia elétrica, denomina-se Sistema Isolado o sistema elétrico que, em sua configuração normal, não esteja conectado ao Sistema Interligado Nacional – SIN, por razões técnicas ou econômicas, conforme define o Decreto n. 7.246/2010 (EPE, 2022). Atualmente, existem cerca de 251 sistemas isolados no Brasil, a maior parte deles encontra-se na região Norte, com destaque para o estado do Amazonas, com 95 sistemas. As exceções são Mato Grosso e Pernambuco, com uma localidade cada, sendo a última a ilha de Fernando de Noronha. (EPE, 2022). Na figura 13, é possível ver a distribuição dos sistemas isolados na região Norte do país.

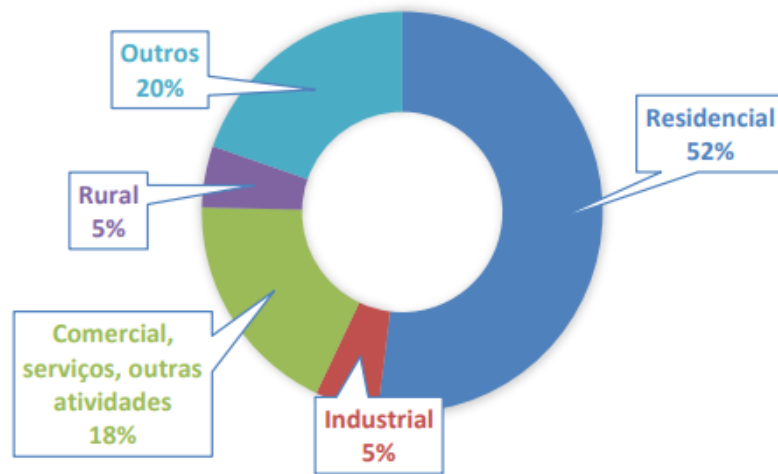


**Figura 13** - Mapa dos sistemas isolados – Ciclo 2021 (EPE, 2022).

A maior parte das localidades isoladas encontra-se ao longo das calhas dos rios, que representam a principal via de transporte da região. O consumo nos Sistemas Isolados representa menos de 1% da carga total do país, entretanto é necessário destacar que há desde pequenas comunidades, com população de 15 habitantes até cidades maiores como Cruzeiro do Sul (AC) e Boa Vista (RR), única capital ainda não conectada ao SIN, com população superior a 89 mil e 419 mil pessoas, segundo estimativas do IBGE para 2020, respectivamente (EPE, 2021).

O mercado consumidor pode ser subdividido nas seguintes classes de consumo: residencial, industrial, comercial, rural e outros. A figura 14 apresenta o percentual de cada classe de consumo nos sistemas isolados para o ano de 2022, de onde observa-se a predominância do consumo residencial (52%), sendo seguido pelo setor de comércio e serviços (18%).

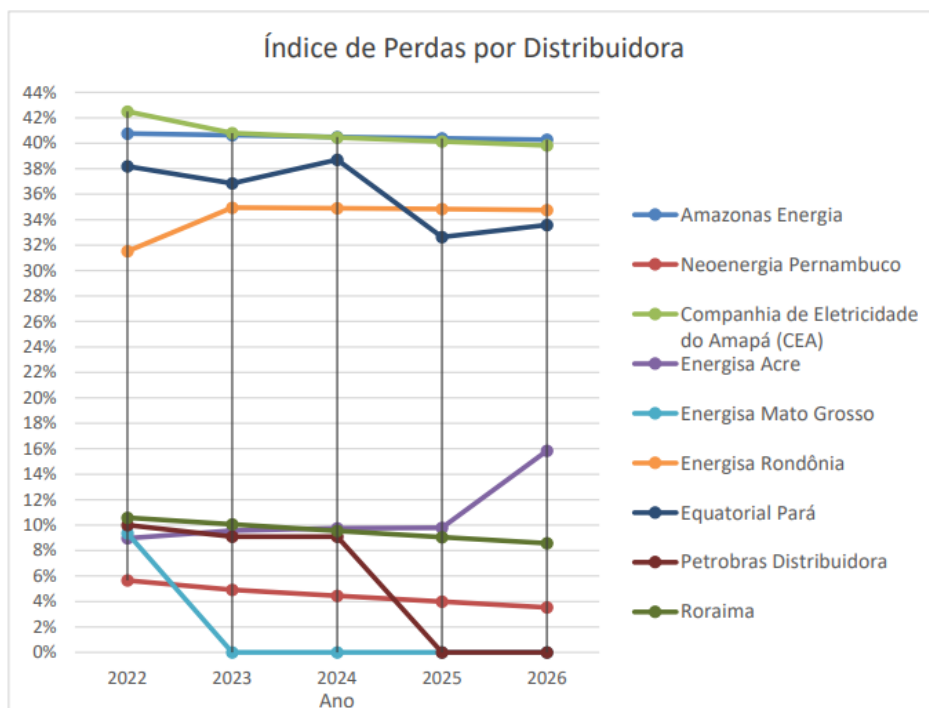
### Consumo por Classe no Sistema Isolado



**Figura 14** - Consumo nos sistemas isolados por classe para o ano de 2022 (EPE, 2022).

A demanda por energia dessas regiões é suprida, principalmente, por térmicas a óleo diesel, que dependem de uma complexa logística de fornecimento desse combustível, uma vez que se baseiam no trabalho de grandes usinas afastadas dos Sistemas Isolados, o que impõe altos custos de transporte e consideráveis perdas de energia nas linhas de transmissão.

A figura 15 apresenta a evolução anual do índice de perdas de cada distribuidora. A Amazonas Energia e a CEA se destacam com perda superior a 40% ao longo de todo horizonte. Por outro lado, a Energisa Mato Grosso estima perdas iguais a zero a partir de 2023 pois é esperado que Guariba, seu único sistema isolado, seja interligado ao SIN em 2022, situação semelhante ocorre com a Petrobras Distribuidora, que prevê a interligação dos seus sistemas isolados em 2024 (EPE, 2022).



**Figura 15** - Índices de perdas por Distribuidora com SI no horizonte de planejamento (EPE, 2022).

Além disso, as usinas de certas localidades requerem tanques de armazenamento de grande porte para estocar o combustível necessário para os períodos de seca da região Norte do país, sobretudo em épocas de estiagem, quando o calado das embarcações fica limitado, o que eleva ainda mais as despesas.

## 2.5.Células a combustível

As células a combustível são dispositivos altamente eficientes e ecológicos que passam por um processo de reação eletroquímica para produzir eletricidade. Podem ser classificadas de acordo com seus tipos de eletrólitos, temperaturas de trabalho, tipos de combustíveis usados ou suas áreas de trabalho (estacionário ou portátil). Entretanto, a classificação mais comum está relacionada aos tipos de eletrólitos (INAL; DENIZ, 2020).

Existem vários tipos de célula a combustível, tais como a célula a combustível de membrana de troca de prótons (PEMFC), célula a combustível de ácido fosfórico (PAFC), célula combustível de carbonato fundido (MCFC), célula combustível de óxido sólido (SOFC) e célula combustível microbiana (MFC) (RADUWAN et al., 2022).

Entre as diversas opções de combustíveis que podem ser convertidos em hidrogênio para serem utilizados em células a combustível estão os álcoois, em particular, metanol e etanol. O metanol tem sido estudado minuciosamente nos últimos anos, mas os principais inconvenientes são sua alta toxicidade e sua produção baseada essencialmente em combustível fóssil. Portanto, o metanol não atende ao objetivo de reduzir nem a dependência de combustíveis fósseis nem as emissões de gases de efeito estufa, como o CO<sub>2</sub> (PERNA, 2006).

Por outro lado, o etanol apresenta viabilidade de sua produção a partir da biomassa com processos bioquímicos e a importante vantagem de ser quase neutro em relação ao CO<sub>2</sub>, já que o dióxido de carbono produzido no processo é consumido para o crescimento da biomassa, oferecendo um ciclo de carbono quase fechado. Assim, o uso do etanol para a produção de energia é uma solução eficaz para a redução das emissões de GEE, principalmente de CO<sub>2</sub> (PERNA, 2006).

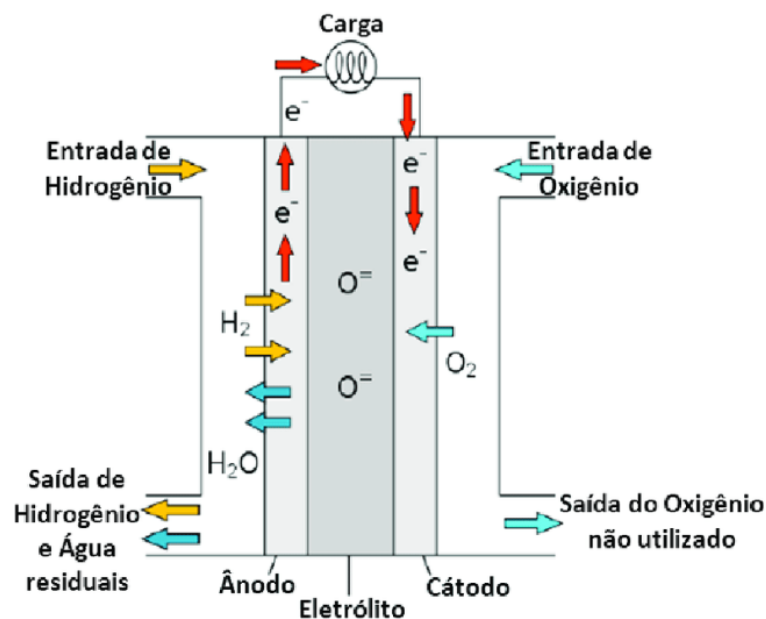
Para o presente trabalho, serão destacados dois tipos de células: a PEMFC (célula a combustível de membrana de troca de prótons), que tem baixa temperatura de operação e a SOFC (célula a combustível de óxido sólido), que possui alta temperatura de operação.

### **2.5.1.SOFC**

As células a combustíveis de óxido sólido (SOFCs) utilizam zircônia estabilizada de ítrio em estado sólido como eletrólito. Assim como as células combustíveis de carbonato fundido (MCFCs), as SOFCs utilizam uma liga de níquel como ânodo, porém o cátodo é feito de manganita lantânio estrôncio. Sua temperatura de operação fica entre 800 – 1000°C (INAL; DENIZ, 2020).

A eficiência elétrica da SOFC varia entre 50 – 60%, porém devido à alta temperatura, o calor pode ser combinado no sistema e a eficiência total pode chegar a 75 - 80%. Uma consequência de operar em altas temperaturas é não ter a necessidade de utilizar catalisadores caros, como é o caso das PEMFCs (INAL; DENIZ, 2020).

A figura 16 apresenta um demonstrativo de uma SOFC.



**Figura 16** – Demonstrativo da Célula a Combustível do tipo óxido sólido (SOFC) (MARAVIESK., 2018).

## 2.5.2.PEMFC

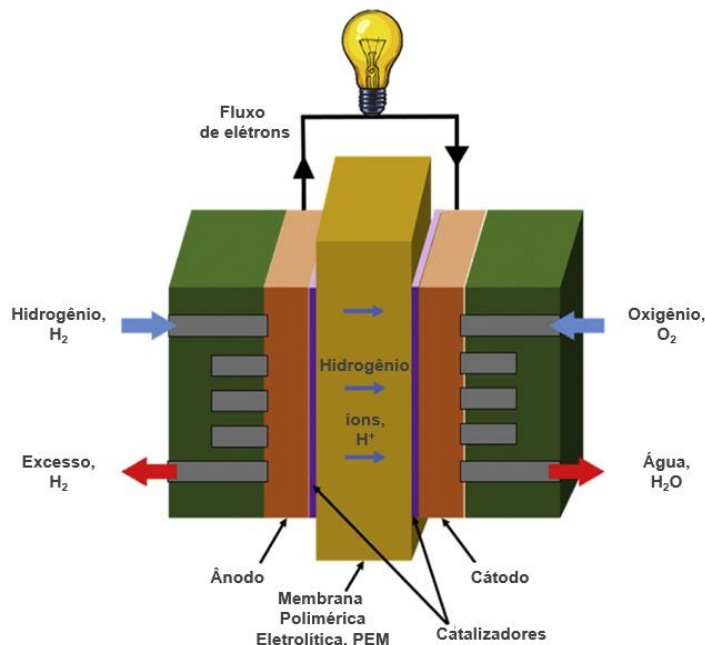
A PEMFC tem recebido crescente destaque como um dispositivo de geração de energia eficiente devido a suas baixas emissões, densidade de energia potencialmente alta, compactação, modularidade, peso leve, partida imediata e resposta rápida às mudanças de carga (CHUTICHAJ et al., 2013). Além disso, é o tipo de célula a combustível mais flexível e tem a maior faixa de aplicação, portanto, ela se torna a célula mais promissora para se desenvolver em aplicações (INAL; DENIZ, 2020).

Para aplicações residenciais, por exemplo, as PEMFCs podem ser empregadas como fontes de energia primária ou de reserva; uma PEMFC pode produzir cerca de 5 kW de energia ou 120 kWh de energia por dia como um sistema de cogeração (CHUTICHAJ et al., 2013).

A célula a combustível tipo PEM possui eletrodos à base de platina e o eletrólito é uma membrana de troca iônica, que transfere perfeitamente prótons. A temperatura de operação está geralmente entre 65 - 85°C e a célula de combustível deve trabalhar abaixo de 100°C por causa da água, que é produzida no lado catódico. Para fornecer a porosidade para os prótons, a membrana precisa ficar úmida. A PEM usa hidrogênio

como combustível e em presença de oxigênio produz água, eletricidade e calor devido a uma reação exotérmica (INAL; DENIZ, 2020).

A figura 17 apresenta o princípio de funcionamento de uma PEMFC.



**Figura 17** - Posição dos catalisadores e PEM no sistema de célula a combustível de baixa temperatura (Adaptado RADUWAN et al., 2022).

A eficiência da PEMFC pode ser dividida em eficiências térmica e elétrica. Pesquisas mostram que a térmica pode alcançar 85%, enquanto a elétrica chega a um patamar 50% (MENG, 2022). Para o melhor desenvolvimento do sistema PEMFC, deve-se introduzir na célula hidrogênio puro, uma vez que o catalisador de platina pode ser danificado por monóxido de carbono. Entretanto, o hidrogênio na sua forma pura não é encontrado na natureza e deve ser extraído de vários combustíveis, através de tecnologias reformadoras. A maioria dos combustíveis considerada como fonte de hidrogênio é formada por compostos de hidrocarbonetos (RADUWAN et al., 2022).

## 2.6.Sistemas híbridos CHP

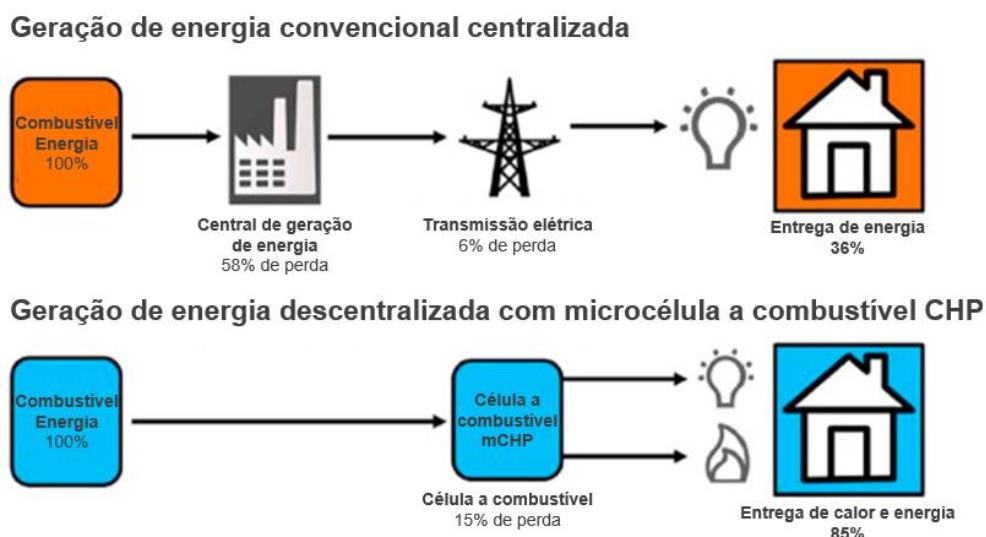
Os dispositivos de co-geração de calor e energia distribuídos, do inglês – “*Combined Heat and Power*”- (CHP), são considerados como um meio de difundir a energia renovável para uso residencial. Se, por um lado, eles perdem a vantagem

econômica das usinas de grande escala; por outro, são menos invasivos, portanto mais socialmente aceitáveis, requerem investimentos muito menores para favorecer a implementação da tecnologia e são adequados para locais remotos (ROSSETTI et al., 2019).

O uso de CHP em aplicações residenciais aumentou à medida que os sistemas têm a capacidade de produzir tanto energia térmica quanto eletricidade a partir de uma única fonte de combustível, produzindo alta eficiência geral. Os sistemas CHP consistem de vários componentes individuais configurados em um sistema de engenharia totalmente integrado (ELLAMLA et al., 2015).

A eficiência total do sistema CHP pode ser expressa como a relação entre a soma da potência líquida e a produção de energia térmica útil dividida pela energia total do combustível consumido. Os sistemas de cogeração podem gerar energia com eficiências de 85% a 90% (eficiência elétrica e térmica combinada), que é muito maior em comparação com a eficiência do sistema que está gerando eletricidade e calor útil em processos separados. Este aumento da eficiência energética pode resultar em uma redução de custos e uma redução nas emissões de gases de efeito estufa (GEE) quando comparado aos métodos convencionais de geração de calor e eletricidade separadamente (ELLAMLA et al., 2015).

A figura 18 representa um sistema híbrido CHP.



**Figura 18** – Sistema CHP Híbrido (Adaptado CORTÉS et al., 2022).

O bioetanol é considerado um insumo derivado de biomassa adequado para estes sistemas, uma vez que é líquido e não tóxico, permitindo um armazenamento

mais seguro em locais residenciais com relação a outros combustíveis ou ao próprio hidrogênio (ROSSETTI et al., 2019).

