



Edson de Souza Laya Junior

**Estudo de uma unidade CHP combinando uma
célula a combustível do tipo PEMFC, painéis
fotovoltaicos e sistema de armazenamento:
análise 4E.**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio .

Orientador : Prof. Sergio Leal Braga
Coorientador: Prof. Florian Alain Yannick Pradelle

Rio de Janeiro
Outubro de 2021



Edson de Souza Laya Junior

**Estudo de uma unidade CHP combinando uma
célula a combustível do tipo PEMFC, painéis
fotovoltaicos e sistema de armazenamento:
análise 4E.**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio . Aprovada pela Comissão Examinadora:

Prof. Sergio Leal Braga

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Florian Alain Yannick Pradelle

Coorientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. José Alberto dos Reis Parise

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC-Rio

Prof. Ana Carolina Chaves Católico

Grupo de Estudos do Setor Elétrico - UFRJ

Dr. Eduardo Torres Serra

ES+PS Consultoria

Rio de Janeiro, 6 de Outubro de 2021

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial do trabalho, é proibida sem a autorização da universidade, do autor e do orientador.

Edson de Souza Laya Junior

Graduado em Engenharia Mecânica pelo CEFET/RJ.

Ficha Catalográfica

de Souza Laya Junior, Edson

Estudo de uma unidade CHP combinando uma célula a combustível do tipo PEMFC, painéis fotovoltaicos e sistema de armazenamento: análise 4E. / Edson de Souza Laya Junior; orientador: Sergio Leal Braga; co-orientador: Florian Alain Yannick Pradelle. – 2021.

206 f: il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Simulação numérica. 3. PEMFC. 4. Hidrogênio. 5. Gás natural. 6. Baterias. 7. On-grid. 8. Análise 4E. I. Braga, Sergio. II. Alain Yannick Pradelle, Florian. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 004

Agradecimentos

A Deus, criador dos céus e da terra, por fortalecer minhas mãos e capacitar minha mente para a boa obra.

Aos meus pais, Edson e Celeste Laya, pelo apoio e engajamento ofertados de forma ininterrupta durante essa jornada.

Aos meus orientadores, Sergio Braga e Florian Pradelle. A riqueza técnica de suas atuações e a dedicação abundante que dirigiram à mim os eleva ao lugar de verdadeiros ícones do meu desenvolvimento educacional.

A PUC-Rio, incluindo toda a administração, além dos professores cujas aulas tive o privilégio de presenciar. É esplêndido saber da existência de uma instituição tão próxima que de fato opera como um celeiro de formação acadêmica de excelência.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

Resumo

de Souza Laya Junior, Edson; Braga, Sergio; Alain Yannick Pradelle, Florian. **Estudo de uma unidade CHP combinando uma célula a combustível do tipo PEMFC, painéis fotovoltaicos e sistema de armazenamento: análise 4E.** Rio de Janeiro, 2021. 206p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A crescente demanda energética verificada ao redor do mundo e a conscientização pública acerca dos efeitos deletérios do excesso de gases estufa na atmosfera vem colaborando para a articulação de compromissos de grande alcance em nome da adaptação das matrizes energéticas a formas ambiental e economicamente sustentáveis. A adesão à energias renováveis (como solar e eólica) e a descentralização da matriz energética por meio de tecnologias de geração distribuída (visando a melhoria da eficiência do uso da energia) são alguns dos movimentos mais relevantes realizados para fazer frente a essas demandas. Neste ínterim, o presente trabalho é dedicado à simulação numérica mediante o conceito 4E (Energy, Exergy, Environmental and Economic) de um sistema híbrido CHP (Combined Heat and Power) on-grid para atendimento de pequenas demandas residenciais ou industriais, tendo gás natural e energia solar como vetores energéticos preferenciais. O sistema inclui um reformador de gás natural para produção de gás de síntese rico em hidrogênio, uma célula a combustível com membrana de troca de prótons (PEM), painéis fotovoltaicos, baterias conectadas à rede elétrica por um inversor bidirecional, trocadores de calor e componentes auxiliares como compressores e boilers. Os componentes do sistema foram modelados separadamente com base em equações de conservação e seus modelos devidamente validados. Uma análise energética e exérgica do reformador de gás natural foi conduzida mediante a metodologia de planejamento de experimentos a fim de avaliar a necessidade de considerar uma formulação complexa do combustível em vez de um substituto (metano puro). Posteriormente, estes modelos foram inseridos como módulos de uma rotina mais ampla destinada a simular o desempenho econômico do sistema integrado num intervalo de tempo de até 20 anos. Tal rotina, implementada no MATLAB, permite a flexibilização de critérios operacionais importantes como número de consumidores, configuração do sistema híbrido (armazenamento e participação de painéis fotovoltaicos), diferentes tipos de

tarifa (convencional ou branca) e o possível uso de rejeito térmico para cogeração, enriquecendo o escopo de resultados obtidos. Paybacks entre 7 e 20 anos de operação do sistema foram alcançados para diferentes combinações dos parâmetros examinados considerando-se a adesão no ano de 2020, onde consumidores residenciais obtiveram resultados predominantemente melhores do que os industriais em virtude da demanda menos exigente dos primeiros. Foram também previstas reduções de até 50% no custo cumulativo total para consumidores residenciais referente a adesão ao sistema proposto por 20 anos, levando-se em conta a queda prevista nos custos de aquisição dos componentes para as próximas décadas. A avaliação do sistema em termos ambientais foi feita através da quantidade equivalente de CO₂ por unidade de energia. Concluiu-se que a configuração completa, mesmo auxiliada por cogeração, supera a média de emissões da matriz energética brasileira (devido à alta participação das fontes renováveis nessa matriz), permanecendo, ainda assim, como uma opção melhor do que a combustão pura do gás natural, especialmente no que diz respeito ao atendimento de demanda térmica.

Palavras-chave

Simulação numérica; PEMFC; Hidrogênio; Gás natural; Baterias; On-grid; Análise 4E.

Abstract

de Souza Laya Junior, Edson; Braga, Sergio (Advisor); Alain Yannick Pradelle, Florian (Co-Advisor). **Study of a CHP unit combining a PEM fuel cell, photovoltaic panels and storage system: 4E analysis.** Rio de Janeiro, 2021. 206p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The growing energy demand verified around the world and public awareness about the harmful effects of greenhouse gases excess in the atmosphere have been contributing to the articulation of far-reaching commitments in the name of adapt energy matrices to environmentally and economically sustainable ways. The adherence to renewable energy (such as solar and eolic) and decentralization of energy matrix through distributed generation technologies (aiming at the improvement of efficiency of energy use) are some of the more relevant movements done in order to deal with these demands. In the meantime, the present work is dedicated to numerical simulation using the 4E (Energy, Exergy, Environmental and Economic) concept of an on-grid hybrid CHP system to meet small residential or industrial demands, using natural gas and solar energy as preferred energy vectors. The system includes a natural gas reformer for the production of hydrogen-rich synthesis gas, a proton exchange membrane fuel cell (PEM), photovoltaic panels, batteries connected to the grid by a bidirectional inverter, heat exchanger and auxiliary componentes, such as compressors and boilers. The system components were modeled separately based on conservation equations and their models duly validated. An energy and exergy analysis of the natural gas reformer was conducted using design of experiment methodology in order to assess the necessity to consider a complex formulation of the fuel instead of a surrogate (pure methane). Subsequently, these models were inserted as modules of a broader routine designed to simulate the economic performance of the integrated system in a time interval of up to 20 years. This routine implemented in MATLAB allows for the flexibility of important operational criteria such as the number of consumers, configuration of the hybrid system (storage and participation of solar energy), different types of tariff (conventional or white) and the possible use of reject heat for cogeneration, enriching the scope of the results obtained. Paybacks

between 7 and 20 years of system operation were achieved for different combinations of the examined parameters considering adherence in the year 2020, where residential consumers have predominantly obtained better results than industrial ones due to the less intense demand of the first ones. Reductions of up to 50% in the total cumulative cost related to adherence to the proposed system for 20 years for residential users were also foreseen, taking into account the expected drop in component acquisition costs over the next few decades. The evaluation of the system in environmental terms was assessed through equivalent amount of CO₂ by energy unit. It was concluded that the complete configuration, even supported by cogeneration, exceeds the average of the Brazilian energy matrix emissions (due to the high share of renewable sources in this matrix), nevertheless remaining as a better option than pure combustion of natural gas, specially for meeting thermal demand.

Keywords

Numerical simulation; PEMFC; Hydrogen; Natural gas; Batteries; On-grid; 4E analysis.

Sumário

1	Introdução	23
1.1	Motivação	23
1.2	Objetivos	33
1.3	Organização do trabalho	34
2	Revisão bibliográfica	35
2.1	Mercado de gás natural	35
2.2	Mercado do Hidrogênio	46
2.3	Reforma a vapor e célula a combustível	49
2.4	Levantamento da literatura sobre sistemas CHP	53
3	Modelagem teórica	65
3.1	Sistema híbrido	65
3.2	Modelagem econômica	85
3.3	Controle do simulador	91
3.4	Emissões de CO ₂ na operação do CHP	101
3.5	Cálculo exergético da unidade CHP	104
3.6	Cálculo exergético dos painéis solares	107
3.7	Cálculo exergético global	108
4	Metodologia	109
4.1	Perfil de demanda dos consumidores	109
4.2	Dados dos painéis fotovoltaicos	109
4.3	Dados financeiros	111
4.4	Planejamento de experimentos para análise do reformador	116
4.5	Premissas para análise econômica	118
4.6	Premissas da análise ambiental	119
5	Resultados	121
5.1	Validação do modelo do reformador	121
5.2	Validação do modelo da célula a combustível	125
5.3	Análise estatística do módulo reformador	128
5.4	Análise de sensibilidade econômica	140
5.5	Análise ambiental	176
5.6	Análise exergética da unidade CHP	182
5.7	Análise exergética do sistema híbrido	186
6	Conclusões	188
7	Referências bibliográficas	193
A	Apêndice	201

Lista de figuras

Figura 1.1	Crescimento da demanda energética por região até 2050. (Adaptado de EIA (2019))	23
Figura 1.2	Crescimento da demanda energética por setor até 2050. (Adaptado de EIA 2019)	24
Figura 1.3	Consumo primário por fonte de energia até 2050. (Adaptado de EIA 2019)	25
Figura 1.4	Sistemas de geração de energia centralizados e distribuídos. (Adaptado de EPE 2018)	27
Figura 1.5	Avanço da geração distribuída no Brasil em potência instalada. (ANEEL, 2019)	28
Figura 1.6	Geração distribuída no Brasil por tipo de unidade geradora.(EPE, 2021)	28
Figura 1.7	Projeção da capacidade instalada da Micro e Minigeração Distribuída(EPE, 2021)	29
Figura 1.8	Distribuição da capacidade instalada por fonte em 2030 (EPE, 2021)	29
Figura 1.9	Crescimento das instalações de armazenamento de energia pelo mundo.(Fonte: Adaptado de BloombergNEF,2018)	31
Figura 1.10	Decaimento do custo das baterias de íon-lítio até 2030.(Fonte: BloombergNEF,2018)	32
Figura 2.1	Projeção de consumo de gás natural no mundo. (IEA, 2020)	36
Figura 2.2	Produção de gás natural no mundo. (Adaptado de BP, 2021)	37
Figura 2.3	Demanda de gás natural na América do Norte. (ONU, 2020)	37
Figura 2.4	Demanda de gás natural na Europa. (ONU, 2020)	38
Figura 2.5	Fluxos de importação e exportação de gás natural via GNL ou gasodutos. (BP, 2020)	39
Figura 2.6	Balanço de gás natural do Brasil. (MME, 2020)	40
Figura 2.7	Distribuidoras de gás natural do Brasil. (BNDES, 2020)	40
Figura 2.8	Consumo de gás natural no Brasil entre 2010 e 2020. (MME, 2020)	42
Figura 2.9	Consumo de gás natural no Brasil entre 2010 e 2020 por setor. (MME, 2020)	42
Figura 2.10	Demanda termelétrica de gás natural entre 2010 e 2020 (MME, 2020)	43
Figura 2.11	Produção e demanda de gás natural em 2020 (MME, 2020)	44
Figura 2.12	Custo médio do gás natural para o setor industrial ao redor do mundo em U\$\$/MMBtu no ano de 2019. (WOLKE, 2019)	45
Figura 2.13	Demanda de gás natural de 2020 a 2030 com Novo Mercado de Gás. (EPE, 2020)	46
Figura 2.14	Fontes de produção de hidrogênio.(Adaptado de IRENA,2019)	47
Figura 2.15	Competitividade comercial do sistema CHP em 2030.(Adaptado de Hydrogen Council,2020)	49
Figura 2.16	Ilustração do processo químico que ocorre numa célula a combustível tipo PEM (SENNA; LINARDI, 2017)	51

Figura 2.17	Comparação da eficiência de diferentes dispositivos de geração de energia com respeito à capacidade do sistema .(SHARAF; MEHMET, 2014)	52
Figura 2.18	Eficiência exergética e a razão de destruição exergética de cada um dos componentes do sistema CHP (Adaptado de Authayanun et al.)	54
Figura 2.19	Influência da densidade de corrente sobre o sistema CHP.(CHEN; ZHOU, 2018)	57
Figura 2.20	Esquema geral do sistema CHP.(MARCOBERARDINO; MANZOLINO, 2017)	59
Figura 2.21	VPL do sistema de célula de combustível.(NAPOLI; GANDIGLIO, 2015)	62
Figura 2.22	Impacto das razões S/C e combustível auxiliar/processado no fator de reforma (NAJAFI; MAMAGHANI, 2015)	63
Figura 3.1	Esquema do sistema híbrido em configuração completa.	66
Figura 3.2	Configuração da unidade CHP.	67
Figura 3.3	Fluxograma representativo do método de simulação de reforma de gás natural do presente trabalho	69
Figura 3.4	Esquema do trocador de calor	82
Figura 3.5	Ilustração da análise econômica por custo cumulativo (GABRIEL, 2020)	90
Figura 3.6	Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e CHP desligada. (GABRIEL, 2020)	95
Figura 3.7	Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e CHP em aquecimento. (GABRIEL, 2020)	96
Figura 3.8	Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e CHP em produção. (GABRIEL, 2020)	97
Figura 3.9	Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e CHP em resfriamento. (GABRIEL, 2020)	98
Figura 3.10	Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e CHP desligada. (GABRIEL, 2020)	99
Figura 3.11	Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e CHP em aquecimento. (GABRIEL, 2020)	100
Figura 3.12	Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e CHP em produção. (GABRIEL, 2020)	101
Figura 3.13	Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e CHP em resfriamento. (GABRIEL, 2020)	101
Figura 3.14	Balanco exergético da célula a combustível.	107
Figura 4.1	Configuração da unidade CHP	110
Figura 4.2	Perfil de irradiação no primeiro dia do ano na localidade de Recreio dos Bandeirantes, Rio de Janeiro, RJ.	112
Figura 4.3	Esquema com planejamento composto central (Fonte:próprio autor)	117
Figura 5.1	Reforma a vapor de gás natural puro em metano via modelagem cinética	121
Figura 5.2	Sensibilidade da reforma a vapor: (a)Razão S/C, (b)Pressão e (c)Temperatura	122
	(a) Efeito da razão S/C (Temperatura 750 K e pressão 1 atm)	122

(b)	Efeito da pressão (Temperatura 750 K e $S/C = 3$)	122
(c)	Efeito da temperatura (Pressão 1 atm e $S/C = 3$)	122
Figura 5.3	Sensibilidade da reação WGS à variação do <i>input</i> de temperatura.	124
Figura 5.4	Curvas de polarização segundo o modelo proposto e dados experimentais (MANN; AMPHLETT, 2000)	126
Figura 5.5	Comparação do método apresentado com dados experimentais para: (a)Eficiência elétrica e (b)Potência	126
(a)	Eficiência elétrica vs densidade de corrente	126
(b)	Potência vs densidade de corrente	126
Figura 5.6	Sensibilidade à variação da temperatura para o desempenho da célula a combustível: (a)Voltagem, (b)Potência fornecida (Pressão = 1 atm)	128
(a)	Efeito na voltagem	128
(b)	Efeito na potência fornecida	128
Figura 5.7	Sensibilidade à variação da pressão para o desempenho da célula a combustível: (a)Voltagem, (b)Potência fornecida (Temperatura = 343 K)	128
(a)	Efeito na voltagem	128
(b)	Efeito na potência fornecida	128
Figura 5.10	Resíduos encontrados para: (a)Eficiência térmica e (b) Eficiência exergética	130
(a)	Resíduos na eficiência térmica	130
(b)	Resíduos na eficiência exergética	130
Figura 5.8	Comparação entre observado vs esperado para eficiência térmica considerando metano puro	131
Figura 5.9	Comparação entre observado vs esperado para eficiência exergética considerando metano puro	131
Figura 5.11	Comparação entre observado vs esperado para eficiência exergética considerando composição comercial	134
Figura 5.12	Comparação entre observado vs esperado para eficiência exergética considerando composição comercial.	135
Figura 5.13	Resíduos encontrados para: (a)Eficiência térmica e (b) Eficiência exergética	135
(a)	Resíduos na eficiência térmica	135
(b)	Resíduos na eficiência exergética	135
Figura 5.14	Superfícies de resposta para eficiência térmica correspondentes à: (a) Metano puro e (b)Composição comercial	137
(a)	η_{th} para metano puro	137
(b)	η_{th} para gás natural comercial	137
Figura 5.15	Superfícies de resposta para eficiência exergética correspondentes à: (a) Metano puro e (b)Composição comercial	137
(a)	η_{ex} para metano puro	137
(b)	η_{ex} para gás natural comercial	137
Figura 5.16	Diferença entre a eficiência térmica para metano puro e gás de composição comercial.	138
Figura 5.17	Diferença entre a eficiência exergética para metano puro e gás de composição comercial.	139

Figura 5.18	Fração molar de hidrogênio em base seca para diferentes valores de razão S/C.	140
Figura 5.19	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores residenciais.	141
Figura 5.20	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores industriais.	142
Figura 5.21	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no custo cumulativo do sistema para consumidor residencial por 7 anos de uso.	144
Figura 5.22	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no custo cumulativo do sistema para consumidor industrial por 5 anos de uso.	144
Figura 5.23	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores residenciais.	145
Figura 5.24	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores residenciais.	146
Figura 5.25	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no custo cumulativo do sistema para consumidor residencial por 7 anos de uso.	147
Figura 5.26	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no custo cumulativo do sistema para consumidor industrial por 5 anos de uso.	147
Figura 5.27	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores residenciais	148
Figura 5.28	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores industriais.	149
Figura 5.29	Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores residenciais	150
Figura 5.30	Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores industriais	151
Figura 5.31	Impacto da configuração do sistema no custo cumulativo do sistema para consumidores residenciais em 7 anos de operação	153
Figura 5.32	Impacto da configuração do sistema no custo cumulativo do sistema para consumidores industriais em 5 anos de operação	153
Figura 5.33	Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores residenciais	155
Figura 5.34	Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores industriais	155
Figura 5.35	Impacto da configuração do sistema no custo cumulativo do sistema para consumidores residenciais em 7 anos de operação	157
Figura 5.36	Impacto da configuração do sistema no custo cumulativo do sistema para consumidores industriais em 5 anos de operação	157
Figura 5.37	Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores residenciais com adesão em 2025	158
Figura 5.38	Impacto do número de consumidores no fluxo de caixa para consumidores residenciais	159
Figura 5.39	Impacto do número de consumidores no fluxo de caixa para consumidores industriais	160

Figura 5.40	Impacto do número de consumidores no custo cumulativo do sistema para operação na categoria residencial por 7 anos.	162
Figura 5.41	Impacto do número de consumidores no custo cumulativo do sistema para operação na categoria industrial por 5 anos.	163
Figura 5.42	Impacto do número de consumidores no fluxo de caixa para consumidores residenciais	164
Figura 5.43	Impacto do número de consumidores no fluxo de caixa para consumidores industriais	164
Figura 5.44	Impacto do número de consumidores no custo cumulativo do sistema para operação na categoria residencial por 7 anos.	167
Figura 5.45	Impacto do número de consumidores no custo cumulativo do sistema para operação na categoria industrial por 5 anos.	167
Figura 5.46	Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores residenciais	169
Figura 5.47	Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores industriais	169
Figura 5.48	Impacto do aproveitamento de créditos no custo cumulativo do sistema para operação na categoria residencial por 7 anos.	171
Figura 5.49	Impacto do aproveitamento de créditos no custo cumulativo do sistema para operação na categoria residencial por 7 anos.	172
Figura 5.50	Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores residenciais	173
Figura 5.51	Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores industriais	173
Figura 5.52	Impacto do aproveitamento de créditos no custo cumulativo do sistema para operação na categoria residencial por 7 anos.	175
Figura 5.53	Impacto do aproveitamento de créditos no custo cumulativo do sistema para operação na categoria residencial por 7 anos.	175
Figura 5.54	Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores residenciais com adesão em 2025	176
Figura 5.55	Emissão de CO ₂ das configurações do sistema, de tecnologias CHP convencionais e das matrizes energéticas brasileira e americana	181
Figura 5.56	Comparação entre emissões equivalentes de CO ₂ calculadas atualmente com as calculadas na modelagem antiga (GABRIEL, 2020)	182
Figura 5.57	Sistema de reforma de gás natural simulado por Simpson et al. (SIMPSON; LUTZ, 2007).	183
Figura 5.58	Comparação entre a eficiência exergética de diferentes sistemas de geração de calor e potência.	187

Lista de tabelas

Tabela 2.1	Frações molares do gás de saída do reator vapor-metano e do reator de deslocamento gás-água(NAJAFI; MAMAGHANI, 2015)	62
Tabela 3.1	Coeficientes para cálculo do calor específico a pressão constante (CHASE, 1985).	71
Tabela 3.2	Composição típica de gás natural.	75
Tabela 3.3	Parâmetros de entrada para análise econômica (temporal)	91
Tabela 3.4	Parâmetros de entrada dos equipamentos do sistema híbrido	92
Tabela 3.5	Parâmetros de uso interno calculados pelo simulador	93
Tabela 3.6	Parâmetros fixos do simulador	93
Tabela 3.7	Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO ₂ do sistema proposto	104
Tabela 3.8	Exergias químicas das espécies envolvidas no sistema híbrido de geração de energia. (KOTAS, 1985)	105
Tabela 4.1	Especificações do módulo fotovoltaico Chint Solar CHSM72M-HC-415 extraído do banco de dados CEC.	111
Tabela 4.2	Custos de aquisição dos equipamentos do sistema híbrido	112
Tabela 4.3	Custos de instalação e manutenção dos equipamentos do sistema híbrido	113
Tabela 4.4	Tarifas de energia elétrica por posto horário	114
Tabela 4.5	Tarifas de gás natural praticadas pela Naturgy a partir de Fevereiro de 2020	115
Tabela 4.6	Tarifas de energia elétrica por posto horário	115
Tabela 4.7	Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO ₂ do sistema proposto	120
Tabela 5.1	Constantes de equilíbrio x Modelagem cinética para metano puro.	122
Tabela 5.2	Constantes de equilíbrio x Modelagem cinética para reação de deslocamento gás-água.	123
Tabela 5.3	Comparação dos resultados do modelo de minimização de Gibbs com Demidov et al(DEMIDOV, 2011) à temperatura de 800°C.	124
Tabela 5.4	Comparação dos resultados do modelo de minimização de Gibbs com Demidov et al(DEMIDOV, 2011) à temperatura de 900°C.	124
Tabela 5.5	Comparação dos resultados do modelo de minimização de Gibbs com Demidov et al(DEMIDOV, 2011) à temperatura de 1000°C.	125
Tabela 5.6	Valores de eficiência térmica e exergética para diferentes condições operacionais do módulo reformador operando com metano puro.	129
Tabela 5.7	Teste t de Student para os coeficientes dos modelos para as eficiências energéticas e exergéticas considerando gás natural como metano puro.	130
Tabela 5.8	ANOVA para eficiência térmica (metano puro).	132
Tabela 5.9	ANOVA para eficiência exergética (metano puro).	132

Tabela 5.10	Valores de eficiência térmica e exergética para diferentes condições operacionais do módulo reformador operando com composição comercial.	133
Tabela 5.11	Teste t de Student para os coeficientes dos modelos para as eficiências energéticas e exergéticas considerando a composição comercial do gás natural.	134
Tabela 5.12	ANOVA para eficiência térmica considerando gás natural comercial.	136
Tabela 5.13	ANOVA para eficiência exergética considerando gás natural comercial.	136
Tabela 5.14	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com cogeração.	142
Tabela 5.15	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com cogeração.	143
Tabela 5.16	Impacto do aumento das tarifas no fluxo de caixa para consumidores residenciais	149
Tabela 5.17	Impacto do aumento das tarifas no fluxo de caixa para consumidores industriais	149
Tabela 5.18	Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional	152
Tabela 5.19	Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional	152
Tabela 5.20	Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca	156
Tabela 5.21	Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca	156
Tabela 5.22	Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores residenciais	158
Tabela 5.23	Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional	160
Tabela 5.24	Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional	160
Tabela 5.25	Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca	165
Tabela 5.26	Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca	165
Tabela 5.27	Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional	170
Tabela 5.28	Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional	170
Tabela 5.29	Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca	174
Tabela 5.30	Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca	174
Tabela 5.31	Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores residenciais	176

Tabela 5.32	Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO ₂ do sistema proposto	177
Tabela 5.33	Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO ₂ do sistema proposto	178
Tabela 5.34	Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO ₂ do sistema proposto	178
Tabela 5.35	Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO ₂ do sistema proposto	179
Tabela 5.36	Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO ₂ do sistema proposto	180
Tabela 5.37	Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO ₂ do sistema proposto	180
Tabela 5.38	Condições operacionais do caso base simulado por Simpson et al. (SIMPSON; LUTZ, 2007).	184
Tabela 5.39	Resumo de valores da literatura para eficiência exergética de sistemas envolvendo reforma a vapor de metano	184
Tabela 5.40	Dados operacionais da célula a combustível do sistema micro-CHP extraídos de Baniyadi et al (BANIASADI; TOGHYANI, 2017)	185
Tabela 5.41	Resumo de valores da literatura para eficiência exergética de sistemas CHP	185
Tabela 5.42	Exergias totais em kWh e eficiência exergética do sistema híbrido	186
Tabela 5.43	Valores da literatura para eficiência exergética de sistemas híbridos	187
Tabela A.1	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros do sistema para consumidores residenciais com cogeração.	201
Tabela A.2	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros do sistema para consumidores industriais com cogeração.	201
Tabela A.3	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros do sistema para consumidores residenciais sem cogeração.	202
Tabela A.4	Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros do sistema para consumidores industriais sem cogeração.	202
Tabela A.5	Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional	202
Tabela A.6	Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional	203
Tabela A.7	Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca	203
Tabela A.8	Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca	203
Tabela A.9	Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional	204

Tabela A.10	Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional	204
Tabela A.11	Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca	204
Tabela A.12	Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca	205
Tabela A.13	Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional	205
Tabela A.14	Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional	205
Tabela A.15	Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema fotovoltaico puro para consumidores residenciais e industriais	206
Tabela A.16	Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca	206
Tabela A.17	Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca	206

Lista de Abreviaturas

BIF – *Banded Iron Formation*

BTU – *British Thermal Unit*

CHP – *Combined Heat and Power*

CCS – *Carbon Capture and Storage*

PEM – *Proton Exchange Membrane*

WGS – *Water Gas Shift*

SOFC – *Solid Oxide Fuel Cell*

Lista de símbolos

C	[F]	Capacitância
C_j	[mol/cm^3]	Concentração
C_p	[$J/mol.K$]	Calor específico a pressão constante
C_r	[–]	Razão de capacidades térmicas mínima/máxima
CP	[Ah]	Capacidade da bateria
D_j	[cm^2/s]	Coefficiente de difusão
$\dot{E}x$	[kJ/min]	taxa de fluxo exergético
E_j	[kJ/mol]	Energia de ativação
E_W	[g/mol]	Peso equivalente da membrana de troca de prótons
E_{cell}	[V]	Voltagem líquida da célula a combustível
E_{act}	[V]	Perdas de ativação
E_{ohm}	[V]	Perdas ôhmicas
E_{con}	[V]	Perdas de concentração
G	[W/m^2]	Irradiação
g_j	[kJ/mol]	Energia livre de Gibbs da espécie j
g_j^0	[kJ/mol]	Energia livre de Gibbs da espécie j na temperatura de referência

ΔG_T^0	[kJ/mol]	Energia de Gibbs
i	[A]	Corrente elétrica
j	[A/cm ²]	Densidade de corrente
K_e	[-]	Constante de equilíbrio
K_a	[-]	Constante de adsorção
k_j	[-]	Constante de taxa de reação j
NTU	[-]	Número de unidades transferidas
P	[atm]	Pressão
q	[C]	Carga elementar do elétron
Q_{ext}	[Ah]	Carga extraída das baterias
ΔS_T^0	[kJ/mol]	Entropia de reação a temperatura T
R	[J/mol.K]	Constante universal dos gases
S_i^0	[kJ/mol]	Entropia da espécie i a temperatura T
s	[-]	Fração volumétrica de água líquida
SOC	[%]	Estado de carga das baterias
T	[K]	Temperatura
U	[kW/m ² K]	Coefficiente global à troca de calor
V_{wind}	[m/s]	Velocidade do vento
x	[-]	Fração molar
y	[-]	Fração mássica
v	[-]	Estequiometria

Letras gregas

δ	[μm]	Espessura da membrana de troca de prótons
ϵ	[-]	Porosidade do eletrodo, efetividade do trocador de calor
σ	[A/V · cm]	Condutividade da membrana de troca de prótons
ρ	[kg/m ³]	Densidade
φ	[-]	Umidade relativa

τ [-] Tortuosidade do eletrodo

Subscritos

an Anodo

cat Catodo

cell célula a combustível, célula fotovoltaica

mem membrana de troca de prótons

sat saturação

*O mistério da existência humana não reside
apenas em permanecer vivo, mas em
encontrar algo pelo qual viver.*

Fiódor Dostoiévski, *Crime e Castigo*.

1 Introdução

1.1 Motivação

1.1.1 Contexto: perspectivas para o setor energético

É cada vez maior o esforço coletivo direcionado ao abandono gradual de combustíveis fósseis e sua substituição por fontes de energia renováveis. Esta tendência se explica, em parte, pela finitude – e consequente encarecimento – das fontes fósseis, porém, está ligada principalmente ao agravamento de problemas ambientais ocasionados pela emissão de gases de efeito estufa (NGUYEN; SHABANI, 2020). Segundo relatório emitido pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2018), limitar o aumento da temperatura média global ao teto de 1,5°C acima dos níveis pré-industriais exigirá a descarbonização completa de todos os setores da economia até o início da segunda metade deste século, meta reconhecidamente difícil de se alcançar, particularmente para alguns setores-chave da indústria e do ramo dos transportes, onde o desejável equilíbrio entre a adaptação às novas exigências e a viabilidade econômica e operacional tem sido foco de amplo esforço científico.

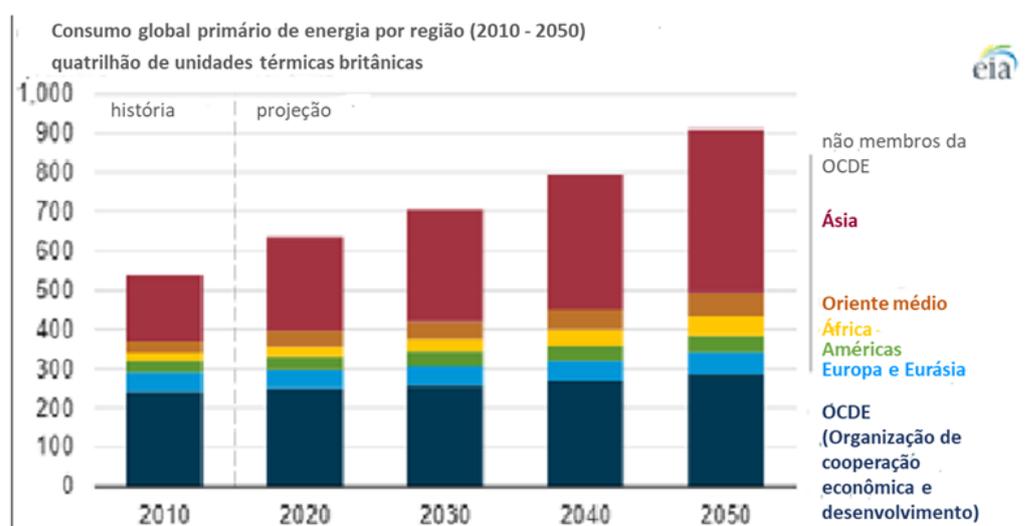


Figura 1.1: Crescimento da demanda energética por região até 2050. (Adaptado de EIA (2019))

Um dos desafios mais imediatos a serem enfrentados na condução de políticas públicas nesta área diz respeito ao suprimento da crescente demanda

ao redor do mundo. Dados da *International Energy Outlook* de 2019, promovido pela *Energy International Agency* (EIA, 2019) estimam um aumento de cerca de 50% da demanda energética até 2050, alavancada principalmente pela Ásia, como revela a Figura 1.1.

O mesmo relatório informa ainda a participação projetada de cada setor no consumo de energia produzida globalmente até 2050. A Figura 1.2 contém um gráfico que relata a perspectiva de avanço do consumo energético por setor estimada pela EIA até o ano de 2050.

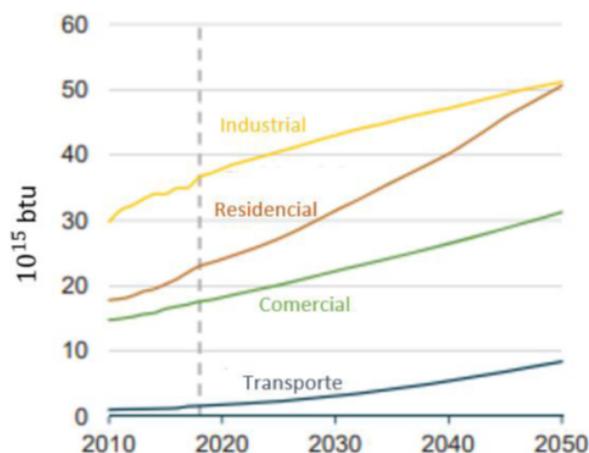


Figura 1.2: Crescimento da demanda energética por setor até 2050. (Adaptado de EIA 2019)

O setor industrial, que inclui refinarias, mineração, manufatura, agricultura e construção, responde pela maior parte do consumo de energia – mais da metade do consumo final de energia durante o tempo projetado. A tendência é que o crescimento do consumo energético deste setor até 2050 seja da ordem de 30%. Outro segmento ressaltado no relatório, instalações residenciais e comerciais concentram uma expectativa de crescimento de 65% no consumo energético, o que se dá em virtude de fatores como aumento de renda per capita, aceleração no processo de urbanização e difusão da acessibilidade à energia elétrica. Por fim, o setor de transportes também figura entre os de maior crescimento esperado na projeção da EIA. As estimativas são de um aumento de 40% na demanda de energia neste setor, impulsionado principalmente por países não membros da OCDE, onde se espera que a demanda cresça em 80% até 2050.