As células a combustível têm potencial e capacidade para serem utilizadas em aplicações de co-geração de calor e energia. Dentre as tecnologias mais adequadas e mais comumente utilizadas no setor residencial estão as PEMFC e SOFC. As PEMFC mostram um potencial promissor no mercado de CHP devido a sua operação em baixa temperatura e de alta eficiência. Operam a temperaturas de cerca de 80°C e produzem calor de baixa qualidade que é recuperado na forma de água quente e/ou vapor de baixa pressão (aproximadamente 2 bar) que pode ser utilizado para aplicações de baixa temperatura, como aquecimento de espaço/água (ELLAMLA et al., 2015).

As SOFC normalmente operam na faixa de temperatura entre 800°C e 1000°C. Estas células a combustível estão na fase pré-comercial para a geração de energia estacionária. Devido às altas temperaturas de operação, elas produzem calor de alta qualidade que é recuperado sob a forma de vapor (até 10 bar) que pode ser utilizado para fornecer energia para o processo de reforma interna utilizado para produzir H<sub>2</sub> (ELLAMLA et al., 2015).

Apesar da atenção considerável e de muitos projetos demonstrativos dedicados à pesquisa de células a combustível nos últimos 20 anos, esta tecnologia ainda não encontrou aplicações comerciais sólidas, com apenas algumas empresas que vendem células a combustível operando com hidrogênio puro, em vez de reformar. Portanto, o preço de mercado desta unidade não é muito competitivo, levando à maior incerteza na avaliação econômica. Outro aspecto importante é que a durabilidade do sistema ainda não está comprovada, de modo que uma estimativa segura do investimento não pode ir além de 10-15 anos, impactando muito na remuneração do sistema (ROSSETTI et al., 2019).

Por outro lado, o proprietário da residência, que está interessado em obter uma tecnologia alternativa, caracterizada também por uma maior sustentabilidade ambiental em relação ao fornecimento centralizado convencional de calor e energia, pode receber possíveis incentivos governamentais, tais como um preço menor para a venda de energia e descontos sobre a matéria-prima ou quota com desconto para a aquisição do aparelho (ROSSETTI et al., 2019).

Um exemplo deste caso é o Japão, que introduziu várias políticas de apoio para atingir 36-38% do fornecimento de energia a partir de fontes renováveis até 2030.

Essas políticas são definidas para atingir as metas durante o período de previsão (IEA, 2021).

Dito isso, passaram a nascer projetos de CHP híbridos que visam utilizar hidrogênio (H<sub>2</sub>) para produzir energia elétrica limpa. Este trabalho baseia-se em três projetos já publicados, (VEIRA, 2021), (SILVA, 2017) e (RODRIGUES, 2018), todos elaborados na PUC-RIO (Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro), que propuseram utilizar o etanol para conseguir o gás hidrogênio que irá alimentar a célula a combustível e, portanto, gerar eletricidade. Ambos trabalhos levam em consideração as comunidades dos Sistemas Isolados, principalmente as do Norte do país.

O primeiro trabalho (SILVA, 2017) apresentou um resultado inviável para aplicação do sistema proposto. Verificou-se que, devido ao alto consumo elétrico do reformador durante a fase de produção de hidrogênio, a pressão nos cilindros de hidrogênio e o estado de carga do banco de baterias não voltam ao estado inicial, evidenciando que o sistema consome mais energia elétrica do que produz.

O segundo trabalho (VIEIRA, 2021) apresentou um sistema viável para operação com as seguintes condições: nove usuários SIGFI45 e dois bancos de baterias.

Por fim, o último trabalho (RODRIGUES, 2018) confirmou a expectativa de que a ampliação do sistema híbrido de geração de energia para atender pequenas comunidades é factível e pode ser um caminho a ser seguido em pesquisas futuras. A eficiência do sistema também foi avaliada, mostrando que com o aumento do número de usuários a eficiência global aumenta, porém apresenta um limite a partir do qual a eficiência começa a cair.

### **3. Projeto Conceitual**

#### **3.1.Descrição do sistema**

O estudo feito visa melhorar o simulador para otimizar o desempenho de um sistema autônomo de geração de energia elétrica para atendimento a sistemas isolados, com a utilização de fontes renováveis de energia. Este sistema é composto por três subsistemas:

- Um subsistema de painéis fotovoltaicos (PV), transformando energia solar em energia elétrica;
- Um subsistema de produção de gás reformado a partir da reforma do etanol. O gás reformado é composto, principalmente, por hidrogênio e óxidos de carbono, além do metano em baixas porcentagens.;
- E, um subsistema de conversão do gás reformado em energia elétrica, transformação da energia química diretamente em energia elétrica, através da Célula a Combustível (CaC).

Todos os subsistemas anteriormente mencionados estão associados a uma lógica de monitoramento, gerenciamento e controle para descrever precisamente seus comportamentos durante as simulações. O projeto integrado com estas características foi concebido para funcionar como uma alternativa confiável e segura, ecologicamente correta e tecnicamente viável para alimentação de comunidades isoladas com perfil de carga de baixa e média potência.

Em geral, como descrito anteriormente, nas comunidades isoladas utilizam-se um grupo de gerados a diesel para produção de energia elétrica que, pelo perfil de carga, operam com baixa eficiência e podem apresentar riscos ambientais e de suprimento. No presente projeto, foi utilizado um combustível renovável (etanol) que é facilmente encontrado no Brasil - devido a produção de cana-de-açúcar – e quando reformado produz hidrogênio para posterior conversão, com elevada eficiência, em energia elétrica numa célula a combustível (CaC). Por ser encontrado de forma abundante e ecologicamente viável, é um atrativo para a economia, pois o Brasil é o segundo maior produtor mundial de etanol (VIEIRA, 2021).

O projeto foi construído para que um consumidor fosse atendido por um SIGFI (Sistemas de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes – SIGFI) com fim

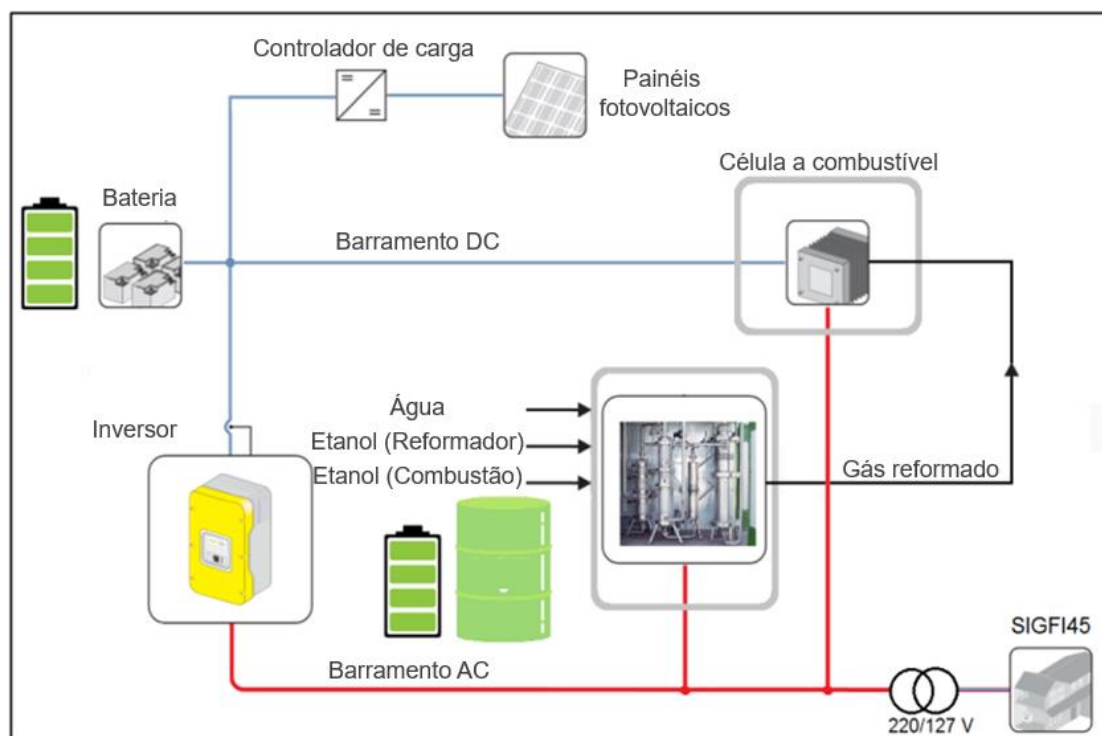
de estudos de viabilidade técnica. Entretanto, o mesmo poderá ser ampliado para condições reais de operação em uma comunidade isolada.

### 3.2.Descrição funcionamento do sistema

O sistema de geração isolada de energia elétrica, o Sistema Completo, utilizando reformador, CaC, PV, banco de baterias e inversor, foi concebido para ser autônomo, ou seja, para não depender da rede elétrica, e ambientalmente amigável, fazendo uso de fontes renováveis de energia.

As duas fontes renováveis que irão suprir o sistema de geração são o etanol e a energia solar. Para melhor entendimento o banco de baterias será chamado de baterias e os painéis fotovoltaicos de PV. O gás reformado, combustível para a CaC, é obtido a partir da reforma do etanol e sua composição é dada por: hidrogênio (~73,3 vol.%), metano (~2,6 vol.%), monóxido de carbono (< 3 ppm) e dióxido de carbono (~24% de base seca) (VIEIRA, 2021).

A figura 19 representa o diagrama de blocos do sistema completo.



**Figura 19** – Diagrama de blocos com ligações entre os equipamentos (Adaptado VIEIRA, 2021).

Analisando a Figura 19 observa-se que o sistema possui dois barramentos: um barramento em corrente contínua (CC) representado por “DC Bus” de 48 V, na cor azul; e, um barramento em corrente alternada (CA) representado por “AC Bus” de 220V, na cor vermelha. O barramento DC pode ser alimentado tanto pelo PV (“PV modules”), quanto pela CaC (“Fuel Cell”) e quanto pela bateria (“Battery”). Quando o consumidor (“SIGFI 45”) acende uma lâmpada, ele vai buscar a corrente no barramento AC, ou seja, no inversor. O inversor puxa a energia do barramento DC, onde, a que estiver disponível no DC irá entregar energia ao AC. Se o PV, neste momento, estiver fornecendo energia, ele alimentará o DC, mas, se a voltagem em DC for maior que 48 V a energia será mandada para a bateria, mas se a voltagem em DC for menor que 48 V, será necessário que a bateria também envie energia ao barramento DC (VIEIRA, 2021).

A bateria é o único equipamento do sistema que possui duplo sentido, isto é, consegue enviar carga ao barramento DC e receber carga do mesmo. Se a bateria estiver com carga mais alta que o barramento DC, ou seja, tiver um potencial elétrico mais alto, irá escoar energia da bateria para o barramento DC. Caso contrário, se o DC estiver com a voltagem mais alta, a energia escoará do barramento para a bateria (VIEIRA, 2021).

A carga pode ser tanto o consumidor quanto o Sistema Integrado (Reformador e CaC), estes conectados ao barramento AC. Quando qualquer um desses for ligado no barramento AC, ele vai puxar carga do inversor e o inversor vai puxar da linha DC. Quem estiver disponível vai entregar energia. Se a CaC estiver ligada, ela vai alimentar o barramento DC e essa energia gerada pode ir uma parte para a bateria e uma parte para o inversor. Quem vai dizer se a bateria está sendo carregada ou descarregada é a voltagem no barramento DC (VIEIRA, 2021).

Supondo uma situação hipotética onde o barramento DC esteja com 46 V, a CaC será ligada, uma vez que se o barramento não estiver com sua capacidade nominal completa, 48 V, é porque a bateria está descarregada. Portanto, a CaC é ligada para recarregar a bateria.

Os painéis fotovoltaicos (PV) fornecem energia quando há disponibilidade de sol. Ao fornecer energia, o barramento DC será alimentado. Se tiver consumo, o PV fornece energia para suprir esse consumo, e, se não tiver consumo vai do PV para a bateria. Caso a bateria esteja totalmente carregada, essa energia será desperdiçada (VIEIRA, 2021).

### 3.3. Modelagem matemática dos equipamentos

#### 3.3.1.Reformador de Etanol

O reformador GH2-BE-1000, figura 20, do fabricante Helbio S.A., é uma unidade protótipo que produz gás reformado a partir da reforma a vapor do etanol ( $C_2H_5OH$ ). O gás reformado é composto, principalmente, por hidrogênio (> 70%vol) e óxidos de carbono, além do metano em baixas porcentagens (VIEIRA, 2021).



**Figura 20** – Reformador de etanol (VIEIRA, 2021).

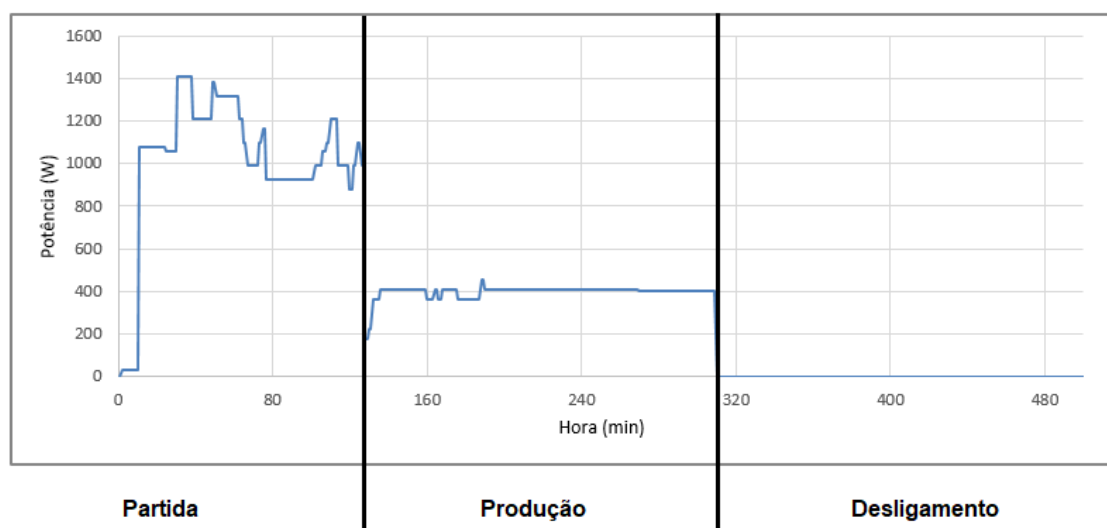
Segundo o fabricante, esta unidade é adequada para alimentar uma célula a combustível do tipo LTPEM (PEMFC de baixa temperatura) (VIEIRA, 2021).

A caracterização do reformador foi feita pelo volume de controle em volta do reformador, Figura 19, onde através de um balanço de energia obteve-se a curva de consumo. Sendo que ele possui como entradas: Etanol, água deionizada e nitrogênio, e como saída: gás reformado.

De acordo com o fabricante, o consumo de etanol no reformador é em torno de 0,97 L/h, onde 0,64 L/h no lado da reforma (produção de gás reformado) e 0,33 L/h no lado da combustão. O sistema foi configurado para produzir 1,65 m<sup>3</sup>/h de gás reformado, sendo 1,20 m<sup>3</sup>/h de hidrogênio (em torno de 73% do gás reformado) (VIEIRA, 2021).

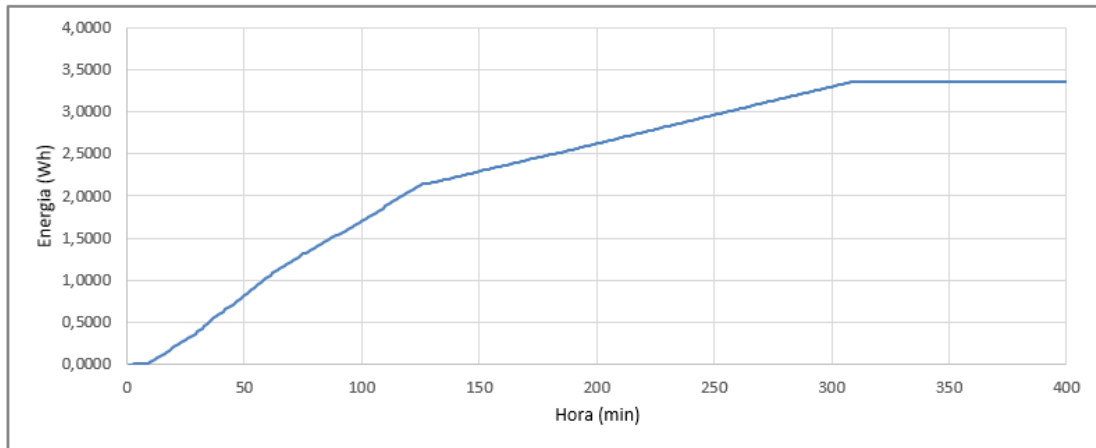
O reformador possui três estágios: partida, produção (produção de gás reformado) e desligamento. Durante a fase de produção (etanol + água deionizada), o etanol é consumido tanto para produzir o calor necessário para a reação de reforma a vapor quanto para a produção do gás reformado, em conjunto com a água deionizada. Vale ressaltar que é o usuário que define o tempo de produção. Por fim, a etapa de desligamento do reformador, onde quando o sistema fica “inativo.

Durante as três etapas, que caracterizam um ciclo completo de operação, foi possível obter a curva de carga do reformador, Figura 21.



**Figura 21** - Curva de consumo do Reformador (Elaboração própria, 2022)

Obteve-se também a curva de consumo elétrico acumulado (Wh) do reformador, visto na Figura 22.