Ainda assim, este aumento no consumo final de energia elétrica deve ser acompanhado de um crescimento proporcional na geração. Vislumbra-se um aumento de 79% na geração de energia elétrica de 2018 até 2050 (EIA, 2019). O uso da eletricidade tende a aumentar bastante em países não membros da OCDE na medida que suas populações crescem e experimentam melhores

padrões de vida, culminando num maior uso de eletrodomésticos e outros equipamentos similares. Também se tem em conta a provável consolidação dos veículos elétricos no futuro como meios de transporte mais acessíveis e populares.

Neste contexto, os combustíveis renováveis aparecem como a fonte de energia com maior potencial de desenvolvimento, superando *commodities* tradicionais - como o petróleo e carvão - para se tornar a fonte de energia mais usada em 2050. A Figura 1.3 exibe as curvas de progresso de cada uma das fontes e sua respectiva participação percentual no cenário projetado pela EIA.

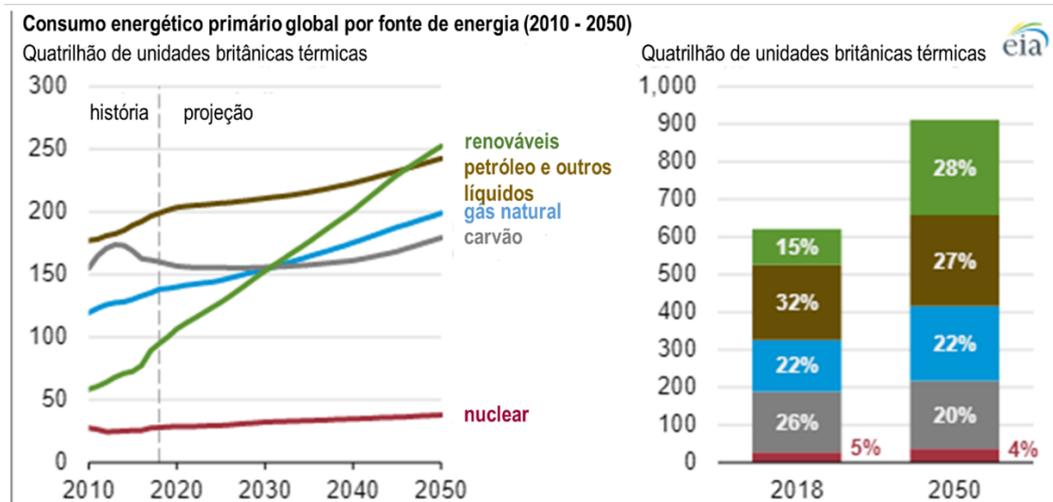


Figura 1.3: Consumo primário por fonte de energia até 2050. (Adaptado de EIA 2019)

Segundo o gráfico, o consumo de gás natural aumenta mais de 40% neste período, alcançando o patamar de cerca de 250 quadrilhões de BTU em 2050 (cerca de 263,76 quadrilhões de kJ). A baixa emissão de carbono e a versatilidade do artigo possivelmente contarão a seu favor no cenário futuro. Além disso, em adição ao montante empregado na geração de eletricidade, a demanda deste insumo também tende a crescer no setor industrial. A fabricação de produtos químicos e de metais primários, bem como a extração de petróleo e do próprio gás natural, respondem pela maior parte da crescente demanda industrial.

1.1.2 Geração distribuída

Com a tendência de aceleração do consumo energético em todo o globo, acompanhada do apelo por fontes de energia mais limpas, aumenta também a necessidade de um replanejamento estrutural abrangente do setor de abas-

tecimento elétrico visando a criação de matrizes mais eficientes, versáteis e ambientalmente amigáveis. O sistema convencional de geração e distribuição de energia elétrica baseia-se no trabalho de grandes usinas afastadas das regiões mais densamente povoadas, o que impõe altos custos de transporte e consideráveis perdas de energia nas linhas de transmissão. Neste contexto, uma alternativa que vem atraindo grande notoriedade é a modalidade de geração distribuída. Entende-se por geração distribuída o tipo de geração que ocorre a partir de uma fonte de energia conectada diretamente à rede de distribuição para alimentar um consumidor local e, eventualmente, contribuir com a própria rede de distribuição (EHSAN; YANG, 2017).

As fontes de geração distribuída incluem, por exemplo: dispositivos de geração elétrica renovável, como estações eólicas e painéis solares e sistema de geração de calor e eletricidade (geralmente conhecidos por sistemas CHP), que trabalham a partir da recuperação do calor gerado por uma usina convencional para aquecer edifícios e/ou água. Segundo relatório de 2018 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018), o crescimento recente desta modalidade indica um alto potencial disruptivo, capaz de transformar profundamente os sistemas elétricos que hoje são operados predominantemente com imensos geradores e operando de maneira centralizada. De fato, previsões fornecidas pelo *World Energy Council* (WEC, 2017) dão conta de que, até 2025, vários países já terão passado por uma transição em sua configuração estrutural de fornecimento energético, de forma que grandes unidades de geração centralizada devem passar a dividir espaço com sistemas híbridos (conectados à rede elétrica e integrados a dispositivos de armazenamento energético), destinados à demandas localizadas. Neste contexto, as múltiplas trajetórias determinadas por novos fluxos de energia devem aumentar significativamente a complexidade dos sistemas elétricos, conforme ilustrado na Figura 1.4.

Enquanto o que ocorre no sistema convencional é a geração de energia a partir de fontes afastadas dos centros urbanos com transmissão unidirecional, o modalidade da geração distribuída privilegia o uso de dispositivos pequenos, geralmente se utilizando de fontes renováveis, destinados a atender pequenas escalas de demanda, como consumidores comerciais, industriais ou residenciais, permitindo uma dinâmica bidirecional na transmissão energética.

Dentre as vantagens envolvidas na adesão a esta modalidade de geração, encontram-se: redução das perdas por transmissão, aumento da confiabilidade do sistema, melhora na estabilidade de tensão, aumento da qualidade de potência, diluição da capacidade de transmissão e distribuição, prolongamento da vida útil das grandes redes de distribuição e transmissão, instalação fácil e rápida devido à padronização dos componentes utilizados e diminuição do custo

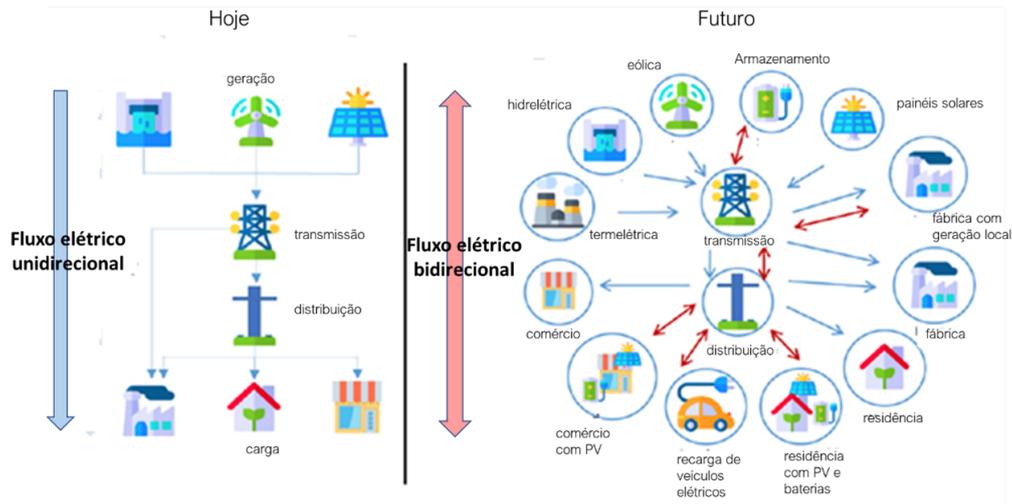


Figura 1.4: Sistemas de geração de energia centralizados e distribuídos. (Adaptado de EPE 2018)

pelo descarte de redes de transmissão de longas distâncias e alta voltagem. Quando da utilização de fontes de energia renováveis, acrescenta-se a estes benefícios a contribuição para a preservação ambiental (BADHORIA; SINGH, 2013).

Como mencionado, a modalidade de geração distribuída vem conquistando um número cada vez maior de adeptos por todo o globo. Esta tendência pode ser verificada através do aumento da capacidade total instalada no mundo no intervalo de 2000 a 2012, indo de 47 GW para 142 GW (EHSAN; YANG, 2017). No caso específico do Brasil, esta mesma tendência de crescimento tem se consolidado nos últimos anos, havendo uma franca ascensão do setor desde o início da presente década. Este crescimento deve sua origem principalmente a dois importantes marcos da política pública brasileira, a saber: a criação da Resolução Normativa 482/2012 pela ANEEL no ano de 2012 e a criação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) em 2015. A Figura 1.5 ilustra o crescimento do setor de geração distribuída desde o ano de 2015 em termos de potência instalada, revelando o crescimento vigoroso da modalidade na segunda metade da década atual (ANEEL, 2019). Os números relacionados a anos mais recentes já são particularmente surpreendentes, sendo contabilizado, só no ano de 2019, um crescimento de 1,5 GW de potência instalada em sistemas de micro e mini geração distribuída (EPE, 2019a).

A ANEEL divide as unidades de geração de energia distribuída por tipo, havendo quatro principais: Central Geradora Hidrelétrica (CGH), Central Geradora Eólica (EOL), Central Geradora Termelétrica (UTE) e Central Geradora Solar Fotovoltaica (UFV) (ANEEL, 2017). Destas, a energia solar figura

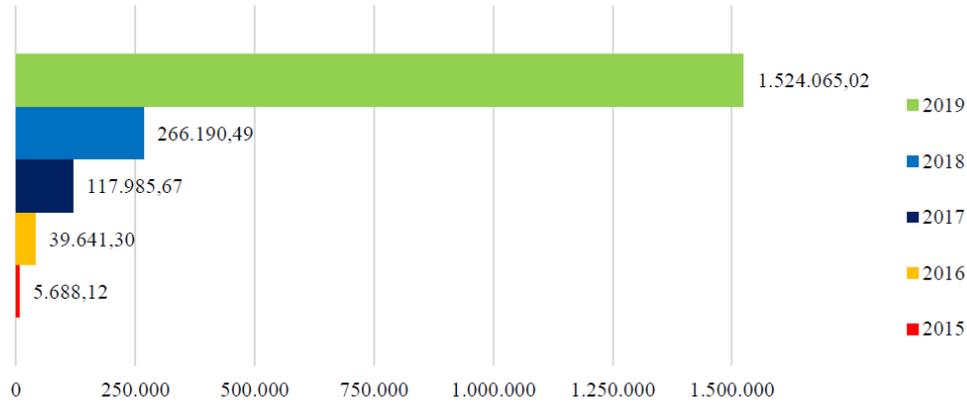


Figura 1.5: Avanço da geração distribuída no Brasil em potência instalada. (ANEEL, 2019)

isoladamente como a fonte mais usada, tanto em termos de unidades quanto de potência instaladas. A Figura 1.6 fornece um panorama da participação relativa a cada uma das categorias na capacidade total instalada em geração distribuída no Brasil, segundo informações referentes ao ano de 2020. Vê-se uma predominância maciça da energia solar fotovoltaica, figurando como a principal fonte de energia a alimentar consumidores de geração distribuída no Brasil.

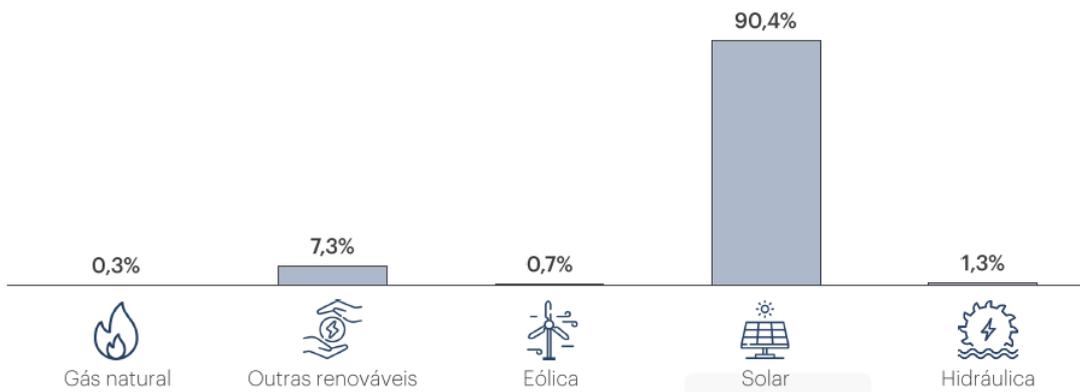


Figura 1.6: Geração distribuída no Brasil por tipo de unidade geradora. (EPE, 2021)

Relatórios recentes tem sido dedicados à avaliação das perspectivas de crescimento do setor de geração distribuída para os próximos anos. Neste contexto, os Planos Decenais de Expansão da Energia gerados pela Empresa de Pesquisa Energética disponibilizam informações sobre a evolução da modalidade esperada para os próximos anos. A Figura 1.7 fornece o panorama esperado para o setor de micro e mini geração distribuída para os próximos 10 anos, considerando dois possíveis cenários quanto à possíveis caminhos regulatórios: no primeiro deles, o cenário verão, é considerado que o Brasil opte por

manter uma política de grande incentivo para a geração distribuída, fazendo mudanças sutis na regulamentação que vigora atualmente, onde os custos fixos das distribuidoras são repassados aos demais consumidores da rede através de aumentos na tarifa, não incidindo sobre os geradores locais, que passam a não mais contribuir com tais custos; o segundo cenário, primavera, segue a consideração de que o Brasil irá optar por remover os incentivos tarifários à geração distribuída, alterando o mecanismo de compensação atual.

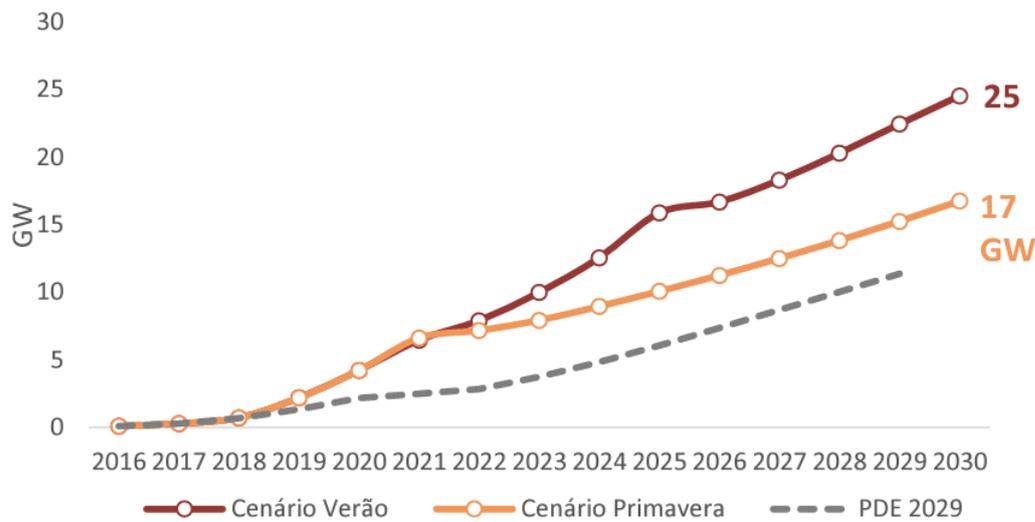


Figura 1.7: Projeção da capacidade instalada da Micro e Minigeração Distribuída(EPE, 2021)

A Figura 1.8 oferece a perspectiva de participação relativa das diferentes fontes usadas na geração distribuída no montante total instalado. no ano de 2030.

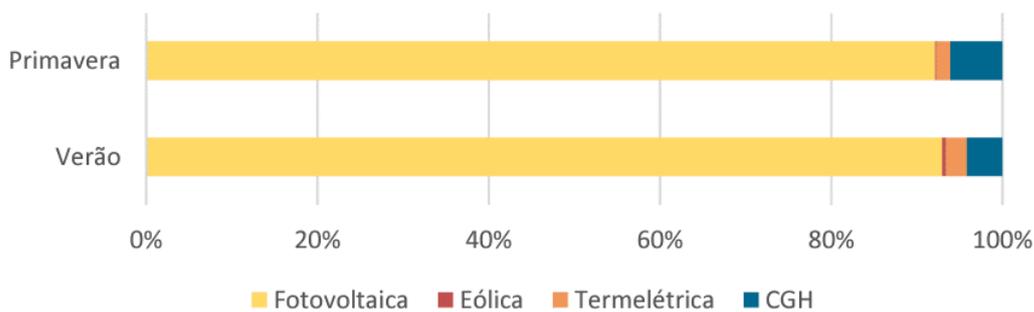


Figura 1.8: Distribuição da capacidade instalada por fonte em 2030 (EPE, 2021)

Dentre as tecnologias de geração distribuída, tanto no cenário verão quanto no primavera se destaca a geração a partir do aproveitamento solar fotovoltaico. Essa tecnologia se apresenta com maior potencial de penetração no horizonte decenal, em razão da sua modularidade, perspectiva de custo

decrecente e difusão entre a sociedade. Também se enxerga grande potencial para a geração eólica, termelétrica e hidrelétrica, uma vez que são fontes que podem apresentar custos menores que a fotovoltaica e, portanto, deslocar a fonte solar.

1.1.3 Armazenamento energético

Considerando o consistente avanço das unidades de geração distribuída, que confirmam a esperada descentralização da matriz energética em muitos países, além do progressivo aumento da demanda energética em virtudes de fatores econômicos e sociais, torna-se necessária uma busca por tecnologias que garantam a autonomia e a qualidade energética para os consumidores por intervalos de tempo suficientemente longos, prevenindo-os das possíveis oscilações no fornecimento, típicas de fontes de energia que dependem de ciclos naturais imprevisíveis - caso das energias solar e eólica. Atualmente, entre as alternativas mais comuns de sistemas destinados a este fim, podem ser citados os sistemas mecânicos (armazenamento hidroelétrico bombeado, armazenamento a ar comprimido ou volantes de inércia), sistemas térmicos (armazenamento com calor sensível ou latente), termoquímicos (fluidos aquecidos pela energia solar), químicos (armazenamento por hidrogênio), eletroquímicos (baterias recarregáveis convencionais) ou elétricos (capacitores ou super-capacitores). A expectativa é de que estes sistemas sejam modernizados a ponto de poderem dar conta da demanda dos usuários por dias, meses ou até mesmo anos, sendo prevista uma triplicação da demanda por estes até 2030 (SHAQSI; SOPIAN, 2020).

Em que pese as diferentes aplicações e capacidades de armazenamento, destaca-se entre as categorias supracitadas o armazenamento praticado por meio de baterias, apresentando grande potencial e despontando como uma das principais tecnologias a serem utilizadas nas matrizes elétricas futuras. Algumas características justificam o grande crescimento no número de projetos desenvolvidos com base nessa tecnologia e a enorme expectativa que cerca seu futuro, dentre as quais se pode citar: alta densidade de energia, alta eficiência e baixíssimo tempo de resposta em operação; flexibilidade em capacidade de instalação (sistemas altamente customizáveis) e alocação física; versatilidade de operações atendidas; etc.

Alguns prognósticos recentes tem apontado para a tendência de que, nos próximos anos, as instalações de armazenamento de energia se multipliquem, passando dos atuais 9 GW para 1095 GW até 2040 (BNEF, 2019), aumento que exigirá um investimento de cerca de 662 bilhões de dólares por parte dos

fabricantes. Tal mudança de paradigma deve ser impulsionada majoritariamente pelo barateamento das baterias de lítio, que devem experimentar queda de 50% em seus custos de produção até o ano de 2030 (assim como ocorrido durante o período 2010 a 2018, onde a queda no preço foi de 85%), período no qual também é previsto vigoroso aumento na demanda por esses dispositivos nos mercados de armazenamento estacionário e veículos elétricos. Avalia-se que a expansão do mercado das baterias de íon-lítio particularmente no setor de transportes deva resultar numa diminuição expressiva dos custos envolvidos. Nesse sentido, outro fator que poderá impulsionar o mercado das baterias de íon-lítio reside na possibilidade de reaproveitamento das baterias usadas em aplicações veiculares em aplicações estacionárias, considerando que as exigências operacionais envolvidas no uso veicular são bem maiores (profundidade e velocidade de descarga). Baterias de íon-Lítio consideradas de segunda vida teriam custo bastante reduzido e vida útil remanescente satisfatória para aplicações estacionárias, onde densidade de carga e confiabilidade não são fatores cruciais como nas aplicações em veículos elétricos (EPE, 2019b). A Figura 1.9 ilustra graficamente a difusão crescente dos sistemas de armazenamento de energia por todo o mundo:

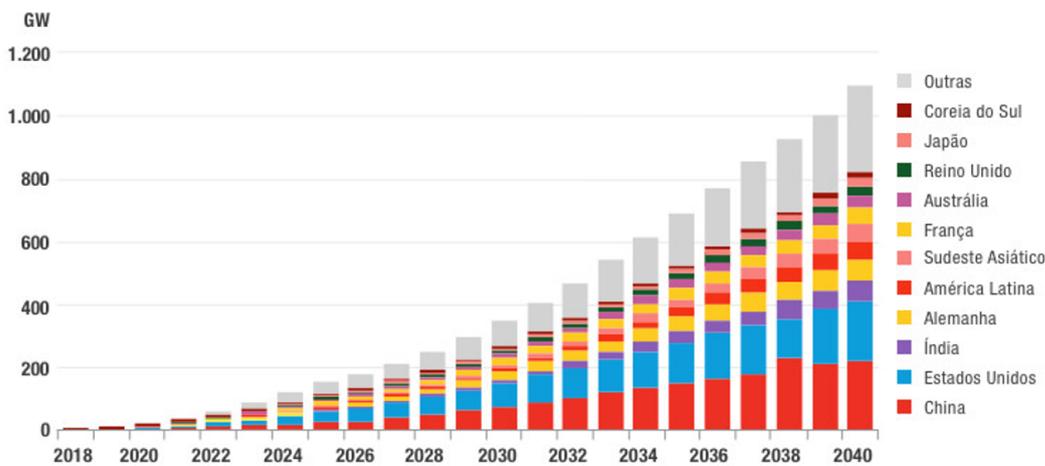


Figura 1.9: Crescimento das instalações de armazenamento de energia pelo mundo. (Fonte: Adaptado de BloombergNEF, 2018)

Já a Figura 1.10 apresenta a projeção da Bloomberg para o preço das baterias de íon-lítio até 2030, levando em conta o crescimento observado da produção. Os dados referentes aos anos de 2010 a 2018 são históricos, a partir dos quais se pôde obter uma curva de aprendizagem de 18%, que representa a proporção em que os custos deste produto decaem toda vez que a produção dobra.

No caso do Brasil em particular, as baterias eletroquímicas se apresentam como candidatas potenciais a diversas aplicações, sobretudo pela capacidade de

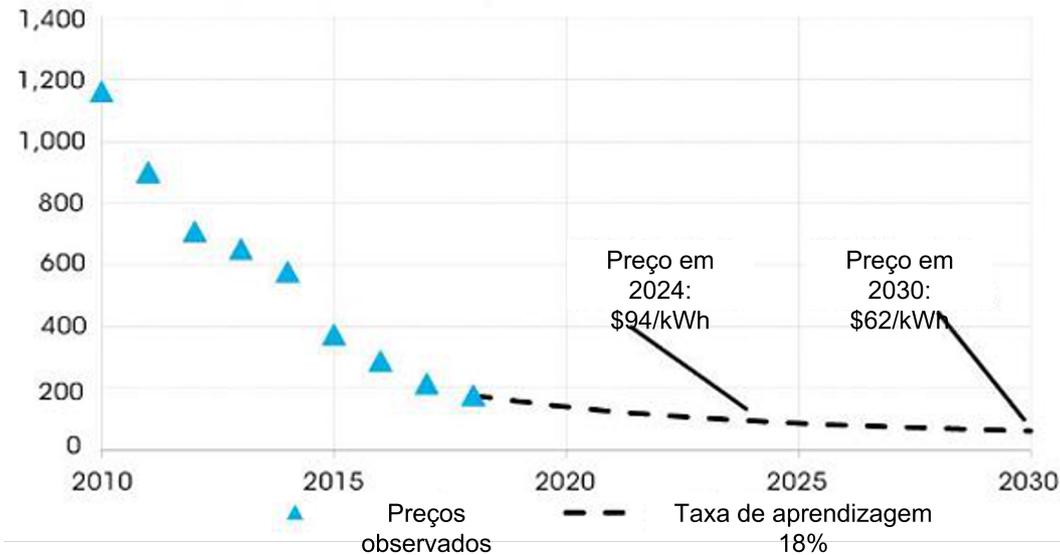


Figura 1.10: Decaimento do custo das baterias de íon-lítio até 2030.(Fonte: BloombergNEF,2018)

resposta instantânea dessa tecnologia e por sua flexibilidade operativa e locacional. No caso de sistemas pequenos, vetores potenciais de expansão das fontes renováveis variáveis, por exemplo, essa tecnologia contribui decisivamente para o atendimento da demanda quando há variações significativas na carga. Se avaliado o impacto em sistemas mais complexos e robustos, como o Sistema Interligado Nacional, se sabe que as necessidades relacionadas à capacidade e à flexibilidade do sistema elétrico poderiam ser supridas de diversas maneiras, sendo o uso de sistemas de armazenamento uma delas. Também se pode vislumbrar a utilização dos sistemas de armazenamento como alternativa de solução a restrições locais, substituindo os tradicionais - e, por vezes, pouco eficientes - investimentos em estruturas de distribuição ou transmissão. O fornecimento de serviços de controle de tensão, frequência, ou reserva operativa, também poderia ser realizado por sistemas de armazenamento, a depender das condições do mercado de energia em questão (EPE, 2019b).

Apesar de o uso de baterias no setor elétrico brasileiro ser ainda incipiente, a Agência Nacional de Energia elétrica vem investindo em projetos de pesquisa e desenvolvimento visando aclarar o potencial de aplicação desta tecnologia. Algumas iniciativas pontuais têm sido propostas, ainda com incertezas regulatórias, tendo em vista a ausência de previsão desse tipo de sistema. Para sistemas atrás do medidor, algumas empresas têm oferecido soluções para o consumidor final, em geral comercial ou industrial, com aplicações personalizadas, geralmente envolvendo redução de demanda, qualidade de energia e geração na ponta(EPE, 2019b).

1.2

Objetivos

Esta dissertação é dedicada à análise numérica de um sistema híbrido *on-grid* utilizando como ferramenta computacional o software MATLAB (versão 2019b). O sistema é composto por uma unidade de geração de calor e potência (célula a combustível com reformador de gás natural), painéis fotovoltaicos, banco de baterias, inversor bidirecional, trocador de calor e aquecedor para atendimento da demanda térmica. Os estudos abordados no presente trabalho agregam melhorias de refino e expandem o escopo de resultados da investigação conduzida anteriormente, provendo a visualização do desempenho financeiro obtido na adesão ao sistema no intervalo de 2020 a 2040. O algoritmo permite o cálculo de alguns indicadores importantes como investimento inicial, custo total do sistema, lucro total obtido, lucro por usuário, dentre outros. No presente estudo, serão priorizados os seguintes objetivos:

- Refino do modelo antigo de reforma adotado por Renato (GABRIEL, 2020) através de considerações mais realistas, como a substituição de uma eficiência constante para a reforma do gás natural por um modelo termodinâmico considerando três reatores, demanda de calor e possibilidade de modelar a reforma de gás natural com composição comercial;
- Na mesma linha do item anterior, refino da abordagem antiga a partir da consideração de perfis de potência mais verossímeis para os painéis fotovoltaicos, por meio da inclusão de modelo sensível à perfis mais realistas irradiação solar;
- Adição de um modelo termodinâmico para a célula a combustível no lugar do uso de uma curva de desempenho, como feito anteriormente;
- Acréscimo de um trocador de calor para simular a recuperação de calor no aquecimento de água;
- Inclusão de mecanismo que permite ao algoritmo a capacidade de prever a substituição da *stack* da célula a combustível, incorporando este efeito ao resultado de desempenho financeiro;
- Realização de uma análise exérgica do módulo reformador implementado, considerando os fluxos exérgicos de natureza física e química associados à cada um dos componentes envolvidos no processo;
- Automatização de uma ferramenta de análise ambiental do sistema permitindo a comparação do impacto em termos de emissões de CO₂ equivalente de diversas tecnologias e/ou configurações.

1.3

Organização do trabalho

Esta dissertação está estruturada da seguinte forma: no Capítulo 2 são apresentados alguns conceitos básicos para garantir a boa compreensão de conteúdos subsequentes, além de conter um levantamento da literatura descrevendo estudos que se relacionem com o conceito do sistema proposto. Em seguida, no Capítulo 3 será apresentado e discutido o equacionamento usado na abordagem dos diferentes horizontes de estudo estipulados. No Capítulo 4 será abordada a metodologia usada para pautar a aplicação dos modelos teóricos, cabendo ao Capítulo 5 a explanação e discussão dos resultados obtidos. Finalmente, o Capítulo 6 é o lugar onde são tecidos comentários gerais sobre o que se pôde concluir a partir das análises realizadas.

2

Revisão bibliográfica

Este capítulo tem por objetivo abordar alguns conceitos básicos fundamentais para compreensão das discussões subseqüentes, bem como inteirar sobre desenvolvimentos acadêmicos recentes realizados na área de pesquisa em que se pretende discorrer no presente trabalho.

2.1

Mercado de gás natural

2.1.1

Panorama internacional

A transição em escala global de uma matriz energética composta predominantemente por combustíveis fósseis na direção de uma matriz mais limpa e renovável é encarada como um dos grandes desafios das próximas décadas. Nesse contexto, muitos consideram o gás natural como o combustível que vai viabilizar essa transição, substituindo gradativamente artigos conhecidos por altos índices de emissões de CO₂, como petróleo e carvão (BLOKLAND; SWE-ELSEEN, 2021), como apontado pela Figura 1.3. Reforçando a importância deste insumo, ressalta-se a tendência apontada pela Figura 2.1, onde é apresentada uma projeção de avanço contínuo no consumo de gás natural em escala global, segundo projeções feitas pela IEA (IEA, 2020). Segundo o gráfico, é esperado um crescimento de 1,27% ao ano na demanda global de gás natural até o ano de 2040, alavancada principalmente por países da região da Ásia-Pacífico, dentre os quais se pode destacar a China, cuja movimentação na direção de uma matriz energética menos poluente tende a aumentar a procura por gás natural para a substituição de outros combustíveis fósseis.

Atualmente, Europa e América do Norte respondem pela maior parte da demanda de gás natural no mundo, sendo seguidas por países das regiões da Ásia e do Oriente médio, que tem aumentado sua participação neste mercado nos últimos anos. O mapa da demanda global está massivamente concentrado em alguns poucos países, como Estados Unidos (22%), Rússia (11%), China (8%) e Irã (6%), que juntos reúnem praticamente a metade da demanda global por gás natural verificada em 2020 (BP, 2021). De 2009 a 2019, a demanda por este insumo apresentou um crescimento de 3%. Também em 2019, estima-se que os países membros da OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico) responderam por cerca de 46% da demanda total de gás natural, seguidos pelos europeus e asiáticos (excluindo OCDE), com

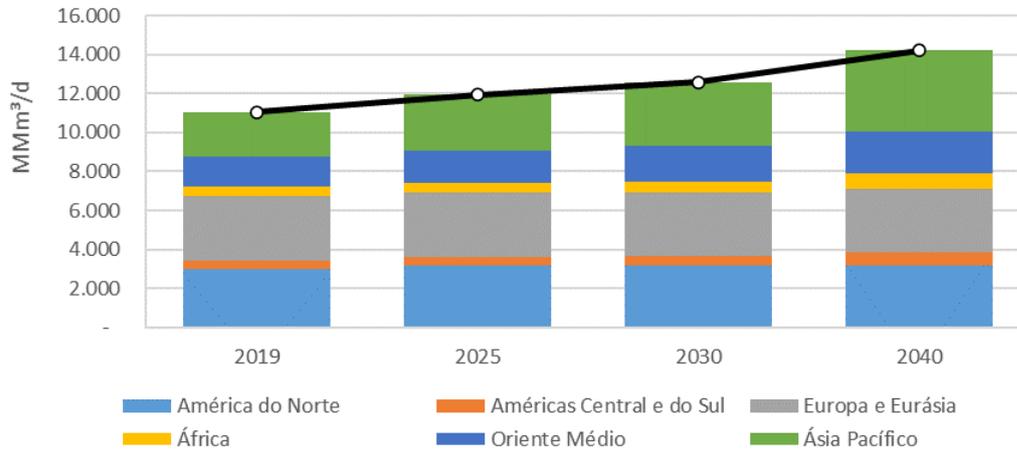


Figura 2.1: Projeção de consumo de gás natural no mundo. (IEA, 2020)

17%, Oriente médio (excluindo OCDE) com 16% e Ásia (excluindo OCDE) com 13% (IEA, 2020).

Do lado da oferta, é observado um cenário com poucas alterações. Segundo dados de 2020, os Estados Unidos também lideram nesse quesito, desta vez responsáveis por 24% do total produzido mundialmente, seguidos pela Rússia com 17%, Irã com 6,5% e China com 5%. A Figura 2.2 retrata a participação por região na produção de gás natural, contemplando o período de 1995 até 2020:

Nos Estados Unidos, maior produtor e consumidor de gás natural do mundo, foi de suma importância o começo da exploração de gás natural do tipo *shale gas* a partir do ano de 2010, incentivada pelo aumento nos preços de gás e petróleo. O *shale gas* ou gás de folheto é a denominação usada para referir-se ao gás natural extraído das rochas sólidas de xisto, sendo esta a rocha sedimentar argilosa mais abundante que existe (CBIE, 2020). À época do começo da exploração do gás folheto, observou-se uma substituição gradual das usinas termelétricas a carvão por usinas termelétricas a gás natural, além do crescimento da geração elétrica a partir de fontes renováveis. Há de se ressaltar que no caso deste país, o clima de frio rigoroso que assola muitas regiões torna o gás natural um insumo importantíssimo para calefação, o que sustenta a forte participação do setor residencial no consumo deste artigo no país desde os anos 40 (EPE, 2020).