**Figura 22** - Energia acumulada consumida no Reformador (Elaboração própria, 2022)

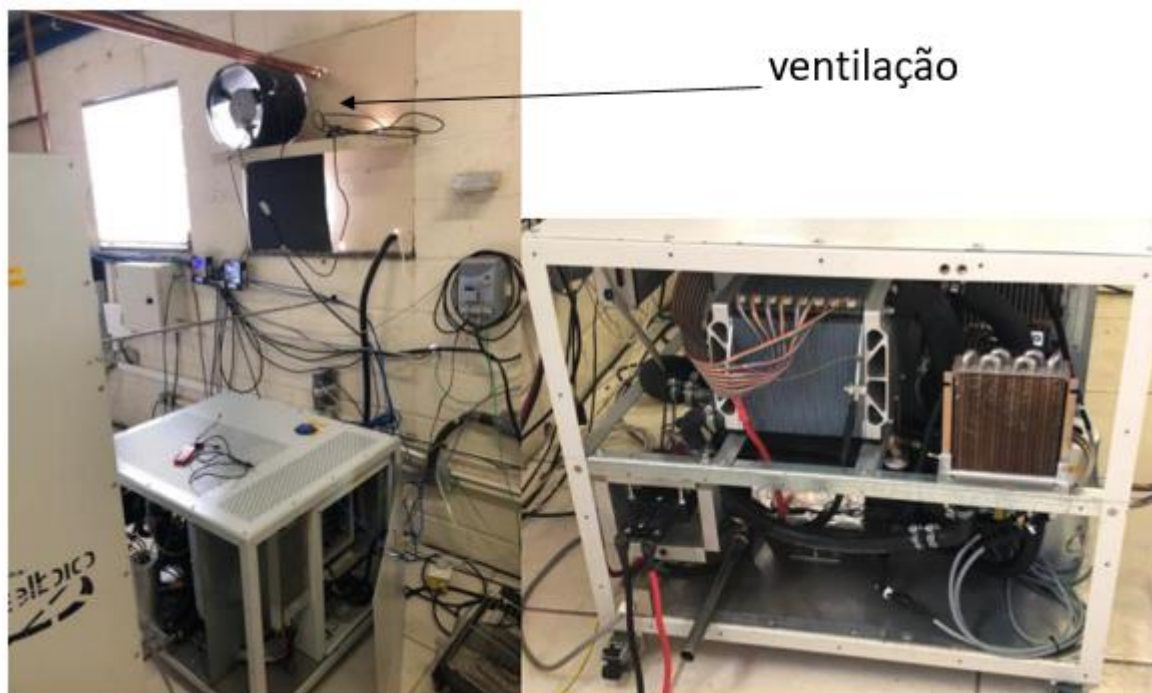
### 3.3.2.Célula a combustível

A célula a combustível (CaC) escolhida para o projeto é do tipo LTPem (*Low Temperature Proton Exchange Membrane*), ou seja, uma célula a combustível de membrana de troca de prótons a baixa temperatura.

Esse tipo de célula se adequa a condição de ser flexível para o uso ou de hidrogênio puro ou gás reformado. O manual da CaC encontra-se no Anexo I.

Segundo o fornecedor, a CaC é capaz de fornecer até 1 kW de energia elétrica usando gás rico em hidrogênio ( $H_2$ ), como combustível, e oxigênio do ar ambiente ( $O_2$ ), como oxidante. O combustível deve possuir, para melhores resultados, uma concentração  $>65\%$  de  $H_2$ ,  $<10$  ppm de CO e a maioria do vapor de água deve ser removido (ponto de orvalho  $< 33$  °C) (VIEIRA, 2021).

A Figura 23 apresenta a unidade da CaC instalada na PUC-Rio, onde pode-se observar o sistema de ventilação, tão importante para exaustão dos gases ou eliminação de um possível vazamento (VIEIRA, 2021).



**Figura 23** - Unidade da Célula a Combustível inserida no laboratório da PUC-Rio  
(Adaptado VIEIRA, 2021)

A CaC LTPEM FCS, segundo o fabricante do equipamento, opera em quatro estados: *Checkout*, *Warm-up*, *Operation* e *Shutdown*. Para acompanhar tudo que ocorre durante o funcionamento da CaC, o usuário pode interagir com um aplicativo desenvolvido para o ambiente Windows (VIEIRA, 2021).

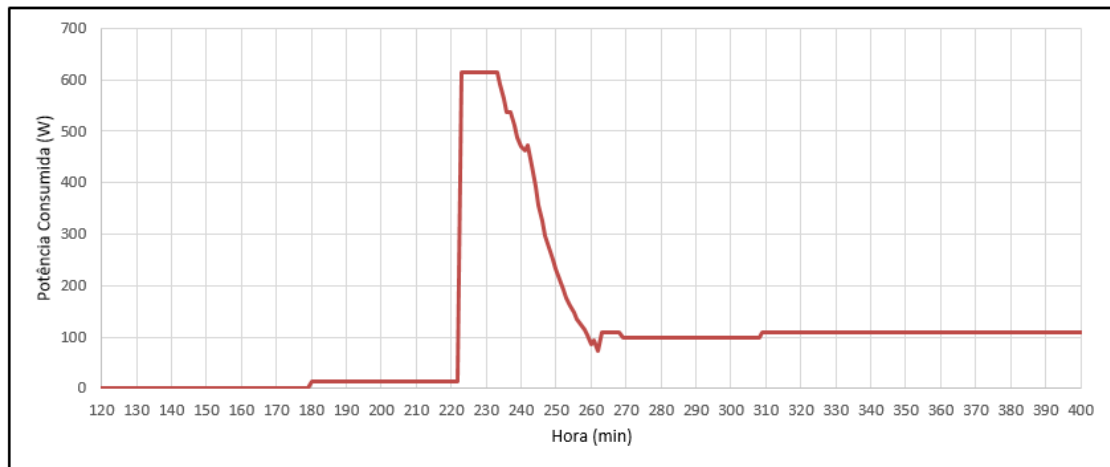
Após a CaC ser ligada, o sistema de controle entra no estado de *Checkout*. Neste estado, ocorre uma verificação para saber se todos os sensores estão funcionando corretamente. Concluída esta etapa, a CaC entra em modo de espera aguardando por um sinal advindo do reformador.

Ao receber o sinal do reformador, a CaC entra no estado de *Warm-up*, estado de aquecimento. Depois, entra no estado *Operation*. Após isso, a CaC entra no estado *Shut-down*, estado de desligamento, que pode ser através ou de um sinal externo ou por um sinal interno devido alguma falha grave do sistema.

Se o sistema estiver integrado (Reformador + CaC), caso ocorra uma falha, a CaC envia um sinal de disparo ao reformador para iniciar o seu processo de desligamento.

Após atingir 600 W, a 100% de capacidade, o tempo de produção é determinado pelo usuário, onde durante a produção a CaC possui um consumo constante perto de

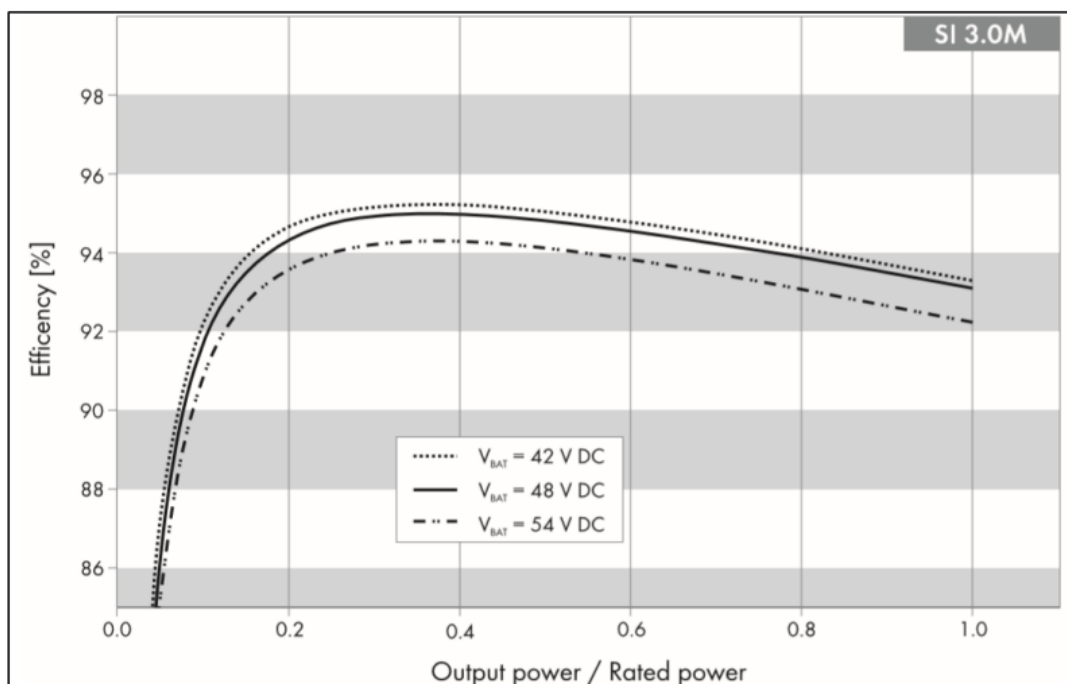
110 W. A potência consumida pela CaC em um teste hipotético feito no simulador pode ser vista na figura 24.



**Figura 24** - Potência consumida pela CaC (W) (Elaboração própria, 2022)

### 3.3.3. Inversor

O inversor utilizado neste projeto é do modelo Sunny Island 3.0M, o qual é indicado para sistemas *off-grid*. Este inversor é do fornecedor SMA Solar Technologies AG, Niestetal, Alemanha (VIEIRA, 2021). A Figura 25 mostra a curva característica da eficiência do inversor.



**Figura 25** - Curva característica da eficiência do Inversor Sunny Island 3.0 (VIEIRA, 2021)

A Figura 26 mostra o Inversor (em amarelo) e ao lado encontra-se o BatFuse. Também pode-se ver o sistema com lâmpadas, para simular o perfil de carga SIGFI 45, ou seja, através de um banco de resistores (VIEIRA, 2021).

O catálogo do inversor Sunny Island 3.0 é apresentado no Anexo II.



**Figura 26** - Vista do inversor e ao lado o BatFuse; sistema com lâmpadas (VIEIRA, 2021)

A potência de entrada é calculada pela eq. (1).

$$P_{inv} = V \cdot I_{inv} \quad (1)$$

onde  $I_{inv}$  é a corrente que entra no inversor, em Ampere [A], medida pelo transdutor de corrente (TC) e  $V$  é a tensão no barramento CC, em Volt [V]. A potência que sai do inversor corresponde ao consumo elétrico durante os ensaios, sendo este medido pelo analisador de energia PEM53, do fabricante Bender (VIEIRA, 2021).

A eficiência do inversor é variável e depende da carga que será alimentada. A eq. (2) é válida para cargas baixas, até 460 W e a eq. (3) é válida para cargas altas, ou seja, a partir de 461 W (VIEIRA, 2021).

$$\eta_{inv} = -534,18 \cdot \left(\frac{Pot}{2300}\right)^2 + 199,28 \cdot \left(\frac{Pot}{2300}\right) + 76,098 - \text{até } 460 \text{ W} \quad (2)$$

$$\eta_{inv} = -2,4918 \cdot \left(\frac{Pot}{2300}\right)^2 + 0,7536 \cdot \left(\frac{Pot}{2300}\right) + 94,79 - \text{a partir de } 461 \text{ W} \quad (3)$$

onde  $Pot$  é a potência na saída do inversor, dada pela eq. (4),  $Pot_{SIGFI45}$  é carga do perfil SIGFI 45,  $Pot_{SI}$  é a carga do sistema integrado (Reformador + CaC) e  $\eta_{inv}$  é a eficiência do inversor.

$$Pot = \frac{Pot_{SIGFI45} + Pot_{SI}}{\eta_{inv}} \quad (4)$$

Analisando o inversor, suas entradas são a energia armazenada na bateria e a energia fornecida pela CaC e possui como saída a energia para alimentar as cargas do sistema. O inversor de frequência possui eficiência variável em função da carga total, como visto nas eq. (2) e (3) (VIEIRA, 2021).

A lógica de controle estabelecida no código do inversor foi implementada levando em consideração a quantidade de usuários SIGFI45 que será adotada para cada tipo de simulação. Como a potência nominal do inversor é de 2,3 kWh, cada aparelho consegue atender, no máximo, nove usuários SIGFI45. Logo, a cada nove usuários SIGFI45, um inversor deve ser implementado ao sistema.

### 3.3.4. Banco de baterias

O banco de baterias do sistema, considerados para este projeto, possui quatro baterias de 12 V/100 Ah do tipo VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*) conectadas em série. São do fabricante Moura / Brasil, possuem como especificações 12 MVA-100 de 100 Ah (C20) (VIEIRA, 2021).

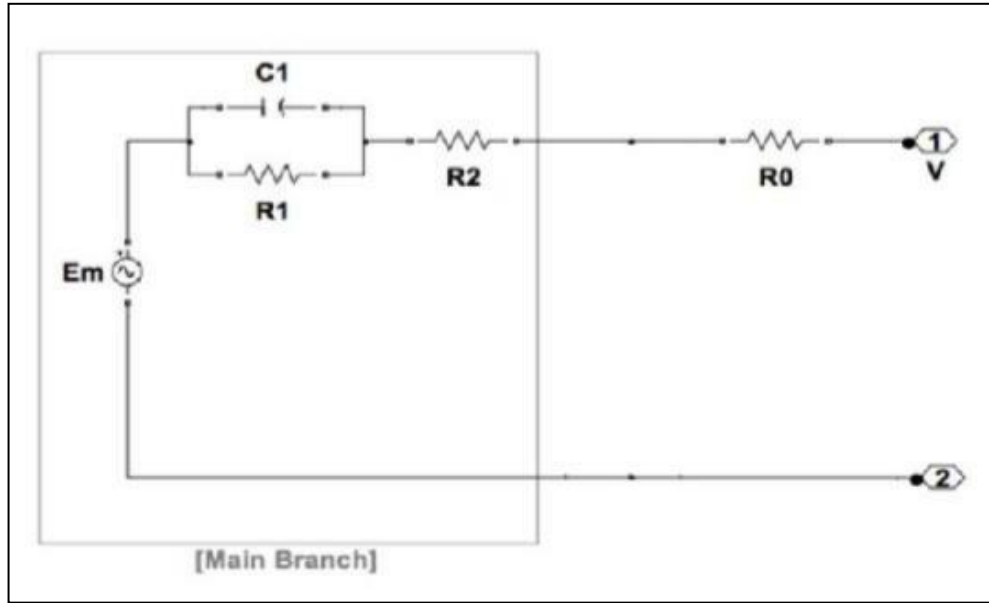
A figura 27 apresenta o banco de baterias.



**Figura 27** - Vista do banco de baterias empregado no sistema de geração (VIEIRA, 2021)

A modelagem do banco de baterias foi baseada no estudo de Jackey (2007), o qual propõe um processo simples e eficaz de modelagem de baterias de chumbo-ácido.

A bateria segue o modelo mostrado na figura 28 e a partir dele foram calculadas as resistências internas da bateria ( $R_0$ ,  $R_1$ ,  $R_2$ ).



**Figura 28** - Modelagem da bateria (VIEIRA, 2021)

O estado de carga (SOC) da bateria é dado pela eq. (5):

$$SOC = 1 - \frac{Q_e}{C(0, \theta)} \quad (5)$$

onde  $Q_e$  é a carga extraída da bateria, em Amperes segundos (A.s), e  $C$  é a capacidade da bateria (A.s). A carga extraída da bateria ( $Q_e$ ), eq. (6), é uma integração simples da corrente que entra ou sai do Main Branch (Ramo principal), visto na figura 28 (VIEIRA, 2021).

$$Q_e(t) = Q_{e_{ini}} + \int_0^t -I_m(\tau) d\tau \quad (6)$$

onde  $Q_{e_{ini}}$  é a carga inicial extraída (A.s),  $t$  é o tempo da simulação,  $\tau$  é a variável tempo de integração e  $I_m$  é a corrente do Main Branch (Ramo principal).

A capacidade da bateria  $C$  é dada pela eq. (7).

$$C(I, \theta) = \frac{K_c \cdot C_{ini}^* \cdot K_t}{1 + (K_c - 1)(I/I^*)^\delta} \quad (7)$$

onde  $K_c$  é uma constante,  $C_{ini}^*$  é a capacidade da bateria sem carga a 0 °C (A.s),  $K_t$  é uma constante (tabelado e depende da temperatura),  $I$  é a corrente de descarga (A),  $I^*$  é a corrente nominal da bateria (A) e  $\delta$  é uma constante. Além disso,  $\theta$  é a temperatura do eletrolítico (°C), onde foi considerada constante em 25 °C (VIEIRA, 2021).

Utiliza-se zero (0) para a corrente de descarga ( $I$ ), logo substituindo este na eq. (7), obtém-se a eq. (8).

$$C(0, \theta) = K_c \cdot C_{ini}^* \cdot K_t \quad (8)$$

Com isso, a carga extraída da bateria ( $Q_{e_{ini}}$ ), vista nas eq. (9) e (10) e o estado de carga da bateria  $SOC_{ini}$ , são as condições iniciais, ou seja, antes do ensaio começar (VIEIRA, 2021).

$$Q_{e_{ini}} = (1 - SOC_{ini}) \cdot K_c \cdot C_{ini}^* \cdot K_t \quad (9)$$

$$Q_{e_{t+1}} = Q_{e_{ini}} - I_t \cdot \Delta t \quad (10)$$

Para calcular as resistências ( $R_0$ ,  $R_1$ ,  $R_2$ ) (em Ohms), utilizou-se as eq. (11), (12) e (13).

$$R_0 = R_{00} \cdot [1 + A_0 \cdot (1 - SOC)] \quad (11)$$

$$R_1 = -R_{10} \cdot \ln(DOC) \quad (12)$$

$$R_2 = R_{20} \cdot \frac{\exp[A_{21} \cdot (1 - SOC)]}{1 + \exp(A_{22} \cdot I_m / I^*)} \quad (13)$$

onde  $R_{00}$  é o valor de  $R_0$  para um estado de carga de 100%;  $A_0$ ,  $A_{21}$  e  $A_{22}$  são constantes, assim como  $R_{10}$  e  $R_{20}$  ( $\Omega$ ) (VIEIRA, 2021).