O advento da exploração do gás folheto nos EUA também teve o efeito de impulsionar a integração comercial entre os países vizinhos, a saber, Canadá e México na última década, de forma a provocar o surgimento de um mercado de gás natural próprio e praticamente autossuficiente entre estes países, com destaque para o comércio entre EUA e Canadá, que em 2019 promoveram um intercâmbio de 200 MMm^3/dia de gás natural (EPE, 2020). A Figura 2.3

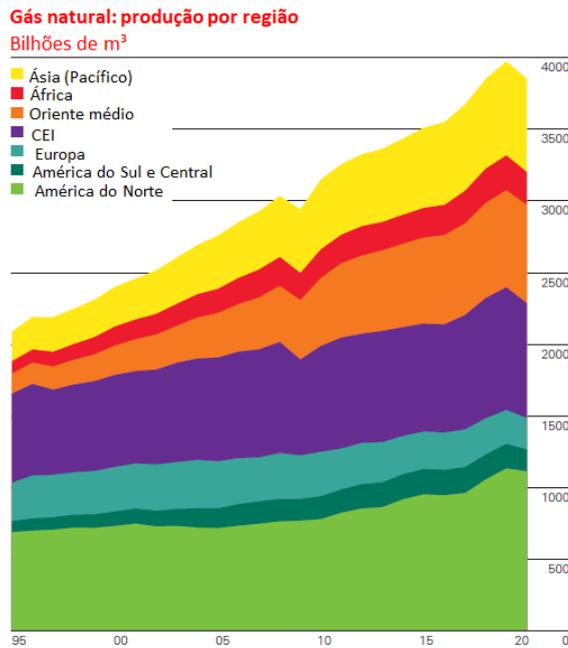


Figura 2.2: Produção de gás natural no mundo. (Adaptado de BP, 2021)

revela a maneira como atualmente se divide a demanda de gás natural pelos diferentes setores da economia na região da América do Norte.

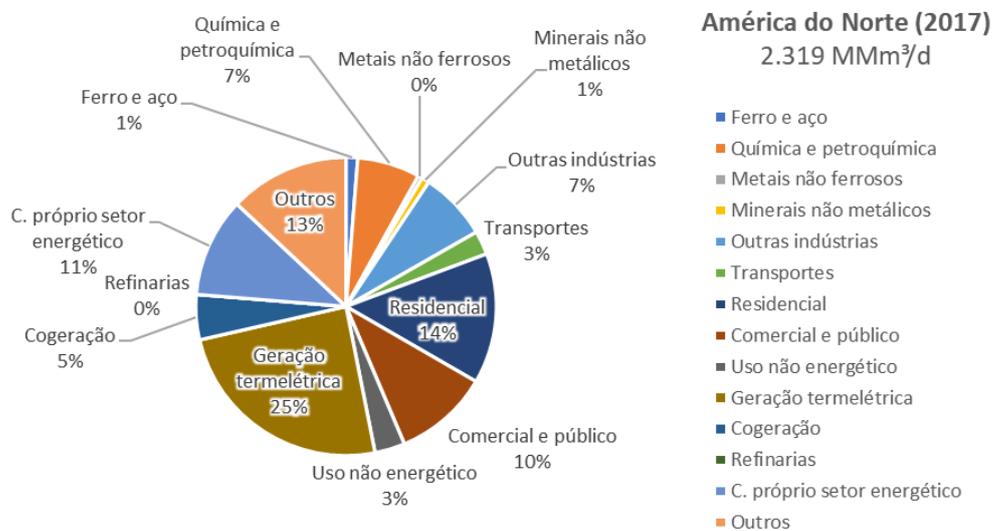


Figura 2.3: Demanda de gás natural na América do Norte. (ONU, 2020)

Na Europa, observa-se principalmente uma forte dependência das importações provenientes da Rússia, algo da ordem de 500 MMm³/dia, transportado na forma de GNL (gás natural liquefeito), principalmente nas épocas de frio mais rigoroso para consumo em calefação (EPE, 2020). Assim, se pode fazer a leitura de que o fluxo de exportações de gás natural pelo mundo na forma de GNL sofre considerável impacto da sazonalidade da demanda europeia.

A demanda industrial europeia por gás natural se divide, principalmente, entre os setores de ferro e aço, química e petroquímica e minerais não metálicos, enquanto o consumo residencial e para cogeração são os maiores segmentos de demanda em termos percentuais. A Figura 2.4 apresenta a divisão por setor econômico da demanda por gás natural no continente europeu.

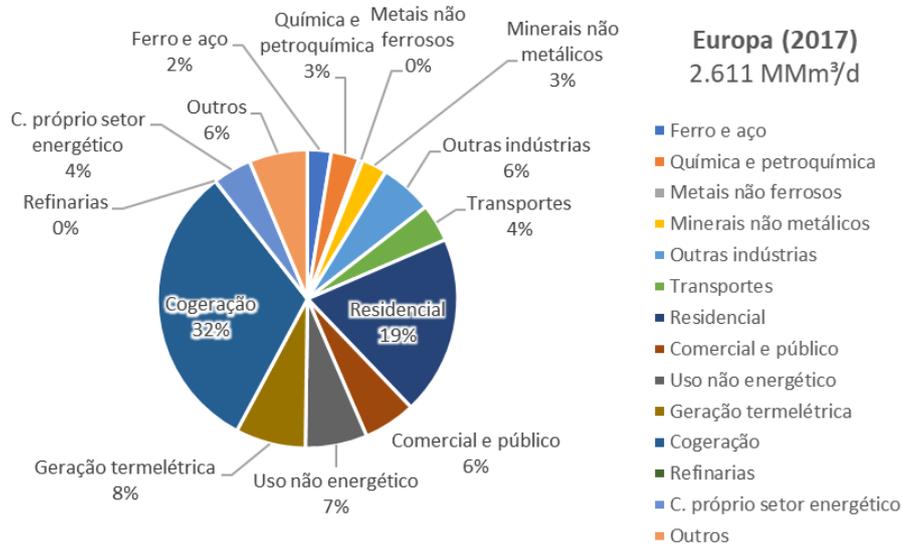


Figura 2.4: Demanda de gás natural na Europa. (ONU, 2020)

No continente asiático, os principais consumidores são China e Japão, cujo consumo concentra-se na geração de energia. Especificamente no caso japonês, o acidente de Fukushima ocorrido em 2011 e a consequente desativação das usinas nucleares pelo país nos anos seguintes concorreram para o aumento da participação do gás natural na geração termelétrica, participação que vem se estabilizando desde o ano de 2014 por conta da reativação gradativa das usinas nucleares. No caso da China, a geração elétrica a carvão vem dando lugar a novas tecnologias, dentre elas, o gás natural. Esta tendência deve se manter nos próximos anos em virtude do compromisso assumido pelo país com os tratados internacionais de descarbonização.

Os fluxos de exportação e importação de gás natural são influenciados tanto pelo lado da demanda quanto pelo lado da oferta. Os níveis de produção do insumo em cada país determinam os fluxos do mercado. A Figura 2.5 fornece o retrato dos fluxos de importação e exportação de gás natural via GNL ou gasodutos.

Os países que mais exportaram gás natural por meio de gasodutos foram Rússia e Noruega, enquanto no caso do GNL, Austrália, Catar e EUA foram os principais, seguidos por Rússia e Malásia. A Alemanha e alguns outros países da União Europeia são os responsáveis pelas maiores importações via

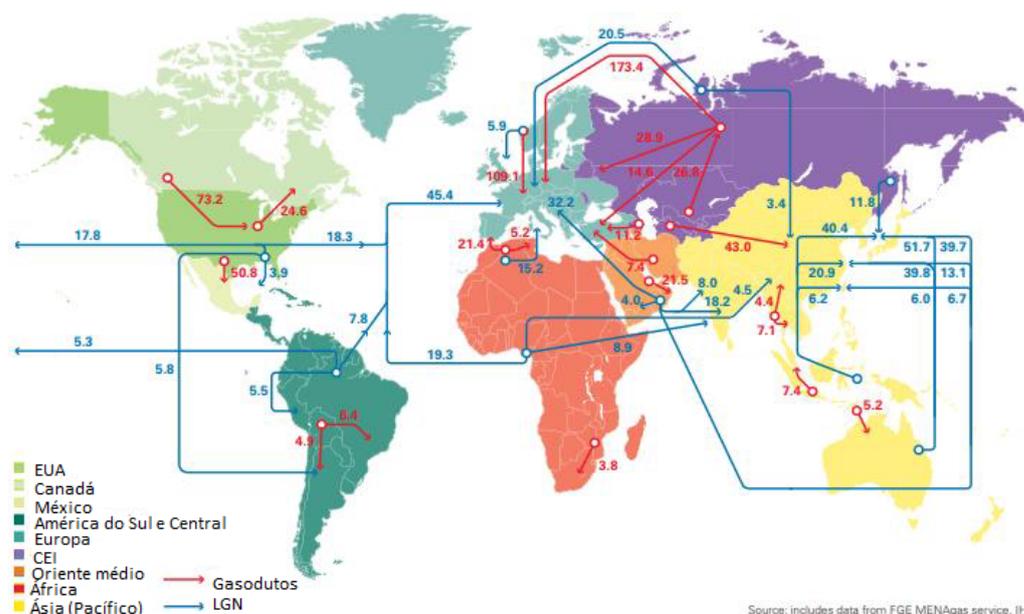


Figura 2.5: Fluxos de importação e exportação de gás natural via GNL ou gasodutos. (BP, 2020)

gasodutos, enquanto Japão, China e Coréia do Sul são os que mais importam GNL.

2.1.2 Panorama nacional

A história do uso do gás natural no Brasil começa a adquirir relevância no início dos anos 2000, quando da construção do gasoduto Bolívia-Brasil (GAB-SOL). Desde então, iniciativas como a do Programa Prioritário de Termelétrica (PPT) beneficiaram o mercado deste insumo, criando uma demanda âncora que viabilizou uma significativa expansão da malha de transporte, muito embora esta ainda possa ser considerada muito precária em relação a malha de outros países. A partir dessa época, o mercado de gás natural brasileiro foi se desenvolvendo através de novas rotas de escoamento de gás *offshore* e a implantação de terminais de GNL ao longo da costa (EPE, 2020). A situação recente do balanço brasileiro de gás natural é ilustrada por meio da Figura 2.6, onde são exibidas as quantidades produzidas, consumidas e importadas deste insumo no triênio de 2017 a 2019 (MME, 2020). Por meio do balanço, se pode constatar um fato: grande parte da oferta de gás natural do país é proveniente das importações. Como exemplo, no ano de 2015, cerca de metade da oferta disponível de gás natural no Brasil era de origem estrangeira. Este cenário torna a demanda interna bastante sensível à quaisquer que sejam as oscilações do preço deste insumo no mercado internacional, o que já tem sido alvo de políticas públicas orientadas a incentivar a produção nacional, largamente

estimulada em virtude da exploração das bacias do pré-sal (ANP, 2019).



Figura 2.6: Balanço de gás natural do Brasil. (MME, 2020)

O uso de gás natural é destinado a geração de eletricidade e outras aplicações, como: consumo industrial, residencial, automotivo e cogeração. O insumo pode ser adquirido diretamente por consumidores individuais, porém, o mais comum é que este comércio seja mediado pelas chamadas distribuidoras. Existem hoje 27 distribuidoras de gás (Companhias Distribuidoras Locais – CDLs) distintas no país, espalhadas pelos 23 estados e no Distrito Federal, sendo que apenas o Rio de Janeiro (2) e São Paulo (3) possuem mais de uma distribuidora nos respectivos estados. A Figura 2.7 fornece a relação das distribuidoras atuantes no Brasil.

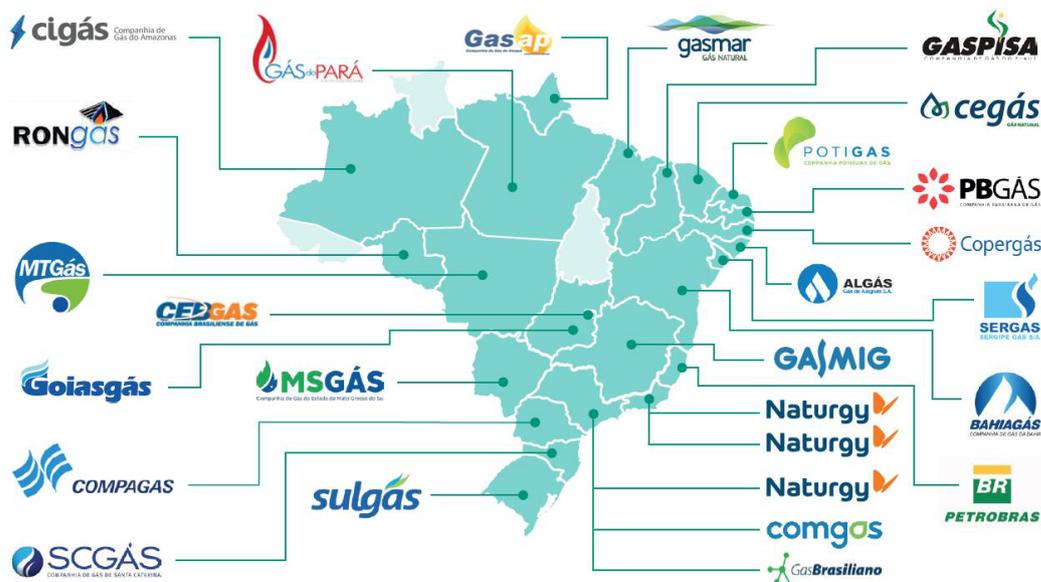


Figura 2.7: Distribuidoras de gás natural do Brasil. (BNDES, 2020)

No que se refere à demanda, as categorias de consumo residencial e industrial podem ser consideradas como firmas, por apresentarem pouca

variação ao longo do ano. No segmento residencial, estão geralmente associadas a produção de calor, usado, via de regra, para aquecimento de água, no caso do gás usado comercialmente, é comum o uso para a climatização. Ainda assim, estes gêneros de demanda constituem um percentual muito pequeno do volume do consumo nacional, correspondendo a aproximadamente 2% desse montante (EPE, 2020).

A demanda automotiva, apesar de apresentar um aumento consistente ano a ano, também representa uma parcela muito pequena do consumo nacional, correspondendo a cerca de 5% da demanda nacional, com uma infraestrutura logística ainda limitada, essa categoria de uso se restringe ao ambiente das grandes cidades, principalmente naquelas em que algum incentivo houver para o uso de automóveis movidos a GNV (EPE, 2020).

O setor industrial é considerado o setor de consumo de gás natural mais estável do Brasil. Neste setor, o gás natural costuma ser aplicado a uma variedade de segmentos industriais, tais como: químico, cerâmico, ferro-gusa, aço, celulose, etc, podendo servir tanto como matéria-prima quanto como insumo energético (EPE, 2020). Como insumo energético, o gás natural é utilizado na indústria para fornecimento de calor, geração de eletricidade e de força motriz. É uma importante fonte de energia térmica para indústrias que utilizam equipamentos como caldeiras, fornos e secadores. O gás natural proporciona uma combustão limpa, com emissão reduzida de poluentes, ideal para processos que exigem a queima em contato direto com o produto final, como na indústria de cerâmica, fabricação de vidro e cimento (BNDES, 2020). Particularmente, nos casos que tratam da conversão de geradores a Diesel, a substituição pelo gás natural poderia permitir ainda uma modernização do processo produtivo, com utilização do gás natural para queima direta onde possível, a cogeração de energia térmica e elétrica (por exemplo, no esmagamento de grãos e refino de óleos), ou ainda a tri-geração de energia elétrica, calor e frio para o processo produtivo (por exemplo, no caso de frigoríficos), com ganhos interessantes de eficiência (ENERGY, 2020).

Quando se analisa a demanda brasileira por gás natural retroativamente, particularmente entre os anos 2010 e 2020, como ilustrado pela Figura 2.8, é possível identificar que o maior patamar de demanda alcançado ocorreu entre os anos 2013 e 2015, com máximo alcance em 2014, onde se atingiu um consumo de 99,26 milhões de m^3/dia médios no ano. Nesse período ocorreu no Brasil uma crise hídrica que ocasionou baixa geração de energia nas hidrelétricas, compensada pela geração de energia nas termelétricas a gás natural.

A demanda de gás natural no Brasil pode ser classificada nas categorias termelétrica e não termelétrica, sendo a primeira dividida em demanda in-

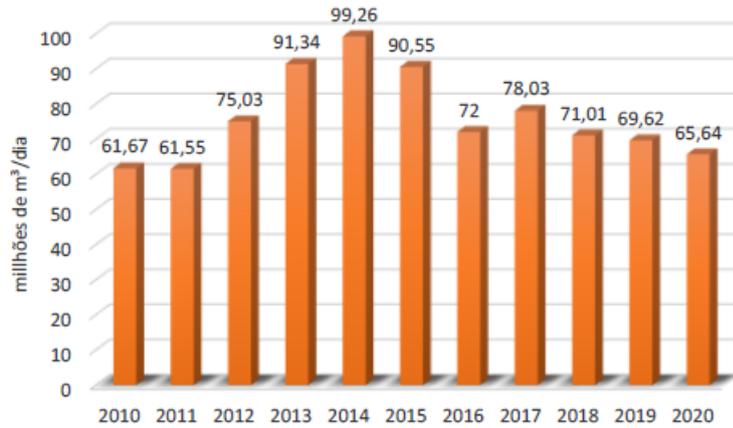


Figura 2.8: Consumo de gás natural no Brasil entre 2010 e 2020. (MME, 2020)

dustrial, automotiva, residencial, comercial, matéria-prima e outros; por outro lado, a demanda termelétrica é relativa ao consumo em plantas termelétricas a gás natural e à cogeração. O consumo industrial representa a maior parcela da demanda e teve um perfil relativamente constante ao longo dos anos, conforme pode ser observado na Figura 2.9. O consumo industrial representou cerca de 50% do consumo total de gás no Brasil nos últimos 10 anos. A demanda automotiva representa a segunda maior demanda não termelétrica, consumindo cerca de 8% da demanda de gás natural no Brasil. Os demais setores representam parcelas menores.

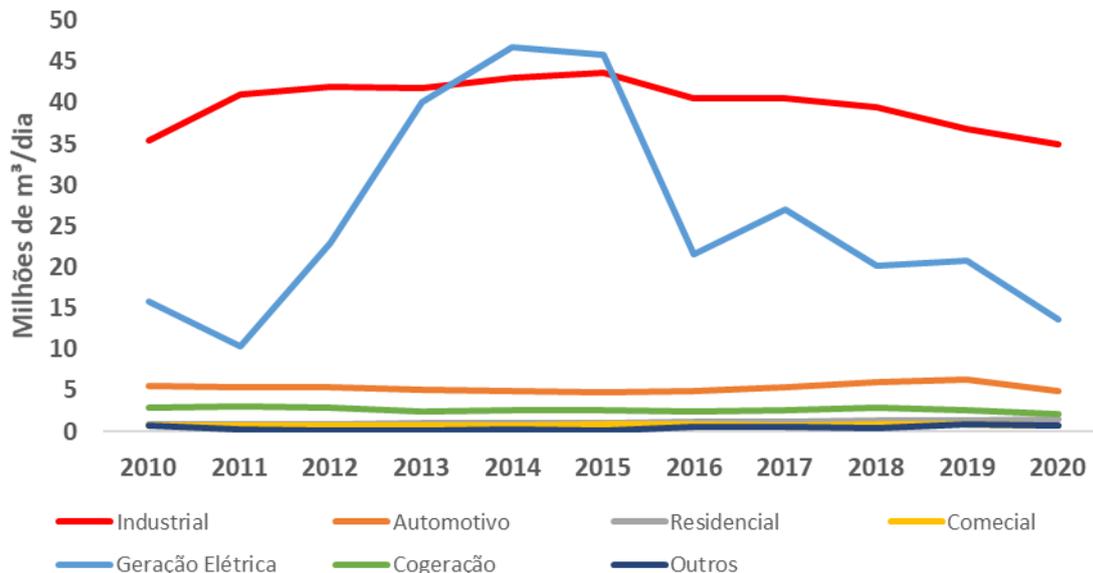


Figura 2.9: Consumo de gás natural no Brasil entre 2010 e 2020 por setor. (MME, 2020)

Ao contrário do que se observa no caso da demanda industrial, a demanda termelétrica, apontada como o segundo maior setor de consumo de gás natural

do Brasil, apresentou uma variabilidade muito maior ao longo da mesma janela temporal. A demanda termelétrica acompanha a necessidade de despacho para geração de energia. O despacho termelétrico tende a ser mais intenso em ocasiões com menor incidência de chuvas e conseqüentemente menor geração hidrelétrica. Em anos com abundância de chuvas, o despacho termelétrico pode alcançar patamares menores, dessa forma a demanda termelétrica apresenta uma grande variação ao longo dos meses e anos. A variabilidade deste setor ao longo dos últimos 10 anos pode ser verificada através da ilustração da Figura 2.10:

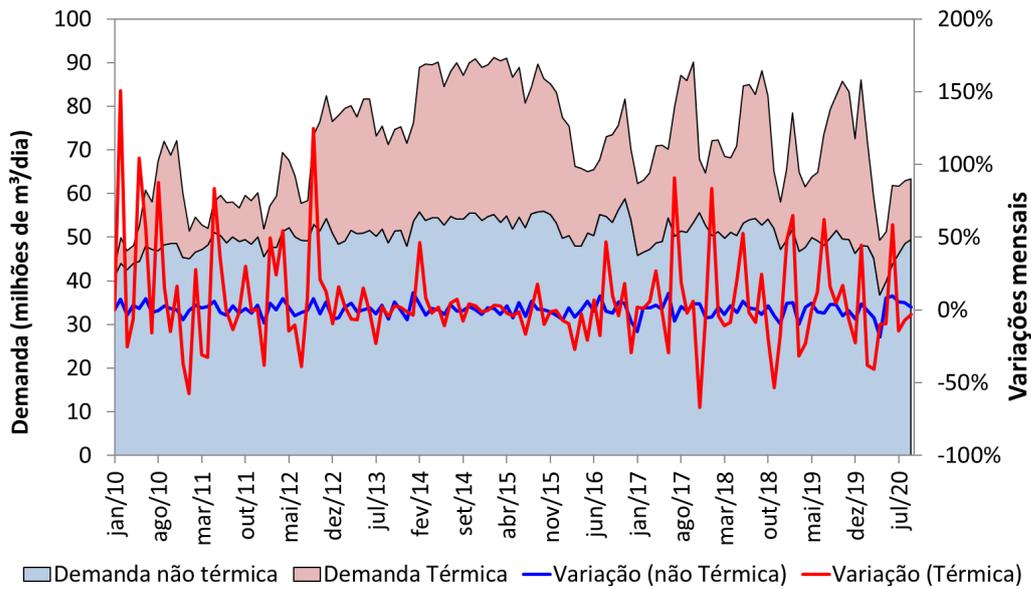


Figura 2.10: Demanda termelétrica de gás natural entre 2010 e 2020 (MME, 2020)

Referindo-se particularmente ao ano de 2020, ressaltou-se também a retração verificada na demanda por gás natural em virtude da pandemia COVID-19. Acompanhando o cenário mais geral de derrocada econômica, com queda de 4,5% no PIB nacional, foi estimada uma redução de 16% no consumo de gás natural quando feita a comparação com o ano anterior (CHAMBRIARD, 2020), como revela a Figura 2.11.

Quanto à expectativa do futuro da demanda por gás natural no Brasil, projeções feitas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020) dão conta de que a demanda total de gás natural referente ao decênio 2020-2030, considerando a malha integrada, deve experimentar um aumento total de 5%. No levantamento, foram incluídas as parcelas respectivas ao consumo termelétrico, não termelétrico e consumo *downstream* (que abrange o uso em refinarias e na produção de compostos derivados), sendo estas descontadas dos volumes que se encontram em sistemas isolados, atendidos, portanto, por fontes de

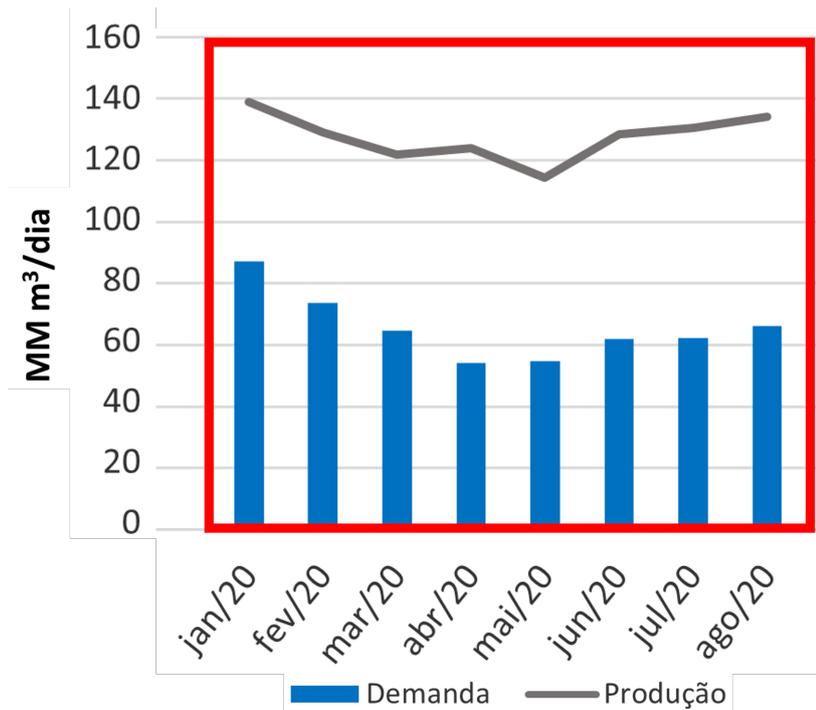


Figura 2.11: Produção e demanda de gás natural em 2020 (MME, 2020)

oferta específicas naqueles sistemas. Foram considerados como sistemas isolados aqueles que ainda não possuem decisão final de investimento para conexão à malha integrada (como as UTEs e terminais de GNL localizados no Porto do Açu/RJ e em Barra dos Coqueiros/SE), além do sistema isolado do Amazonas. Considerou-se ainda no somatório da demanda o Gás de Uso do Sistema, o gás natural consumido para operação da malha de gasodutos de transporte.

À essas previsões se acrescenta a grande expectativa que tem sido criada em torno do chamado Novo Mercado do Gás, baseado na mudança promovida no marco legal do setor, sancionada pelo presidente da República em Abril de 2021. O programa foi oficialmente anunciado em junho de 2019 pelo governo federal e tem como objetivo principal o encerramento do monopólio da Petrobras no controle da distribuição, visando, assim impulsionar a integração entre o setor de gás natural e os setores industrial e elétrico. Espera-se que uma maior descentralização da cadeia de distribuição aumente a eficiência do mercado e gere um decréscimo progressivo no custo deste insumo no Brasil, que atualmente figura como um dos mais caros do mundo, como revela a Figura 2.12. Quando da época de lançamento do plano, a estimativa levantada pelo ministro da economia Paulo Guedes dava conta de que um decréscimo de até 40% no preço do gás natural poderia ser alcançado até o final de 2023.

Dessa forma, considerando a maior competitividade do gás natural nos próximos anos, pode se tornar viável a conexão dos sistemas isolados à malha integrada de forma direta ou indireta (por meio de gasodutos virtuais). Além



Figura 2.12: Custo médio do gás natural para o setor industrial ao redor do mundo em US\$/MMBtu no ano de 2019. (WOLKE, 2019)

disso, o Novo Mercado de Gás deve colaborar para a viabilização de novos projetos de oferta e demanda, na medida em que maiores volumes de produção nacional podem vir a obter viabilidade para venda no mercado em virtude dos aprimoramentos trazidos, o que tende a contribuir para a consolidação de novas demandas. Vale, porém, ressaltar que a conversão de empreendimentos já existentes para o gás natural depende principalmente de que se confirme a queda nos preços do insumo, além de estar subordinada a outros fatores, tais como: preços do combustível alternativo, custos para a conversão considerando os equipamentos atualmente usados em cada planta e verificação sobre o efeito promovido pela substituição na eficiência dos processos (EPE, 2018).

A Figura 2.13 exhibe o levantamento feito pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020) que analisa o potencial de impacto do Novo Mercado de Gás no setor no decênio 2020-2030, considerando os projetos hipotéticos que poderiam ser construídos utilizando volumes consideráveis de gás natural a preços competitivos. Se observou que poderia haver demanda adicional de pelo menos 20 milhões de m^3 /dia. No caso da conversão de empreendimento a até 100 km da malha existente, foram observados 10 milhões de m^3 /dia de demanda não termelétrica e 30 milhões de m^3 /dia de demanda para geração elétrica e/ou cogeração. A demanda adicional de 60 MMm^3/d analisada foi distribuída linearmente ao longo do decênio, com entrada gradual até 2030

No entanto, se deve salientar que o sucesso do Novo Mercado de Gás Natural depende diretamente de um investimento correspondente destinado à expansão da malha de transporte deste insumo, principalmente com vistas ao escoamento eficiente do gás natural obtido na exploração de águas profundas.

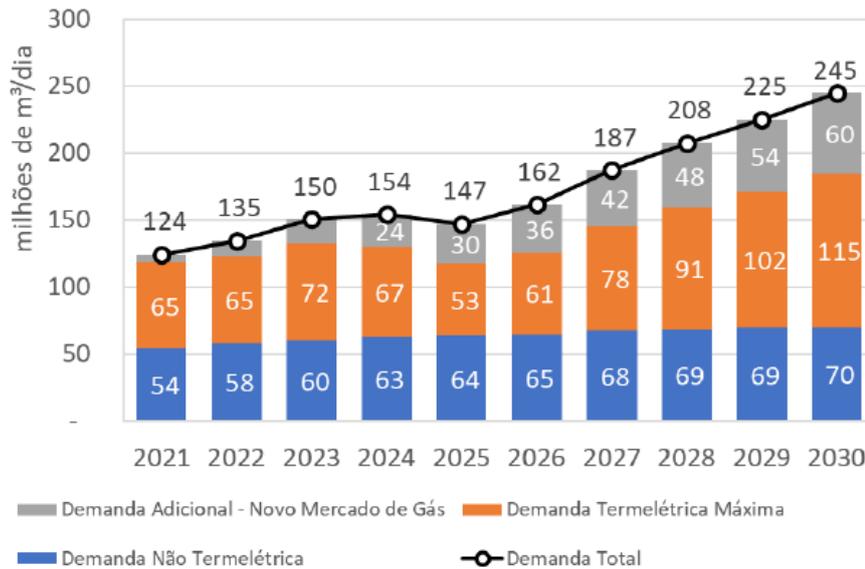


Figura 2.13: Demanda de gás natural de 2020 a 2030 com Novo Mercado de Gás. (EPE, 2020)

Sem o desenvolvimento da atual estrutura de distribuição, torna-se pouco provável que a descentralização e a entrada de novos agentes no mercado possa provocar grandes mudanças no custo e na demanda por este insumo nos próximos anos (CHAMBRIARD, 2020).

2.2 Mercado do Hidrogênio

Num contexto em que cada vez maior importância é atribuída às fontes de energia renováveis, o hidrogênio surge como forte candidato a figurar entre os principais vetores da nova era do setor da geração e do armazenamento de energia, desempenhando papel fundamental na superação da dependência atual dos combustíveis fósseis (ISHAQ; DINCER, 2021). No entanto, para que isto se torne realidade, há a condição de que este insumo adquira popularidade nos principais setores de consumo energético, como indústrias, residências, prédios comerciais e setor de transporte, por exemplo.

Levantamentos recentes avaliam a movimentação econômica envolvendo o mercado de geração de hidrogênio em cerca de 130 bilhões de dólares (MARKETSANDMARKETS, 2021), sendo projetado um avanço da importância global do insumo nos próximos anos. Algumas estimativas dão conta de que o hidrogênio poderá alcançar cerca de 18% de participação no consumo total de energia até 2050 (MARKETSANDMARKETS, 2021). Em 2019, a demanda total do insumo foi estimada em 14,4 EJ, representando 4% do consumo energético global (IRENA, 2019b). A maior parcela da demanda vem do setor da indústria química, concentrando-se principalmente nas atividades de produção

de amônia, refino para hidrocraqueamento e dessulfuração de combustíveis.

O hidrogênio não é encontrado livre na natureza e existe apenas em outros substratos, sendo necessário o uso de processos específicos de extração a partir de matérias primas como biomassa, gás natural e carvão. A maioria do hidrogênio produzido hoje provém de fontes fósseis e apenas 4% provém do processo de eletrólise, como mostra a Figura 2.14:

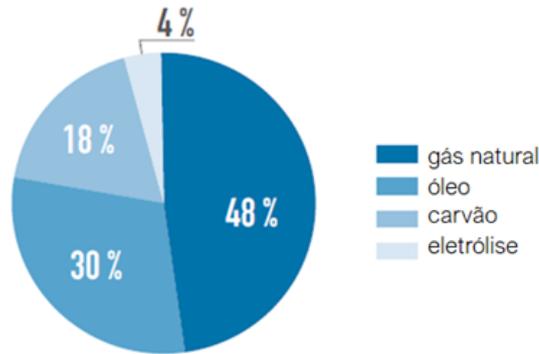


Figura 2.14: Fontes de produção de hidrogênio.(Adaptado de IRENA,2019)

Como demonstrado, a reforma de hidrocarbonetos fósseis é, de longe, o método mais difundido de produção de hidrogênio. Basicamente, consiste na conversão de hidrocarbonetos (normalmente metano) em hidrogênio por meio de processos químicos. Como subprodutos, a reforma também libera vapor d'água, CO₂ e CO, além de N₂, quando o ar ambiente é utilizado como agente oxidante. O tipo de oxidante serve como critério de classificação para este método, que se divide em reforma a vapor, que utiliza o vapor d'água como agente oxidante, oxidação parcial, em que se utiliza ar puro ou O₂ e auto-reforma a vapor, que consiste em uma associação dos outros dois métodos (SONG; HAN; WANG, 2020). A reforma a vapor-metano se destaca como a forma mais comum e bem estabelecida de produção de hidrogênio, ocorrendo em altas temperaturas (entre 800 ° C e 1000 ° C) e sendo auxiliada pela presença de um catalisador (ABBAS; DUPONT, 2017).

A produção de hidrogênio por meio da técnica de reforma de hidrocarbonetos está bem consolidada e sua posterior expansão não parece enfrentar limitação iminente de capacidade, embora as reservas de combustíveis fósseis sejam, em última instância, finitas (NEWBOROUGH; COOLEY, 2020). O principal obstáculo enfrentado pelo método de reforma está na quantidade de CO₂ produzido colateralmente e liberado na atmosfera a montante do processo de reforma, juntamente com o CO₂ da geração de vapor. Esta característica do processo cria a necessidade de um sistema de captura e armazenamento de carbono (CCS) anexado ao sistema de reforma principal para reduzir o saldo indesejável de gases estufa. Apenas por meio de tal adequação, o hidro-

gênio produzido via reforma pode receber o selo de hidrogênio 'azul', categoria situada em zona intermediária na classificação dos métodos de produção de acordo com o nível de emissão de carbono (LEUNG; CARAMANNA, 2014). A eletrólise, por outro lado, está mais frequentemente associada à produção ambientalmente limpa de hidrogênio, usando apenas eletricidade e água como insumos. Para ser considerado produtor de hidrogênio 'verde', o dispositivo eletrolisador deve ser alimentado com eletricidade renovável, prática que vem sendo sistematicamente estimulada em alguns países europeus, como França, Alemanha, Portugal e Espanha (NEWBOROUGH; COOLEY, 2020).