Para o cálculo de  $R_1$ , precisa antes calcular  $DOC$ , ou seja, a profundidade de carga, para isso utiliza-se as eq. (14) e (15).

$$DOC = 1 - \frac{Q_e}{C(I_{avg}, \theta)} \quad (14)$$

$$C(I_{avg}, \theta) = \frac{K_c \cdot C_{ini}^* \cdot K_t}{1 + (K_c - 1)(I_{avg}/I^*)^\delta} \quad (15)$$

Onde,  $I_{avg}$  é a corrente de descarga média, dada pela eq. (16).

$$I_{avg} = 1 - \frac{I_m}{(\tau_1 s + 1)} \quad (16)$$

Sendo  $\tau_1$  a constante do tempo no ramo principal em segundos (VIEIRA, 2021). A capacitância (Farads) do ramo principal é dada pela eq. (17).

$$C_1 = \tau_1 / R_1 \quad (17)$$

A tensão foi calculada pelas eq. (18) e (19).

$$E_m = E_{mo} - K_e \cdot (273 - \theta) \cdot (1 - SOC) \quad (18)$$

$$V = N_B \cdot N_C \cdot [E_m + (R_0 + R_1 + R_2) \cdot I] \quad (19)$$

onde  $E_{mo}$  é a tensão do circuito aberto da bateria com carga total (V),  $K_e$  é uma constante (V/°C) e  $\theta$  é a temperatura do eletrolítico (°C) e  $SOC$  o estado de carga da bateria.  $N_B$  é o número de baterias que compõe o banco de baterias (neste projeto  $N_B = 4$ ),  $N_C$  é o número de células em cada bateria (neste projeto  $N_C = 6$  células).

O dimensionamento dos bancos de baterias de SIGFI45 foi realizado de acordo com a seguinte eq. (20):

$$Capacidade(kWh) = \frac{Armazenamento_{CC} \left( \frac{kWh}{dia} \right) \cdot Autonomia(dias)}{DOD_{max} \cdot Capacidade_{EoL}} \quad (20)$$

Onde:

- DODmáx - Profundidade de Descarga Máxima para proteger o banco de baterias de descarga profunda. O valor adotado será de 0,6 (ou 60%) para todos os sistemas;

- CapacidadeEOL- O fim da vida útil (*End-of-Life*) de uma bateria é definido quando a capacidade da bateria é 80% da capacidade nominal. Foi estabelecido o parâmetro CapacidadeEOL igual a 0,9 que implica que o banco de baterias estará superdimensionado em cerca de 10% após instalação e subdimensionado em cerca de 10% no final da sua vida útil (VIEIRA, 2021).

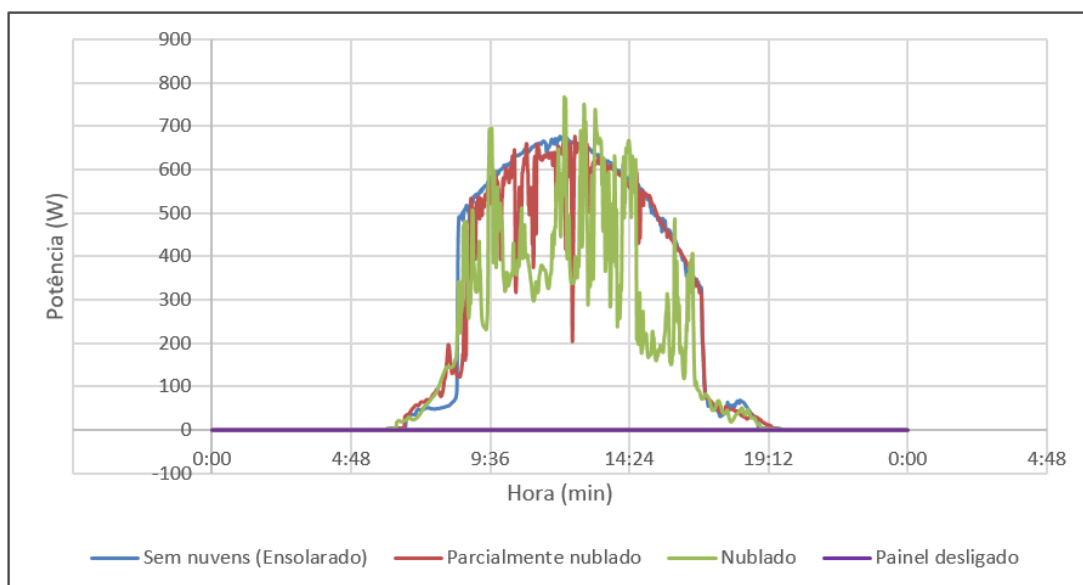
### 3.3.5.Painéis fotovoltaicos

A função dos painéis fotovoltaicos é alimentar as cargas do sistema e/ou carregar as baterias. A potência de entrada dos painéis utilizados neste projeto é calculada a partir de dados reais de painéis similares.



**Figura 29** - Painéis fotovoltaicos (VIEIRA, 2021)

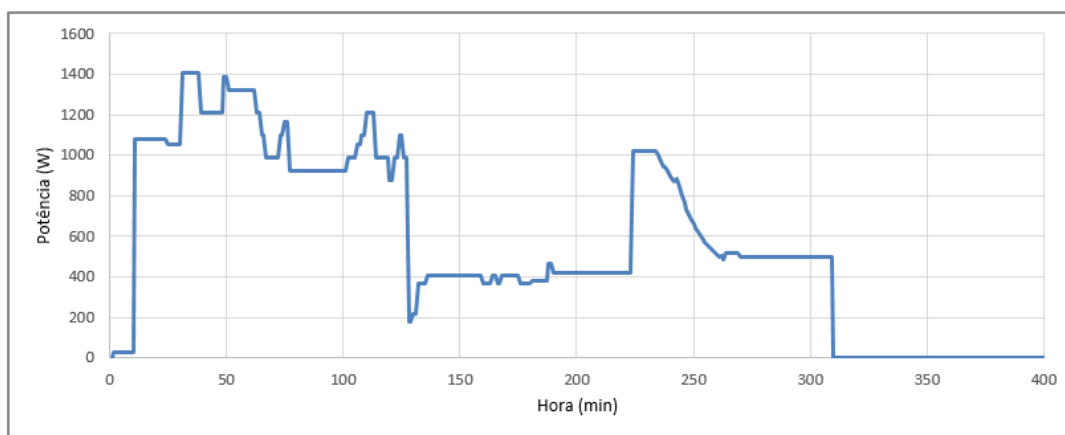
No simulador é possível ter como entrada o perfil de geração de três dias típicos diferentes: dia sem nuvens (ensolarado), dia parcialmente nublado e dia nublado, como mostra na Figura 30. A quantidade de painéis fotovoltaicos aconselhável por banco de bateria é três, porém não é uma regra e tal proporção pode ser flexibilizada. Entretanto, toda uma análise técnica e econômica deve ser feita para cada tipo de simulação.



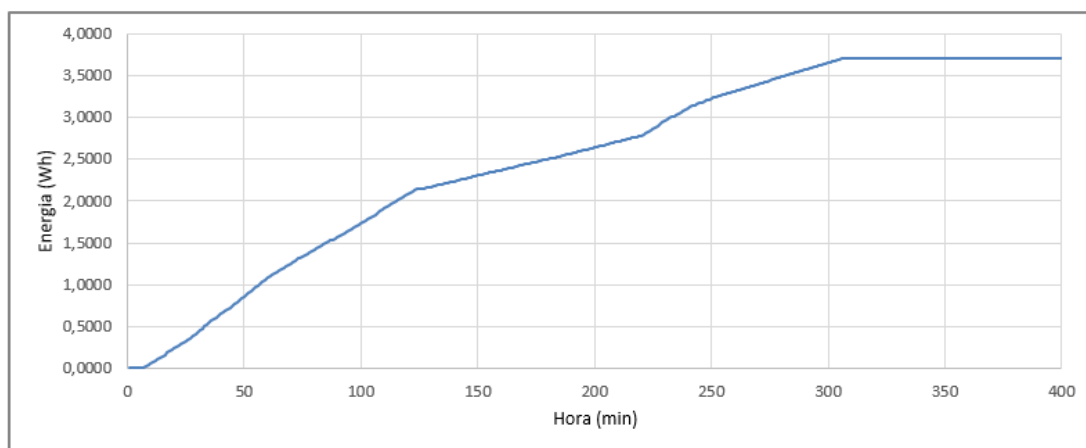
**Figura 30** - Potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos (Elaboração própria, 2022).

### 3.3.6. Sistema Integrado – Reformador de Etanol + CaC

As curvas de potência e de consumo de energia para o sistema integrado deste projeto podem ser vistas, respectivamente, nas Figuras 31 e 32.



**Figura 31** - Curva de consumo do Sistema Integrado (Elaboração própria, 2022)



**Figura 32** - Consumo elétrico do Sistema Integrado (Elaboração própria, 2022)

Analisando a Figura 32, observa-se que o consumo elétrico do Sistema Integrado é em torno de 3750 Wh. Visto que o consumidor SIGFI45 utiliza um consumo diário de 1500 Wh, o banco de baterias do sistema de geração isolada não consegue alimentar o sistema, uma vez que este armazena aproximadamente 4500 Wh, com SOC = 100%. Portanto, conclui-se que é necessário a duplicação da capacidade de armazenamento do banco de baterias, garantindo assim um sistema confiável ao consumidor.

A alteração feita na modelagem matemática se diz respeito a contribuição que o Sistema Integrado estava exercendo no sistema completo quando estava desligado. Na simulação anterior, a carga do reformador e da CaC estavam sendo levados em consideração no cálculo do estado de carga do banco de baterias. Portanto, com uma lógica simples, através de uma condicional no Excel, foi possível consertar esta parte. A figura 33 apresenta a lógica condicional.

```
=SE(Entrada!$B$9="Desligado";0;'Sistema Integrado'!E10)
```

**Figura 33** - Lógica condicional implementada (Elaboração própria, 2022)

### 3.4.Simulação numérica

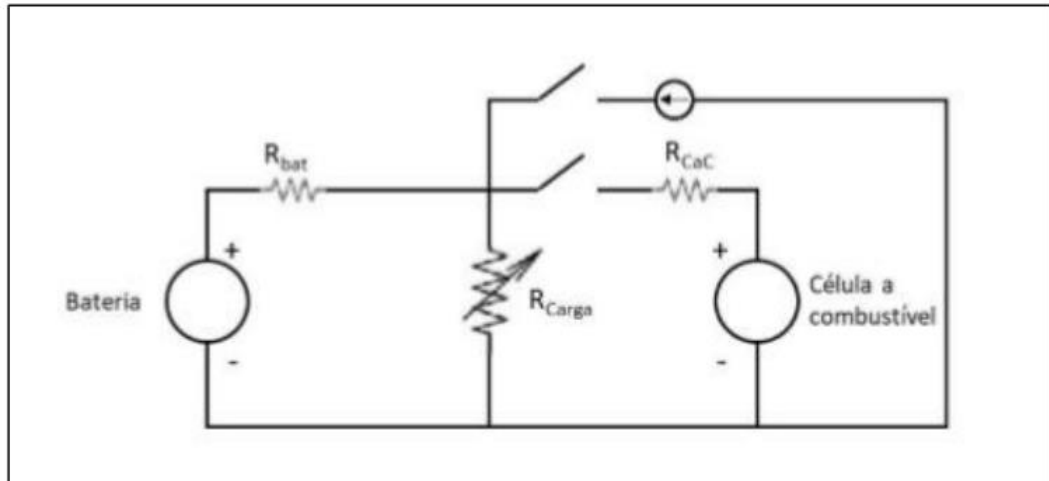
O programa computacional utilizado para fazer a simulação foi o VBA (*Visual Basic for Application*). O simulador foi desenvolvido no software Excel.

Primeiramente, foram definidas as fontes de energia, sendo elas: painéis fotovoltaicos e a célula combustível. Depois, o armazenamento de energia, no caso, os bancos de bateria; e, por fim, quais eram as cargas do sistema: consumidor de energia representado pelo perfil de carga SIGFI 45, sistema integrado (o qual se comporta como carga durante a partida do reformador e da CaC) e os equipamentos periféricos.

Neste projeto, foi chamado de Sistema Integrado o Reformador + Célula a combustível. Primeiro, liga o Reformador e logo em seguida liga a CaC. O Reformador processa o combustível Etanol, para produção de gás reformado (gás reformado é composto, principalmente, por hidrogênio e óxidos de carbono, além do metano em baixas porcentagens). E este é utilizado para alimentar a CaC, a qual transforma a energia química diretamente em energia elétrica. Visto que os dois não funcionam separadamente, uma vez que não existe armazenamento e compressor.

O modelo matemático deste trabalho é composto por um conjunto de Equações Diferenciais Ordinárias (EDO) de primeira ordem, as quais são resolvidas por um método numérico. Na solução numérica, apresentada no anexo III, os princípios de conservação de energia, massa e carga elétrica são levados em consideração.

A Figura 34 traz, de forma simplificada, o circuito equivalente utilizado para calcular as grandezas elétricas de cada componente do sistema isolado de geração de energia elétrica. Para resolver este problema foram utilizadas a primeira e a segunda leis de Kirchhoff.



**Figura 34** - Circuito elétrico equivalente do sistema híbrido de geração de energia elétrica (SILVA, 2017)

Para resolver as Equações Diferenciais Ordinárias (EDO) de primeira ordem utilizou-se o Método de Euler, onde este encontra uma solução numérica, apresentada no Anexo III, para uma EDO com uma condição inicial (SILVA, 2017).

Para resolver a corrente da bateria, utilizou-se o método de Newton-Raphson. Um método iterativo que possui como objetivo estimar as raízes de uma função. Primeiro escolhe-se um valor inicial para a raiz, depois a derivada da função é calculada neste ponto e a sua interseção com o eixo das abscissas, para que se encontre uma melhor raiz. Este processo ocorre até que se chegue a uma raiz ideal; este método pode ser representado pela eq. (21) (SILVA, 2017).

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}, n \in N \quad (21)$$

A principal alteração feita no código original passa por uma lógica de controle implementada dentro do método iterativo Newton-Raphson para resolver a corrente contínua. O controle foi feito considerando o valor do estado de carga (SOC) do banco de baterias. Quando o SOC atingir um valor igual ou superior a 52,3V, o código irá reduzir o valor de SOC do limite estabelecido (52,3V) para controlar a corrente que está passando no barramento. Uma nova função iterativa, “dfVbt\_dlb”, presente no código do Anexo III, seguindo os princípios de Newton-Raphson, foi criada para melhorar o dimensionamento do código.

O reformador passou a atender uma lógica condicional, onde só contribui no cálculo do estado de carga (SOC) do banco de baterias se o sistema integrado estiver ligado, ou seja, se o reformador estiver desligado, sua carga não pode ser levada em consideração, uma vez que a mesma deve ser zero. Essa condição foi estabelecida após ser analisada a queda abrupta do SOC nas primeiras horas do acionamento do sistema completo.

No inversor, foi feita uma lógica para determinar o número de inversores necessários para cada cenário de simulação. Esta lógica foi necessária para atender a potência máxima do inversor, uma vez que no código anterior tal requisito não era levado em consideração, ou seja, não tinha um limite máximo de usuários SIGFI45 por inversor.

A célula a combustível, bem como o reformador, passou a atender uma lógica condicional, onde só contribui no cálculo do estado de carga (SOC) do banco de baterias se o sistema integrado estiver ligado, ou seja, se a CaC estiver desligada, sua carga não pode ser levada em consideração, uma vez que a mesma deve ser zero.

## 4. Metodologia

A partir das análises apresentadas sobre todos os equipamentos e suas respectivas modelagens matemática, os estudos de caso serão simulados e avaliados no próximo capítulo para comprovar a validação deste trabalho.

Os dados de entrada do simulador são:

- Estado de carga inicial ( $SOC_{inicial}$  - %);
- A condição dos painéis fotovoltaicos – Status PV (Nublado, parcialmente dublado, sem nuvens ou painel desligado);
- Status do Sistema Integrado (ligado / desligado);
- Definição do tempo de produção do Sistema Integrado (horas:minutos), uma vez que, quem determina o tempo de produção é o usuário;
- Número de bancos de baterias;
- Número de painéis fotovoltaicos;
- Número de SIGFI's.

A Figura 35 ilustra como esses dados de entrada são inseridos no simulador.

DADOS DE ENTRADA	
nº de SIGFI's	
Horário (Horas e minutos)	
Data	
Bateria	
SOC inicial	
SOC final	
Sistema Integrado (Reformador + CaC)	
Status SI	
<b>Painel Fotovoltaico</b>	
Painel Fotovoltaico	
Status	
LEGENDA:	
	EDITÁVEIS

**Figura 35** - Dados de entrada do simulador (Elaboração própria, 2022)

Para a otimização do simulador, o sistema integrado foi representado como um sistema único nos dados de entrada, isto é, não foi separado em célula a combustível e reformador. Entretanto, vale ressaltar que o reformador deve primeiro gerar o gás reformado para depois a CaC ligar. A estimativa para este processo de produção do gás reformado pelo reformador é de três horas.

O dado de saída que foi analisado para validação do simulador e efeito de comparação com os dados apresentados no trabalho é o estado de carga da bateria, o SOC. A figura 36 mostra o SOC final dos casos de validação.

Validação	
Caso	SOC
I	40%
II	73%
III	40%
IV	77%
V	100%

**Figura 36** – SOC final dos casos de validação (Elaboração própria, 2022)

Para as simulações foram feitas algumas considerações, como:

- O sistema integrado (SI) está ligado *full time*, logo não importa o horário que se inicia o teste. Nas simulações, o sistema e o SI sempre estará como 00:00;
- Quando você liga o SI as cargas SIGFI45 não podem estar ligadas, ou seja, durante a partida só tem cargas do SI.

Além disso, outros dois requisitos devem ser levados em consideração para corroborar a eficácia do sistema. O primeiro se diz respeito a autonomia mínima do sistema que, de acordo a Resolução Normativa 493 de 5 de junho de 2012, da ANEEL, deve ser de 2 dias (48 horas). Ou seja, se o sistema não estiver com o sistema integrado (CaC + Reformador) e o painel fotovoltaico ligados, ele deve garantir as 48 horas somente com o banco de baterias.

O segundo requisito está relacionado com o limite mínimo que o estado de carga final da bateria pode atingir, isto é, o  $SOC_{final}$  possui um limite de 40%, pois abaixo deste valor o inversor desarma, desligando todo o sistema.

Foram analisados os seguintes estudos de caso:

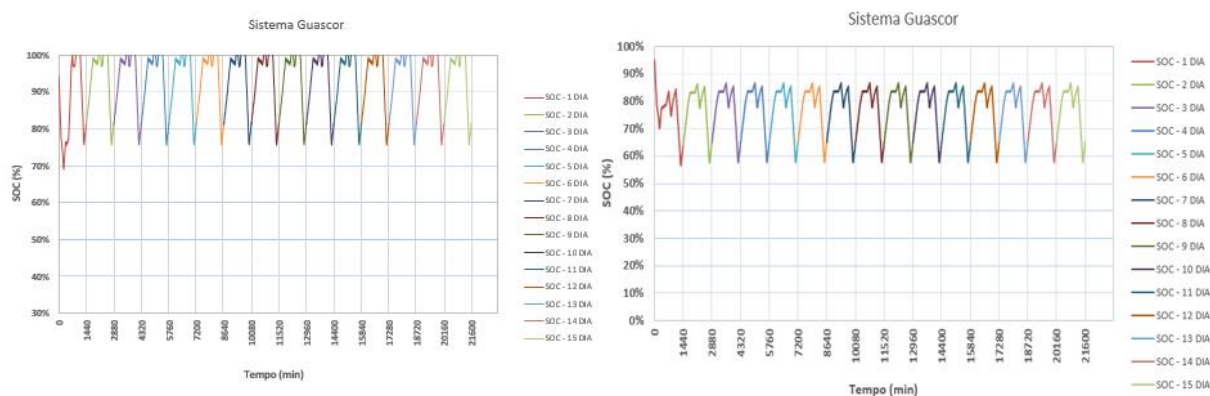
Casos Analisados								
Sistema	nº de SIGFI's	Bateria	SOC inicial	Status SI	Status PV	Condições PV	nº de PV	SOC
I	9	2	95%	Ligado	Desligado	Sem nuvens	25	65%
II	9	2	95%	Desligado	Ligado	Sem nuvens	25	33%
III	15	3	95%	Ligado	Ligado	Nublado	9	47%
IV	15	3	95%	Ligado	Ligado	Sem nuvens	9	51%
V	15	3	95%	Ligado	Ligado	Parcialmente nublado	9	50%
VI	12	2	95%	Ligado	Ligado	Nublado	6	49%
VII	12	2	95%	Ligado	Ligado	Sem nuvens	6	51%

**Figura 37** – Casos analisados (Elaboração própria, 2022)

## 5. Resultados e Discussão

### 5.1. Validação

Com o objetivo de validar o simulador, foi feita uma comparação entre os resultados obtidos no trabalho (VIEIRA, 2021) e os resultados alcançados neste projeto. A figura 38 mostra a comparação para o mesmo caso (nove usuários SIGFI45 e dois bancos de baterias com seis módulos fotovoltaicos em dias sem nuvens), porém simulados nos diferentes algoritmos de controle. O gráfico da esquerda refere-se à lógica do trabalho anterior, enquanto o gráfico da direita representa a nova versão do simulador.



**Figura 38** – Comparação entre o simulador anterior (esquerda) e o atual (direita)  
(Elaboração própria, 2022)

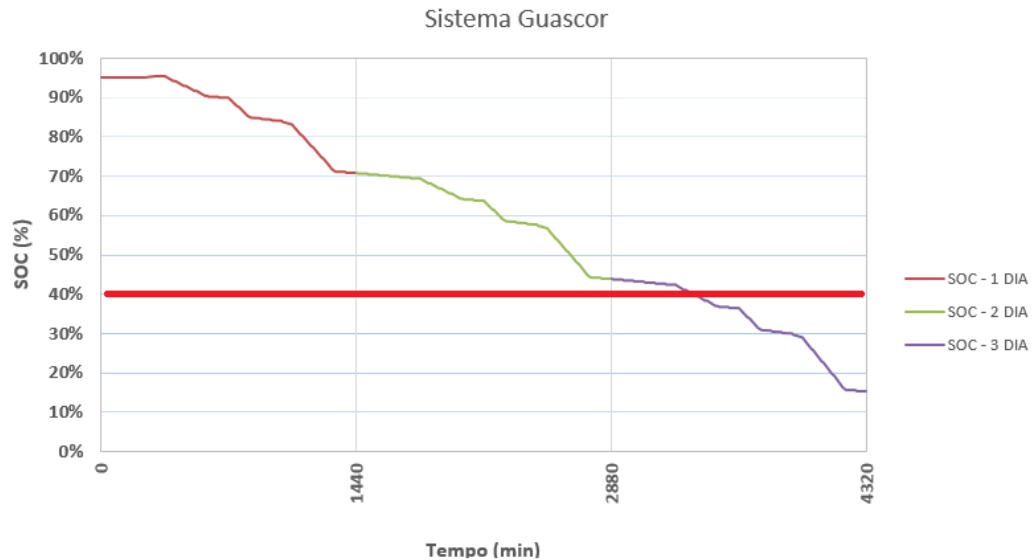
#### 5.1.1. Caso I – Autonomia do banco de baterias

No Caso I, Figura 37, está representada a variação do SOC de um sistema convencional com os seguintes dados de entrada:

- $SOC_{inicial} = 95\%$ ;
- N° de SIGFI45 = 1;
- N° de banco de baterias = 1 (7,4 kWh C100);

A Figura 39 apresenta a variação do SOC de um sistema convencional SIGFI45 que requer um banco de baterias de 7,4 kWh C100. Com o banco de baterias com

SOC=95%, o sistema atenderia uma autonomia 2 dias. Como pode ser observado na Figura 38, o SOC fica acima de 40% ao final do segundo dia de operação.



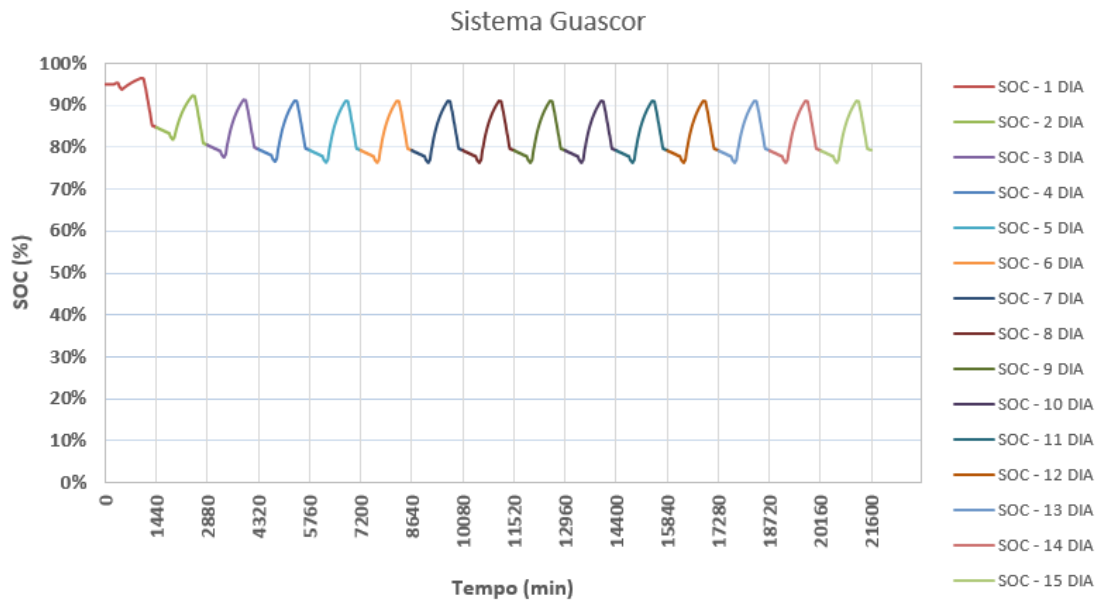
**Figura 39** - Variação do SOC (Elaboração própria, 2022)

### 5.1.2. Caso II – SIGFI45 com painel fotovoltaico

No Caso II, está representada a variação do SOC de um sistema convencional com os seguintes dados de entrada:

- $SOC_{inicial} = 95\%$ ;
- N° de SIGFI45 = 1;
- N° de banco de baterias = 1 (7,4 kWh C100);
- N° de módulos fotovoltaicos 780 Wp: 3 (Nublado).

A Figura 40 mostra a variação do estado de carga do banco de baterias do sistema SIGFI45 com os módulos fotovoltaicos ligados em dias nublados. Neste cenário, o banco de baterias consegue atender tranquilamente a demanda do usuário SIGFI45.



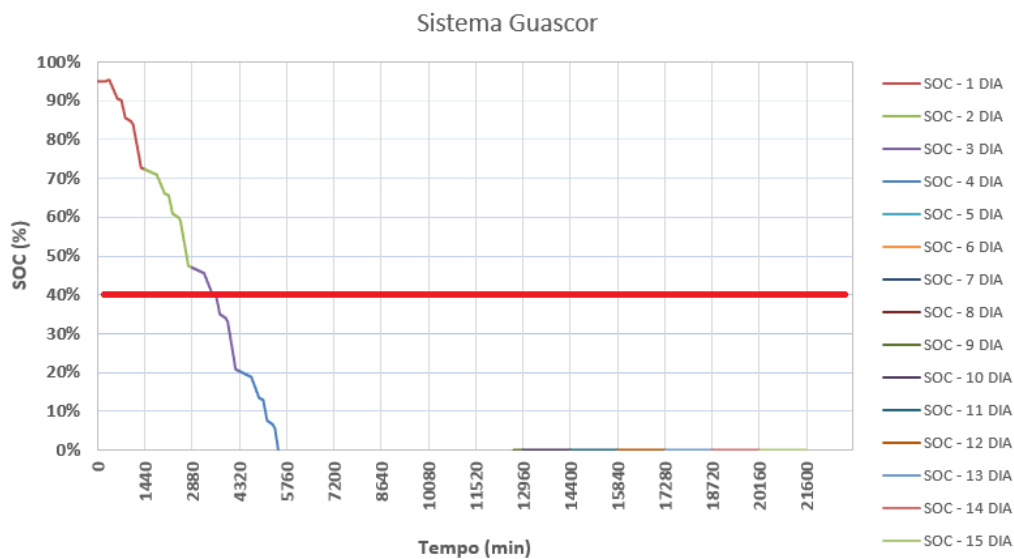
**Figura 40** - Variação do SOC em 15 dias (Elaboração própria, 2022)

### 5.1.3. Caso III – Autonomia banco de baterias para dois SIGFI45

No Caso III, está representada a variação do SOC de um sistema convencional com os seguintes dados de entrada:

- $SOC_{inicial} = 95\%$ ;
- N° de SIGFI45 = 2;
- N° de banco de baterias = 2 (7,4 kWh C100);

A Figura 41 apresenta a variação do SOC de um sistema convencional com dois SIGFI45 que requer dois bancos de baterias de 7,4 kWh C100. Com o banco de baterias com SOC=95%, o sistema atenderia uma autonomia 2 dias. Como pode ser observado na Figura 39, o SOC fica acima de 40% ao final do segundo dia de operação.



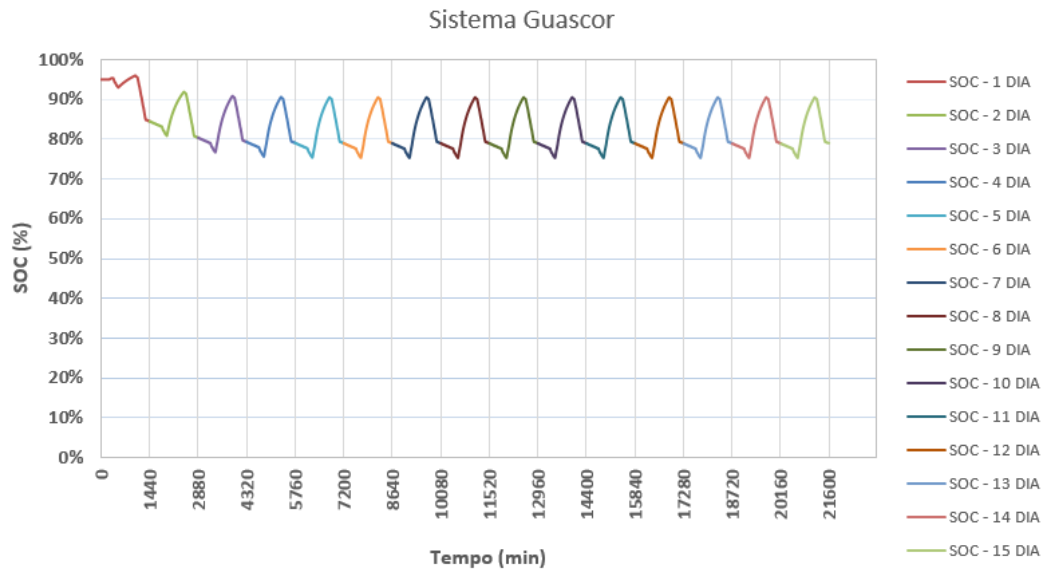
**Figura 41 - Variação do SOC em 15 dias (Elaboração própria, 2022)**

#### 5.1.4. Caso IV – Dois SIGFI45 com painel fotovoltaico

No Caso IV, está representada a variação do SOC de um sistema convencional com os seguintes dados de entrada:

- $SOC_{inicial} = 95\%$ ;
- N° de SIGFI45 = 2;
- N° de banco de baterias = 2 (7,4 kWh C100);
- N° de módulos fotovoltaicos 780 Wp: 3 (Sem nuvens).

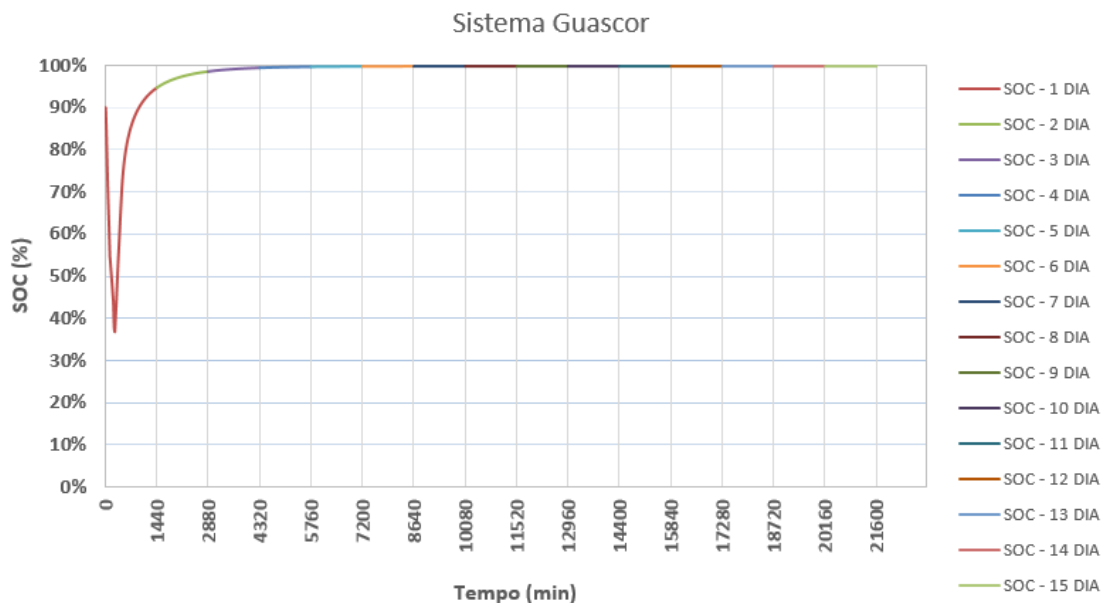
A Figura 42 mostra a variação do estado de carga do banco de baterias do sistema SIGFI45 com os módulos fotovoltaicos ligados em dias claros. Neste cenário, o banco de baterias consegue atender tranquilamente a demanda do usuário SIGFI45, visto que a curva do SOC é mantida distante do limite mínimo de segurança (50%) para o DoD e a capacidade de armazenamento de energia pelas baterias não ultrapassa 95%.



**Figura 42 - Variação do SOC em 15 dias (Elaboração própria, 2022)**

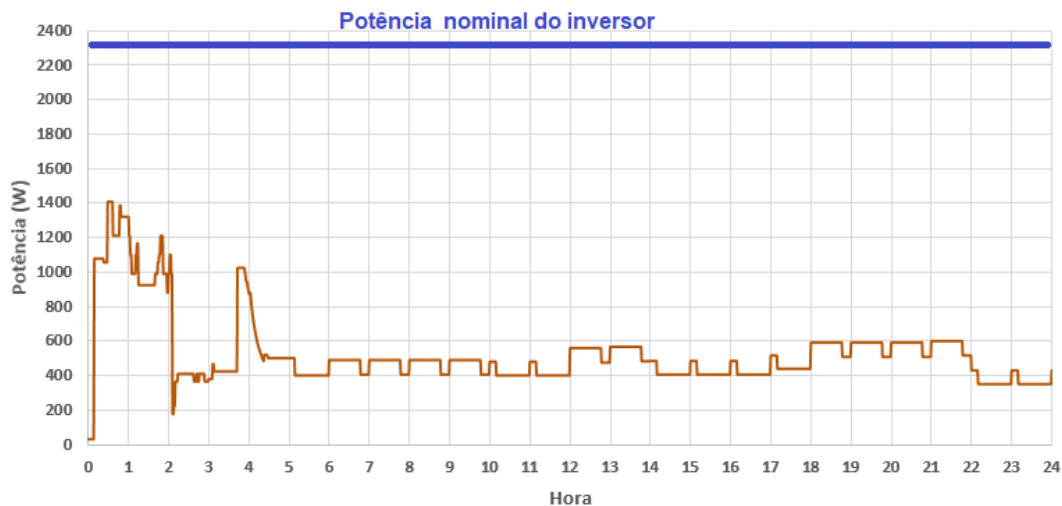
### 5.1.5. Caso V – SIGFI45 com sistema integrado

No Caso V, foi simulado os seguintes dados de entrada, utilizando o sistema integrado, SOC inicial = 90% e  $n^{\circ}$  de SIGFI'S45 = 1. O projeto com o sistema integrado resulta tecnicamente inviável devido à ausência de capacidade de armazenamento de energia. Quando o estado de carga está completo, a potência de carregamento deve reduzir, uma vez que a voltagem do barramento CC não pode ultrapassar um determinado valor. Para não ultrapassar esse valor, a potência que pode ser injetada é cada vez menor. Por isso, muita energia é desperdiçada. A Figura 43 apresenta o estado de carga para este caso.