Embora seja perceptível a tendência ascendente da capacidade produtiva da eletrólise, tendo sido alcançadas marcas recordes em termos de novas unidades operacionais instaladas em 2019 (IEA, 2020), é difícil imaginar um cenário de curto ou mesmo médio prazo - especificamente nos próximos dez anos - em quais métodos de reforma poderiam ser superados pela eletrólise na participação no mercado de produção de hidrogênio. O hidrogênio 'verde' fornecido pela eletrólise depende principalmente dos preços da eletricidade renovável e estima-se que, hoje em dia, a produção de hidrogênio verde ainda é cerca de 2-3 vezes mais cara do que os custos do hidrogênio 'azul', representados principalmente por métodos de reforma com tecnologias CCS (IRENA, 2019a). Atualmente, os preços do hidrogênio azul chegam a 2 €/kg a 3 €/kg, enquanto os preços do hidrogênio verde variam na faixa de 3,50 €/kg a 6 €/kg. Isto torna o hidrogênio azul um vetor importante na transição para maiores escalas de comercialização e consumo, reduzindo os preços do hidrogênio (KOVAC; PARANOS, 2021).

Dentre os segmentos econômicos que se beneficiam da evolução do hidrogênio no mercado, destaca-se o setor de fornecimento de calor e potência para edificações, que responde por cerca de um terço da demanda energética global (118 EJ) e um quarto do montante global de emissões de carbono (8,67 Gt de CO₂) (HYDROGENCOUNCIL, 2020). Historicamente, este setor impõe certas dificuldades à meta de descarbonização, particularmente no que se refere à fornecimento de calor, campo que carece soluções tecnológicas adequadas à condição da sustentabilidade para competir com o gás natural. Considerando estas poucas opções, tecnologias a base de hidrogênio se destacam como as alternativas de maior flexibilidade e custo-benefício no médio prazo, como é o caso por exemplo de unidades CHP equipadas com células a combustível.

Como exemplo ilustrativo, é exibido na Figura 2.15 um gráfico que explora a competitividade de custo projetada para sistemas CHP baseados em célula a combustível em 2030, colocando-os em comparação com o uso direto de gás natural e outras duas alternativas de abastecimento consideradas limpas

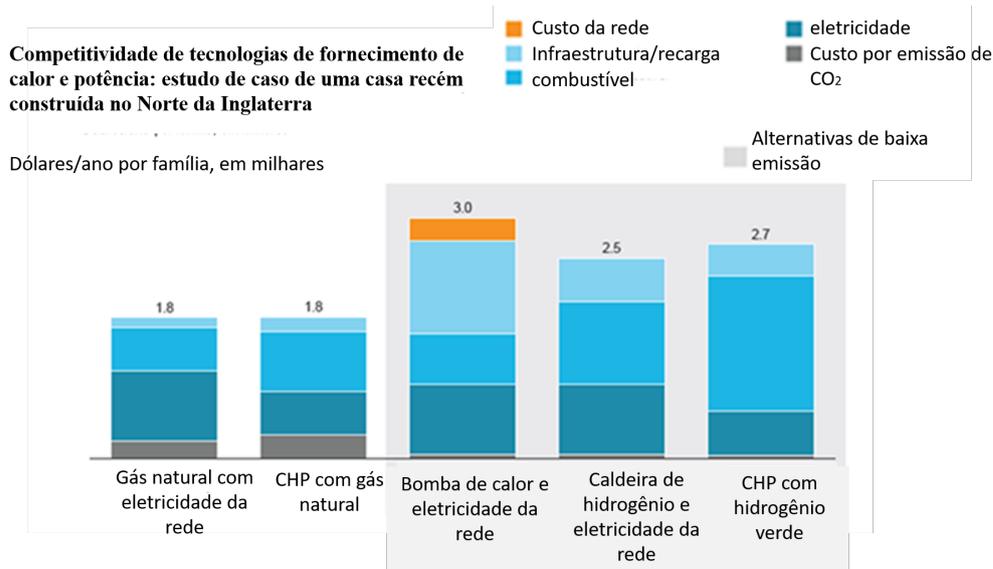
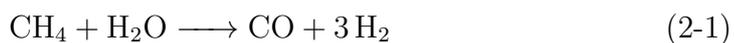


Figura 2.15: Competitividade comercial do sistema CHP em 2030. (Adaptado de Hydrogen Council, 2020)

- caldeiras de hidrogênio e bombas de calor - no suprimento de uma residência recentemente construída no Norte da Inglaterra com 120 m² consumindo 7,5 MWh de eletricidade e 18 MWh de calor por ano. Apesar de a opção pelo gás natural mostrar-se notadamente a mais barata ainda assim, vê-se a perspectiva da real viabilidade do CHP como tecnologia alternativa às caldeiras de hidrogênio e bombas de calor. Nesta época, espera-se que o custo de produção de hidrogênio deva estar no patamar de US\$ 1,90/kg e o custo anual do CHP por família seria de US\$ 2700 (HYDROGENCOUNCIL, 2020).

2.3 Reforma a vapor e célula a combustível

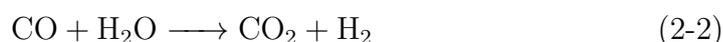
Como anteriormente mencionado, a reforma a vapor é considerada a forma mais barata e prática de se produzir hidrogênio, sendo capaz de fazê-lo com eficiência de cerca de 74% e custo estimado de US\$ 1,80/kg (CHEHADE; DAHER, 2021). A principal reação envolvida é descrita na Equação (2-1):



A reforma se dá através de uma reação endotérmica, a partir da introdução de vapor d'água no reator juntamente com o metano (em média, 95% da constituição volumétrica do gás natural), produzindo hidrogênio, dióxido de carbono e monóxido de carbono. Esta reação é conduzida, via de regra, à baixas pressões e à temperaturas que variam na faixa de 700-800 °C para garantir a conversão consistente de metano em hidrogênio (CARAPELLUCCI; GIORDANO, 2020). A reforma ocorre na presença de um catalisador, que pode

variar entre espécies como rutênio (Ru), ródio (Rh), paládio (Pd), irídio (Ir) e platina (Pt), sendo mais largamente utilizado o catalisador de níquel (Ni), graças a seu baixo custo e alta eficiência promovida (PASCHENKO; MAKAROV, 2021). Este tem seu tamanho e forma ajustados de forma a maximizar a razão área-volume e evitar quedas bruscas de pressão dentro do reator (FERREIRA, 2005).

Também costuma haver participação de reações auxiliares que aprimoram o gás produzido na reforma, tornando-o mais rico em hidrogênio. Estas são chamadas deslocamento gás-água e metanação. Tais reações podem ser agrupadas no que é o conceito mais geral de reforma a vapor e suas reações são exibidas nas Equações (2-2) e (2-3), respectivamente:



No que se refere à reação de deslocamento gás-água, esta é usualmente conduzida em dois estágios, sendo o primeiro realizado num reator de matriz catalítica de níquel, ocorrendo a temperaturas mais altas -entre 300°C e 450 °C - para produzir hidrogênio a maiores taxas de reação. O segundo processo costuma ocorrer com catalisadores de cobre a temperaturas mais baixas, entre 200°C e 250°C (SPIVEY, 2006).

O hidrogênio produzido por meio do processamento do gás natural por meio das reações supracitadas pode ser aplicado em diferentes dispositivos com o fim de produzir energia elétrica e térmica, sendo a célula a combustível um das tecnologias mais conhecidas no mercado. Uma célula a combustível é um dispositivo eletroquímico que gera eletricidade por meio de reações de redução e oxidação ocorrendo paralelamente em seus respectivos eletrodos, a saber, oxidação de combustível no anodo (polo negativo) e redução do oxidante no catodo (polo positivo). Também se faz necessária a presença de um eletrólito entre os eletrodos, a fim de prover isolamento elétrico e condutividade iônica (WANG; LUO, 2021).

Há diferentes tipos de células a combustível disponíveis no mercado, diferindo umas das outras quanto ao material constituinte do eletrólito, temperatura de operação, sensibilidade a presença de determinadas espécies químicas, dentre outros aspectos. São classificadas tipicamente em: células alcalinas (AFC), células de ácido fosfórico (PAFC), células de carbonato fundido (MCFC), células com membrana de permuta de prótons (PEMFC) e células de óxido sólido (SOFC) (FCHEA, 2019).

Entre todas as opções, as células tipo PEMFC e SOFC são consideradas as mais atraentes (MA; LIN, 2021). As células PEMFC apresentam boa eficiência, na faixa de 40% a 60%, além de entregarem bons resultados em termos de densidade de potência, com valores na faixa de 250 a 1000 W/kg. Empregam uma membrana polimérica como eletrólito e geralmente têm platina como catalisador. Além disso, costumam operar a temperaturas mais baixas, na faixa de 25°C a 80 °C e são mais sensíveis à presença de impurezas no combustível, requerendo um pré-processamento mais completo principalmente em termos de minimização de CO. São conhecidas por apresentarem inicialização rápida, respondendo eficazmente às alterações bruscas de solicitação. Nelas, o hidrogênio aplicado às células PEM, ao entrar no anodo, é separado em prótons e elétrons, sendo estes últimos conduzidos por um circuito de forma a produzir corrente elétrica. Os prótons atravessam o eletrólito até encontrarem o meio oxidante do outro lado, gerando água e calor como subprodutos do processo (SENNA; LINARDI, 2017). A Figura 2.16 ilustra o funcionamento de uma célula a combustível.

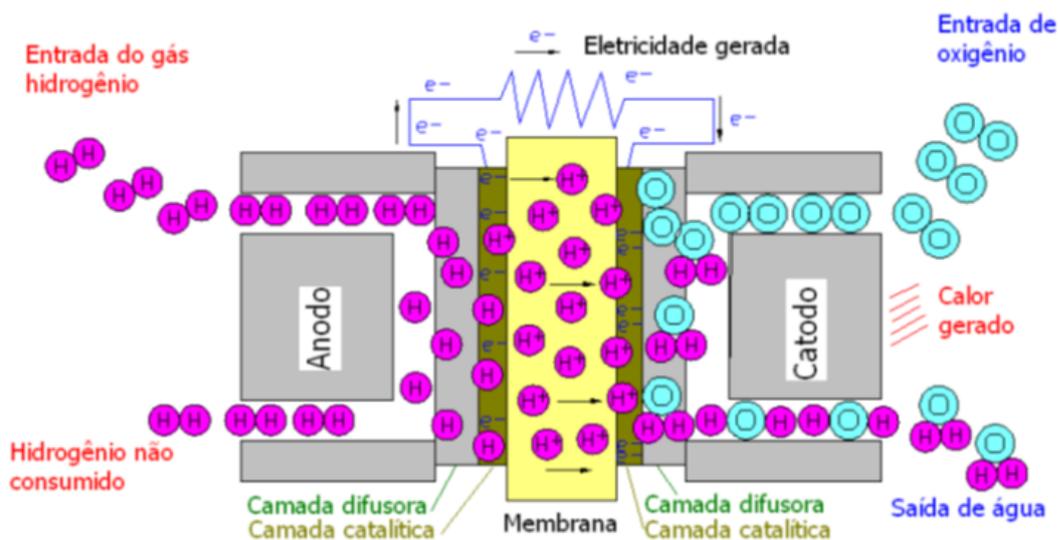


Figura 2.16: Ilustração do processo químico que ocorre numa célula a combustível tipo PEM (SENNA; LINARDI, 2017)

As células SOFC, por sua vez, podem operar a temperaturas de até 1000 °C, sendo bem menos restritivas quanto ao tipo de combustível a ser empregado (FCHEA, 2019). Usando uma camada cerâmica como eletrólito e catalisadores não platinados, contam com um processo interno de reforma, tornando possível o uso direto de gás natural como combustível (MANTELLI, 2019). Apresentam eficiência elétrica em torno de 50% a 60%, podendo chegar à faixa de 70% a 80% se aplicadas em instalações CHP (VASCONCELOS; MARTINEZ, 2017). Possuem uma ampla gama de usabilidade, que vai desde

consumidores residenciais de pequeno porte até sistemas de geração de larga escala como grandes edificações e centros industriais.

As células a combustível são cada vez mais valorizadas por apresentarem resultados superiores em termos de eficiência quando comparadas a meios de geração convencionais como motores a combustão interna, geradores a diesel, entre outros, fato ilustrado através do gráfico da Figura 2.17. Sabe-se que, atualmente, alguma pesquisa também tem sido feita no sentido de melhorar a eficiência de motores a combustão interna misturando hidrogênio a uma medida precisa com outros combustíveis como diesel, gás natural e gasolina.

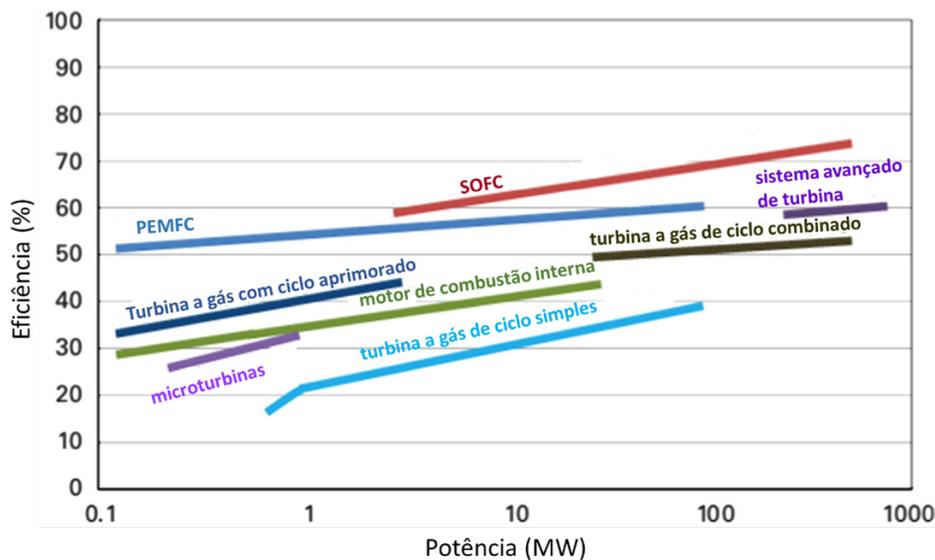


Figura 2.17: Comparação da eficiência de diferentes dispositivos de geração de energia com respeito à capacidade do sistema. (SHARAF; MEHMET, 2014)

O forte apelo por meios de geração menos nocivos ambientalmente e sustentáveis também coloca as células a combustível a frente dos métodos convencionais em termos de conveniência, já que, como anteriormente mencionado, estas têm por característica a eliminação de apenas água e calor como subproduto de seu processo de conversão energética (ENERGY, 2019), muito embora também seja verdade que a própria produção do hidrogênio destinado a alimentar a célula pode gerar certa quantidade de carbono. De todo modo, outros aspectos que se destacam positivamente no caso das células a combustível são operação silenciosa, boa capacidade de resposta às solicitações, facilidade de manufatura e montagem em decorrência da ausência de partes móveis e possibilidade de ampliação da capacidade por meio do empilhamento de células unitárias (SHARAF; MEHMET, 2014).

2.4

Levantamento da literatura sobre sistemas CHP

Serão apresentados alguns exemplos do que há de mais recente em elaboração acadêmica envolvendo a análise técnico e econômica de sistemas CHP trabalhando com célula a combustível. Algumas delas contemplam a análise exergetica de sistemas deste gênero, já outros atêm-se apenas a análise energética. Para cada um dos trabalhos mencionados, serão explicitados os objetivos estipulados pelos autores, a metodologia utilizada nas análises, as configurações de cada modelo e, finalmente, os resultados obtidos.

Authayanun et al. (2018) analisaram o desempenho energético e exergetico de um sistema CHP consistindo num reformador de biogás, um reator de deslocamento gás-água, uma célula a combustível PEM de 5 kWe destinada à operação a altas temperaturas (HT-PEM) e um resfriador por absorção lítio-bromo. Foi feita uma análise da sensibilidade da performance do sistema a certos parâmetros como temperatura, pressão e razão estequiométrica do anodo e do catodo.

A investigação revelou que a eficiência elétrica do sistema melhorou com o aumento da temperatura, por conta da redução das perdas de voltagem. Por outro lado, a eficiência térmica permanece quase inalterada em face da alteração de temperatura. Viu-se que o máximo de eficiência elétrica obtida se deu para temperaturas entre 175°C e 180°C. Para relações estequiométricas mais baixas, pouca influência é observada. Porém, verificou-se decréscimo na eficiência elétrica com o aumento da pressão para proporções estequiométricas maiores (valores na faixa de 4 a 8 no catodo). Observou-se que o aumento da pressão provoca um aumento da potência requerida para a operação do sistema e, desta forma, a eficiência elétrica cai de 36% para 10% no intervalo de pressões que vai de 1 a 3 atm.

Por fim, foi realizado um mapeamento da eficiência exergetica geral do sistema, medindo de forma focalizada o desempenho exergetico de cada uma das unidades que o compõem. Esta medida foi denominada razão de destruição exergetica, consistindo no quociente entre a exergia perdida por cada unidade pelo montante total de exergia destruída no sistema. Foi constatado que o equipamento responsável pelo maior desperdício exergetico é a célula PEM, com eficiência exergetica de 73%. No outro extremo, o pior desempenho exergetico vem do combustor, em virtude da baixa exergia química inerente aos produtos da combustão. A Figura 2.18 mostra o gráfico com a eficiência exergetica e a razão de destruição exergetica de cada componente do sistema.

Budak et al. (2018) focaram seus estudos na investigação da performance de células a combustível de alta temperatura (HT-PEM) e baixa temperatura

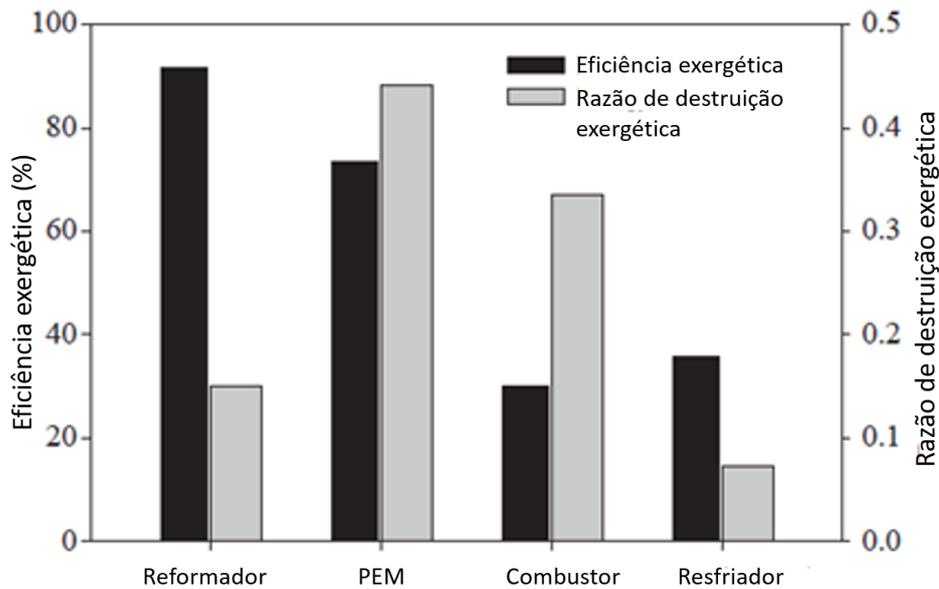


Figura 2.18: Eficiência exergética e a razão de destruição exergética de cada um dos componentes do sistema CHP (Adaptado de Authayanun et al.)

(LT-PEM) em aplicações micro-CHP's, almejando obter o tempo de *payback* respectivo à cada uma das opções. Também foram conduzidos estudos sobre a viabilidade econômica das células a combustível, examinando a variabilidade do indicador *Simple Payback Time* (SPT) de acordo com diferentes condições operacionais, tais como: opção por uso ou não uso de CHP, abastecimento com hidrogênio puro ou gás natural e custos de eletricidade de diferentes regiões - particularmente Turquia, Europa e Estados Unidos.

Segundo os autores, a produção de hidrogênio em escala industrial, utilizando o gás natural, tende a tornar os sistemas PEM mais competitivos no mercado. Por esta razão, se faz distinção entre sistemas PEM alimentados com gás natural e com hidrogênio puro nos cálculos de SPT. O emprego do gás natural como insumo de entrada eleva o custo global do sistema por impor a necessidade de um reator de reforma de combustível, capaz de transformar gás natural em um produto suficientemente rico em hidrogênio e pobre em CO.

Foram avaliados os resultados de SPT para os sistemas PEM avaliados com suprimento de hidrogênio puro e com suprimento de gás natural, sendo estas alternativas relacionadas às opções possíveis de sistema com ou sem CHP. Quando é feita a opção pelo CHP, a economia auferida pelo usuário em decorrência do reaproveitamento de calor também é contabilizada no cálculo de SPT. Percebeu-se que quando da opção pelo CHP, o SPT é significativamente reduzido para os dois combustíveis em relação à situação sem CHP.

Por fim, num estudo de viabilidade mais generalista, foram comparados os valores de SPT resultantes do uso do mesmo sistema em diferentes regiões do mundo, a saber: Turquia, Europa e Estados Unidos. Conforme a diferença entre os preços de eletricidade e a razão entre o preço do combustível e a eficiência do sistema aumenta, o SPT cai. Se o preço do combustível é maior que o preço da eletricidade ou se a diferença entre eles não é grande o suficiente, o sistema se torna inviável. Se pôde observar que o menor SPT ocorre na Europa, onde tanto o custo com eletricidade e o custo dos combustíveis são considerados bem mais altos do que a média global. Por conta disso, na Europa se obtém maior lucro final com o uso do sistema. No outro extremo, figuram os Estados Unidos, que são conhecidos por custos de eletricidade bastante reduzidos. Quanto ao desempenho dos dois tipos de célula a combustível com ou sem CHP, vê-se que as HT-PEM com CHP implicam em menor SPT. Além disso, uma vez que as HT-PEM são tolerantes a gases CO e CO₂, são preferíveis para aplicação em CHP usando gás natural.

Liu e Qin (2020) desenvolveu um sistema típico de PEM abastecida por hidrogênio levando em conta todos os componentes auxiliares que influenciam seu desempenho e estabelecendo um modelo termodinâmico do sistema. Foram conduzidas simulações numéricas com o fim de determinar a distribuição de potência entre os componentes do sistema, bem como a potência líquida e a eficiência total resultante. Também foi aplicada ao sistema a abordagem de segunda lei, permitindo a avaliação de sua performance através de indicadores como perda de exergia e eficiência exergética. Por fim, foi investigada a influência dos parâmetros de operação no aspecto ambiental do sistema, entendida como a diferença entre a potência líquida produzida e a exergia destruída.

A eficiência exergética total do sistema foi avaliada em 51,51%. A maior fonte de destruição de exergia provém da célula a combustível, o que torna sua performance um parâmetro chave para a otimização. Quanto aos componentes auxiliares, concluiu-se que os trocadores de calor são os responsáveis pelas maiores irreversibilidades, já que há perdas para o ambiente.

As tendências de variação de parâmetros como potência líquida produzida pelo sistema, destruição de exergia e desempenho ambiental perante a variação da temperatura de entrada da pilha PEM também foram observadas. A potência líquida apresentou tendência ascendente até alcançar o valor máximo, correspondente à temperatura de 343,15 K. As perdas exergéticas apresentaram uma tendência de aumento contínuo com o aumento da temperatura de entrada. O desempenho ambiental manteve-se em níveis altos enquanto a temperatura de entrada permaneceu dentro da faixa de 333,15 K até 343,15 K,

experimentando notável decréscimo no caso de temperaturas superiores.

Também foi examinada a influência da variação de temperatura de entrada nas eficiências exergética e total do sistema. Observou-se que o comportamento destes indicadores mostrou consistência com os dados obtidos para a potência líquida, havendo um ponto de eficiência máxima nas imediações da temperatura de 343 K.

Um padrão de investigação equivalente foi adotado na busca por determinar a influência da densidade de corrente na resposta do sistema. O aumento da densidade de corrente foi acompanhado de melhora na potência líquida, ao mesmo tempo que maior destruição de exergia e pior desempenho ambiental também foram verificados. Já no que se refere às eficiências do sistema, foi constatada uma tendência de queda com o aumento da densidade de corrente. Como corolário das observações, postulou-se que com o fim de aumentar a vida útil e a eficiência de um sistema PEM, é preferencial que a densidade de corrente seja mantida em valor baixo.

Chen e Zhou (2018) apresentaram uma análise de múltiplos critérios (termodinâmicos, econômicos e ambientais) de um sistema CHP de 5 kW destinado a uso residencial empregando uma célula a combustível PEM. Também incluídos um sistema de recuperação de calor, um pequeno resfriador de absorção e alguns componentes auxiliares (compressores e umidificadores) que também contribuem no suprimento da demanda térmica da residência. Os autores validaram parcialmente o modelo termodinâmico do CHP, além de terem estudado os efeitos gerados nos indicadores de performance do sistema (eficiência energética, exergética, custo anual de operação e emissão de poluentes) durante a condução sistemática de variações paramétricas. Além disso, buscou-se maximizar a performance do sistema através de algoritmos de evolução e otimização de Pareto tridimensional.

No aspecto ambiental, os autores decidiram mensurar a performance do CHP comparando-a com os níveis de emissão de uma típica estação termelétrica movida a carvão, já que cerca de 70% da matriz energética chinesa está baseada no uso deste insumo. Assim, foi declarada uma medida de nome *Pollutant Emission Reduction* (PER), permitindo um olhar mais contextualizado aos resultados encontrados ao levar em conta o cenário energético regional.

Assim, foi feita uma análise da sensibilidade dos parâmetros de avaliação frente à modulação dos parâmetros de operação. Tomando primeiramente a densidade de corrente como critério de observação, foi obtido o resultado exibido na Figura 2.19. A queda na eficiência exergética foi devida ao aumento da conversão de energia química em calor, reaproveitado apenas parcialmente pelo resfriador de absorção para uso na demanda térmica residencial. O custo

anual do sistema eleva-se em virtude da predominância do custo do hidrogênio no custo operacional total, tendo seu consumo associado apenas à densidade de corrente da PEM. A emissão de poluentes ascende até atingir patamar máximo e depois cai por conta da flutuação da potência equivalente do sistema.

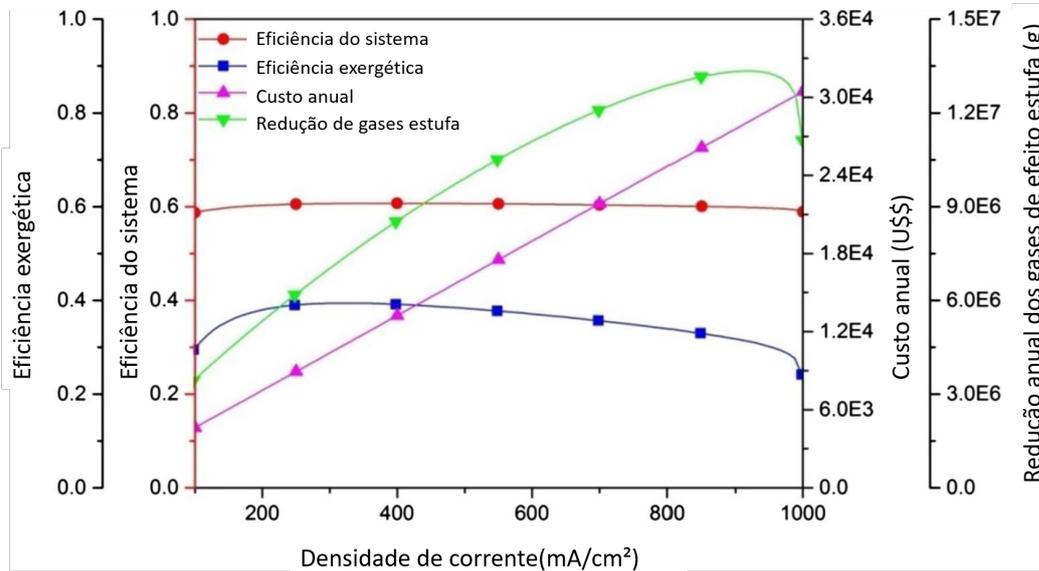


Figura 2.19: Influência da densidade de corrente sobre o sistema CHP. (CHEN; ZHOU, 2018)

Em face da variação de temperatura, observou-se um comportamento praticamente inerte da performance do sistema nos quatro aspectos estudados, havendo apenas quedas tímidas no caso da redução das emissões e da eficiência do sistema. No que tange ao efeito da mudança da umidade, a eficiência energética sofre leve recuo por conta do maior custo energético implicado pela maior umidificação, segundo os autores. Contrariamente, para maiores valores de umidade sistema obtém-se melhor eficiência exergética em virtude da subordinação da potência de saída da célula PEM à umidade do gás. Como nos casos anteriores, a associação exclusiva do custo anual à densidade de corrente torna este parâmetro insensível à umidade relativa. O maior impacto é verificado na redução da emissão de gases poluentes, onde é percebida uma melhora significativa mediante o aumento da umidade, o que está relacionado ao aumento da potência elétrica fornecida pela PEM.

Baniasadi et al. (2017) buscou examinar o desempenho exergo-econômico de uma unidade CHP baseada numa célula PEM de 10 kW de potência, contando ainda com um tanque de armazenamento térmico, um resfriador e um reformador de gás natural. O sistema oferece potência elétrica e suprimento de demandas térmicas à uma residência com 4 pessoas, sendo equipado para produzir tanto água quente quanto água para resfriamento. O estudo visa verificar a sensibilidade de performance do CHP a alterações em diferentes parâmetros

de operação, tais como: temperatura, pressão, densidade de corrente e temperatura da fonte de calor.

Feitas as devidas validações dos modelos empregados na representação dos componentes do sistema, foram realizadas simulações numéricas visando testar a sensibilidade do sistema à mudança em diferentes parâmetros. Como primeiro destes resultados, o autor conclui que o aumento da densidade de corrente percorrendo a PEM influi negativamente na eficiência exergética da mesma. Neste caso, para um eventual aumento da densidade de 50 mA/cm² para 100 mA/cm², o valor de eficiência decai de 34% para 12%, o que se explica pelo fato de a densidade de corrente na PEM ser diretamente proporcional ao fluxo molar de combustível requerido (neste caso, gás natural) e à potência exigida pelos dispositivos auxiliares deste sistema.

Quanto a temperatura de operação, é visto que seu aumento contribui positivamente na eficiência exergética, na medida em que mais potência é produzida pela PEM. Isto se dá por conta da mitigação de irreversibilidade verificada no dispositivo quando trabalhando a temperaturas mais altas. Descobriu-se que a capacidade de resfriamento do sistema é maximizada a temperatura de 356 K, quando uma menor quantidade de calor é enviada ao resfriador, o que aumenta sua eficiência exergética.

Equivalentemente, confirmou-se que maiores pressões de operação da célula PEM também beneficiam a eficiência exergética, em decorrência do aumento da potência produzida pelo dispositivo. Mais uma vez, como ocorre no caso do aumento na temperatura de operação, o calor a ser transferido da célula a combustível para o resfriador é minorado com o aumento da pressão, o que conduz a uma eficiência exergética maior neste dispositivo. Concluiu-se que a faixa de pressão ideal para a PEM está situada entre os limites de 1,5 atm e 3 atm.

Por fim, foram realizadas as análises exergética e exergo-econômica dos subsistemas que compõem a unidade CHP. Se pôde notar que, embora a célula a combustível ofereça a maior eficiência exergética dentre todos os componentes, também é dela que provém o maior custo exergético, relacionado às altas taxas de destruição de exergia na forma química que decorrem inevitavelmente do seu funcionamento.

Di Marcoberardino et al. (2017) estiveram a frente de outro estudo que dedicou-se a avaliar a performance técnico-econômica de um sistema CHP de 5kW contando com um reator de membrana e uma célula a combustível tipo PEM, procurando examinar a influência de diferentes qualidades de gás natural sobre a eficiência do sistema, além de contabilizar os custos do insumo no desempenho financeiro do mesmo. Todas as diferentes qualidades de gás

natural analisadas eram de origem europeia, procedendo especificamente de quatro países, a saber: Holanda, Reino Unido, Itália e Espanha.

As aplicações selecionadas para o sistema CHP avaliado foram duas residências situadas em cada um dos quatro países previamente relacionados. Esta variabilidade de cenários permitiu uma análise mais profunda sobre a capacidade do sistema de suprir devidamente diferentes demandas térmicas e elétricas em ambientes onde se praticam preços diferentes de eletricidade e de gás natural. O pico de consumo de cada uma das casas era 3 kW, havendo possibilidade de troca com a rede elétrica. A Figura 2.20 ilustra o esquema geral do sistema simulado:

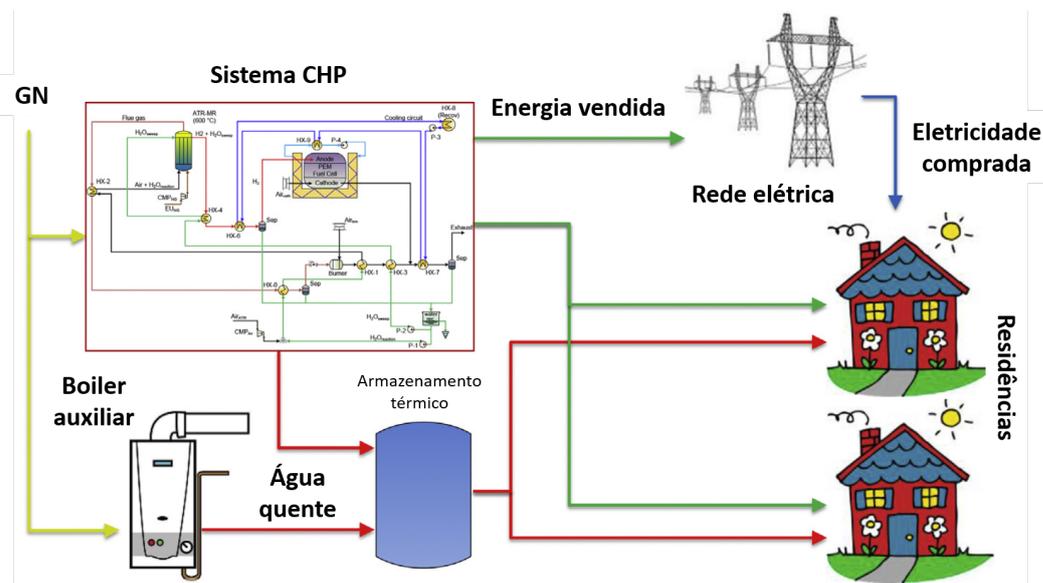


Figura 2.20: Esquema geral do sistema CHP.(MARCOBERARDINO; MANZOLINO, 2017)

Descobriu-se que nos casos da Itália e do Reino Unido, a venda de excedentes de energia para a rede elétrica era mais conveniente, ao passo que na Holanda, pelo fato de praticar menores preços para a eletricidade, o melhor procedimento consistia em adotar uma estratégia que priorizasse a compra de energia da rede. Poucas diferenças, com exceção à energia vendida a rede, foram verificadas entre os casos de Itália e Espanha.