**Figura 43 - Variação do SOC (Elaboração própria, 2022)**

A operação do sistema se torna inviável economicamente, pois os equipamentos estão atuando de forma reduzida e não chegam a operar com metade de sua potência. Portanto, a melhor opção é desligar o sistema. A Figura 44 apresenta a curva de potência do inversor.

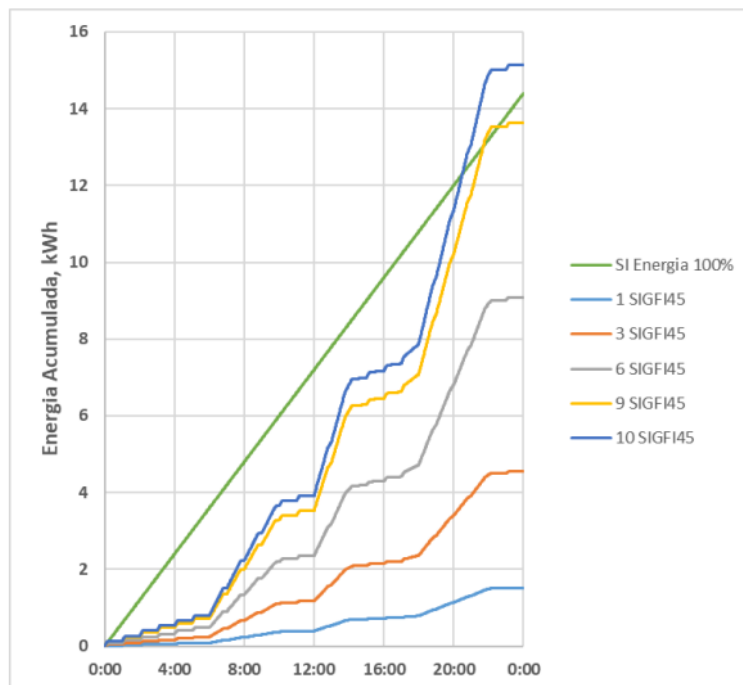


**Figura 44 - Potência do Inversor (Elaboração própria, 2022)**

### 5.1.6. Determinação do máximo número de usuários SIGFI45

O Sistema Integrado (SI), em sua capacidade máxima de 100%, fornece aproximadamente 14 kWh de energia elétrica em corrente contínua no sistema. A

Figura 45 apresenta o consumo de energia de várias cargas SIGFI45 ligadas no barramento de corrente alternada do sistema, e mostra a energia fornecida pelo SI (VIEIRA, 2021).



**Figura 45** - Consumo de energia por quantidade de SIGFI (VIEIRA, 2021)

Como pode-se observar na Figura 45, o Sistema Integrado poderia atender 9 SIGFI45 ligados no sistema.

#### 5.1.7. Determinação do mínimo número de banco de baterias

De acordo com o artigo 5º da Resolução Normativa Nº 493 de 05 de junho de 2017 da ANEEL, os critérios escolhidos para a dimensionamento do SIGFI foram:

- Barramento de corrente contínua;
- Banco de baterias OPzS de 12V ou 24V;
- Um inversor formador de rede;
- Painéis fotovoltaicos conectados no barramento CC (tensão de 12V ou 24V) através de um controlador de carga.

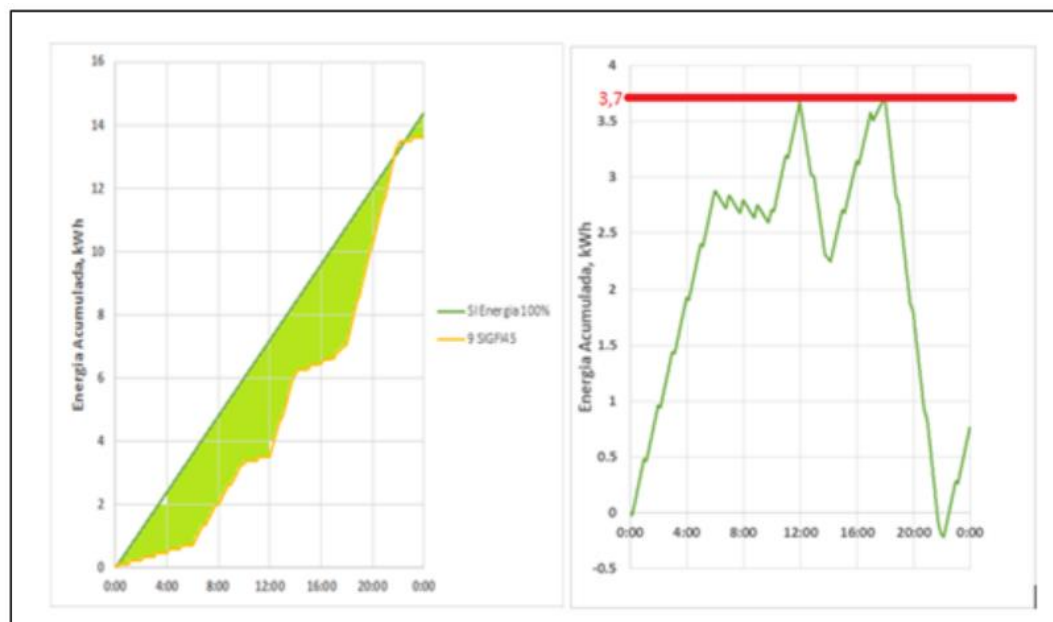
O dimensionamento dos sistemas SIGFI com controladores MPPT é apresentado na Figura 46 a seguir.

Equipamento	Valor Mínimo Especificado		
	SIGFI45	SIGFI60	SIGFI80
<b>Gerador Fotovoltaico</b>	780 Wp	1.040 Wp	1.390 Wp
<b>Banco de Baterias (DOD=60%)</b>	7,5 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	10,0 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	13,2 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10
<b>Controlador de Carga</b>	$I = n^{\circ} \text{módulos} \parallel \times I_{SC} \times 1,10$		
<b>Inversor Formador de Rede</b>	700 W (30 min)	1.000 W (30 min)	1.250 W (30 min)

\* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV.

**Figura 46** - Especificações para SIGFI com controlador MPPT (ELETROBRAS, 2017)

Na figura 46, a capacidade de um sistema SIGFI45 é 7,5 kWh C100 e DOD=60%. Entretanto, neste trabalho, a capacidade do banco do sistema Guascor é menor, 4,8 kWh. A figura 47 retrata o armazenamento no banco de baterias.



**Figura 47** - Armazenamento no banco de baterias (VIEIRA, 2021)

Observando o gráfico da Figura 47, é possível notar que o banco precisa armazenar 3,7 kWh diariamente. Utilizando a eq. (22), chegamos a capacidade do banco de baterias:

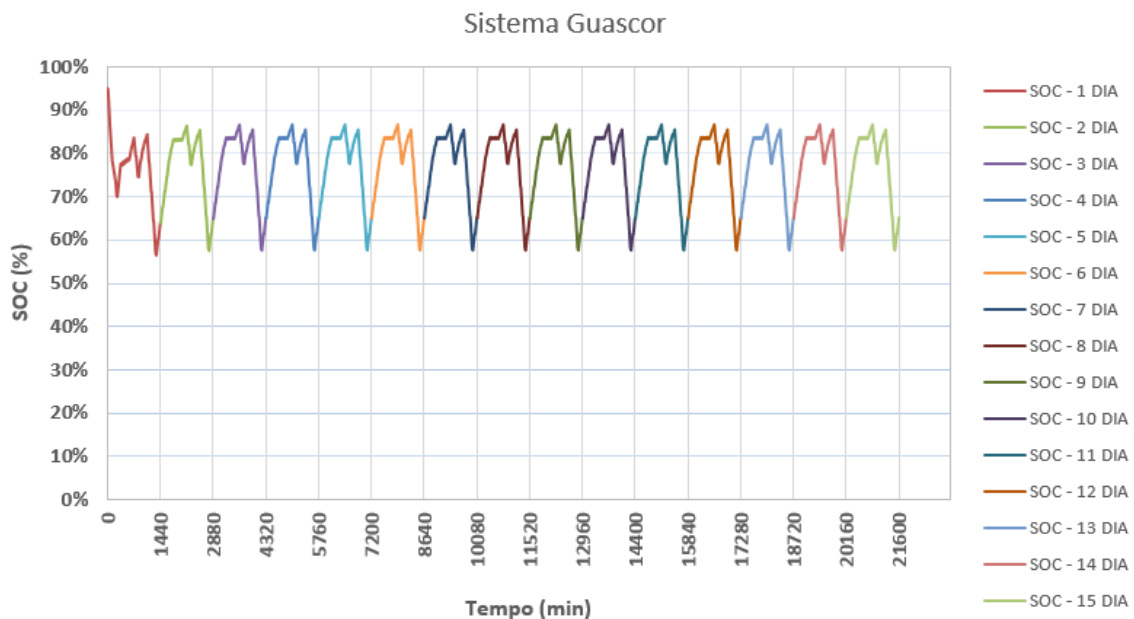
$$Capacidade(kWh) = \frac{3,7 \left( \frac{kWh}{dia} \right) \cdot 1(dia)}{0,6 \cdot 0,9} = 7 \text{ kWh} \quad (22)$$

A capacidade do banco de baterias requerido é 7 kWh C100, ou seja, um banco de baterias de um SIGFI45 convencional (7,4 kWh C100). Entretanto, a variação ajustada do SOC entre 40-100% não permite o controle do sistema e eventualmente o inversor poderia se desligar se o SOC for menor a 40%. Por segurança, dois bancos de bateria serão utilizados o que permitirá ao sistema de controle ter uma margem de manobra (VIEIRA, 2021).

## 5.2. Análise de sensibilidade

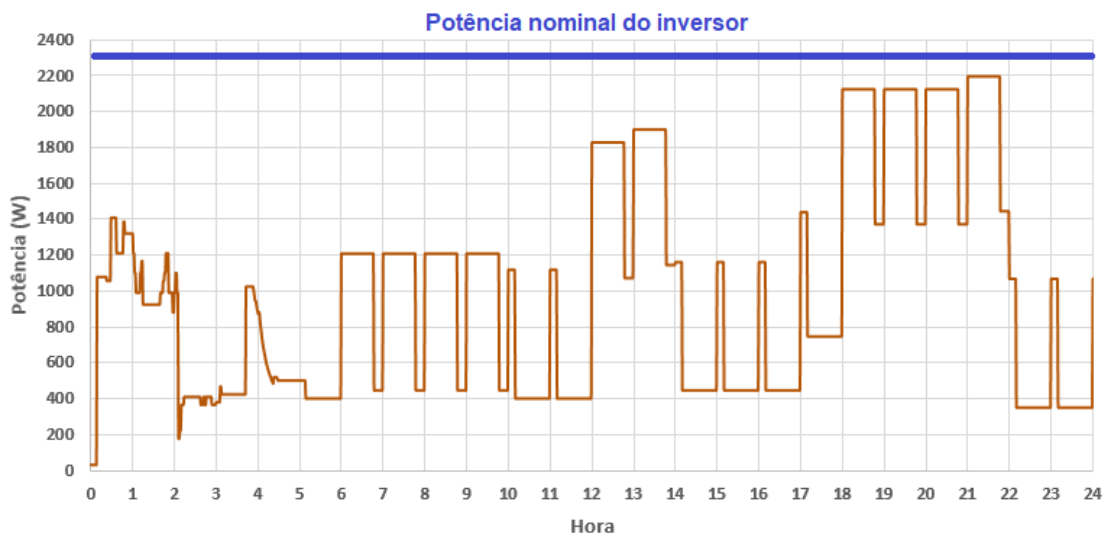
### 5.2.1. Sistema I – Dois SIGFI45 com sistema integrado

O primeiro sistema proposto é formado por dois bancos de bateria e nove usuários SIGFI45. Neste caso, não será utilizado o painel fotovoltaico. A Figura 48 mostra a variação do SOC, iniciando com a partida do Sistema Integrado. Inicialmente, os usuários SIGFI45 são atendidos pelo banco de baterias; os mesmos serão atendidos pelo SI somente após a partida do sistema.



**Figura 48** - Variação do SOC (Elaboração própria, 2022)

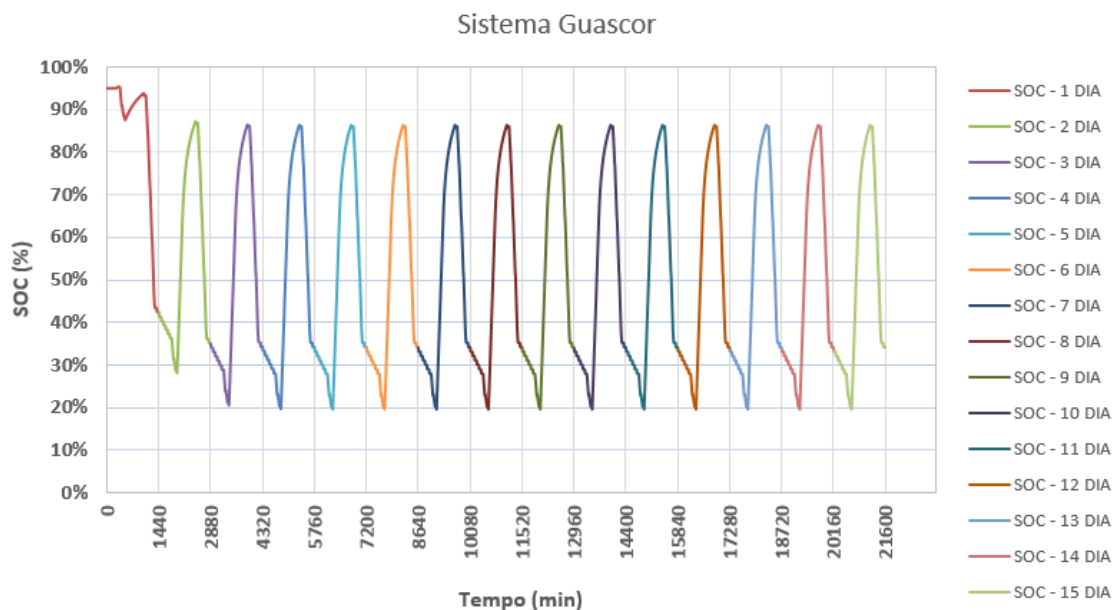
Faz-se necessário ressaltar a validação para que as cargas não excedam a potência nominal do inversor. Uma estimativa analisada, neste trabalho, é que um inversor consegue atender uma quantidade máxima de 9 usuários SIGFI45. A figura 49 apresenta a potência nominal do inversor do projeto.



**Figura 49 - Potência do Inversor (Elaboração própria, 2022)**

### 5.2.2. Sistema II – Dois SIGFI45 com painéis fotovoltaicos

O segundo sistema proposto é formado por dois bancos de bateria e nove usuários SIGFI45. Neste caso, não será utilizado o sistema integrado, apenas os painéis fotovoltaicos. São utilizados 25 painéis neste caso, entretanto, o DoD dos bancos de baterias ultrapassa a margem de segurança de 40%, o que torna o projeto inviável. A Figura 50 mostra a variação do SOC, iniciando com a partida do Sistema Integrado.

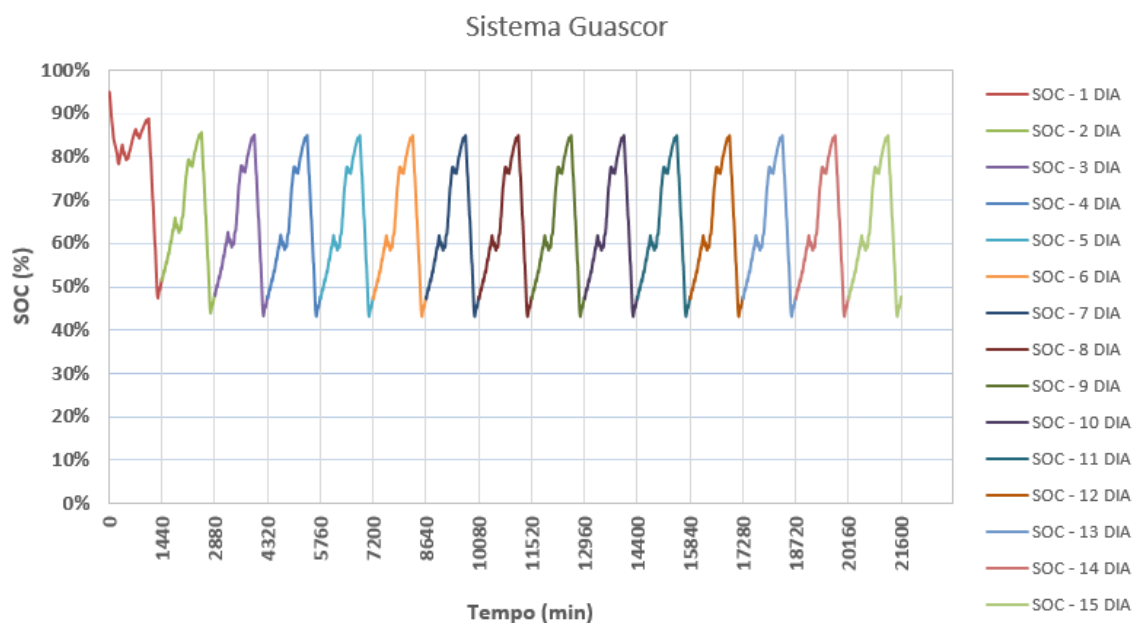


**Figura 50** - Variação do SOC (Elaboração própria, 2022)

É possível observar que para a mesma quantidade de banco de baterias e usuários SIGFI45, o sistema integrado e os painéis fotovoltaicos entregam resultados completamente diferentes quando atuam independentes um do outro. A alternativa para tornar este caso viável pode ser adicionar um banco de baterias e avaliar o novo comportamento do SOC, ou seguir o caso anterior e utilizar o sistema integrado ao invés do painel fotovoltaico.