Além disso, o autor também concluiu que o gás natural mais diluído (caso do gás natural holandês) é o mais adequado para um sistema com reator de membrana a fim de que seja alcançada a potência de saída de 5 kW, além de maiores eficiências. A eficiência elétrica do sistema utilizando-se do gás de varredura e da bomba a vácuo foi de 41,21% e 39,44%, respectivamente. Uma vez alterada a composição do gás, os resultados alcançaram o patamar de 41,58% e 40%, respectivamente. Ao se testar a viabilidade financeira do sistema, chegou-se à conclusão de que a adoção do sistema CHP pode acarretar

numa economia de até € 1500 anuais considerando um fator *Reverse Metering Factor* (RMF) de 50%, sendo este fator igual a razão entre o preço de venda e o preço de compra de eletricidade. Quando considerado um RMF de 0%, a economia anual atinge o patamar de € 400. Ao focalizar o efeito da incorporação do reator de membrana ao sistema, foi contabilizada uma economia anual de € 100 referente a opção por este dispositivo. No cenário que considera um RMF igual a 50%, o custo específico do CHP gira em torno de €2000/kW, sendo necessária a ressalva de que este não é o valor do protótipo CHP em cooperação com o qual o autor trabalha no artigo, havendo, no entanto, possibilidades reais de que a tecnologia atinja este preço mediante o estabelecimento da produção em escala industrial. O protótipo CHP foi submetido a diferentes cenários de carga de trabalho e variados padrões de preços de gás natural e eletricidade, sendo cada padrão correspondente à realidade de cada país. Tendo feito um balanço energético anual, descobriu-se que a adesão ao modelo de geração distribuída através do CHP apresenta vantagens claras em termos energéticos e ambientais com relação ao modelo de produção centralizado.

Napoli et al. (2015) trabalharam na análise comparativa do ponto de vista técnico-econômico de duas versões de um sistema CHP: uma baseada numa célula a combustível PEM e outra usando uma célula de óxido sólido, SOFC. Foi avaliada a performance do CHP para um perfil de consumo térmico e elétrico conhecidos minuto a minuto. O sistema CHP contemplado trabalha com 70 kW de potência, sendo destinado ao uso em edificações residenciais. Foi desenvolvida uma rotina para construir o perfil anual de consumo e calcular a eficiência do sistema considerando a capacidade de produção da célula a combustível, a demanda do usuário e a possibilidade de armazenamento térmico e elétrico.

Os cálculos feitos para a célula a combustível contemplaram tanto uma operação voltada para o atendimento tanto da demanda térmica quanto da demanda elétrica e quatro diferentes formas de modulação foram incluídos no algoritmo de análise. Na primeira estratégia, a célula sempre trabalha no mesmo nível de operação, independente do nível de demanda real do consumidor. A segunda estratégia prevê a separação do funcionamento da célula a combustível em dois regimes, o diurno e o noturno. Na terceira estratégia, usa-se a operação com modulação segmentada, que basicamente diversifica o regime de operação dia-noite em vários outros regimes específicos que seguem mais fielmente a demanda média do usuário. A quarta estratégia é a mais precisa de todas, utilizando-se de um sistema de regulação complexo destinado a minimizar o montante de energia importada da rede elétrica.

Já a análise econômica considera três esquemas de suporte financeiro ao uso do sistema CHP. No primeiro deles, S1, um incentivo em €/kWh é previsto para o montante de energia produzido pelo usuário para consumo próprio, não contemplando a energia que este exporta para a rede elétrica. No segundo esquema de suporte, S2, a energia exportada para a rede é incluída no incentivo. Já no terceiro, S3, uma porcentagem do investimento inicial é coberta com o incentivo, sem que haja ressarcimento ao longo do tempo de uso do sistema.

Pelos resultados, se pôde verificar que a melhor estratégia de modulação para o sistema com a PEM é a que segue com precisão o perfil de carga do consumidor, enquanto para o sistema com a SOFC, o melhor modelo é o que contempla apenas os regimes de operação diurno e noturno. Isto ocorre devido ao fato de a velocidade de resposta ou fornecimento de potência da SOFC ser maior, o que reduz sua capacidade de seguir precisamente o perfil de carga do consumidor.

Quanto a questão econômica, os autores concentraram-se em investigar qual seria o incentivo a ser dado para cada kWh produzido pelo sistema quando situado como beneficiário de cada um dos esquemas de suporte mencionados, de forma que o valor presente líquido do sistema alcançasse o valor zero em cinco anos. Para o sistema com a PEM, na presença do esquema S1, verifica-se que há necessidade de um incentivo menor para a estratégia de modulação que segue o perfil de demanda do usuário, que é a estratégia que menos depende de importação de energia da rede elétrica. Assim, a superioridade deste tipo de modulação se confirma também do ponto de vista econômico, além do energético.

Por fim, foi feita uma análise de sensibilidade assumindo a total ausência de esquemas de suporte, o que resultou nas curvas exibidas na Figura 2.21. Para o uso da PEM, é possível ver que para a estratégia de modulação que segue o consumo do usuário, uma redução anual de 30% no custo do investimento faria zerar o valor presente líquido em aproximadamente 5 anos, enquanto que uma redução de custo no patamar de 50% o faria em 4 anos.

O trabalho desenvolvido por Najafi et al. (NAJAFI; MAMAGHANI, 2015) consistiu na avaliação comparativa de um sistema de cogeração residencial na presença de uma célula a combustível a alta temperatura, HT-PEM, em substituição à uma célula a combustível a baixa temperatura, LT-PEM, originalmente inclusa na planta. Um modelo matemático detalhado da nova configuração foi elaborado, incluindo a célula a combustível HT-PEM, um reformador de combustível, trocadores de calor e alguns outros componentes.

O comportamento do conjunto de pré-processamento de combustível (re-

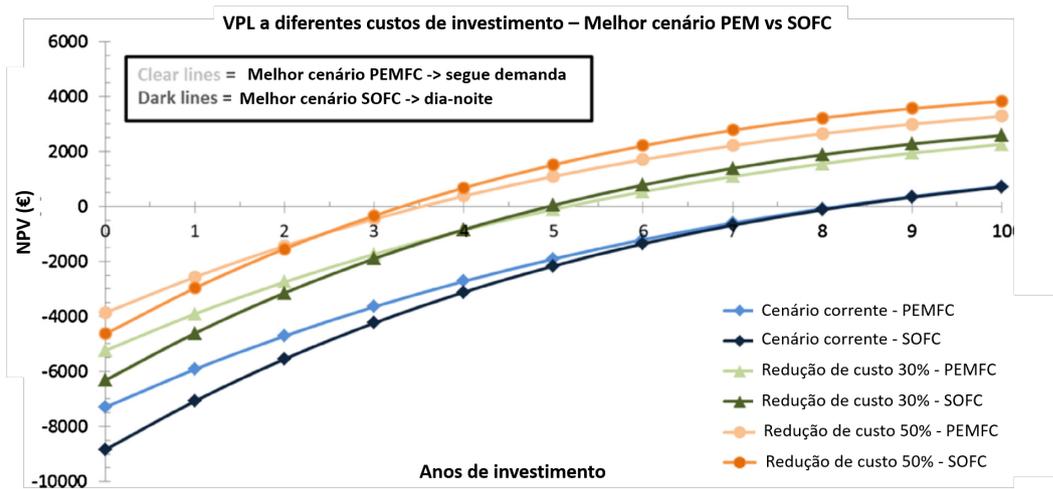


Figura 2.21: VPL do sistema de célula de combustível.(NAPOLI; GANDI-GLIO, 2015)

formador + reator deslocamento gás-água) foi investigado através de análises da composição do gás resultante das operações de reforma do gás natural e de deslocamento gás-água. As frações molares em base seca obtidas estão expostas na Tabela 2.1, onde são comparadas com resultados experimentais

Tabela 2.1: Frações molares do gás de saída do reator vapor-metano e do reator de deslocamento gás-água(NAJAFI; MAMAGHANI, 2015)

Reator	CH ₄ (%)	H ₂ (%)	CO(%)	CO ₂ (%)	N ₂ (%)
Vapor-metano(exp.)	4,5	74,9	5,1	15,1	0,4
Vapor-metano(modelo)	5,2	74,5	4,78	15	0,4
WGS(exp.)	4,5	75,3	1,2	18,5	0,4
WGS(modelo)	5	75,4	0,8	18,2	0,4

Os autores puderam observar um aumento considerável da eficiência elétrica da planta quando operando a base de uma célula HT-PEM, com melhora de 21,18% para 29,21%. A potência elétrica fornecida com base na célula HT-PEM foi de 27,52%, também superando largamente o mesmo indicador para a LT-PEM, situado em 20,45%. Por outro lado, houve apenas tímido decréscimo em perdas de eficiência térmica, que caiu de 55,13% do modelo original para 52,93% com a HT-PEM.

Também foi conduzida uma análise de sensibilidade do novo sistema a mudança de certos parâmetros de operação. Os primeiros parâmetros investigados foram a razão vapor/carbono (*steam/carbon* ou S/C) juntamente com a razão entre o combustível auxiliar e o combustível de processamento. É considerado combustível auxiliar o metano injetado no gás de saída do anodo da célula a combustível que, juntamente com o hidrogênio restante no gás já processado pela célula, é queimado por um combustor para produzir energia

destinada a alimentar o reator vapor-metano e outros processos de geração de calor envolvidos na operação do sistema. O índice usado para representar o impacto da variação destes parâmetros no sistema é o fator de reforma, que mede a razão entre o calor carregado pelo gás rico em hidrogênio na saída do reformador e o calor carregado pelo metano na entrada. A Figura 2.22 ilustra os resultados obtidos nesta análise:

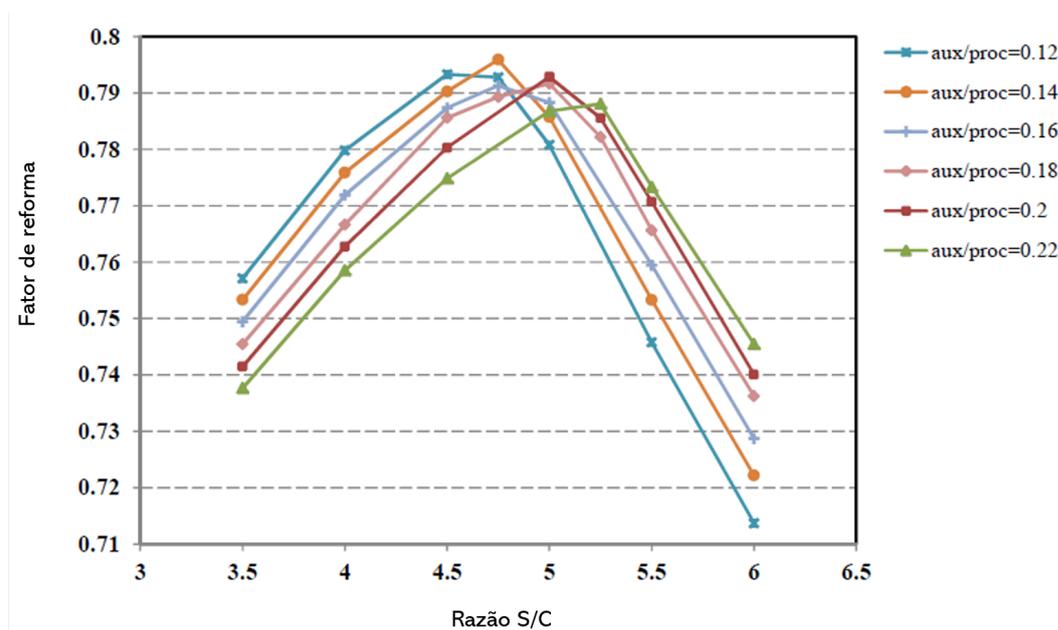


Figura 2.22: Impacto das razões S/C e combustível auxiliar/processado no fator de reforma (NAJAFI; MAMAGHANI, 2015)

Neste caso, observou-se a presença de dois efeitos concorrentes entre si. Primeiramente, maiores razões S/C correspondem a uma maior produção de hidrogênio pelo reator. No entanto, o aumento da razão S/C também acaba por provocar uma diminuição da temperatura do vapor que chega ao reator vapor-metano, prejudicando a produção de hidrogênio. Assim, explica-se a tendência ascendente das curvas até atingir um ponto ótimo, seguindo-se uma queda para razões S/C maiores. Também se pôde notar que o escalonamento da razão combustível auxiliar/processado conduz o ponto ótimo do fator de reforma para valores de razão S/C cada vez maiores.

Por fim, o trabalho de Gabriel (2020) serve de base para os desenvolvimentos subsequentes realizados no atual estudo, debruçando-se sobre a investigação via simulação numérica dos aspectos energético, econômico e ambiental de um sistema híbrido on-grid de geração de calor e potência usando uma célula a combustível PEMFC de 5 kW, um reformador de gás natural, painéis fotovoltaicos e um banco de baterias, sendo esta a mesma configuração que se pretende investigar na abordagem do presente trabalho. O reformador de gás natural foi incluído na análise supracitada através da imposição de uma

eficiência fixa de produção de hidrogênio, além de também se assumir que célula a combustível operava sempre à máxima potência quando solicitada. É considerada a adesão dos beneficiários por longos intervalos de tempo, estabelecido um máximo de 20 anos, sendo simulada a operação do sistema a partir de perfis de demanda elétrica residencial e industrial.

No aspecto econômico, foram constatados comportamentos específicos do valor presente líquido associado ao sistema quando considerados estímulos conjunturais como a evolução das tarifas de eletricidade e gás natural, bem como regime de tarifação dos créditos de energia. Concluiu-se que há pouca dependência do sistema proposto em relação ao aumento das tarifas de eletricidade e gás natural para os casos com cogeração, havendo adiamentos de 3 a 6 anos no tempo de compensação financeira dos usuários para os casos sem cogeração. Quando investigado o efeito de possíveis variações no regime de tarifação dos créditos de energia, foi observada pouca mudança no desempenho em valor presente líquido, o que se explica pela baixa dependência do sistema híbrido em relação à rede elétrica quando do uso por parte de poucos usuários.

Outros dois parâmetros foram explorados na avaliação do desempenho econômico, sendo eles: configuração do sistema e número de consumidores. Quanto ao primeiro, descobriu-se que a configuração mais lucrativa para ambas as categorias de consumo (residencial e industrial) é a que inclui apenas a unidade CHP - reunindo célula a combustível e reformador de gás natural - e sistema de geração solar fotovoltaica, sendo seguida pela configuração completa, compreendendo também o banco de baterias. Por fim, verificou-se que o aumento do número de consumidores simultâneos do sistema provê compensação financeira em menos tempo caso se mantenha um aumento anual da tarifa elétrica na taxa de 2%. Nesse sentido, a melhora mais vigorosa da performance financeira é obtida enquanto houver pouca dependência da rede elétrica, condição característica dos casos em que o sistema se encontra superdimensionado.

Quando avaliado o impacto ambiental implicado na adesão ao sistema híbrido proposto, chegou-se à conclusão de que a combinação do CHP com painéis fotovoltaicos foi a menos poluente, sendo obtidos resultados mais amigáveis em termos de emissão equivalente que a média da matriz energética brasileira e outras tecnologias convencionais de geração de energia (turbinas a gás, ciclo Stirling e ciclo Diesel) para todos os casos em que se incluiu cogeração. Nos casos sem cogeração, bons resultados foram obtidos quando comparada a emissão equivalente do sistema com a emissão média da matriz americana e com tecnologias CHP convencionais também sem cogeração.

3

Modelagem teórica

O presente trabalho tem por objetivo a simulação de um sistema de geração de calor e potência a atender consumidores residenciais e industriais. Para isso, cada componente desse sistema requer o uso de modelos específicos que levem em conta suas condições operacionais bem como fatores ambientais que sobre eles possa influir, sendo possível finalmente obter as respostas que cada um pode fornecer dentro dos limites de suas respectivas funções no funcionamento desse sistema. Assim, o capítulo atual fornece a descrição detalhada do equacionamento envolvido na modelagem matemática de cada um dos componentes, revelando a maneira como cada um é introduzido no algoritmo de simulação numérica do conjunto.

3.1

Sistema híbrido

O presente estudo concentra-se na avaliação de um sistema híbrido de geração de energia conectado à rede elétrica contando, quando em sua configuração completa, com painéis solares, um banco de baterias, um inversor bidirecional e uma unidade CHP com reformador e célula PEM de 5 kW adquirida pela PUC-Rio em parceria com a empresa Guascor, tendo sido produzida pela fabricante grega Helbio. A Figura 3.1 fornece um esquema ilustrativo da configuração completa do sistema.

A unidade CHP compreende uma célula a combustível PEM e um reformador de gás natural. Caso se opte pela cogeração, o aproveitamento do rejeito térmico da PEM é realizado através de um trocador de calor tipo *double pipe*. No caso de uma célula PEM, deve-se garantir a presença mínima de monóxido de carbono no gás combustível (tipicamente, abaixo de 10 ppm), a fim de preservá-la, o que costuma ser feito através de reações conduzidas em reatores auxiliares.

O banco de baterias é responsável pelo armazenamento de energia excedente produzido pelo sistema, quando a produção supera a demanda. Os painéis fotovoltaicos são a fonte de energia renovável do sistema e operam como fornecedores complementares de energia elétrica. Por fim, o inversor bidirecional é responsável pelo acoplamento do sistema à rede elétrica, atuando no gerenciamento da energia produzida ao permitir o fluxo bidirecional de potência entre os barramentos CC e CA. Dado o conhecimento da composição geral do sistema e suas inter-relações, as seguintes seções são dedicadas à

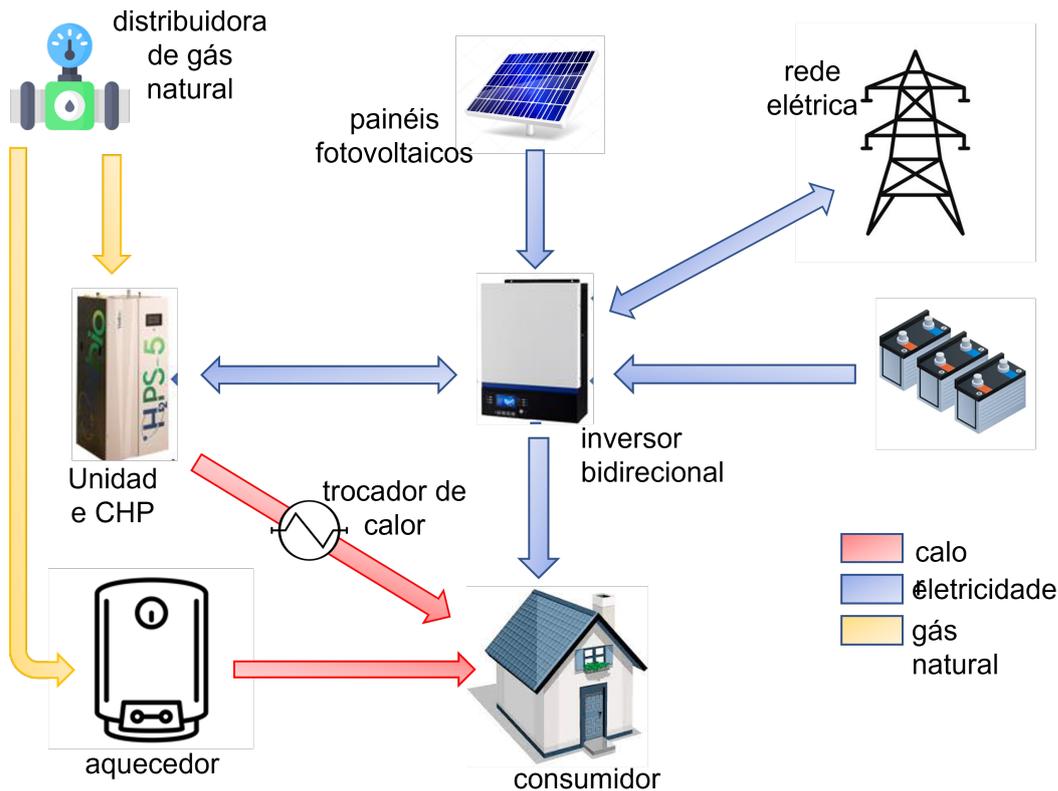


Figura 3.1: Esquema do sistema híbrido em configuração completa.

descrição dos modelos teóricos empregados na previsão do comportamento de cada um deles. Alguns dos dados empregados como dados de entrada dos equacionamentos foram estimados com base em valores encontrados na literatura, outros foram aproximados por meio de manuais e *datasheets* de sistemas reais adquiridos pela PUC-Rio.

O sistema CHP simulado no presente trabalho é tomado como um conjunto integrado de equipamentos cujo arranjo encontra-se representado no esquema da Figura 3.2.

Primeiramente, o Compressor 1 é responsável pela pressurização do gás natural proveniente da rede de abastecimento, $\dot{m}_{gn,cp}$, até que este alcance a pressão em que haverá de ocorrer a reforma (dada geralmente a pressões maiores que a pressão ambiente), havendo consumo de potência, W_{comp} , no processo. O Trocador de calor 1 participa do pré-aquecimento do gás natural que adentra a unidade CHP para que esta seja nivelada a temperatura em que ocorrerá a reforma, fornecendo ao insumo o calor necessário para tanto, \dot{Q}_{paq} , que, por sua vez, é derivado da combustão de gás natural à vazão $\dot{m}_{gn,cb1}$ que ocorre no Combustor 1 (neste caso, é admitido gás natural como metano puro).

A partir daí, inicia-se a participação do módulo em que ocorre o pro-

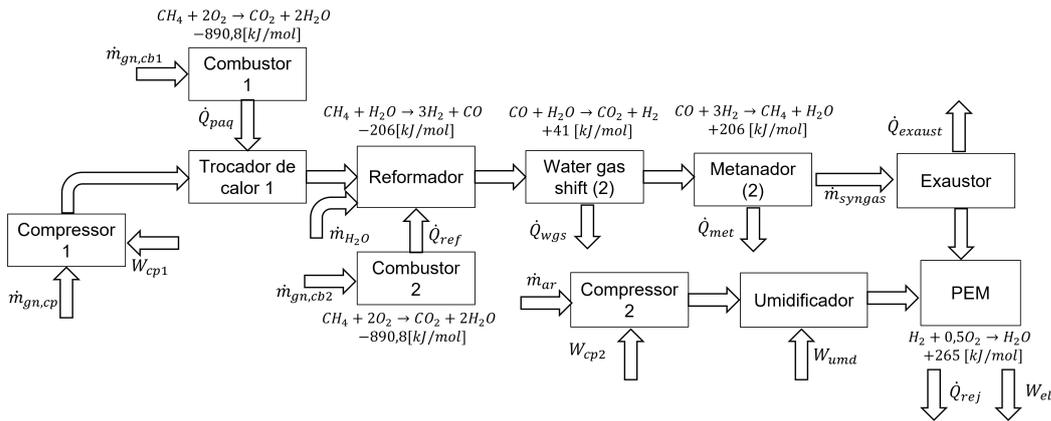


Figura 3.2: Configuração da unidade CHP.

cessamento do gás natural devidamente aquecido e comprimido, dando-se sua transformação em gás de síntese rico em hidrogênio, simbolizado por \dot{m}_{syngas} . Este processamento é possibilitado pela ocorrência de reações químicas sediadas em cinco reatores, a saber: um reator de reforma a vapor, dois reatores deslocamento gás-água e dois reatores de metanação. O primeiro deles, o reator de reforma a vapor é o que promove maior mudança na composição molar, no qual o gás natural reage com água, \dot{m}_{H_2O} (admitida já em estado propício de pressão e temperatura), numa proporção determinada pelo fator S/C ou *steam to carbon ratio*. A reforma a vapor é endotérmica, exigindo suprimento de calor para realizar-se, o que, no arranjo considerado, é garantido pelo trabalho do denominado Combustor 2, onde ocorre queima de gás natural (admitido como metano puro) com vazão $\dot{m}_{gn,cb2}$ e liberação do calor requerido para a reforma a vapor, \dot{Q}_{ref} . Os reatores de deslocamento gás-água e de metanação complementam o processo, reduzindo a participação molar do monóxido de carbono no gás em processamento até o limite máximo aceitável para evitar danos a célula a combustível (10 ppm), através de reações exotérmicas, cujos rejeitos térmicos são simbolizados por \dot{Q}_{wgs} e \dot{Q}_{met} . No caso dos reatores *water gas shift*, há simultaneamente um incremento na fração molar de hidrogênio, contrário do que se vê nos reatores de metanação que, basicamente, promovem o processo inverso do que ocorre no reator de reforma a vapor.

O gás de síntese, \dot{m}_{syngas} , é encaminhado para um trocador de calor de exaustão, onde terá sua temperatura sintonizada à temperatura de operação da célula a combustível, normalmente situada num patamar menor que o da temperatura dos reatores de metanação, última etapa do módulo de processamento descrito anteriormente. Nesta etapa, a liberação de calor é representada por $\dot{Q}_{exhaust}$. Como componentes auxiliares da célula a combustível, são considerados um compressor, denominado Compressor 1, e um umidificador. O uso do compressor é justificado pela pressão de operação da célula a combustível,

usualmente acima da pressão ambiente. Seu uso requer o consumo de potência, simbolizada por \dot{W}_{comp} . Já a energia necessária para a umidificação de gás no anodo e no catodo da célula a combustível é representada por \dot{W}_{umd} . Por fim, na célula a combustível efetiva-se a produção de eletricidade \dot{W}_{el} e energia térmica de rejeito \dot{Q}_{rej} destinados ao uso do consumidor.

As etapas acima descritas são apresentadas em detalhe nas discussões subsequentes, que apresentam a modelagem dos equipamentos envolvidos.

3.1.1 Unidade CHP

3.1.1.1 Reformador de gás natural

A reforma do gás natural tem por finalidade a produção de uma mistura rica em hidrogênio e suficientemente pobre em CO (< 10 ppm). Assim, visando simular a operação do reformador embutido no modelo de CHP da Helbio, H2PS-5, são tomadas as três reações químicas que representam os estágios operacionais a compor o processo de preparação do gás de síntese, seguindo as informações nominais do equipamento. São estas: reforma a vapor, deslocamento gás-água e metanação.

A hipótese de um aproveitamento completo do gás natural para a produção de gás de síntese, rico em hidrogênio, não deve ser considerada tão realista, já que o insumo distribuído comercialmente não é integralmente constituído por metano, sendo comum a presença de outras substâncias como etano, propano, butano e nitrogênio. Por essa razão, o presente trabalho apresenta duas formas diferentes de modelar o processo de reforma.

Uma delas é dirigida para o caso ótimo, no qual o gás natural é considerado metano puro, utilizando como ferramenta de cálculo o método das constantes de equilíbrio. Este método também é empregado na simulação dos reatores de deslocamento gás-água e metanação.

A outra contempla os casos mais condizentes com a realidade do gás natural comercializado, sendo prevista a presença de espécies espúrias. Estes casos são resolvidos através do método de minimização da energia livre de Gibbs, que é empregado apenas para a simulação do reator de reforma a vapor.

A Figura (3.3) mostra um fluxograma que esclarece o procedimento adotado no presente trabalho para simulação da reforma de gás natural.

Para o modelo em estudo, assumiu-se a ocorrência de equilíbrio termodinâmico para as reações químicas envolvidas na reforma de gás natural. Todos os gases foram considerados ideais e todas as reações conduzidas, a princí-

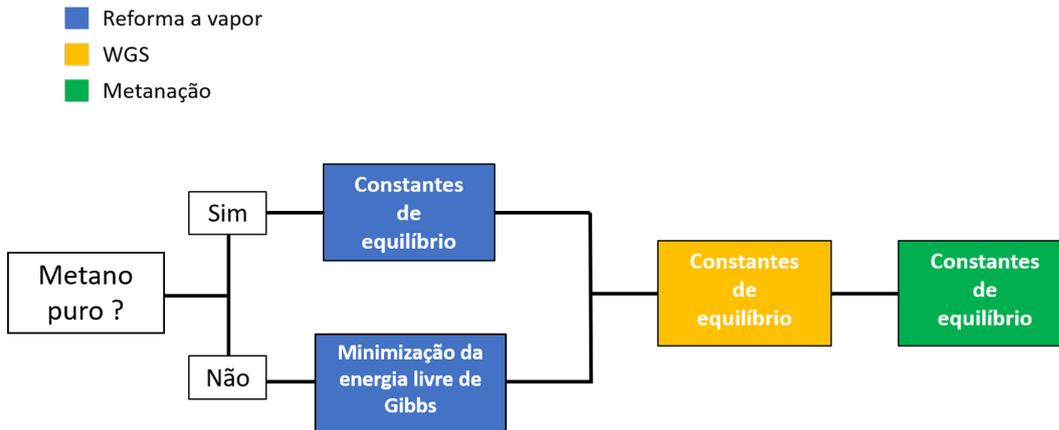


Figura 3.3: Fluxograma representativo do método de simulação de reforma de gás natural do presente trabalho

pio, a pressão de 1 atm. Portanto, a expressão que descreve a constante de equilíbrio, dependente apenas da temperatura, de uma equação genérica j é a Equação (3-1) (JARUNGTHAMMACHOTE, 2006):

$$K_{e,j} = \prod_i x_i^{v_i} \left(\frac{P}{P_0} \right)^{\sum_i v_i} \quad (3-1)$$

Primeiramente, as constantes de equilíbrio para as reações de reforma a vapor é dada pela Equação (3-2):

$$K_{e,ref} = \frac{(n_{CO})(n_{H_2})^3}{(n_{CH_4})(n_{H_2O})(\sum_i n_i)} \left(\frac{P}{P_0} \right)^2 \quad (3-2)$$

Onde i representam as espécies envolvidas na reação de reforma a vapor, sendo $i = CH_4, H_2O, CO, H_2$. Esta mesma expressão também é aplicada para a reação de metanação, já que esta é o inverso da reação de reforma a vapor, sendo, portanto, tipificada através da presença excessiva das espécies do lado direito (produtos) na reação da Equação (3-3).

A equação que expressa a constante de equilíbrio da reação de deslocamento gás-água é dada pela Equação (3-3):

$$K_{e,wgs} = \frac{(n_{CO_2})(n_{H_2})}{(n_{CO})(n_{H_2O})} \quad (3-3)$$

Mediante as condições impostas pelas Equações (3-2) e (3-3), a Equação (3-4) foi usada para o estado de equilíbrio de uma mistura ideal de gases:

$$\ln K_e = - \frac{\Delta G_T^0}{RT} \quad (3-4)$$

Onde ΔG_T^0 representa a energia livre de Gibbs de uma reação a uma

dada temperatura T . Esta grandeza é obtida através da Equação (3-5):

$$\Delta G_T^0 = \Delta H_T^0 - T\Delta S_T^0 \quad (3-5)$$

A entalpia de reação é resultado da soma entre a entalpia de reação na temperatura de referência (298,15 K) e uma parcela incremental da mesma grandeza até a temperatura em que a reação efetivamente ocorre, como mostrado na Equação (3-6):

$$\Delta H_T^0(T) = H_T^0(298, 15K) + \sum_i v_i(H_i^0(T) - H_i^0(298, 15K)) \quad (3-6)$$

Já a entropia de reação a uma temperatura T é calculada em termos absolutos, sendo seu cálculo expresso pela Equação (3-7):

$$\Delta S_T^0(T) = \sum_i v_i S_i^0(T) \quad (3-7)$$

A parcela incremental da entalpia inclusa na Equação (3-6) pode ser calculada através da relação contida na Equação (3-8):

$$H_i^0(T) - H_i^0(298, 15K) = \int_{298,15K}^T \tilde{C}_p^0 dT \quad (3-8)$$

A entropia por espécie pode ser obtida através da expressão da Equação (3-9):

$$S_i^0(T) = \int_{T_{ref}}^T \frac{\tilde{C}_p^0}{T} dT \quad (3-9)$$

O calor a pressão constante é obtido através de uma relação polinomial encontrada na literatura (CHASE, 1985), que permite o cálculo das grandezas calor específico, entalpia e entropia através das relações presentes nas Equações (3-10), (3-11) e (3-12):

$$\tilde{C}_p^0 = A + Bt + Ct^2 + Dt^3 + \frac{E}{t^2} \quad (3-10)$$

$$H_i^0(T) - H_i^0(298, 15K) = At + B\frac{t^2}{2} + C\frac{t^3}{3} + D\frac{t^4}{4} - \frac{E}{t} + F - H \quad (3-11)$$

$$S_i^0(T) = A \ln t + Bt + C\frac{t^2}{2} + D\frac{t^3}{3} - \frac{E}{2t^2} + G \quad (3-12)$$

Os valores dos coeficientes respectivos à cada uma das espécies químicas envolvidas nas reações estão relacionados na Tabela 3.1:

	A	B	C	D	E	F	G	H
CH ₄	-0,703	108,477	-42,522	5,863	0,679	-76,844	158,716	-74,873
CO	25,567	6,096	4,055	-2,671	0,131	-118,010	227,366	-110,527
CO ₂	24,997	55,187	-33,691	7,948	-0,137	-403,607	228,243	-393,522
H ₂	33,066	-11,363	11,433	-2,773	-0,158	-9,980	172,708	0,0
H ₂ O	30,092	6,832	6,793	-2,534	0,082	-250,881	223,397	-241,826

Tabela 3.1: Coeficientes para cálculo do calor específico a pressão constante (CHASE, 1985).