### 5.2.3. Sistema III – Quinze SIGFI45 com sistema integrado e painéis fotovoltaicos em dias nublados

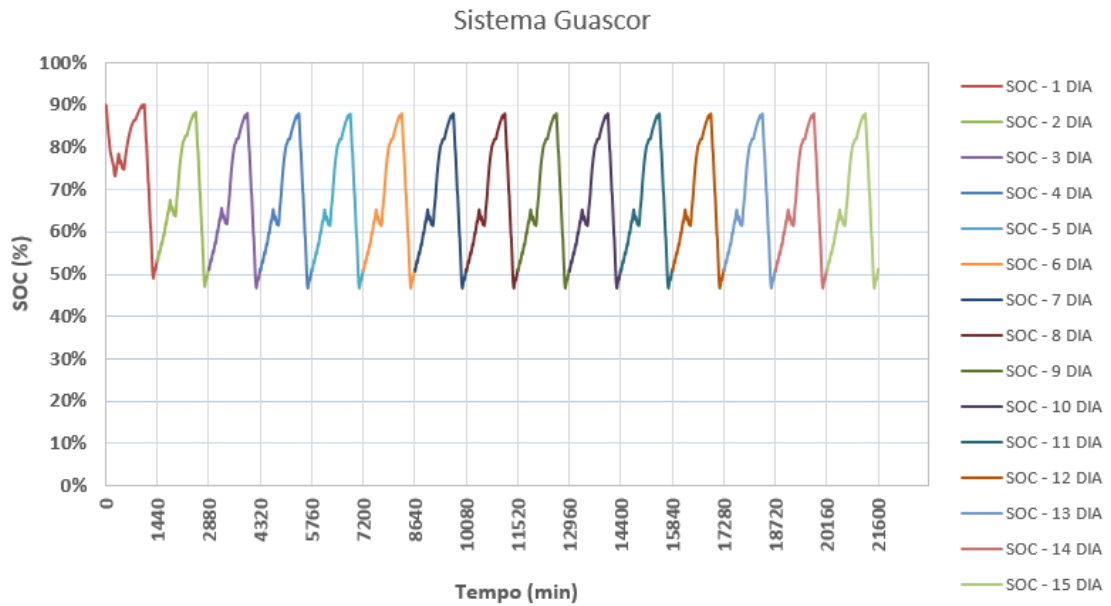
O terceiro sistema proposto é formado por três bancos de bateria e quinze usuários SIGFI45. Neste caso, tanto o sistema integrado quanto o painel fotovoltaico serão utilizados. Serão utilizados nove painéis fotovoltaicos nas condições de dias nublados. O DoD dos bancos de baterias atinge o valor de 47%, um valor próximo a margem de segurança de 40%, o que torna o projeto inviável, uma vez que a margem para erro é menor que 10%. A Figura 51 mostra a variação do SOC.



**Figura 51** - Variação do SOC (Elaboração própria, 2022)

#### 5.2.4. Sistema IV - Quinze SIGFI45 com sistema integrado e painéis fotovoltaicos em dias sem nuvens

O quarto sistema proposto apresenta a mesma formação do sistema anterior, formado por três bancos de bateria e quinze usuários SIGFI45. Porém, neste caso, as condições de operação dos painéis fotovoltaicos serão de dias sem nuvens. A Figura 52 mostra a variação do SOC.

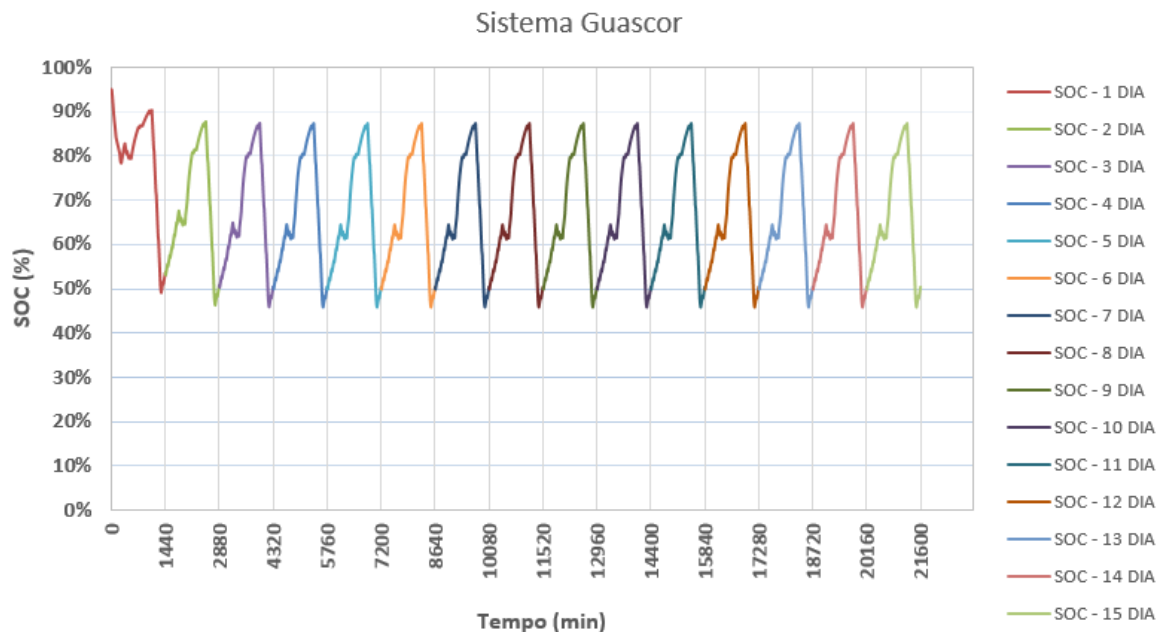


**Figura 52** - Variação do SOC (Elaboração própria, 2022)

Este caso é tecnicamente viável, percebemos que o DoD da bateria não ultrapassa os 40% de segurança e atinge a marca de 51%, ficando acima dos 10% de erros consideráveis. Portanto, as demandas são atendidas normalmente.

#### 5.2.5. Sistema V - Quinze SIGFI45 com sistema integrado e painéis fotovoltaicos em dias parcialmente nublados

O quinto sistema proposto apresenta a mesma formação dos dois sistemas anteriores, formados por três bancos de bateria e quinze usuários SIGFI45. Porém, neste caso, as condições de operação dos painéis fotovoltaicos serão de dias parcialmente nublados. A intenção é avaliar se nestas condições o sistema pode operar de forma tecnicamente viável. A Figura 53 mostra a variação do SOC.

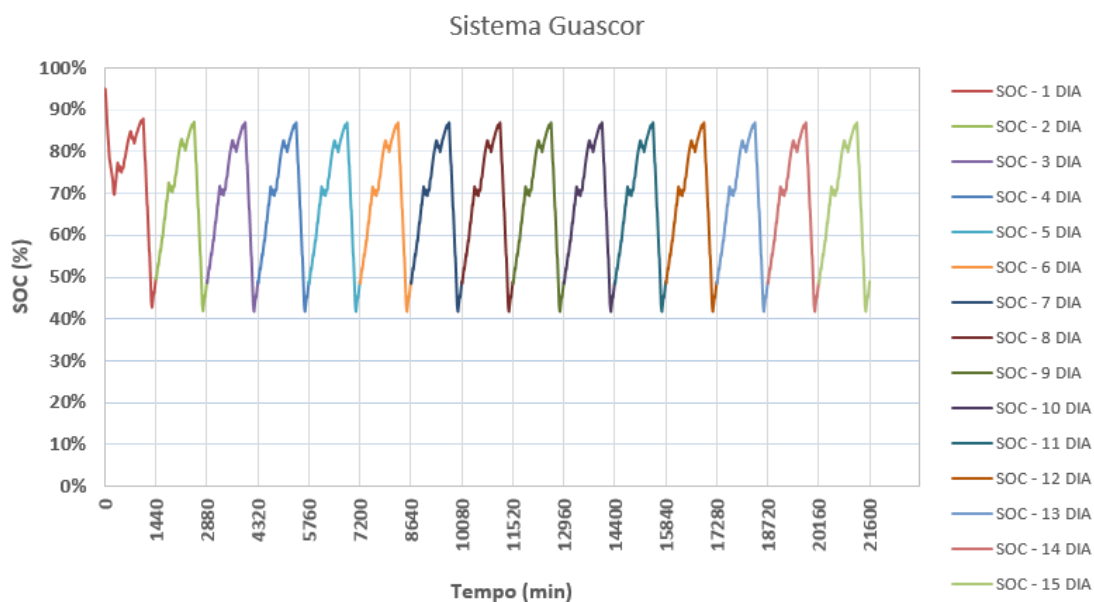


**Figura 53** - Variação do SOC (Elaboração própria, 2022)

Este caso é tecnicamente viável, percebemos que o DoD da bateria não ultrapassa os 40% de segurança e atinge a marca de 50%, ficando na marca dos 10% de erros consideráveis. Portanto, as demandas são atendidas normalmente.

#### **5.2.6.Sistema VI - Doze SIGFI45 com sistema integrado e painéis fotovoltaicos em dias nublados**

O sexto sistema proposto é formado por dois bancos de bateria e doze usuários SIGFI45. Neste caso, tanto o sistema integrado quanto o painel fotovoltaico serão utilizados. Serão utilizados seis painéis fotovoltaicos nas condições de dias nublados. O DoD dos bancos de baterias atinge o valor de 49%, um valor próximo a margem de segurança de 40%, o que torna o projeto inviável, uma vez que a margem para erro é menor que 10%. A Figura 54 mostra a variação do SOC.

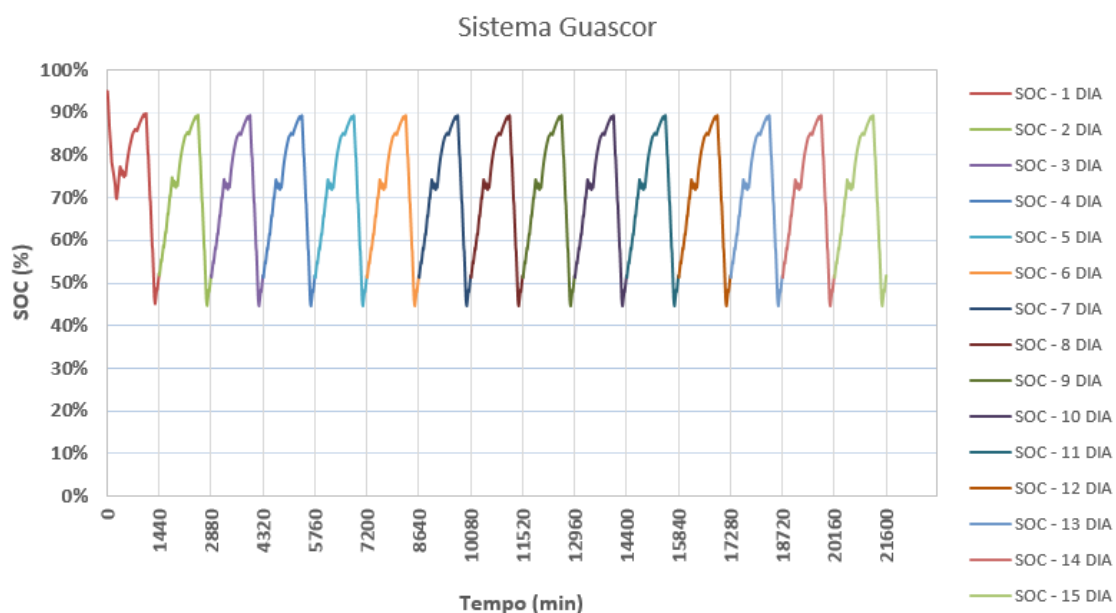


**Figura 54** - Variação do SOC (Elaboração própria, 2022)

Este caso é tecnicamente inviável, percebemos que o DoD da bateria atinge a marca de 49%, ficando na marca dos 10% de erros consideráveis.

### 5.2.7. Sistema VII - Doze SIGFI45 com sistema integrado e painéis fotovoltaicos em dias sem nuvens

O sétimo sistema proposto apresenta a mesma formação do sistema anterior, formado por dois bancos de bateria e doze usuários SIGFI45. Porém, neste caso, as condições de operação dos painéis fotovoltaicos serão de dias sem nuvens. A Figura 55 mostra a variação do SOC.



**Figura 55 - Variação do SOC (Elaboração própria, 2022)**

Este caso é tecnicamente viável, percebemos que o DoD da bateria não ultrapassa os 40% de segurança e atinge a marca de 51%, ficando acima dos 10% de erros consideráveis. Portanto, as demandas são atendidas normalmente.

### 5.3. Análise Econômica

A análise econômica do sistema foi feita a partir dos dados apresentados em Vieira (2021). De início, o projeto torna-se inviável devido ao alto custo dos equipamentos. A célula a combustível e o reformador de etanol são importados da Grécia, possuem alto custo de aquisição e transporte, mas é uma tecnologia que já é utilizada em países como China e EUA.

O objetivo deste trabalho é verificar a viabilidade técnica do sistema, onde foi aprovado, mas como forma de acréscimo verificar a possibilidade de reduzir o custo final do kWh para o consumidor. Portanto, se o sistema atender um maior número de usuários consequentemente o custo de instalação é diluído entre eles, reduzindo assim o custo final para cada.

Faz-se necessário salientar a grande contribuição do custo de operação do sistema que não foi calculado neste trabalho, porém é de extrema importância para o cálculo da viabilidade econômica do projeto e não pode deixar de ser considerada.

O caso 1 apresenta a configuração atual instalada no laboratório, onde, atende a um SIGFI45, possui um banco de bateria (4 baterias), 3 painéis fotovoltaicos, um inversor, uma CaC e um Reformador, os resultados estão na Figura 56 (VIEIRA, 2021).

<b>Equipamento</b>	<b>Custo unitário</b>	<b>Qnt.</b>	<b>Total</b>
Reformador	R\$ 147.000,00 / unidade	1	R\$ 147.000,00
Cilindros de H <sub>2</sub>	R\$ 1.200,00 / unidade	4	R\$ 4.800,00
Painéis Solares	R\$ 1.000,00 / unidade	3	R\$ 3.000,00
Inversor	R\$ 25.000,00 / unidade	1	R\$ 25.000,00
Baterias	R\$ 1.100,00 / unidade	4	R\$ 4.400,00
Célula a combustível	R\$ 40.000,00 / unidade	1	R\$ 40.000,00
Compressor	R\$ 80.000,00 / unidade	1	R\$ 80.000,00
<b>TOTAL</b>			<b>R\$ 304.200,00</b>

**Figura 56** - Custo total dos equipamentos para o Caso 1 (VIEIRA, 2021)

O custo total dos equipamentos do Caso 1 é de R\$ 438.800,00 onde atende apenas a um usuário do tipo SIGFI45, que consome 1,5kWh por dia. Logo, um custo de R\$ 292.533,33 R\$/kWh instalado (VIEIRA, 2021).

O sistema proposto atende a nove usuários SIGFI45, possui dois bancos de baterias, um inversor, uma CaC e um Reformador, sem Painéis fotovoltaicos. Os resultados estão na Figura 57 (VIEIRA, 2021).

<b>Equipamento</b>	<b>Custo unitário</b>	<b>Qnt.</b>	<b>Total</b>
Reformador	R\$ 270.000,00	1	R\$ 270.000,00
Inversor	R\$ 25.000,00	1	R\$ 25.000,00
baterias	R\$ 1.100,00	8	R\$ 8.800,00
Célula combustível	R\$ 132.000,00	1	R\$ 132.000,00
<b>Total</b>			<b>R\$ 435.800,00</b>

**Figura 57** - Custo total dos equipamentos para o Caso 2 (VIEIRA, 2021)

O custo total dos equipamentos do Caso 2 é de R\$ 435.800,00 onde atende nove usuários tipo SIGFI45, que consome 1,5kWh por dia. Logo, um custo de R\$290.533,33 R\$/kWh instalado, onde os materiais ficariam R\$ 48.422,22 para cada usuário.

## 6. Conclusões

O objetivo deste trabalho foi propor melhorias em um projeto anterior e verificar a sua viabilidade técnica. No projeto anterior existia uma inconsistência técnica para alguns casos que eram analisados no simulador. O SOC da bateria ultrapassava a sua capacidade máxima, 100%, o que torna a simulação irreal e por isso era necessário corrigir o código para extinguir essas falhas.

A partir do projeto proposto de um sistema isolado de geração de energia elétrica com o uso de fontes renováveis (solar e célula a combustível utilizando hidrogênio produzido a partir da reforma do etanol), foram realizados estudos de casos que permitiram introduzir modificações e validar o novo simulador a partir dos dados obtidos. Os diferentes cenários de configurações das simulações permitiram obter um sistema de geração otimizado do ponto de vista técnico e econômico.

Os bancos de bateria conseguiram atender a demanda durante 48 horas, portanto um primeiro requerimento do projeto já foi realizado com sucesso. Durante a análise de dados, foi constatado que o Sistema Integrado gera muita energia que por vezes, se o número de SIGFI45 não for suficiente, não será armazenado no banco de baterias. Portanto, para o sistema completo não ser desligado ou ser utilizado de forma economicamente inviável, foi necessário determinar o número de usuários SIGFI45 que compensasse ligar o SI.

Um ponto importante que impacta diretamente o funcionamento do sistema é a questão da nebulosidade das condições de operação. Os painéis fotovoltaicos contribuem muito mais, do ponto de vista energético, para o estado de carga do banco de baterias, SOC, em dias ensolarados (sem nuvens) do que em dias nublados. E consequentemente, o caso de dias parcialmente nublados está entre estes dois casos anteriores.