A fim de assegurar a precisão da ferramenta construída, é proposta a validação do modelo de constantes de equilíbrio através da comparação dos resultados por ele gerados com os resultados gerados por uma abordagem cinética das reações envolvidas na reforma. Em poucas palavras, pode-se dizer que a abordagem cinética baseia-se no uso de relações matemáticas semi-empíricas usadas para determinar a velocidade de ocorrência de reações químicas quando na presença de um elemento catalisador. No caso específico das reações de reforma a vapor/metanação (uma equivale à outra em sentido contrário) e deslocamento gás-água, as Equações (3-13) e (3-14) apresentam suas respectivas expressões cinéticas (ROUX, 2011), em $kmol/kg_{cat} \cdot h$:

$$r_{ref} = \frac{k_{ref}}{P_{H_2}^{2,5}} \left(P_{CH_4} P_{H_2O} - \frac{P_{H_2}^3 P_{CO}}{K_{e,ref}} \right) / DEN^2 \quad (3-13)$$

$$r_{wgs} = \frac{k_{wgs}}{P_{H_2}} \left(P_{CO} P_{H_2O} - \frac{P_{H_2} P_{CO_2}}{K_{e,wgs}} \right) / DEN^2 \quad (3-14)$$

Os termos P_i representam as pressões parciais de cada espécie, k_{ref} e k_{wgs} são constantes de taxa das reações, já $K_{e,ref}$ e $K_{e,wgs}$ são as constantes de equilíbrio das reações. As constantes de equilíbrio são calculadas como na Equação (3-1), já as constantes de taxa são obtidas através da fórmula descrita na Equação (3-15):

$$k_j = k_{j,0} \cdot \exp \left(\frac{E_j}{R} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (3-15)$$

A temperatura T_{ref} foi tomada como 648K, seguindo o procedimento obtido em literatura (ROUX, 2011). O termo DEN das Equações (3-13) e (3-14) é calculado pela Equação (3-16):

$$DEN = 1 + K_{a,CO} P_{CO} + K_{a,H_2} P_{H_2} + K_{a,CH_4} P_{CH_4} + K_{a,H_2O} \frac{P_{H_2O}}{P_{H_2}} \quad (3-16)$$

Onde $K_{a,i}$ são chamados constantes de adsorção. Estas são calculados através da fórmula expressa na Equação (3-17):

$$K_{a,i} = K_{a,i}^0 \cdot \exp\left(\frac{E_j}{R} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right)\right) \quad (3-17)$$

Os valores das constantes $k_{j,0}$, $K_{a,i}^0$ e E_j estão disponíveis na literatura, sendo devidamente relacionados no estudo que serve de base para a modelagem cinética proposta (ROUX, 2011).

O modelo numérico da reforma do gás natural em sua composição comercial ou complexa se utiliza do método de minimização da energia livre de Gibbs para fazer previsões sobre a composição do gás de síntese a ser fornecido como produto do reformador. Esta abordagem não requer a especificação de nenhum mecanismo reacional (GORDON; MCBRIDE, 1994). A energia livre de Gibbs de um dado sistema é quantificada pela expressão da Equação(3-18):

$$dG = \sum_{j=1}^{NE} g_j dN_j \quad (3-18)$$

Onde NE é equivalente ao número total de espécies no sistema e g_j é a energia livre de Gibbs da espécie j .

A energia livre de Gibbs de uma dada espécie é dada pela Equação(3-19):

$$g_j = g_j^0 + RT \ln\left(\frac{n_j}{\sum_{j=1}^{NE} n_j} \frac{P}{P_0}\right) \quad (3-19)$$

Onde g_j^0 é obtido através da fórmula da Equação (3-20):

$$g_j^0 = h_j - Ts_j \quad (3-20)$$

Os termos h_j e s_j referentes à entalpia e a entropia por espécie, respectivamente, são calculados por meio das expressões das Equações (3-21) e (3-22):

$$h_j = h_{j,Tref} + \int_{Tref}^T \tilde{C}_p^0 dT \quad (3-21)$$

$$s_j = s_{j,Tref} + \int_{Tref}^T \frac{\tilde{C}_p^0}{T} dT \quad (3-22)$$

Finalmente, a eficiência térmica do módulo reformador (reforma a vapor + deslocamento gás-água + metanação) é dada por meio da Equação (3-23), enquanto a eficiência exergética é obtida por meio da Equação (3-24):

$$\eta_{th} = \frac{\dot{m}_{gn} \cdot LHV_{syngas}}{\dot{m}_{gn} \cdot LHV_{gn} + W_{cp1} + \dot{Q}_{cb1} + \dot{Q}_{cb2}} \quad (3-23)$$

$$\eta_{ex} = \frac{\dot{m}_{gn} \cdot Ex_{syngas}}{\dot{m}_{gn} \cdot Ex_{gn} + W_{cp1} + \dot{Q}_{cb1} \left(1 - \frac{T_0}{T_{ref}}\right) + \dot{Q}_{cb2} \left(1 - \frac{T_0}{T_{ref}}\right)} \quad (3-24)$$

3.1.1.2

Compressores

O consumo elétrico referente aos compressores utilizados na unidade CHP (Compressor 1 e Compressor 2) é obtido segundo a fórmula presente na Equação (3-25) (BANIASADI; TOGHYANI, 2017):

$$W_{comp} = \frac{\dot{m}_{in} C_{p,in} T_{in}}{\eta_{comp}} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \quad (3-25)$$

Onde η_{comp} corresponde à eficiência mecânica do compressor e k representa a razão de calores específicos a pressão e a volume constante do gás a ser comprimido. Os termos P_1 e P_2 são as pressões a jusante e a montante do compressor, respectivamente. Já \dot{m}_{in} , $C_{p,in}$ e T_{in} são a vazão mássica, o calor específico a pressão constante e a temperatura de entrada do gás.

Segundo o esquema da Figura 3.2, no caso do Compressor 1, o gás a ser comprimido é gás natural a temperatura ambiente (298,15 K), cujo calor específico é de aproximadamente 2,226 kJ/kgK e cuja razão de calores específicos fica em torno de 1,31 (BANIASADI; TOGHYANI, 2017).

Já o trabalho do Compressor 2 consiste em pressurizar ar a temperatura ambiente (298,15 K) até a pressão de trabalho da célula a combustível. O calor específico do ar a temperatura ambiente é de aproximadamente 0,7180 kJ/kgK e sua razão de calores específicos é de cerca de 1,40 (ÇENGEL; BOLES, 2014).

Para ambos os compressores, a eficiência de compressão η_{comp} é fixada em 70%, seguindo valor proposto em literatura para atribuição análoga (BANIASADI; TOGHYANI, 2017).

As vazões mássicas de gás natural e de ar em kg/min que adentram aos compressores 1 e 2, respectivamente, são obtidas através das Equações (3-26) e (3-27) (SPIEGEL, 2011), sendo estimadas a partir de alguns parâmetros operacionais da célula a combustível:

$$\dot{m}_{gn,cp} = M_{gn} \cdot 60 \cdot \frac{S_{H_2} \cdot j \cdot n_{cell} \cdot A_{cell}}{2 \cdot F \cdot y_{H_2}} \cdot \frac{\sum y_{syngas}^C}{\sum C \cdot y_{gn}^C} \quad (3-26)$$

$$\dot{m}_{ar} = 60 \cdot \frac{1}{r_{O_2}} \cdot \frac{S_{O_2}}{4 \cdot F} \cdot M_{ar} \cdot j \cdot n_{cell} \cdot A_{cell} \quad (3-27)$$

Onde M_{gn} e M_{ar} são as massas molares de gás natural e ar em kg, $y_{syn gas}^C$ é a fração molar de cada espécie composta por carbono no gás de síntese produzido pelo reformador, y_{gn}^C é a fração molar de cada espécie composta por carbono no gás natural que adentra o reformador, C é a quantidade de átomos de carbono na fórmula química de cada espécie, y_{H_2} é a fração molar de hidrogênio no gás de síntese e r_{O_2} é a fração molar de oxigênio no ar, aproximadamente igual a 21% (SPIEGEL, 2011). Os termos j e n_{cell} representam, respectivamente, a densidade de corrente e o número de células unitárias da célula a combustível.

3.1.1.3 Combustores

O cálculo que convém aos combustores utilizados (Combustor 1 e 2) fornece como resultado a vazão mássica do gás natural requerida em cada um dos equipamentos para suprir as demandas térmicas de pré-aquecimento do gás natural e de condução da reação endotérmica da reforma, \dot{Q}_{paq} e \dot{Q}_{ref} , respectivamente (ver Figura 3.2). Considerada a combustão de gás natural (admitido como metano puro nestes casos), tal vazão é obtida dividindo o calor demandado pelo poder calorífico inferior do metano. Assim, para o combustor 1, aplica-se a Equação (3-28):

$$\dot{m}_{gn,cb1} = M_{gn} \cdot \frac{\dot{Q}_{paq}}{PCI_{CH_4}} \quad (3-28)$$

Em que \dot{Q}_{paq} é calculada na base kJ/min e LHV_{CH_4} é dado em kJ/mol , sendo quantificado em $802,6 kJ/mol$ (ABBAS; DUPONT, 2017). O cálculo da potência térmica demandada para o pré-aquecimento do gás natural está condicionado à composição admitida para o mesmo. Se considerado gás natural como metano puro, o calor requerido, em kJ/mol , é calculado a partir da Equação (3-29).

$$Q_{paq} = H_{CH_4}^0(T_{ref}) - H_{CH_4}^0(298,15K) = \int_{298,15K}^{T_{ref}} \tilde{C}_{p,CH_4}^0 dT \quad (3-29)$$

Quando o cálculo é feito tendo por premissa uma composição de gás natural mais próxima à realidade, contendo espécies além do metano (butano, etano, propano, etc.), deve ser levada em conta a fração molar de cada

espécie. Uma aproximação de composição típica de gás natural distribuído comercialmente é exibida na Tabela 3.2 (CAMPARINI; VALENTI, 2014):

Espécie	vol.(%)
CH ₄	89,24
CO ₂	2,59
C ₂ H ₆	7,86
C ₃ H ₈	0,24
C ₄ H ₁₀	0,07

Tabela 3.2: Composição típica de gás natural.

De forma que a demanda térmica específica, em kJ/mol , é calculada como na Equação (3-30), na qual n corresponde ao número de espécies envolvidas na composição do gás natural.

$$Q_{paq} = \sum_i^n x_i \cdot (H_i^0(T_{ref}) - H_i^0(298,15K)) = \sum_i^n x_i \cdot \int_{298,15K}^{T_{ref}} \tilde{C}_{p,i}^0 dT \quad (3-30)$$

Assim, a potência térmica é dada pela Equação (3-31), onde $\dot{m}_{gn,cp}$ é a corrente de gás natural de uso principal no sistema, ou seja, a vazão que será aplicada aos reformadores e transformada em gás de síntese:

$$\dot{Q}_{paq} = \dot{m}_{gn,cp} \cdot \frac{1}{M_{gn}} \cdot Q_{paq} \quad (3-31)$$

Já no caso do combustor 2, a respectiva vazão mássica de gás natural é calculada a partir da Equação (3-32):

$$\dot{m}_{gn,cb2} = M_{gn} \cdot \frac{\dot{Q}_{ref}}{LHV_{CH_4}} \quad (3-32)$$

Onde \dot{Q}_{ref} é quantificado através de um balanço energético, realizado como na Equação (3-33), onde a quantidade de calor demandada pela reforma a vapor é igual a diferença entre a entalpia que deixa o reformador e a entalpia que entra no reformador:

$$\dot{Q}_{ref} = \dot{m}_{gn,cp} \cdot \frac{1}{M_{gn}} \cdot \left(\sum_{i,sai}^n x_{i,sai} \cdot H_{i,sai}^0(T_{ref}) - \sum_{i,entra}^n x_{i,entra} \cdot H_{i,entra}^0(T_{ref}) \right) \quad (3-33)$$

3.1.1.4 Umidificador

A energia térmica necessária para umidificar o ar no anodo e no catodo da célula a combustível é usada para converter vapor d'água a temperatura ambiente em vapor saturado à temperatura de entrada da célula a combustível, como se segue nas Equações (3-34) e (3-35):

$$W_{umd,an} = \dot{n}_{H_2O-ar} \cdot (H_{H_2O}^0(T_{cell}) - H_{H_2O}^0(298, 15K)) \quad (3-34)$$

$$W_{umd,cat} = \dot{n}_{H_2O-H_2} \cdot (H_{H_2O}^0(T_{cell}) - H_{H_2O}^0(298, 15K)) \quad (3-35)$$

Onde T_{cell} é a temperatura de operação da célula a combustível (as temperaturas do anodo e do catodo são consideradas iguais para fins de simplificação do modelo). Já \dot{n}_{H_2O-ar} e $\dot{n}_{H_2O-H_2}$ são os fluxos molares de vapor d'água do ar e do hidrogênio umidificados, respectivamente. Estes são quantificados pelas Equações (3-36) e (3-37):

$$\dot{n}_{H_2O-ar} = \frac{S_{H_2}}{2F} \cdot \frac{\varphi \cdot P_{H_2O}^{sat}(T_{cell})}{P_a - \varphi \cdot P_{H_2O}^{sat}(T_{cell})} \cdot j \cdot n_{cell} \cdot A_{cell} \quad (3-36)$$

$$\dot{n}_{H_2O-H_2} = \frac{S_{O_2}}{4 \cdot F \cdot r_{O_2}} \cdot \frac{\varphi \cdot P_{H_2O}^{sat}(T_{cell})}{P_c - \varphi \cdot P_{H_2O}^{sat}(T_{cell})} \cdot j \cdot n_{cell} \cdot A_{cell} \quad (3-37)$$

3.1.1.5 Exaustor

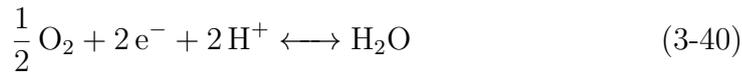
O exaustor do sistema CHP é onde ocorre a liberação do calor transportado pelo gás de síntese que sai do módulo reformador até o alcance da temperatura de operação da célula a combustível. Assim, o cálculo do calor liberado nesta etapa se dá segundo a fórmula da Equação (3-38), onde T_{met} é a temperatura do gás de síntese, considerada igual à temperatura do último reator de metanação do módulo reformador:

$$\dot{Q}_{exhaust} = \dot{n}_{syngas} \cdot \frac{1}{M_{syngas}} \cdot \left(\sum_i^n x_i \cdot (H_i^0(T_{cell}) - H_i^0(T_{met})) \right) \quad (3-38)$$

3.1.1.6

Célula a combustível

Numa célula a combustível, hidrogênio umidificado é injetado e oxidado no lado do anodo, enquanto ar umidificado é infundido no catodo, onde é reduzido, formando calor e água como subprodutos. As reações químicas ocorrentes no anodo e catodo, respectivamente, encontram-se descritas nas Equações (3-39) e (3-40):



Com vistas a calcular a potência fornecida pela célula a combustível, é necessária a determinação de sua voltagem líquida, sendo necessário garantir que perdas operacionais intrínsecas sejam devidamente subtraídas da voltagem considerada ideal e reversível, E_{rev} . Estas perdas de voltagem são classificadas em três principais ocorrências: perdas de ativação, E_{act} , perdas por concentração, E_{con} , e perdas ôhmicas, E_{ohm} . Assim, A voltagem real da célula a combustível pode ser estimada através da Equação (3-41)(BARBIR, 2013):

$$E_{cell} = E_{rev} - E_{act} - E_{ohm} - E_{con} \quad (3-41)$$

A voltagem ideal da célula a combustível, E_{rev} representa a máxima voltagem que pode ser produzida sem perdas ou irreversibilidades. Esta é calculada pela Equação (3-42), uma das variações da formulação de Nernst:

$$E_{rev} = 1,229 - 8,5 \cdot 10^{-4}(T_{cell} - 298,15) + 4,3085 \cdot 10^{-5} \cdot T_{cell} [\log(p_{\text{H}_2}) + \log(p_{\text{O}_2}^{0.5})] \quad (3-42)$$

Onde T_{cell} representa a temperatura de operação da célula a combustível em K e p_{H_2} e p_{O_2} são as pressões parciais de hidrogênio e oxigênio, calculadas por meio das relações presentes nas Equações 3-43 e 3-44 (ROWE; XIANGUO, 2001):

$$p_{\text{H}_2} = \frac{1 - P_{\text{H}_2\text{O}}^{sat}/P_{an}}{1 + \left(\frac{x_a}{2}\right) \left(1 + \frac{\delta_a}{S_{\text{H}_2}-1}\right)} \cdot P_{an} \quad (3-43)$$

$$p_{\text{O}_2} = \frac{1 - P_{\text{H}_2\text{O}}^{sat}/P_{cat}}{1 + \left(\frac{x_c}{2}\right) \left(1 + \frac{\delta_c}{S_{\text{O}_2}-1}\right)} \cdot P_{cat} \quad (3-44)$$

Onde S_{H_2} e S_{O_2} são estequiometrias do hidrogênio e do oxigênio anodo e catodo, respetivamente. As variáveis x_a e x_c são as razões molares de gás seco no anodo e no catodo, calculadas por meio das Equações 3-45 e 3-46:

$$x_a = \frac{x_{N_2} + x_{CO_2} + x_{CH_4} + x_{CO}}{x_{H_2} + x_{CO} + 4x_{CH_4}} \quad (3-45)$$

$$x_c = 3,762(ar) \quad (3-46)$$

Ainda reportando-se às Equações 3-43 e 3-44, a pressão de saturação da água $P_{H_2O}^{sat}$ é calculada a partir da Equação 3-47, quantificada em atm (ROWE; XIANGUO, 2001):

$$\log P_{H_2O}^{sat} = -2,1794 + 0,02953 \cdot (T_{cell,c} - 273,15) - 9,1837 \cdot 10^{-5} (T_{cell,c} - 273,15)^2 + 1,4454 \cdot 10^{-7} (T_{cell,c} - 273,15)^3 \quad (3-47)$$

Onde $T_{cell,c}$ representa a temperatura de operação da célula a combustível medida em graus celsius.

Objetivando calcular as perdas de voltagem por ativação, adota-se o modelo empírico descrito na Equação 3-48 (MANN; AMPHLETT, 2000):

$$E_{act} = \xi_1 + \xi_2 T_{cell} + \xi_3 T_{cell} [\log C_{O_2}] + \xi_4 T_{cell} [\log(i)] \quad (3-48)$$

Onde os termos ξ_i são coeficientes paramétricos que variam de célula para célula, cujos valores são definidos com base em equações teóricas fundamentadas cinética, termodinâmica e eletroquimicamente. Para o modelo apresentado neste trabalho, são adotados os valores $\xi_1 = -0,948$, $\xi_2 = 0,00354$, $\xi_3 = 7,6 \cdot 10^{-5}$ e $\xi_4 = -1,93 \cdot 10^{-4}$ (CORREA, 2004). Já o termo C_{O_2} refere-se à concentração de O_2 em mol/cm^3 , sendo dada pela Equação 3-49 (CHEN; TZENG, 2010):

$$C_{O_2} = \frac{P_{H_2}}{5,08 \cdot 10^{-6} \exp(77/T_{cell})} \quad (3-49)$$

Há também as perdas de voltagem ôhmicas, resultantes da resistência oferecida pela membrana sólida à transferência de prótons. No presente modelo, essas perdas são calculadas segundo a Equação 3-50, em que R_m contabiliza a resistência equivalente da membrana de troca de prótons e R_c é parâmetro específico de cada célula a combustível, ao qual geralmente é atribuído valor constante, por conta de dificuldades de mensurá-lo (CORREA, 2004) :

$$E_{ohm} = i \cdot (R_m + R_c) \quad (3-50)$$

A resistência R_m é quantificada por meio da Equação 3-51:

$$R_m = \frac{r_m l}{A_{cell}} \quad (3-51)$$

Os termos l e A_{cell} referem-se, respectivamente, à espessura de membrana e área ativa da célula a combustível. Já r_m é a resistividade específica da membrana, que resulta da Equação 3-52:

$$r_m = \frac{181,6 \left[1 + 0,03j + 0,062 \left(\frac{T}{303} \right)^2 j^{2,5} \right]}{[\lambda - 0,634 - 3j] \exp 4,18 \left[\frac{T-303}{T} \right]} \quad (3-52)$$

A variável λ é usada para estimar a quantidade de água na membrana da célula a combustível, sendo função do fator a , como mostrado nas Equações 3-53 e 3-54:

$$\lambda = 0,043 + 17,81a - 39,85a^2 + 36a^3 \quad \text{para } a \leq 1 \quad (3-53)$$

$$\lambda = 14 + 1,4(a - 1) \quad \text{para } 1 < a \leq 3 \quad (3-54)$$

Onde o fator a denota a atividade da água na membrana, sendo expresso por meio da Equação 3-55, onde estão relacionadas a umidade relativa, φ e a fração volumétrica de água líquida, s (JIAO; LI, 2011):

$$a = \varphi + 2s \quad (3-55)$$

As perdas por concentração são obtidas através da Equação 3-56 (PUKRUSHKAPAN; STEFANOPOLOU, 2002). Estas são devidas aos efeitos de transporte de massa que ocorrem ao longo da célula a combustível, que, por sua vez, provocam mudanças na concentração de hidrogênio e oxigênio, o que causa um decréscimo na pressão parcial desses gases. O termo j_{max} é a densidade de corrente limite, correspondendo ao ponto onde o combustível é usado à mesma taxa da máxima capacidade de suprimento.

$$E_{conc} = j \left(\beta_1 \frac{j}{j_{max}} \right)^{\beta_2} \quad (3-56)$$

O termo β_1 é calculado por meio das Equações 3-57 e 3-58 (PUKRUSHKAPAN; STEFANOPOLOU, 2002), enquanto ao termo β_2 é atribuído o valor 2 (MERT; DINCER, 2007).

$$\beta_1 = (7,16 \cdot 10^{-4} T_{cell} - 0,622) \left(\frac{p_{O_2}}{0,1173} + P_{H_2O}^{sat} \right) - 1,45 \cdot 10^{-3} T_{cell} + 1,68$$

para $\frac{p_{O_2}}{0,1173} + P_{H_2O}^{sat} < 2$

(3-57)

$$\beta_1 = (8,66 \cdot 10^{-5} T_{cell} - 0,068) \left(\frac{p_{O_2}}{0,1173} + P_{H_2O}^{sat} \right) - 1,60 \cdot 10^{-4} T_{cell} + 0,54$$

para $\frac{p_{O_2}}{0,1173} + P_{H_2O}^{sat} \geq 2$

(3-58)

As Equações (3-59), (3-60), (3-61), (3-62) e (3-63) compreendem o equacionamento das vazões mássicas referentes à cada um dos fluxos no anodo e no catodo da célula a combustível em *kg/min* (SPIEGEL, 2011):

$$\dot{m}_{ar,entra} = 60 \cdot \frac{1}{r_{O_2}} \frac{S_{O_2}}{4F} \cdot M_{ar} \cdot i \cdot n_{cell} \quad (3-59)$$

$$\dot{m}_{H_2,entra} = 60 \cdot \frac{S_{H_2}}{2F} M_{H_2} \cdot i \cdot n_{cell} \quad (3-60)$$

$$\dot{m}_{ar,sai} = 60 \cdot \left((S_{O_2} - 1) M_{O_2} + S_{O_2} \frac{1 - r_{O_2}}{r_{O_2}} M_{N_2} \right) \cdot \frac{i \cdot n_{cell}}{4F} \quad (3-61)$$

$$\dot{m}_{H_2O,sai} = 60 \cdot \frac{1}{2F} \cdot M_{H_2O} \cdot i \cdot n_{cell} \quad (3-62)$$

$$\dot{m}_{H_2,sai} = 60 \cdot \frac{1}{2F} \cdot (S_{H_2} - 1) \cdot M_{H_2} \cdot i \cdot n_{cell} \quad (3-63)$$

Nas quais i representa a corrente elétrica que passa pela célula a combustível em A , sendo quantificada pela Equação (3-64):

$$i = j \cdot A_{cell} \quad (3-64)$$

A potência fornecida pela célula a combustível pode ser calculada através da Equação 3-65, onde n_{cell} representa o número de células unitárias numa mesma pilha:

$$P_{cell} = E_{cell} \cdot i \cdot n_{cell} \quad (3-65)$$

Já a eficiência elétrica da célula a combustível é obtida por meio da fórmula da Equação 3-66 (CORREA, 2004).

$$\eta_{cell} = \frac{1}{\delta_a} \cdot \frac{E_{cell}}{1,25} \quad (3-66)$$

3.1.2

Trocador de calor

O trocador de calor simulado no presente estudo tem por objetivo o atendimento de uma demanda térmica para os casos em que houver reaproveitamento de calor da célula a combustível, sendo tal demanda proporcional ao rejeito térmico proveniente da célula. A demanda é vinculada ao rejeito térmico por meio de um fator de eficiência, ou efetividade ϵ do trocador de calor. Assume-se, portanto, que a demanda térmica do usuário para os casos em que não houver reaproveitamento de calor da célula a combustível é suprida pela queima de gás natural.

A efetividade ϵ varia conforme o tipo de trocador de calor. O trocador de calor considerado no presente estudo opera sob a dinâmica de contra-fluxo. Neste caso, o valor da efetividade de troca de calor, ϵ , é dada pela Equação (3-67) (INCROPERA, 2006):

$$\epsilon = \frac{1 - \exp(-NUT \cdot (1 - C_r))}{1 - C_r \cdot \exp(-NUT \cdot (1 - C_r))} \quad (3-67)$$

Onde NUT corresponde ao chamado número de unidades térmicas e C_r denota a razão de capacidade térmica dos fluidos envolvidos. Primeiramente, o número de unidades é um parâmetro adimensional largamente utilizado para análises de trocadores de calor, sendo dada pela Equação (3-68):

$$NUT = \frac{UA}{C_{min}} \quad (3-68)$$

Em que U e A representam, respectivamente, a resistência global à transferência de calor de um dado trocador em kW/m^2K e a área de troca de calor, em m^2 . O trocador de calor escolhido para basear as análises do presente trabalho se utiliza das especificações de um dos trocadores usados por Di Marcoberardino et al. (MARCOBERARDINO; MANZOLINO, 2017), tendo $0,1591 kW/m^2K$ de resistência global e $0,041 m^2$ de área de troca de calor. Enquanto isso, o termo C_{min} diz respeito à capacidade térmica mínima verificada entre os dois fluidos envolvidos na troca de calor. Assim, o termo C_r da Equação (3-67) é dado por meio da Equação (3-69):

$$C_r = \frac{\dot{m}_{min} \cdot c_{p,min}}{\dot{m}_{max} \cdot c_{p,max}} \quad (3-69)$$

Onde m_{max} e $c_{p,i}$ são, respectivamente, a vazão mássica e o calor específico do fluido de maior capacidade térmica na troca de calor. A Figura 3.4 prevê um esquema do trocador de calor simulado, indicando as vazões envolvidas no processo:

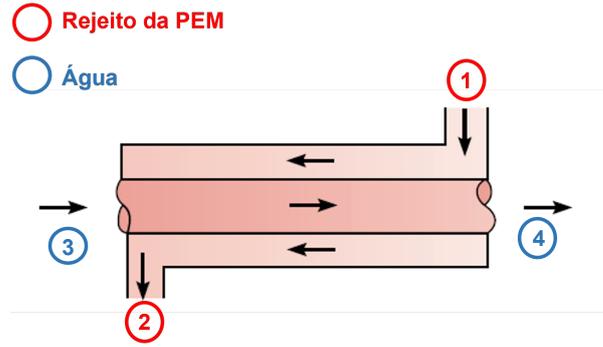


Figura 3.4: Esquema do trocador de calor

Considerando que não é possível saber, a priori, que vazão de água pode ser aquecida até as temperaturas fixadas, torna-se necessária a implementação de um processo iterativo de cálculo dessa grandeza. Primeiramente, a vazão mássica dos gases rejeitados pela célula a combustível PEM, denominada \dot{m}_1 , para é obtida através da fórmula presente na Equação (3-70):

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_{ar,sai} + \dot{m}_{H_2O,sai} + \dot{m}_{H_2,sai} \quad (3-70)$$

Onde $\dot{m}_{ar,sai}$, $\dot{m}_{H_2O,sai}$ e $\dot{m}_{H_2,sai}$ são, respectivamente, as vazões mássicas de ar, água e hidrogênio que abandonam a célula a combustível em kg/min . Estes fluxos são calculados através das Equações (3-71), (3-72) e (3-73):

$$\dot{m}_{ar,sai} = 60 \cdot ((S_{O_2} - 1)M_{O_2} + S_{O_2} \frac{1 - r_{O_2}}{r_{O_2}} M_{N_2}) \cdot \frac{i \cdot n_{cell}}{4F} \quad (3-71)$$

$$\dot{m}_{H_2O,sai} = 60 \cdot \frac{1}{2F} \cdot M_{H_2O} \cdot i \cdot n_{cell} \quad (3-72)$$

$$\dot{m}_{H_2,sai} = 60 \cdot \frac{1}{2F} \cdot (S_{H_2} - 1) \cdot M_{H_2} \cdot i \cdot n_{cell} \quad (3-73)$$

Nessas equações S_{O_2} e S_{H_2} representam as estequiometrias do anodo e do catodo da célula a combustível; r_{O_2} é a fração molar de oxigênio do ar; F

equivale à constante de Faraday (96485 C/mol); i denota a corrente elétrica que atravessa a célula a combustível e n_{cell} equivale ao número de células a combustível envolvidas.

O calor específico do gás que flui na saída da célula a combustível é dado pela soma dos produtos entre as proporções molares e os respectivos calores específicos dos componentes, como expresso pela Equação (3-74):

$$c_{p,1} = x_{ar,sai} \cdot c_{p,ar} + x_{H_2O,sai} \cdot c_{p,H_2O} + x_{H_2,sai} \cdot c_{p,H_2} \quad (3-74)$$

Uma vez concluído o processo iterativo, o calor trocado pelos dois fluidos pode ser obtido finalmente através da Equação (3-75):

$$Q = \epsilon \cdot Q_{max} \quad (3-75)$$

Em que Q_{max} é obtido através da relação da Equação (3-76):

$$Q_{max} = C_{min} \cdot (T_1 - T_3) \quad (3-76)$$

Consequentemente, a temperatura de saída tanto do lado do lado quente, denominada T_2 , pode ser calculada por meio da Equação (3-77):

$$T_2 = T_1 - \frac{Q}{C_{quente}} \quad (3-77)$$

3.1.3 Baterias

A modelagem da operação das baterias adotada neste trabalho segue a forma proposta por Gabriel (GABRIEL, 2020), onde a corrente que passa pelas baterias determinada pelo quociente entre a potência fornecida pelas baterias e uma tensão do barramento assumida constante no patamar de 48 V, de maneira que se estabelece a Equação (3-78):

$$I_{bat} = \frac{P_{bat}}{48} \quad (3-78)$$

Dessa maneira, o estado de carga e a carga das baterias são calculados pelas Equações (3-79) e (3-80):

$$Q_{ext,atual} = Q_{ext,ant} - I_{bat} \cdot \Delta t \quad (3-79)$$

$$SOC = 1 - \frac{Q_{ext}}{C(I, T)} \quad (3-80)$$

Em que C é a capacitância, dependente da corrente I e da temperatura ambiente T . A carga extraída no estante inicial da simulação é fornecida pela Equação (3-81):

$$Q_{ext,ini} = (1 - SOC_{ini})(K_t \cdot K_c \cdot CP) \quad (3-81)$$

Onde K_t e K_c são constantes impostas ao modelo, iguais a 1,2 e 0,8, respectivamente.

3.1.4 Painéis fotovoltaicos

O fornecimento de potência pelo sistema de painéis fotovoltaicos foi modelado de acordo com metodologia proposta em literatura (HOSSEINI; DINCER, 2013), que leva em consideração as especificações geométricas e operacionais de determinado módulo fotovoltaico, bem como dados meteorológicos regionais para calcular a performance do sistema em termos de produção de voltagem e corrente. Assim, as próximas seções são dedicadas à explanação da metodologia implementada na determinação da performance, seguida pela exposição detalhada das especificações do módulo usado neste trabalho e pela descrição dos dados meteorológicos.

As curvas de performance I - V de sistemas fotovoltaicos exibem um comportamento tipicamente não linear. A função característica que descreve a performance de um painel fotovoltaico pode ser vista na Equação (3-82):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \frac{q(V + IR_s)}{\gamma k T_{cell}} - 1 \right] \quad (3-82)$$

O termo R_s é a resistência em série, figurando como parâmetro específico de um dado módulo fotovoltaico. Já γ representa o chamado fator de forma, sendo calculado por meio da Equação (3-83):

$$\gamma = a \cdot NS \cdot NCS \quad (3-83)$$

Onde NS e NCS significam, respectivamente, o número de módulos conectados em série e o número de células conectadas em série num mesmo módulo. O fator a é conhecido como fator de idealidade, sendo propriedade específica de cada módulo fotovoltaico.

Já a corrente I_L da Equação (3-82) depende da irradiância solar e da temperatura, como demonstrado na Equação (3-84):

$$I_L = \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) (I_{L,ref} + k_t(T_{cell} - T_{ref})) \quad (3-84)$$

Onde G é insolação solar, G_{ref} é insolação solar de referência. Os termos $I_{L,ref}$ e k_t são, respectivamente, corrente de luz de referência e coeficiente de temperatura de curto-circuito e constam como informação a serem supridas pelo fabricante do módulo fotovoltaico, a serem abordadas posteriormente. A temperatura do módulo fotovoltaico, T_{cell} , é função da temperatura ambiente, T_0 , da insolação G e da velocidade local do vento, V_{wind} , sendo calculada por meio da expressão da Equação (3-85):

$$T_{cell} = 0,943T_0 + 0,028G - 1,528V_{wind} + 4,3 \quad (3-85)$$

O termo I_0 da Equação (3-82) é denominado corrente reversa de saturação, dado pela Equação (3-86):

$$I_0 = I_{L,ref} \exp \left(\frac{-qV_{oc}}{k_t \gamma T_{cell}} + \frac{qE}{k_t a} \right) \left(\frac{T_{cell}}{298,15} \right)^3 \quad (3-86)$$

Onde V_{oc} é chamada voltagem de circuito aberto, sendo parâmetro específico de cada módulo fotovoltaico.

3.2 Modelagem econômica

3.2.1 Consumo de energia da rede elétrica

Para cada minuto da janela de simulação, caso se verifique que a demanda seja superior à energia total ofertada pelas fontes do sistema e a poupança do usuário não possuir créditos suficientes para suprir essa demanda, é feito um incremento no montante de consumo da rede elétrica, $Cons_{rede}$, numa taxa equivalente à potência de fornecimento de energia por parte da rede elétrica, Pot_{rede} , como expresso na Equação (3-87):

$$Cons_{rede}(t) = Cons_{rede}(t-1) + \frac{Pot_{rede}(t)}{60} \quad (3-87)$$

Se o usuário puder suprir a demanda energética usando seus créditos, o abatimento de energia incide sobre a poupança, havendo correção no cálculo deste abatimento a depender do horário no qual é realizada a extração de energia caso o usuário esteja participando do regime de tarifa branca. Assim, o abatimento da poupança para usuários de tarifa convencional e tarifa branca é

expresso nas Equações (3-88) e (3-89), respectivamente, onde $Poup$ representa a poupança do usuário na forma de créditos de energia num dado instante t :

$$Poup(t) = Poup(t - 1) - \frac{Pot_{rede}(t)}{60} \quad (3-88)$$

$$Poup(t) = Poup(t - 1) - \frac{Pot_{rede}(t)}{60} \frac{TAR_i}{TAR_{conv}} \quad (3-89)$$

i = baixa, intermediária ou alta

Nas ocasiões em que haja excesso de geração no sistema em relação a demanda, a energia total fornecida pelas fontes é subtraída da energia consumida pelo usuário e enviada à rede, contribuindo para o acúmulo de mais créditos, conforme demonstrado nas Equações (3-90) e (3-91), nas quais estão expressos os ganhos na poupança para usuários de tarifa convencional e branca, respectivamente. O termo AP_{rede} denota o índice de aproveitamento de créditos da rede elétrica, dependente da legislação vigente quanto ao mecanismo de compensação.

$$Poup(t) = Poup(t - 1) + \frac{Pot_{rede}(t) \cdot Ap_{rede}}{60} \quad (3-90)$$

$$Poup(t) = Poup(t - 1) + \frac{Pot_{rede}(t) \cdot Ap_{rede}}{60} \frac{TAR_i}{TAR_{conv}} \quad (3-91)$$

i = baixa, intermediária ou alta

Destarte, o custo da energia elétrica, $Custo_{el}$, consumida pelo usuário em R\$ é calculado por meio das Equações (3-92) e (3-93). É realizada uma correção neste valor caso o montante de energia consumido esteja abaixo do patamar mínimo de 100 kWh estipulado pela ANEEL (ANEEL, 2020). Neste caso, a cobrança incide sobre o consumo mínimo estipulado de 100 kWh , não sobre o consumo real.

$$Custo_{el}(t) = Custo_{el}(t - 1) + (Cons_{rede}(t) - Cons_{rede}(t - 1)) \cdot TAR_{conv} \quad (3-92)$$

$$Custo_{el}(t) = Custo_{el}(t - 1) + (Cons_{rede}(t) - Cons_{rede}(t - 1)) \cdot TAR_i \quad (3-93)$$

i = baixa, intermediária ou alta

3.2.2

Consumo de gás natural

Segundo a proposta do presente trabalho, o cálculo de consumo total de gás natural resulta da soma entre duas fontes de demanda: a queima de gás natural num aquecedor para suprimento da demanda térmica e o consumo associado à operação da unidade CHP, como destaca a Equação (3-94)

$$Custo_{gas} = Custo_{gas,aq} + Custo_{gas,CHP} \quad (3-94)$$

O consumo referente a queima de gás natural para suprimento da demanda térmica recai na categoria de consumo residencial ou industrial, dependendo do tipo de consumidor. As Equações (3-95) e (3-96) trazem os gastos com gás natural no aquecedor concernentes ao consumidor residencial e industrial, respectivamente. Nas equações, os termos C_{aq} representam os excedentes de consumo de gás natural com referência ao último patamar ultrapassado, caracterizando a cobrança em cascata:

$$Custo_{gas,aq}(t) = 7 \cdot TAR_{gas,0-7} + C_{aq,>7} \cdot TAR_{gas,8-23} + C_{aq,>23} \cdot TAR_{gas,24-83} + C_{aq,>83} \cdot TAR_{gas,>84} \quad (3-95)$$

$$Custo_{gas,aq}(t) = 200 \cdot TAR_{gas,0-200} + C_{aq,>200} \cdot TAR_{gas,201-500} + C_{aq,>500} \cdot TAR_{gas,>500} \quad (3-96)$$

Já o consumo de gás natural pela unidade CHP recai na categoria de geração distribuída, sendo a cobrança equivalente calculada pela Equação (3-97), onde $C_{CHP,>200}$ quantifica o consumo de gás natural que excede ao patamar de $200m^3$.

$$Custo_{gas,CHP}(t) = 200 \cdot TAR_{gas,0-200} + C_{CHP,>200} \cdot TAR_{gas,>200} \quad (3-97)$$

O simulador também contempla a possibilidade de inclusão da cogeração com o calor de rejeito da célula a combustível na análise econômica do projeto. Neste caso, o consumidor disporia da potência térmica originalmente perdida para atender à demanda térmica, quantificada pelo trocador de calor do

sistema. Assim, a Equação (3-98) revela o cálculo do volume equivalente total de gás natural, V_{cog} , cujo consumo é evitado mediante a opção pelo regime de cogeração. O termo η_{aq} denota uma eficiência de aquecimento estimada da literatura (MARCOBERARDINO; MANZOLINO, 2017) e V_{boiler} é o volume de gás natural usado na célula a combustível. Na antiga modelagem (GABRIEL, 2020), alegava-se que o reaproveitamento de calor se dava sempre na exata medida da demanda térmica dos usuários, e que este ocorria unicamente nos casos com cogeração, permitindo que eventualmente a conta de gás natural fosse até mesmo anulada. No presente trabalho, assume-se que a demanda térmica dos consumidores já é fixada de antemão, de forma que a cogeração engendra um desconto que é aplicado somente a essa parcela excedente de queima no *boiler* dada nos casos sem cogeração.

$$V_{cog} = \frac{V_{boiler}}{\eta_{aq}} \quad (3-98)$$

Previsivelmente, a adesão à cogeração acarreta um descarte de cobrança adicional (presente nos casos sem cogeração) na conta do usuário, mensurado pelo mesmo efeito cascata que caracterizava a cobrança. Assim mostram as Equações (3-99) e (3-100), que revelam o cálculo do desconto obtido para consumidores residenciais e industriais, respectivamente. Portanto, o termo $V_{cog}(i)$ representa a quantidade de gás natural recuperado por faixa de consumo, enquanto $TAR_{gas}(i)$ é a tarifa referente às diferentes faixas de consumo, correspondentes aos consumidores residenciais ou industriais:

$$Custo_{gas} = Custo_{gas} - \sum_{i=1}^4 V_{cog}(i) \cdot TAR_{gas}(i) \quad (3-99)$$

$$Custo_{gas} = Custo_{gas} - \sum_{i=1}^3 V_{cog}(i) \cdot TAR_{gas}(i) \quad (3-100)$$

3.2.3

Fluxo de caixa em valor presente líquido

Como uma das formas de avaliar o desempenho econômico do sistema ao longo de determinada janela temporal (máximo de 20 anos, para o presente estudo), utiliza-se a ferramenta do valor presente líquido (VPL), que possui como característica permitir a visualização de todos os fluxos de caixa de determinado projeto avaliados em tempo presente. A Equação (3-101) exhibe o cálculo do valor presente líquido de determinado projeto, VPL_{sist} , com base nos fluxos de caixa de cada ano de operação.

$$VPL_{sist} = -INV + \sum_{i=0}^N \frac{CF(i)}{(1+r)^i} \quad (3-101)$$

Onde INV corresponde ao investimento inicial (CAPEX) dispendido pelo beneficiário do sistema. O termo $CF(i)$ constitui o fluxo de caixa num determinado ano i e r representa a taxa de interesse, equivalendo ao lucro mínimo percentual aceito inicialmente pelo beneficiário. Para o presente estudo, esta taxa está fixada em 2,5%. Para que determinado projeto seja considerado lucrativo, o VPL ao fim da janela temporal de avaliação deverá ser positivo.

O fluxo de caixa do sistema híbrido proposto é quantificado através da Equação (3-102). O termo CT_{CD} equivale ao custo envolvido na compra de eletricidade diretamente da rede, $OP_{tot}(i)$ denota o gasto operacional total do sistema, reunindo os custos de energia elétrica e consumo de gás natural, o termo $MAN_{tot}(i)$ define o custo de manutenção do sistema, atribuível apenas a unidade CHP e aos painéis fotovoltaicos, por fim, SBT_{tot} é o custo de substituição de componentes em determinado ano, incidindo sobre inversores, baterias e pilha (*stack*) de células a combustível unitárias que compõem a unidade CHP:

$$CF(i) = CT_{CD} - OP_{tot}(i) - MAN_{tot}(i) - SBT_{tot} \quad (3-102)$$

O investimento inicial INV no sistema híbrido é dado por meio da Equação (3-103). Os termos CT_{CHP} , CT_{bat} , CT_{pv} , CT_{inv} e CT_{tc} representam, respectivamente, os custos de aquisição da unidade CHP, das baterias de 48V, dos painéis fotovoltaicos, dos inversores bidirecionais e do trocador de calor. O custo $INST_{tot}$ refere-se ao valor total gasto com instalações no sistema, envolvendo especificamente a unidade CHP e os painéis fotovoltaicos. O valor de 400 reais responde pela aquisição de um medidor bidirecional necessários em sistemas que requeiram transição de um regime de compra direta da rede elétrica para um regime híbrido *on.grid*.

$$INV = CT_{CHP} + CT_{bat} + CT_{pv} + CT_{inv} + CT_{tc} + INST_{tot} + 400 \quad (3-103)$$

O aferimento da performance econômica do sistema passa também pela comparação do desempenho deste com o regime de operação tradicional, ou seja, o consumo direto da rede elétrica sem o amparo de qualquer meio alternativo de geração de energia. Considerando que não há taxa de interesse neste caso ($r = 0$), O valor presente líquido para compra direta da rede elétrica,

VPL_{CD} , pode ser calculado como na Equação (3-104):

$$VPL_{CD} = - \sum_{i=0}^N OP_{rede}(i) \quad (3-104)$$

Portanto, o cálculo do VPL envolvendo os gastos com a compra direta da rede é reduzido a apenas uma parcela por fluxo de caixa anual. Dessa forma, o único custo a ser contabilizado é o da conta de energia paga ao final dos 12 meses de cada ano i .

3.2.4 Custo cumulativo total

Também se propõe avaliar a performance econômica do atual sistema através de uma análise que mensura o custo cumulativo total implicado em determinado tempo de uso. Neste caso, o simulador promove o cálculo do montante gasto ao longo de toda uma janela temporal, considerando diferentes anos de adesão, encadeando esses dados numa curva onde seja possível compará-los. Para ilustrar essa dinâmica, usa-se o gráfico presente na Figura 3.5, empregado como exemplo por Gabriel (GABRIEL, 2020) na elucidação deste mesmo método:

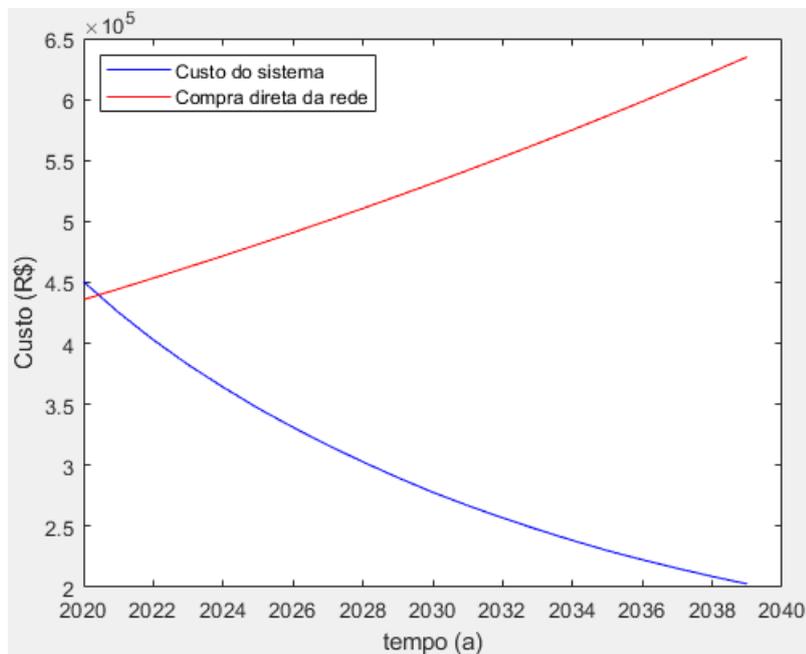


Figura 3.5: Ilustração da análise econômica por custo cumulativo (GABRIEL, 2020)

Neste exemplo, foram simulados dois consumidores industriais sob tarifa branca usufruindo do sistema por um período de 10 anos, considerando também um aumento anual de 2% na tarifa elétrica e 0% na tarifa de gás

natural, após queda de 40% no primeiro triênio. Nesta análise, cada ponto da curva de custo acumulado equivale ao montante gasto com o uso do sistema ao longo da janela temporal completa (10 anos) com início em cada um dos anos da faixa temporal considerada, de 2020 a 2040. Presumivelmente, todos os custos envolvidos (CAPEX, operação, manutenção e substituição dos componentes) ao longo de 10 anos estão somados em cada simulação realizada.

O ano associado ao ponto de intersecção entre as curvas representa justamente aquele em que se inicia o período no qual o usuário obtém, ao fim dos 10 anos de uso, compensação financeira frente ao que gastaria equivalentemente ao lançar mão apenas da energia cedida pela rede elétrica. No caso do exemplo, este ano é 2021. Ou seja, para um usuário que comece a usar o sistema híbrido em 2021 terá, ao fim de uma década, economizado o equivalente a 10 anos de uso da rede elétrica por conta da opção pelo sistema híbrido proposto.

3.3

Controle do simulador

3.3.1

Parâmetros de entrada

Os principais parâmetros de entrada do simulador concernentes às análises econômicas, decorrentes no tempo, estão relacionados na Tabela 3.3:

Tabela 3.3: Parâmetros de entrada para análise econômica (temporal)

Parâmetro	Definição	Unidade
Duração	Tempo total da simulação	dias
Clima	Ligado/Desligado	-
Tipo de cons.	Residencial/Industrial	-
Nº de cons.	Número de consumidores	-
Tipo de Tarifa	Conv./Branca	-
Un. CHP	Inclusa/Não inclusa	-
Cogeração	Inclusa/Não inclusa	-
Bco. baterias	Incluso/Não incluso	-
Incr. anual energia elétrica	Aumento da tarifa elétrica	%
Incr. anual gás natural	Aumento da tarifa de gás natural	%

Já os parâmetros de entrada concernentes aos processos internos aos equipamentos envolvidos no sistema híbrido são relacionados na Tabela 3.4:

Observando mais detalhadamente a Tabela 3.3, constata-se que no parâmetro "Duração" é determinada a janela temporal de uso do sistema híbrido a ser considerada. O parâmetro do clima é o único que está relacionado aos painéis fotovoltaicos, podendo assumir as condições "ligado" e "desligado". No

Tabela 3.4: Parâmetros de entrada dos equipamentos do sistema híbrido

Parâmetro	Definição	Unidade
Célula a combustível		
j	Densidade de corrente	A/cm^2
$j_{máx}$	Máxima densidade de corrente	A/cm_2
A	Área ativa	cm^2
δ	Espessura da membrana	μm
Num_{cell}	Número de células a combustível(<i>stacks</i>)	-
$Num_{cell,u}$	Número de células a combustível(unitárias)	-
T_{cell}	Temperatura de operação	K
P_a	Pressão no anodo	atm
P_c	Pressão no catodo	atm
φ_a	Umidade relativa do anodo	%
φ_c	Umidade relativa do catodo	%
s_a	fração de água líquida no anodo	-
s_c	fração de água líquida no catodo	-
S_{H_2}	estequeometria do anodo	-
S_{O_2}	estequeometria do catodo	-
Módulo reformador		
Gás natural	metano puro/composição realista	-
T_{ref}	Temperatura do reformador a vapor	K
T_{wgs}	Temperatura dos reatores WGS	K
T_{met}	Temperatura dos reatores de metanação	K
P_{ref}	Pressão do reformador a vapor	K
P_{wgs}	Pressão dos reatores WGS	K
P_{met}	Pressão dos reatores de metanação	K
S/C	Razão vapor/carbono	-

primeiro caso, é importado pelo algoritmo o perfil anual de potência fornecida por um modelo real de painel fotovoltaico. O parâmetro "tipo de consumidor", variando entre os tipos residencial e industrial, condiciona os perfil de carga que se distribui ao longo do dia, além de também influir na composição da tarifa de gás natural a ser paga, considerando que diferentes faixas de cobrança são aplicadas para cada tipo de consumidor. Em seguida, a escolha pela tarifa branca ou convencional impactará não apenas na fórmula de cobrança ao usuário, mas também na estratégia operacional a ser adotada pelo sistema híbrido. Basicamente, a arquitetura do simulador foi pensada visando minimizar a dependência do usuário em relação à rede elétrica nos períodos de tarifa mais alta, caso se opte pela tarifa branca, maximizando o potencial de exportação para a rede elétrica nesses mesmos horários, a fim de obter maiores créditos. A unidade CHP e o banco de baterias podem ser omitidos da análise, permitindo visualizar a performance do sistema híbrido sem o auxílio destes componentes. Também é permitido que se inclua ou que se descarte a cogeração, o que há de

impactar diretamente na conta de gás natural a ser paga pelo usuário. Finalmente, os incrementos nas tarifas de energia elétrica e gás natural constituem os últimos parâmetros de entrada do programa, considerados apenas no caso de as simulações estiverem abrangendo duração superior a 1 ano.

De posse dos parâmetros de entrada, o simulador calcula outros parâmetros de uso interno, fundamentais para a condução da lógica de controle elaborada para o sistema. Os parâmetros obtidos a partir das entradas são elencados na Tabela 3.5, juntamente com as respectivas nomenclaturas usadas para chamá-los nos códigos, bem como a convenção de sinais empregada para organizar os equacionamentos:

Tabela 3.5: Parâmetros de uso interno calculados pelo simulador

Parâmetro	Nomenclatura	Convenção(sinal)
Pot. do consumidor(W)	Pcons	carga (+)
Pot. dos painéis(W)	Pfot	fonte(+)
Pot. da CHP(W)	Pcac	produção(+)/aquec.(-)/resfr.(-)
Pot. das baterias(W)	Pbat	carga(+)/descarga(-)
Pot. da rede(W)	Prede	importação(+)/exportação(-)
Demanda diária dos cons.(Wh)	$Energia_{cons}$	-
Tempo de aquec./resfr. da célula	timer	-
Estado de carga das bat.	soc	-
Dia do mês	dia	-
Poupança de energia(Wh)	Poupança	-
Consumo de energia da rede(Wh)	$Consumo_{rede}$	-

Finalmente, a Tabela 3.6 engloba todos os parâmetros que permanecem fixos por todas as simulações, funcionando como restrições às análises que serão realizadas.

Tabela 3.6: Parâmetros fixos do simulador

Parâmetro	Nomenclatura	Valor
Número de painéis	num_{pv}	3 por usuário
Número de baterias	num_{bat}	3 por usuário
Estado de carga inicial	soc_{ini}	95%
Estado de carga máx.	soc_{max}	90%
Estado de carga mín	soc_{min}	20%
Limite de carreg. e descarreg.	$Pbat_{lim}$	1500 W
Vida útil das baterias	$bat_{lifetime}$	1900 ciclos
Vida útil da <i>stack</i>	$stack_{lifetime}$	74000 horas
Pot. durante aquecimento da CHP	Paq	-550 W
Pot. durante resfriamento da CHP	Paq	-50 W
Tempo de aquecimento da CHP	taq	30 min
Tempo de resfriamento da CHP	tresf	30 min

Foi fixado o número de 3 painéis fotovoltaicos por consumidor com o objetivo de manter uma porcentagem aproximada de 25% desse equipamento em termos de participação na demanda elétrica. O parâmetro $P_{batlimit}$ representa a capacidade máxima de carga e descarga do banco de baterias, em W , sendo fixada no patamar de 1500 W atendendo, assim, à especificação da fabricante, que determina que a corrente elétrica a atravessar o banco não deve superar o limite máximo de 30 A. A vida útil do banco de baterias foi estimada através de relatório da IRENA (IRENA, 2017), já a vida útil da *stack* da célula a combustível foi extraída de Bohm et al. (BOHM; GOERS, 2019).

Definidos os principais parâmetros e variáveis de interesse envolvidas no funcionamento do simulador, apresenta-se, a seguir, a lógica de controle do fluxo de potência devida às diferentes configurações impostas ao sistema, considerando também os tipos de tarifa aplicáveis.

3.3.2

Lógica de controle

Basicamente, a lógica de controle escolhida para o simulador reflete a alternância entre as diferentes fontes envolvidas no sistema no suprimento da demanda energética dos usuários. Isso é feito de forma a maximizar a poupança de créditos auferidos no caso da tarifa branca e, no caso da tarifa convencional, essa dinâmica é regulada de forma indiferenciada, ou seja, tendo apenas por objetivo acompanhar o perfil de carga do usuário ao longo do dia. Essa distinção suscita a discussão em separado das duas situações, assumindo que a configuração do sistema híbrido há de permanecer fixa ao longo de todas as simulações, incluindo unidade CHP, painéis fotovoltaicos e baterias. A descrição da dinâmica operacional do sistema híbrido estruturada no simulador é feita através de diagramas lógicos em formato sequencial, exibidos nas subseções seguintes.

3.3.2.1

Tarifa convencional

A Figura 3.6 exibe o diagrama lógico de fluxo de potência do sistema completo na tarifa convencional, para os instantes em que a unidade CHP encontra-se desligada. Essa situação equivale à potência nula na saída da CHP. Caso se constate que o consumo da rede tenha superado a cota prevista até o referente dia do mês, além de exceder o nível da poupança de energia na rede, há o acionamento da CHP no instante seguinte. Feito isso, sucede-se a avaliação da oferta energética do sistema, concluindo-se a respeito do excesso ou deficiência de energia sendo gerada. A seguir, o estado de carga da bateria é o

fator analisado para decidir se estas serão carregadas (excesso de energia e *SOC* inferior ao máximo) ou descarregadas (deficiência de energia e *SOC* superior ao mínimo), importando / exportando o excesso á rede, quando necessário.

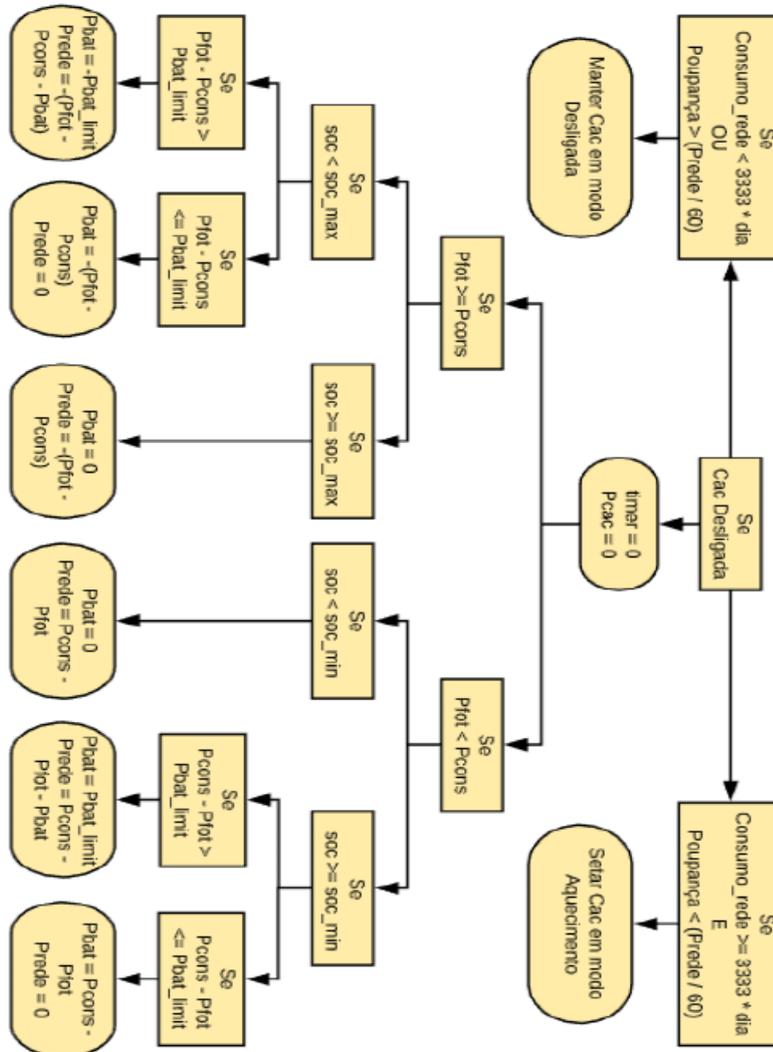


Figura 3.6: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e CHP desligada. (GABRIEL, 2020)

Quando ativada, a unidade CHP não se encontra em condições de gerar energia elétrica imediatamente, antepondo-se um período de aquecimento do equipamento. Neste momento, o diagrama lógico sequencial que expressa o comportamento do sistema é dado na Figura 3.7. É iniciada a contagem do tempo de aquecimento da unidade e a potência de saída é igualada ao valor $-Paq$ (consumo). Uma vez atingido o tempo de aquecimento pré-estabelecido, assume-se que a CHP esteja apta a gerar energia e, no instante seguinte, passa-se a considerar que esta esteja em regime de produção. Posteriormente, observa-se se há excesso ou deficiência de energia sendo gerada, sendo também constatado o estado de carga do banco de baterias quando, então, é decidido

por seu carregamento ou descarregamento. Caso o módulo da potência suprida/extraída for maior que a potência máxima nominal do banco, a potência fluirá de/para a rede, a fim de equilibrar o processo.

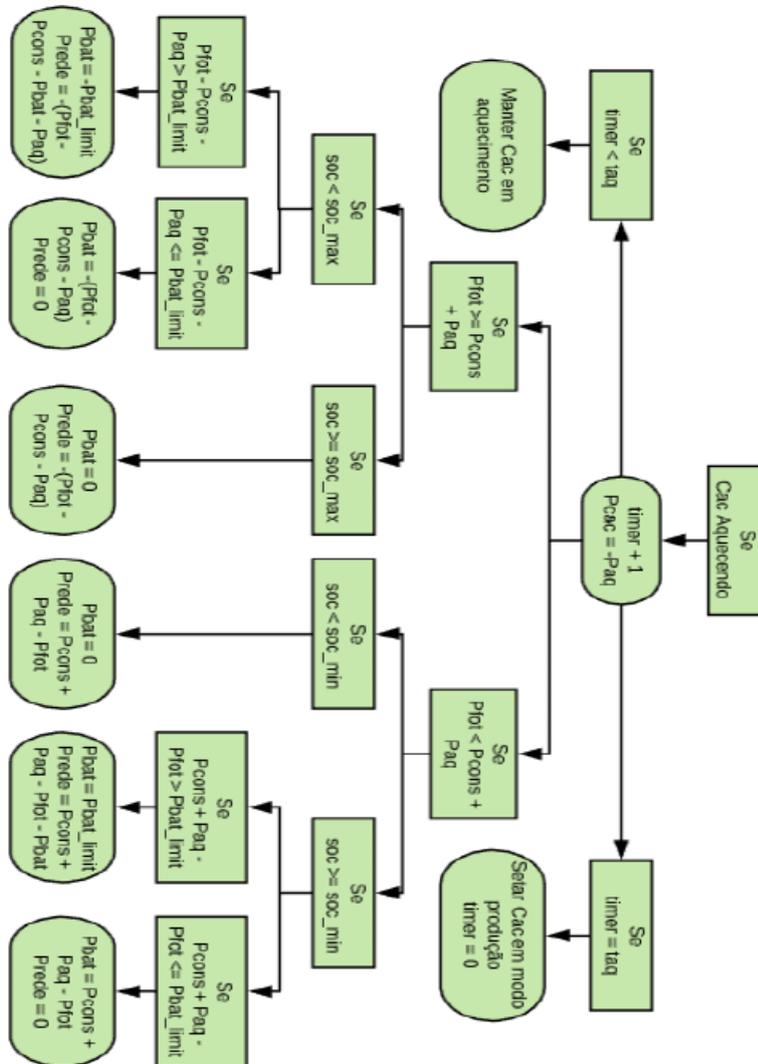


Figura 3.7: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e CHP em aquecimento. (GABRIEL, 2020)

Quando a CHP encontra-se em produção, a lógica do simulador assume o modelo da Figura 3.8. O tempo em que a CHP permanecerá em produção é regulado pelo alcance ou não de um nível mínimo de poupança, equivalente a um dia completo de consumo do usuário. Durante a vigência desse período, a potência da CHP é assinalada como sendo a potência de produção obtida através do modelo determinístico de célula a combustível. Assim, é determinado pelo simulador se a oferta das fontes do sistema (CHP e painéis fotovoltaicos) excede a demanda do usuário. Quando este excesso ocorrer, o destino da potência será o suprimento das baterias, caso estas ainda não se encontrem completamente carregadas. Se estiverem totalmente carregadas, a potência é

transferida para a rede. Caso a demanda do usuário esteja acima da capacidade de oferta das fontes, verifica-se o estado de carga da bateria está acima do mínimo, decidindo se a demanda excedente será fornecida pelo banco ou por compra direta da rede.

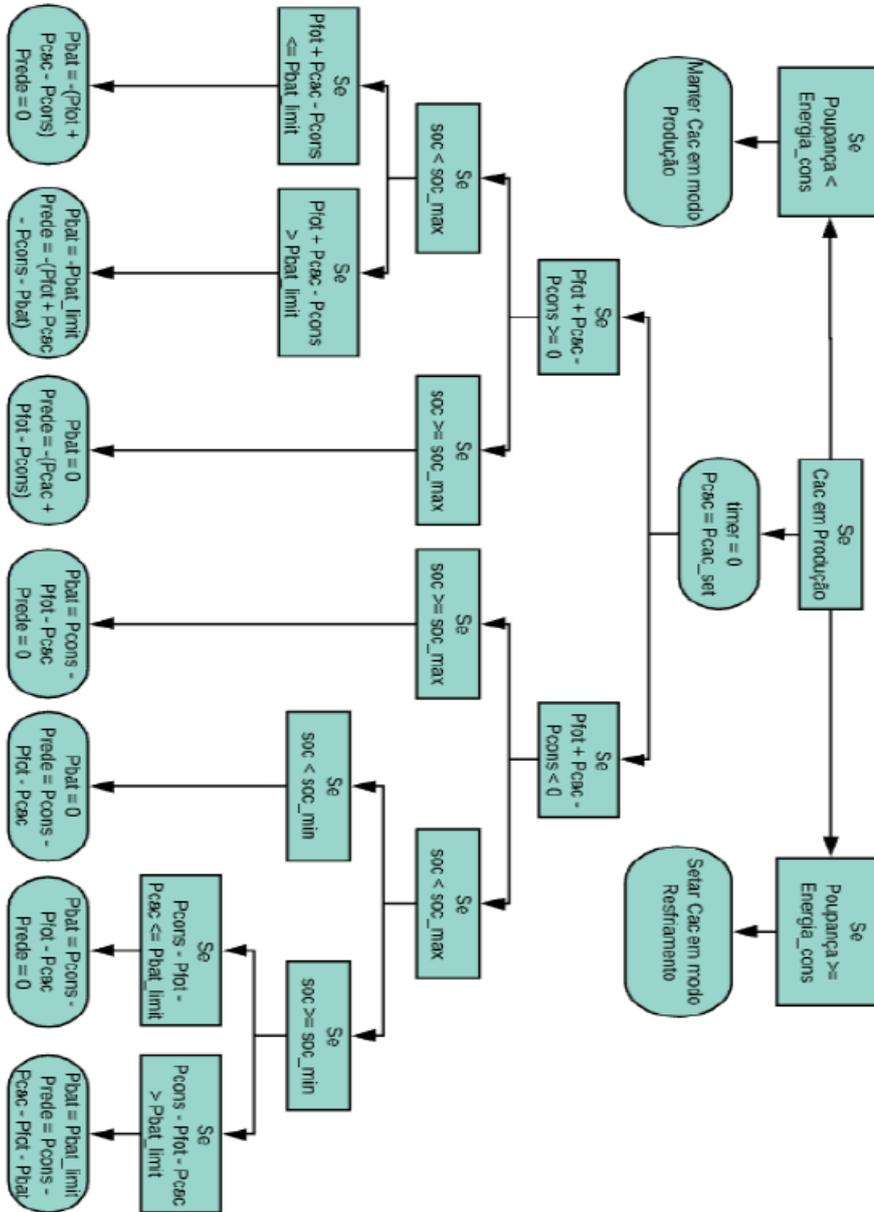


Figura 3.8: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e CHP em produção. (GABRIEL, 2020)

Finalmente, quando a CHP encontra-se em resfriamento, o modelo do simulador adota a dinâmica exposta na Figura 3.9. A potência é igualada à $-Presf$, configurando mais uma vez um regime de consumo de energia. O tempo de resfriamento passa a ser sistematicamente comparado ao tempo de resfriamento máximo estipulado. Mais uma vez, é investigada a condição de oferta energética das fontes, na busca por saber se há excesso ou escassez de

energia ofertada em face da demanda do usuário. Em seguida, é examinado o estado de carga do banco de baterias, decidindo-se pelo carregamento ou descarregamento do mesmo a depender do excesso ou escassez da oferta energética. Mais uma vez, este escambo de potência do banco de baterias deve respeitar as limitações nominais, de forma que, caso a demanda as supere, a potência faltante/excedente passa a envolver troca com a rede elétrica.