Na configuração mais enxuta, sem participação solar, o sistema poderia atender nove usuários SIGFI45 com dois bancos de baterias e um inversor. Esta é a configuração do sistema otimizada que utiliza o pleno potencial de geração do sistema integrado e de menor custo por usuário. O número de consumidores pode ser incrementado no sistema, porém, será necessário adicionar a participação solar, bancos de bateria e inversores.

No caso dos inversores, o algoritmo de controle implementado neste trabalho funcionou de forma correta. Logo, ficou estabelecido que um inversor consegue atender no máximo nove usuários SIGFI45 sem exceder sua potência nominal e danificar seu funcionamento.

A principal alteração feita no algoritmo de controle, que foi na corrente do banco de baterias, obteve sucesso e rodou os diversos estudos de casos apresentados neste trabalho.

O sistema completo pode atuar com diversos cenários:

- Só as baterias;
- Baterias + Sistema Integrado;
- Baterias + SI + PV.

A partir deste trabalho, é possível confirmar que para cenários bem planejados, os resultados são positivos. Portanto, a promoção de estudos futuros a respeito da montagem de um sistema completo na prática seria muito promissora para consolidar a expectativa de que o sistema proposto é realmente viável para atender pequenas comunidades isoladas. Um possível estudo futuro seria a comparação a cada ano do custo em termo de VPL (valor presente líquido) entre o sistema apresentado neste trabalho e um sistema tradicional (grupo gerador diesel).

## 7. Referências Bibliográficas

- [1] POTENZA, Renata Fragoso et al. **Análise das emissões brasileiras de gases de efeito estufa e suas implicações para as metas climáticas do Brasil 1970 – 2020**. SEEG. Brasil, 9ªed., p. 7-8, 2021.
- [2] DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT (GIZ). **Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro: Panorama Atual e Potenciais para o Hidrogênio Verde**. Alemanha, p. 12, 2021.
- [3] DA SILVA, Ennio Peres. **A 3ª. “Onda” do Hidrogênio: o Hidrogênio “Verde”**. Webinar – Hidrogênio renovável: produção científica, patentes e projetos comerciais, Laboratório de Hidrogênio da UNICAMP Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético, p. 14-15, 2022.
- [4] EPE (Brasil). **Sistemas Isolados: planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados horizonte 2022/2026 – Ciclo 2021**. Brasil, p. 6-13, 2022.
- [5] EPE (Brasil). **Sistemas Isolados: planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados horizonte 2025 – Ciclo 2020**. Brasil, p. 5-11, 2021.
- [6] ANEEL. **Geração distribuída 2015**. Brasil, 2015.
- [7] MAESTRI, Cláudia Olímpia Neves Mamede; ANDRADE, Maria Elisabeth Moreira Carvalho. **Priorities for tariff compensation of distributed electricity generation in Brazil**. Utilities Policy. Minas Gerais, Brasil, v. 16, p. 1-9, 2022.
- [8] IEA. **Global Hydrogen Review 2021**, p. 14-24, 2021.
- [9] EPE (Brasil). **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio. Hidrogênio**. Brasil, p. 10-11, 2021.
- [10] JUNIOR, Edson de Souza Laya. **Estudo de uma unidade CHP combinando uma célula a combustível do tipo PEMFC, painéis fotovoltaicos e sistema de armazenamento: análise 4E**. 2021. 206 folhas. f. Dissertação (Mestrado Engenharia Mecânica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2021.

- [11] RADUWAN, Nor Fatina *et al.* **An overview of nanomaterials in fuel cells: Synthesis method and application.** Hydrogen Energy. Malásia, v. 47, n. 42, p. 2-7, 2022.
- [12] INAL, Omer Berkehan; DENIZ, Cengiz. **Assessment of fuel cell types for ships: Based on multi-criteria decision analysis.** Journal of Cleaner Production. Istambul, Turquia, v. 265, p. 2- 12, 2020.
- [13] RODRIGUES, Adriano da Costa. **Simulação de um sistema híbrido de geração de energia para pequenas comunidades baseado em energia solar, reforma de etanol e armazenamento de hidrogênio.** 2018. 120 folhas. f. Dissertação (Mestrado Engenharia Mecânica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2018.
- [14] CHUTICHA, Bhawasut *et al.* **Performance analysis of an integrated biomass gasification and PEMFC (proton exchange membrane fuel cell) system: Hydrogen and power generation.** Energy. Tailândia, v. 55, p. 98-106, 2013.
- [15] PERNA, Alessandra. **Hydrogen from ethanol: Theoretical optimization of a PEMFC system integrated with a steam reforming processor.** Hydrogen Energy. Itália, v. 32, n. 12, p. 1811-1819, 2006.
- [16] CARVALHO, Ariovaldo Lopes de *et al.* **Economic-energy-environment analysis of prospective sugarcane bioethanol production in Brazil.** Applied Energy. Portugal, v.181, p. 514-526, 2016.
- [17] PALAZZI, Rafael Baptista *et al.* **The sugar-ethanol-oil nexus in Brazil: Exploring the pass-through of international commodity prices to national fuel prices.** Journal of Commodity Markets. Brasil, v. 1, p. 2-15 2022.
- [18] VANDENBERGHE, L.P.S. *et al.* **Beyond sugar and ethanol: The future of sugarcane biorefineries in Brazil.** Renewable and Sustainable Energy Reviews. Brasil, v. 167, p. 6-16, 2022.
- [19] ROSSETTI, Ilenia *et al.* **Hydrogen, ethylene and power production from bioethanol: Ready for the renewable market ?.** Hydrogen Energy. Itália, v. 45, n. 17, p. 10292-10303, 2019.

- [20] ELLAMLA, Harikishan R. *et al.* **Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector.** Journal of Power Sources. África do Sul, v. 293, p. 312-328, 2015.
- [21] TAKINO, K *et al.* **Simulation of SOFC performance using a modified exchange current density for pre-reformed methane-based fuels.** Hydrogen Energy. Japão, v. 45, n. 11, p. 6912-6925, 2020.
- [22] CORTÉS, Luis Fabián Fuentes *et al.* **Optimal Coupling of Demand Patterns for Improving the Performance of CHP Systems.** Computer Aided Chemical Engineering. v. 40, p. 1909-1914, 2017.
- [23] VIEIRA, Renata Oliveira. **Estudo experimental e numérico de um sistema integrado híbrido solar fotovoltaico com célula a combustível usando etanol e baterias.** 2021. 111 folhas. f. Dissertação (Mestrado Engenharia Mecânica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2021.
- [24] JACKEY, R. A. **A Simple, Effective Lead-Acid Battery Modeling Process for Electrical System Component Selection.** SAE International, 2007.
- [25] ELETROBRAS. **Especificações Técnicas dos Programas para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados no âmbito do Programa Luz para Todos.** Brasília, DF: 75 p. 2017.
- [26] BP. **Statistical Review of World Energy.** v. 71, p. 1-60, 2022.
- [27] GUASCOR. **Sistema Integrado de Fornecimento de Energia Elétrica a Sistemas Isolados da Rede, através do Uso de Células a Combustível e Combustível Renovável** (Projeto CaCRefEtOH) 2017.
- [28] MENG, Tao *et al.* **Optimization and efficiency analysis of methanol SOFC-PEMFC hybrid system.** Hydrogen Energy. v. 49, n. 64, p. 3-12, 2022.
- [29] SILVA, A. C. S. **Simulação numérico-experimental de um sistema híbrido solar/etanol/hidrogênio de geração de energia elétrica.** 2017. 135 folhas. f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2017.

[30] DA SILVA, Márcio Evaristo; SOUSA, Marivone Nunho; SILVEIRA, José Luz. **REFORMA A VAPOR DE ETANOL: ESTUDO DE CATALISADORES MONO E BIMETÁLICOS PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO EM UM PROTÓTIPO REFORMADOR.** CONEM. Brasil, p. 1 -12, 2010.

## 8. Anexos

### Anexo I – Catálogo da Célula a Combustível

#### Physical Data:

Specification for standard stack sizes

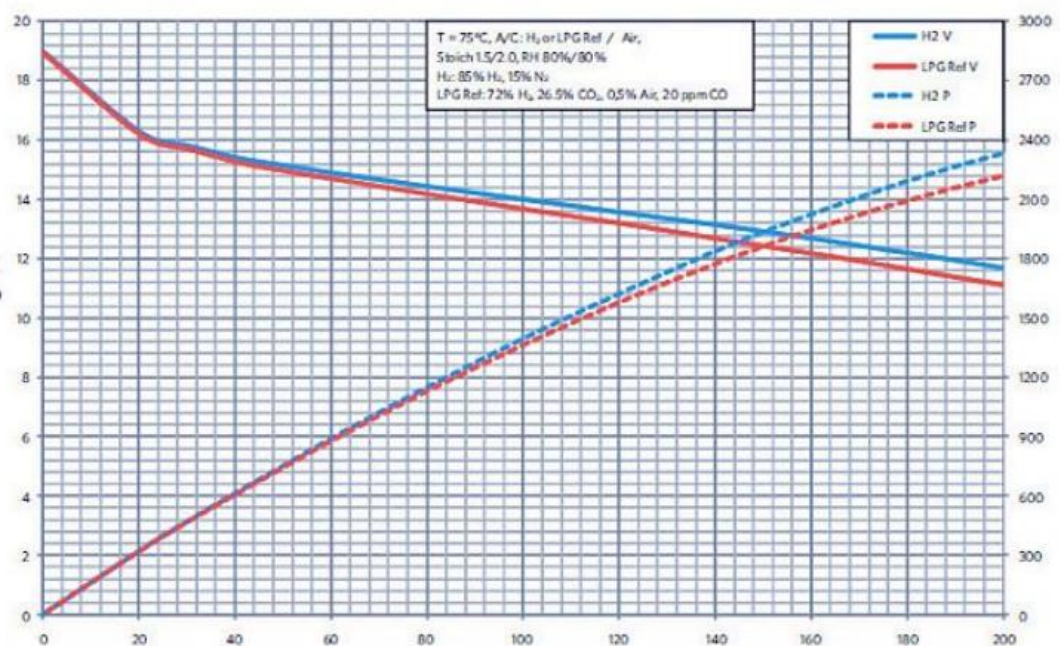
Max power (kW)	1	2.0	3.0	4.0	5.0
Cell Count	10	20	30	40	50
Dimensions (mm)	191x149x240	191x187x240	191x226x240	191x265x240	191x303x240
Weight (kg)	7.9	11.3	14.8	18.2	21.7

*\*PowerCells ST stack power and size can be modified for specific needs*

#### All models

Maximum current output	200 A
$\Delta P_{\text{cathode}}$ @ nominal power	Non-condensing at inlet
$\Delta P_{\text{anode}}$ @ nominal power	< 1.2 Bar (g)
(H <sub>2</sub> , stoich 1.5, 15% inert)	
Maximum operating temperature	85 °C
Humidity	Non-condensing at inlet
Gas pressure	< 1.5 bar(abs)
Coolant Pressure	Gas pressure + 0.1 Bar
Ambient temperature	2 - 70 °C

#### Unit Cell Data



## Anexo II – Catálogo do Inversor Sunny Island 3.0M

### 10 Technical Data

SMA Solar Technology AG

#### 10.1 AC1 Connection for Stand-Alone Grid

	Sunny Island 3.0M	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Rated power	2300 W	3300 W	4600 W	6000 W
Power for 30 minutes at 25°C	3000 W	4400 W	6000 W	8000 W
Power for 5 minute at 25°C	3500 W	4600 W	6800 W	9100 W
Power for 1 minute at 25°C	4200 W	4800 W	7500 W	9600 W
Maximum AC power for 3 s at 25°C	5500 W	5500 W	11000 W	11000 W
Maximum connectable power of the PV inverters in off-grid systems	4600 W	4600 W	9200 W	12000 W
Rated grid voltage	230 V	230 V	230 V	230 V
Voltage range	202 V to 253 V	202 V to 253 V	202 V to 253 V	202 V to 253 V
Rated frequency	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Frequency range	45 Hz to 65 Hz	45 Hz to 65 Hz	45 Hz to 65 Hz	45 Hz to 65 Hz
Frequency range of the set range	±10 Hz	±10 Hz	±10 Hz	±10 Hz
Rated Current	10 A	14.5 A	20.0 A	26.1 A
Maximum output current as a peak value for 60 milliseconds	60 A	60 A	120 A	120 A
Total harmonic distortion of the output voltage (THD)	<4.5 %	<4.5 %	<4 %	<4 %
Displacement power factor cos φ	-1 to +1	-1 to +1	-1 to +1	-1 to +1
Recommended conductor cross-section	10 mm <sup>2</sup>	10 mm <sup>2</sup>	10 mm <sup>2</sup>	10 mm <sup>2</sup>
Maximum connectable conductor cross-section	16 mm <sup>2</sup>	16 mm <sup>2</sup>	16 mm <sup>2</sup>	16 mm <sup>2</sup>
Cable diameter	9 mm to 18 mm	9 mm to 18 mm	9 mm to 18 mm	9 mm to 18 mm
Terminal	Lever terminal	Lever terminal	Lever terminal	Lever terminal
Circuit breakers than can be tripped	Tripping characteristics B6	Tripping characteristics B6	Tripping characteristics B16 or C6	Tripping characteristics B16 or C6
Short circuit power of the device	13.8 kW	13.8 kW	27.6 kW	27.6 kW

## 10.15 General Data

	Sunny Island 3.0M/4.4M	Sunny Island 6.0H / 8.0H
Width x height x depth	467 mm x 612 mm x 242 mm	467 mm x 612 mm x 242 mm
Weight	44 kg	63 kg
Operating temperature range	-25°C to +60°C	-25°C to +60°C
Storage temperature range	-25°C to +70°C	-25°C to +70°C
Humidity	0% to 100%	0% to 100%
Maximum installation height above MSL	3000 m	3000 m
Topology	LF transformer	LF transformer
Cooling method	SMA OptiCool	SMA OptiCool
Protection class in accordance with IEC 62103	I	I
Climatic category in accordance with IEC 60721	3K6	3K6
Degree of protection in accordance with IEC 60529	IP54	IP54

## Anexo III – Código VBA da simulação numérica

```
Module1 - 1

Option Explicit

Function BatteryVoltage(I, SOct, teta, Qet, Iavg) As Double
    Dim R00, A0, R10, DOCmin, cap, tau, kc, Istar, kt, Co, Delta, R20, A21, A22, Em0, ke, Qe, SOC, Iavg, Cavg, R0, R1, R2, DOC, Em As Double

    R00 = 0.0042
    A0 = -0.6
    R10 = 0.001
    DOCmin = 0.000001

    cap = 6000
    tau = 100 / 60
    kc = 1.2
    Istar = 15

    kt = 0.8
    Co = 8500
    Delta = 0.73
    R20 = 0.11

    A21 = -10
    A22 = -8.75
    Em0 = 2.18

    ke = 0.0013

    Qe = Qet - I
    SOC = 1 - Qe / (kc * Co * kt)
    'Iavg = -((I + Iavg) / tau) + Iavg
    Iavg = Iavg + (-I - Iavg) / tau

    If Iavg > 0 Then
        Cavg = kc * Co * kt / (1 + (kc - 1) * (Iavg / Istar) ^ Delta)
    Else
        Cavg = kc * Co * kt
    End If

    DOC = 1 - (Qe / Cavg)

    R0 = R00 * (1 + A0 * (1 - SOC))

    If DOC <= DOCmin Then
        R1 = -R10 * 2.302585 * (Log(DOCmin))
    ElseIf DOC > 0.99999 Then
        R1 = -R10 * 2.302585 * (Log(0.99999))
    Else
        R1 = -R10 * 2.302585 * (Log(DOC))
    End If

    R2 = R20 * (Exp(A21 * (1 - SOC))) / (1 + Exp(A22 * I / Istar))

    Em = Em0 - ke * (273 + teta) * (1 - SOC)

    BatteryVoltage = 24 * (Em + (R0 + R1 + R2) * I)
End Function

Function dF_dIb(Ib, SOct, teta, Qet, Iavg) As Double
    Dim C10 As Double
    'Defines variables

    C10 = 100

    dF_dIb = Ib * ((BatteryVoltage(Ib + 0.000001, SOct, teta, Qet, Iavg) - BatteryVoltage(Ib, SOct, teta, Qet, Iavg)) / 0.000001) + BatteryVoltage(Ib, SOct, teta, Qet, Iavg)

    'Performs computation
End Function
```

Module1 - 2

```

Function dfVbt_dIb(Ib, SOct, teta, Qet, Iavgt) As Double
    Dim C10 As Double
    'Defines variables

    C10 = 100

    dfVbt_dIb = (BatteryVoltage(Ib + 0.000001, SOct, teta, Qet, Iavgt) - BatteryVoltage(Ib, SOc
t, teta, Qet, Iavgt)) / 0.000001

    'Performs computation

End Function

Function ChargingCurrent(SOCT, teta, Qet, Iavgt, Pot) As Double
    Dim f, d, Ib, Ibn, Vbt As Double

    'Defines variables
    Ib = Iavgt
    Ibn = Ib
    d = dF_dIb(Ib, SOCT, teta, Qet, Iavgt)
    Do
        Ib = Ibn
        f = BatteryVoltage(Ib, SOCT, teta, Qet, Iavgt) * Ib + Pot
        Ibn = Ib - f / d
        d = dF_dIb(Ib, SOCT, teta, Qet, Iavgt)

        Loop Until (Ibn - Ib) ^ 2 < 0.000001

    Vbt = BatteryVoltage(Ibn, SOCT, teta, Qet, Iavgt)

    If Vbt >= 52.3 Then

        d = dfVbt_dIb(Ib, SOCT, teta, Qet, Iavgt)
        Do
            Ib = Ibn
            f = BatteryVoltage(Ib, SOCT, teta, Qet, Iavgt) - 52.3
            Ibn = Ib - f / d
            d = dfVbt_dIb(Ib, SOCT, teta, Qet, Iavgt)

            Loop Until (Ibn - Ib) ^ 2 < 0.000001

        End If

        If Ibn > 20 Then
            Ibn = 20
        End If

        ChargingCurrent = Ibn

    'Performs computation

End Function

    'If VF <> 54.9 Or timer <> 0 Then
        ' r = 0.011
    'Else
        ' r = 10000
    ' End If

```