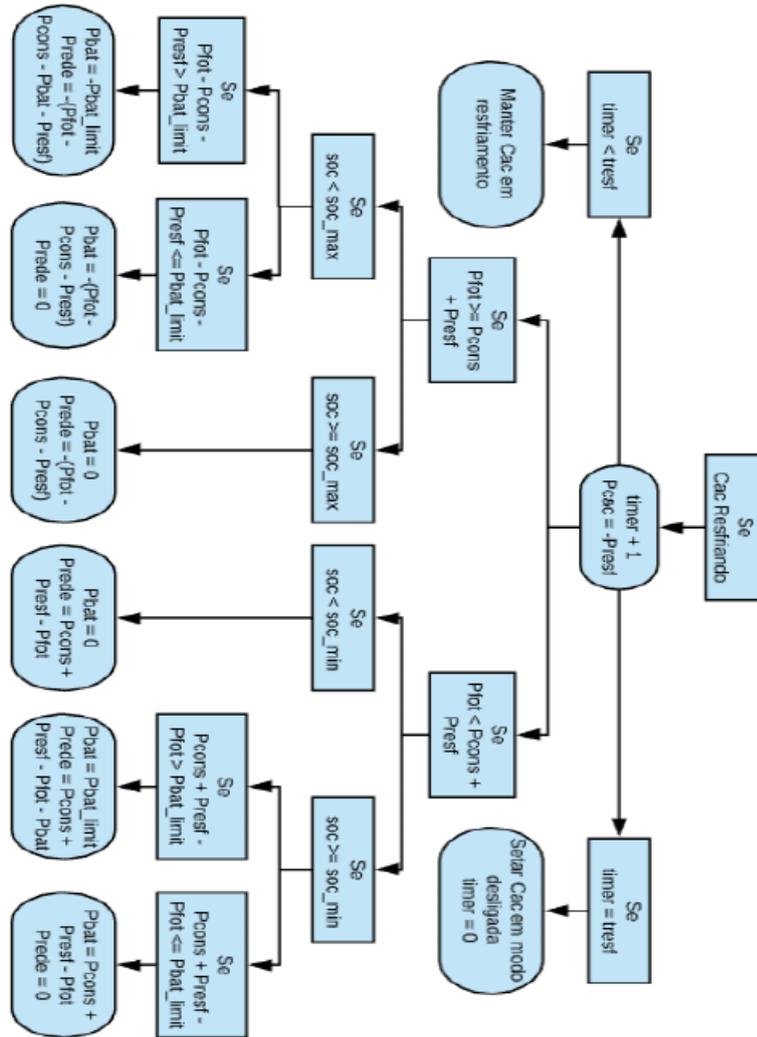


Figura 3.9: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e CHP em resfriamento. (GABRIEL, 2020)

3.3.2.2 Tarifa branca

A adesão à tarifa branca introduz o elemento da diferenciação das tarifas a serem pagas para dados horários de consumo, o que motiva a implementação de algumas modificações na lógica de controle, tendo em vista o aproveitamento máximo deste modo de tarifação. A Figura 3.10 mostra a lógica de controle

empregada pelo simulador nos períodos em que a unidade CHP encontra-se desligada e o horário estiver na faixa que vai de 15:30h às 22:00h:

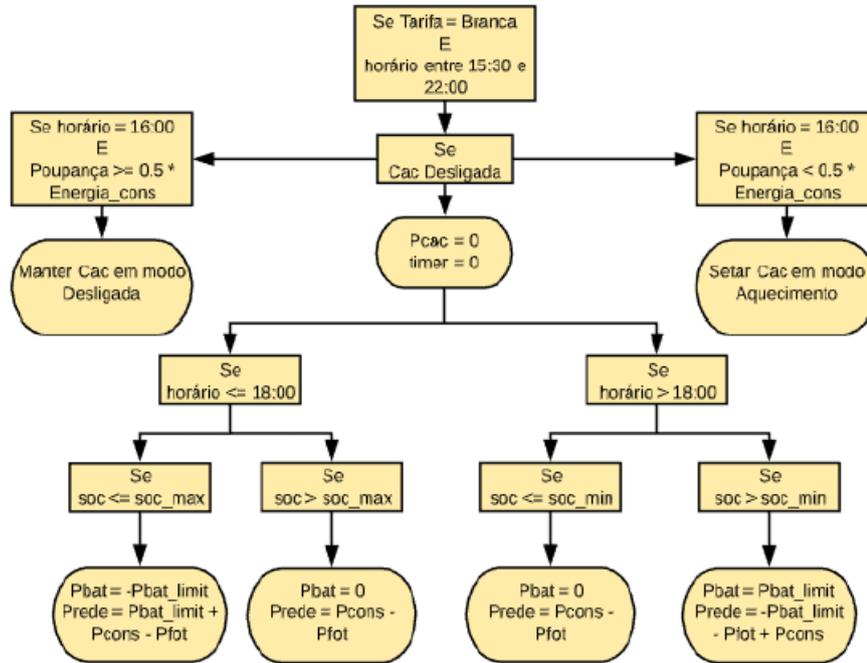


Figura 3.10: Diagrama de blocos lógicos do sistema completo para tarifa branca e CHP desligada. (GABRIEL, 2020)

Caso o horário seja anterior às 18:00h, o simulador trabalha de forma a garantir suprimento máximo de potência às baterias, como estratégia para que maiores créditos sejam obtidos ao exportar energia à rede elétrica nos horários de ponta. Assim, após às 18:00h, toda energia acumulada é transferida para a rede elétrica, sendo respeitado o limite de potência nominal do banco de baterias. Também ocorre a verificação da poupança de energia da rede elétrica no horário das 16:00h, a fim de averiguar a necessidade ou não de se acionar a CHP nos horários de ponta.

A rotina relacionada aos dias em que a CHP tenha sido acionada às 16:00h ou nos casos em que já se tenha iniciado o período de lógica alternativa para tarifa branca de aquecimento, encontra-se ilustrada no diagrama da Figura 3.11:

É realizado o carregamento do banco de baterias utilizando a energia da rede elétrica enquanto a CHP encontra-se em aquecimento, até que se atinja o limite superior do estado de carga. Uma vez carregado, o banco não libera nem recebe energia, e a rede elétrica alimenta o consumidor.

Quando a CHP encontra-se em modo de produção, são caracterizadas duas situações: ou ela já terá sido posta em regime de produção no início do período alternativo de tarifa branca ou começará a produzir às 16:00h, horário

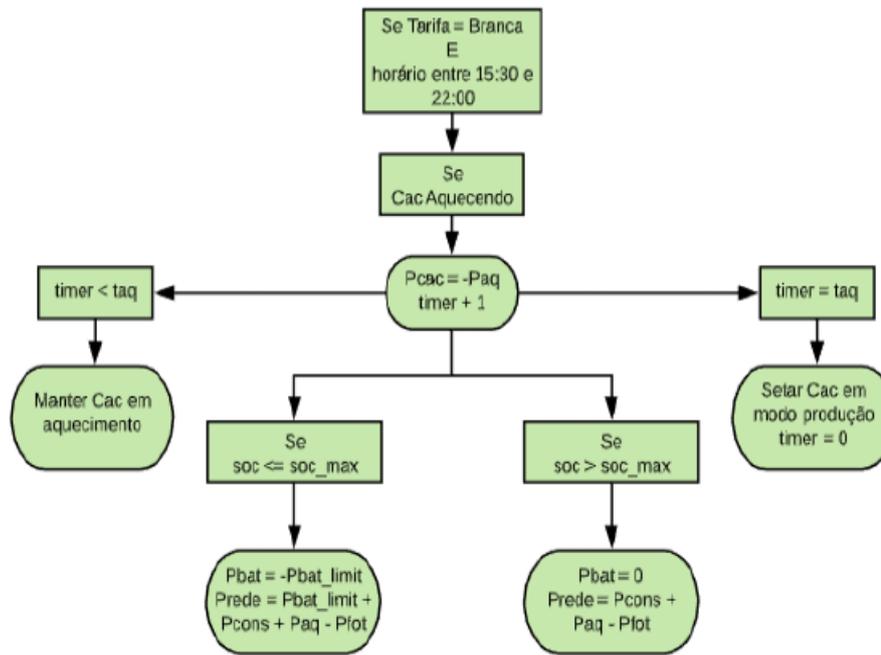


Figura 3.11: Diagrama de blocos lógicos do sistema completo para tarifa branca e CHP em aquecimento. (GABRIEL, 2020)

onde é verificado o nível de poupança acumulada na rede elétrica, havendo a decisão de ligar ou não a CHP. Novamente, se o horário for anterior às 18:00, o sistema força o carregamento do banco de baterias para que, ao chegar o posto horário de tarifa alta, este encontre-se totalmente carregado. A partir das 18:00h (início do horário de tarifa alta), o banco transfere toda a energia para a rede elétrica sob a taxa máxima permitida pelo seu limite nominal de potência. Esta estratégia tem o intuito de gerar o maior número de créditos possível para serem utilizados pelo sistema posteriormente. A Figura 3.12 ilustra a lógica de controle correspondente a este estado.

Já a Figura 3.13 exhibe a lógica de controle do simulador para os períodos de CHP em resfriamento, regime de tarifa branca e o horário for entre 15:30h e 22:00h. Nestes casos, é certo que a CHP já estaria resfriando no horário das 15:30h, já que às 16:00h é realizada a verificação da necessidade de acioná-la. Nesses períodos, a potência da CHP é setada em $-Presf$. O banco de baterias é carregado ao máximo usando energia da rede elétrica, caso apresente estado de carga inferior ao máximo permitido. Caso esta condição já tenha sido satisfeita, o banco de baterias permanece inoperante até o fim do resfriamento, sem liberar nem receber energia.

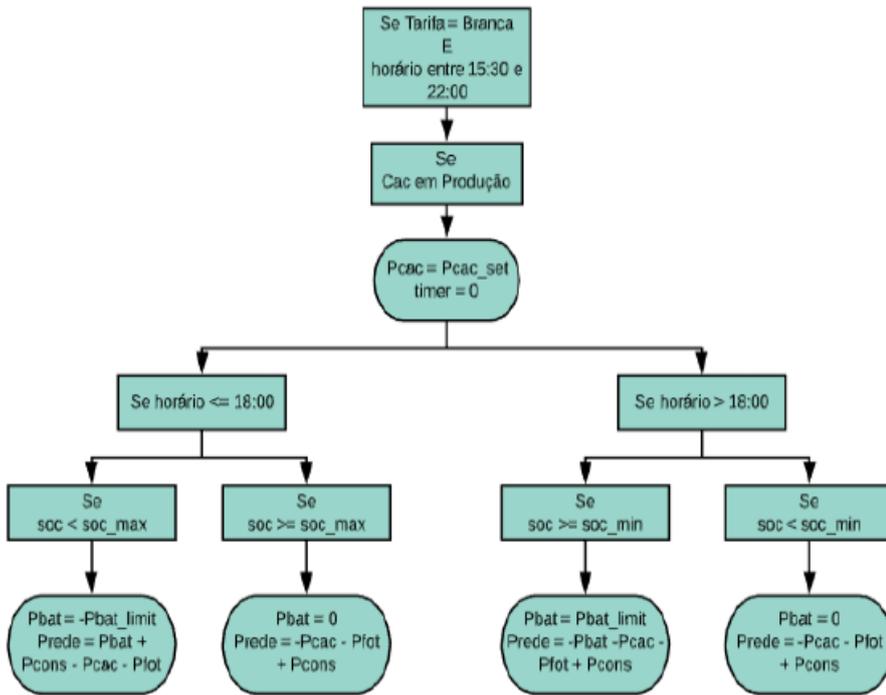


Figura 3.12: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e CHP em produção. (GABRIEL, 2020)

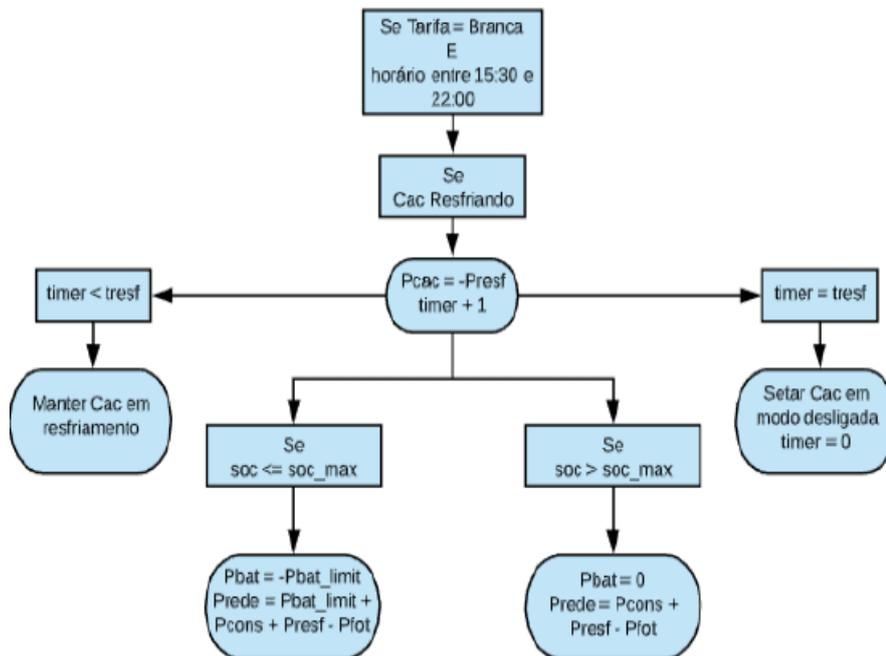


Figura 3.13: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e CHP em resfriamento. (GABRIEL, 2020)

3.4

Emissões de CO₂ na operação do CHP

As emissões de CO₂ a partir da operação da unidade CHP, dos painéis fotovoltaicos, da matriz energética brasileira e do aquecedor utilizado para

suprir a demanda térmica dos usuários (quando na ausência de cogeração) constituem os principais elementos de impacto ambiental do sistema proposto. O valor das emissões equivalentes para os painéis foi obtido como a média entre as estimativas de Beeklund et al. (BEKKELUND, 2013) e Gerbinet et al. (GERBINET; BELBOOM; ANGÉLIQUE, 2014) para painéis de silício policristalino.

Como se pretende analisar uma composição de gás natural mais próxima a realidade, afastando-se da proposta de 100% metano na entrada da CHP, além de também se desejar englobar o montante de gás natural queimado nos combustores auxiliares, o número de mols de CO_2 é encontrado a partir da Equação 3-105, onde V_{gas} é o volume total de gás natural consumido durante a operação do CHP, y^{CO_2} é a fração molar de CO_2 do gás que sai do reformador, ρ_{gn} é o peso específico do gás natural para condições normais de temperatura e pressão ($\rho_{gn} = 0,76 \text{ kg/m}^3$). Os termos $V_{gas,cb1}$ e $V_{gas,cb2}$ correspondem ao gás natural que é queimado nos combustores auxiliares.

$$n_{\text{CO}_2} = \frac{\rho_{gn} V_{gas} y^{\text{CO}_2}}{0,016} \cdot K + \frac{V_{gas,cb1} \rho_{gn}}{0,016} + \frac{V_{gas,cb2} \rho_{gn}}{0,016} \quad (3-105)$$

O termo K é uma constante que diz respeito à conservação de átomos de carbono na reação de reforma do gás natural, sendo calculado pela Equação 3-106, na qual os termos no numerador correspondem ao percentual das espécies dotadas de átomos de carbono na composição do gás natural. Já os termos no denominador são os percentuais molares de cada espécie com átomos de carbono na entrada do reformador:

$$K = \frac{\text{CH}_4(\%) + \text{CO}_2(\%) + 2\text{C}_2\text{H}_6(\%) + 3\text{C}_3\text{H}_8(\%) + 4\text{C}_4\text{H}_{10}(\%)}{y^{\text{CH}_4} + y^{\text{CO}} + y^{\text{CO}_2}} \quad (3-106)$$

A massa de CO_2 produzida é dada em gramas ao multiplicar pela massa molar o número de mols encontrado por meio da Equação 3-105, assim como expresso por meio da Equação 3-107:

$$m_{\text{CO}_2} = 44 \cdot n_{\text{CO}_2} \quad (3-107)$$

Em seguida, a energia total equivalente (em kWh) do gás natural de entrada no CHP (E_{CHP}) é obtida através da relação encontrada na Equação 3-108, onde PCI_{gas} é o poder calorífico inferior do gás natural para condições padrão (14,37 kWh/kg):

$$E_{CHP} = V_{gn} \rho_{gn} PCI_{gn} \quad (3-108)$$

A energia elétrica, E_{el} , gerada pelo CHP e a energia térmica, E_{te} , fornecida pelo aquecedor nos casos sem cogeração, e pelo rejeito térmico da CHP nos casos com cogeração, são equacionadas como nas Equações 3-109 e 3-110. No caso da primeira, esta é obtida integrando-se diretamente a potência elétrica da saída da célula a combustível. A segunda é obtida integrando-se a potência térmica de fornecimento de calor destinado aos usuários:

$$E_{el} = \int_0^t P_{el} dt \quad (3-109)$$

$$E_{te} = \int_0^t P_{te} dt \quad (3-110)$$

Dessa forma, o cálculo das emissões equivalentes (em gCO_2/kWh) de operação da CHP sem e com cogeração se dão como o exibido nas Equações 3-111 e 3-112, respectivamente. A primeira parcela corresponde a emissão gerada pelo processo de reforma do gás dentro do CHP, enquanto a segunda parcela equivale à emissão resultante do processo de extração, produção e refino do gás natural antes da distribuição. O valor $49,98 gCO_2/kWh$ é a emissão equivalente por unidade de energia do gás processado, como considerado na modelagem antiga (GABRIEL, 2020).

$$EM_{el} = \frac{m_{CO_2}}{E_{el}} + \frac{49,98E_{chp}}{E_{el}} \quad (3-111)$$

$$EM_{el} = \frac{m_{CO_2}}{E_{el} + E_{te}} + \frac{49,98E_{chp}}{E_{el} + E_{te}} \quad (3-112)$$

Como resultado, são apresentadas na Tabela 3.7 as contribuições de emissão de CO_2 através da operação de cada fonte do sistema híbrido proposto. Informações do Balanço Energético Nacional (EPE, 2019a) nortearam a escolha do valor de emissão equivalente da rede elétrica, pautado no índice de emissões médio de CO_2 gerado na matriz energética brasileira em 2018 ($88 gCO_2/kWh$). Como já discutido, os casos sem uso de cogeração demandam o uso de um aquecedor cuja emissão equivalente de CO_2 foi situada segundo a estimativa correspondente à queima de gás em usinas termelétricas a gás natural no Brasil, obtida da literatura (MIRANDA, 2012).

Tabela 3.7: Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO₂ do sistema proposto

Componente	gCO ₂ /kWh
CHP(sem cogeração)	544,73
CHP(com cogeração)	521,21
Painél fotovoltaico	45
Boiler	518
Rede	88

3.5

Cálculo exerético da unidade CHP

Figurando como uma das propostas do presente trabalho, a análise exerética do sistema híbrido estudado impõe-se como ferramenta de suma importância para a avaliação de sua performance, na medida em que tem por característica oferecer uma percepção mais aprofundada do real potencial de oferta energética inerente à uma dada configuração, o que poderia passar despercebido no caso de uma abordagem apenas de primeira lei.

Para o presente estudo, são basicamente três as formas assumidas pelos fluxos exeréticos: calor, trabalho e a exergia de fluxo de matéria, associada às correntes gasosas envolvidas. A exergia equivalente a um determinado trabalho realizado é igual ao próprio trabalho, enquanto para o calor, há influência da proporção entre a temperatura do sistema em relação ao qual há a troca de energia e a temperatura ambiente, como mostrado pela Equação (3-113), em que T_s significa a temperatura do sistema onde ocorre a troca de calor e \dot{Q}_s indica a troca de calor que ocorre na fronteira do volume de controle(KOTAS, 1985):

$$\dot{Ex}_Q = \dot{Q}_s \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_s}\right) \quad (3-113)$$

Já os fluxos exeréticos de matéria são divididos em dois componentes principais, a saber: exergia física e exergia química. A exergia física específica de uma dada corrente de gás perfeito pode ser calculada através da Equação 3-114(KOTAS, 1985):

$$Ex_{ph} = (H(T) - H(T_0)) - T_0(S(T) - S(T_0)) + RT_0 \log\left(\frac{P}{P_0}\right) \quad (3-114)$$

Onde o subscrito 0 corresponde à condição ambiente. Já a exergia química específica de uma determinada mistura gasosa pode ser obtida por meio da Equação (3-115):

$$Ex_{ch} = \sum_i x_i \cdot ex_{ch,i} + R \cdot T_0 \sum_i x_i \cdot \log x_i \quad (3-115)$$

Nesta equação, a variável $ex_{ch,i}$ é a exergia química das espécies químicas avaliadas individualmente. Considerando os fins deste trabalho, a Tabela 3.8 relaciona as exergias químicas de todas as espécies relevantes para os estudos conduzidos subsequentemente.

Espécie	Exergia química (kJ/mol)
CH ₄	836,51
CO	275,43
CO ₂	21,14
H ₂	236,1
H ₂ O	9,5
C ₂ H ₆	1495
C ₃ H ₈	2152,8
C ₄ H ₁₀	2804,2

Tabela 3.8: Exergias químicas das espécies envolvidas no sistema híbrido de geração de energia. (KOTAS, 1985)

A análise exérgica do sistema proposto baseia-se em dois pilares principais, a saber: desempenho exérgico do módulo de reforma de gás natural (incluindo reformador a vapor, reatores de deslocamento gás-água e reatores de metanação) e desempenho exérgico da célula a combustível.

A fórmula básica para cálculo da eficiência exérgica de um reformador de gás natural segue a metodologia usada por Simpson et al. (SIMPSON; LUTZ, 2007), que empregou a relação da Equação (3-116) para obter a eficiência exérgica de um reformador a vapor:

$$\eta_{exerg,ref} = 1 - \frac{\dot{E}x_{destr}}{\dot{E}x_{entra}} \quad (3-116)$$

Em que $\dot{E}x_{destr}$ é a taxa de exergia destruída no processo e $\dot{E}x_{entra}$ é a taxa de exergia que adentra ao volume de controle por unidade de tempo. Sabendo-se que a taxa de destruição exérgica é equivalente a diferença entre a taxa exérgica de entrada e a de saída, como expressa a Equação (3-117), chega-se à lei enunciada pela Equação (3-118) para a eficiência exérgica:

$$\dot{E}x_{destr} = \dot{E}x_{entra} - \dot{E}x_{sai} \quad (3-117)$$

$$\eta_{exerg} = \frac{\dot{E}x_{sai}}{\dot{E}x_{entra}} \quad (3-118)$$

A eficiência do módulo reformador é avaliada como produto das eficiências dos três tipos de reatores em separado (reforma a vapor, *water gas shift* e metanação), como expresso pela Equação (3-119):

$$\eta_{exerg,módulo} = \eta_{exerg,ref} \cdot \eta_{exerg,wgs} \cdot \eta_{exerg,met} \quad (3-119)$$

Para corretamente avaliar o fluxo exergético que entra e que sai de cada componente do módulo, é necessária uma delimitação na forma de volume de controle. A eficiência exergética do reformador a vapor é dada pela Equação (3-120):

$$\eta_{exerg,ref} = \frac{\dot{E}x_{ref}}{\dot{E}x_{gn} + W_{cp1} + \dot{Q}_{ref} \left(1 - \frac{T_0}{T_{ref}}\right) + \dot{Q}_{paq} \left(1 - \frac{T_0}{T_{comb1}}\right)} \quad (3-120)$$

Onde constam as variáveis $\dot{E}x_{gn}$, W_{cp1} , \dot{Q}_{paq} , \dot{Q}_{ref} e $\dot{E}x_{ref,sai}$. O termo $\dot{E}x_{gn}$ corresponde à exergia intrínseca ao gás natural que entra no reformador enquanto $\dot{E}x_{ref,sai}$ é o fluxo exergético do gás reformado, ambos dados pela conjugação de exergias química e física. O trabalho W_{cp1} representa o consumo energético destinado à compressão do gás natural proveniente da rede até a pressão de trabalho do reformador, \dot{Q}_{paq} refere-se ao calor recebido pelo gás natural para ter sua temperatura adequada à temperatura do reformador (admitindo-se a temperatura de combustão do metano, T_{comb1} , igual a 1000 K) e \dot{Q}_{ref} é o calor necessário para a condução da reação da reforma, de natureza endotérmica.

Analogamente, as fórmulas que quantificam a eficiência exergética destes reatores são identificadas nas Equações (3-121) e (3-122):

$$\eta_{exerg,wgs} = \frac{\dot{E}x_{wgs,sai}}{\dot{E}x_{ref,sai}} \quad (3-121)$$

$$\eta_{exerg,met} = \frac{\dot{E}x_{syngas}}{\dot{E}x_{wgs,sai}} \quad (3-122)$$

A performance exergética da célula a combustível é encontrada pelo quociente entre a energia fornecida e a exergia destruída, ou seja, a diferença entre o fluxo exergético que entra e que sai da célula, como mostra a Equação (3-123):

$$\eta_{exerg,cell} = \frac{W_{el} + \dot{Q}_{rej} \left(1 - \frac{T_0}{T_{cell}}\right)}{(\dot{E}x_{ar,entra} + \dot{E}x_{H_2,entra}) - (\dot{E}x_{ar,sai} + \dot{E}x_{H_2O,sai} + \dot{E}x_{H_2,sai})} \quad (3-123)$$

O balanço exergético da célula a combustível é ilustrado por meio da Figura 3.14:

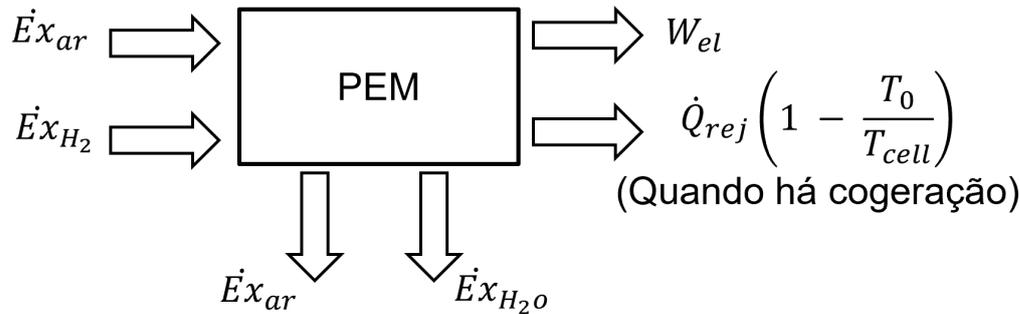


Figura 3.14: Balanço exergético da célula a combustível.

As correntes exergéticas associadas ao fluxo de matéria na forma de ar, hidrogênio e água são diretamente proporcionais às vazões mássicas associadas a cada uma dessas correntes. Estas formulações já foram discutidas, correspondendo às Equações (3-59), (3-60), (3-61), (3-62) e (3-63) encontradas na seção destinada às células a combustível.

3.6 Cálculo exergético dos painéis solares

A eficiência exergética de um sistema fotovoltaico é calculada através da fórmula presente na Equação 3-124.

$$\eta_{exerg,phot} = \frac{I \cdot V}{GA_{phot} \left(1 - \frac{4}{3} \frac{T_0}{T_{sol}} + \frac{1}{3} \left(\frac{T_0}{T_{sol}}\right)^4\right)} \quad (3-124)$$

Onde A_{phot} e T_{sol} equivalem à área dos painéis fotovoltaicos e à temperatura do sol, fixada em 5778 K (HOSSEINI; DINCER, 2013). Como discutido anteriormente nesse mesmo Capítulo, a geração de potência dos painéis fotovoltaicos simulados é obtida através de equacionamento envolvendo condições meteorológicas reais de uma dada região e dados operacionais de um modelo selecionado de painéis fotovoltaicos. Assim, no presente caso, potência gerada (produto $I \cdot V$), irradiação, G e temperatura ambiente, T_0 são informações armazenadas em vetores com resolução de minutos, comportando o equivalente a um ano de simulação.

3.7

Cálculo exerético global

Para calcular a eficiência do sistema como um todo, é proposto um cálculo que leva em conta a energia demandada pelos usuários do sistema em relação à exergia total de entrada dos painéis fotovoltaicos, gás natural e rede elétrica, como mostrado na Equação 3-125:

$$\eta_{ex,global} = \frac{E_{el} + E_{te}}{E_{x_{solar}} + E_{n_{rede}} + E_{x_{gn}}} \quad (3-125)$$

Onde a exergia total recebida pelos painéis solares, $E_{x_{solar}}$, é calculada através da Equação 3-126, equivalendo à energia total incidente nos painéis, E_{inc} , multiplicada pelo termo entre parêntesis no denominador da Equação 3-124:

$$E_{x_{solar}} = E_{inc} \cdot \left(1 - \frac{4}{3} \frac{T_0}{T_{sol}} + \frac{1}{3} \left(\frac{T_0}{T_{sol}} \right)^4 \right) \quad (3-126)$$

A energia incidente, E_{inc} , é a integral da irradiação no tempo considerado, como na Equação 3-127:

$$E_{inc} = A_{fot} \int_0^t G \quad (3-127)$$

A exergia do gás natural é dada pela Equação 3-128, postulada em Kotas (KOTAS, 1985):

$$E_{x_{gn}} = 1,04 V_{gn} \rho_{gn} PCI_{gn} \quad (3-128)$$

Em que V_{gn} é o montante total de gás natural em volume consumido na unidade CHP.

4

Metodologia

Considerando a necessidade imposta pelos modelos preditivos por dados que alimentem as equações matemáticas neles implicadas, o presente capítulo tem por objetivo esclarecer a origem destes dados, relacionando-os em correspondência aos módulos do algoritmo a que se referem.

4.1

Perfil de demanda dos consumidores

O sistema proposto designa-se ao atendimento da demanda de dois tipos específicos de consumidor, a saber: consumidores residenciais e consumidores industriais de pequeno porte. A opção por esta variedade de padrões de entrada tornou-se conveniente com o fim de avaliar o desempenho do sistema sob diferentes tipos de solicitação e, principalmente, por permitir uma análise comparativa no que tange aos resultados obtidos no estudo de Gabriel (GABRIEL, 2020), que precede o estudo atual, levando em consideração o caráter mais refinado presente na proposta atual. Como ocorreu no caso anterior, o número de consumidores permanece sendo parâmetro de entrada do simulador.

O gráfico da Figura (4.1) oferece o perfil de evolução da demanda elétrica associada a cada tipo de consumidor (FRANCISQUINI, 2006). Os dados apresentados foram obtidos da ANEEL para consumidores com demanda mensal superior a 500kWh e medidos tendo como base um dia útil completo.

Quanto à demanda térmica dos usuários, assume-se que esta consiste no aquecimento de água até certa temperatura desejada, a depender do tipo de consumidor. Para a categoria de consumo residencial, impõe-se como demanda térmica o aquecimento de água à temperatura ambiente até a temperatura de 40°C (temperatura do banho, aproximadamente), já para os consumidores da categoria industrial, pretende-se aquecer água em temperatura ambiente até a temperatura de 70°C (temperatura razoável de operação da célula a combustível).

4.2

Dados dos painéis fotovoltaicos

4.2.1

Especificações do módulo fotovoltaico

Para mensurar corretamente a performance de um sistema fotovoltaico, é necessário dispôr de informações técnicas a respeito do módulo que se pretende

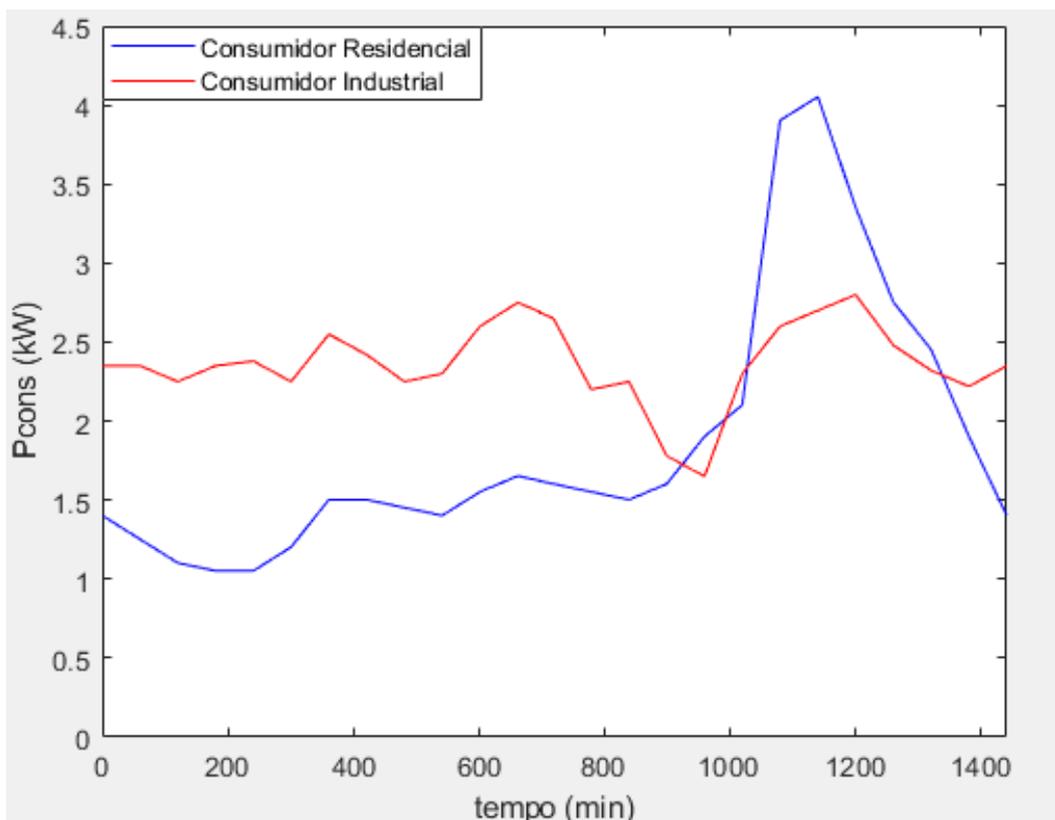


Figura 4.1: Configuração da unidade CHP

utilizar. Estas informações servirão como dados de entrada do simulador implementado, cujos resultados serão discutidos na próxima seção.

Para auxiliar a seleção do módulo fotovoltaico, recorreu-se às informações do banco de dados da *California Energy Commission* (CEC), que possui uma extensa lista de especificações técnicas de milhares de módulos fotovoltaicos aprovados para uso residencial e comercial. Esta base de dados se encontra disponível no aplicativo *System Advisor Model* do *National Renewable Energy Laboratory*, que é atualizado anualmente segundo as mudanças na regulamentação americana.

O módulo fotovoltaico escolhido para integrar as simulações subsequentes é o modelo Chint Solar CHSM72M-HC-415, cujos parâmetros são listados na Tabela 4.1:

4.2.2

Dados meteorológicos

Os dados meteorológicos usados neste trabalho são fruto de levantamentos estabelecidos previamente na forma de anos meteorológicos típicos. Foi tomado como base o perfil meteorológico anual gerado por Fiorella Cabrera (CABRERA, 2014), que extraiu tais informações de uma base de dados pertencente ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

Tabela 4.1: Especificações do módulo fotovoltaico Chint Solar CHSM72M-HC-415 extraído do banco de dados CEC.

Parâmetro	Unidade	Valor	Descrição
A_{fot}	m^2	2,00	Área do módulo
Comprimento	m	2,00	Comprimento do módulo
Largura	m	1,00	Largura do módulo
N_s	-	72	Número de células do módulo
$I_{sc/ref}$	A	10,45	Corrente em curto circuito
$V_{oc/ref}$	V	50,1	Tensão de circuito aberto
$I_{mp/ref}$	A	9,9	Corrente na máxima potência
$V_{mp/ref}$	V	42,1	Tensão na máxima potência
α_{sc}	A/K	0,003762	Coefficiente de temperatura(corrente)
β_{oc}	V/K	-0,135771	Coefficiente de temperatura(tensão)
T_{NOCT}	$^{\circ}C$	46,4	Temperatura nominal de operação
a_{ref}	V	1,866448	Fator de idealidade
$I_{L,ref}$	A	10,46	Corrente de luz
$I_{o,ref}$	A	$2,26549E^{-11}$	Corrente de saturação
R_s	ohm	0,220892	Resistência em série
$R_{sh,ref}$	ohm	310,825649	Resistência de derivação

As simulações feitas neste trabalho concentram-se no perfil meteorológico típico da região do Recreio dos Bandeirantes, Rio de Janeiro, RJ, referente às coordenadas de -23,02 graus de latitude e -43,46 graus de longitude no mapeamento do INMET. Os dados de irradiação, temperatura ambiente e velocidade do vento são costumeiramente divulgados em resolução horária, porém, considerando a necessidade de uma malha mais refinada, foi necessário adaptar a série horária para se adequá-la à resolução de minuto a minuto, o que foi feito simplesmente aplicando uma interpolação linear à série original. A Figura 4.2 exibe o perfil de insolação incidente na localidade de Recreio dos Bandeirantes no primeiro dia do ano por intervalo de hora e por intervalo de minuto (o mesmo processo foi repetido para os demais *inputs*):

4.3

Dados financeiros

4.3.1

Investimento inicial e de manutenção

A fim de conduzir uma análise de viabilidade econômica do sistema híbrido proposto, é imperativo o conhecimento dos custos envolvidos na aquisição, instalação, manutenção e eventual substituição dos equipamentos envolvidos (sendo este último item alvo de exposição posterior). Assume-se que apenas a unidade CHP e os painéis fotovoltaicos demandam custos específicos

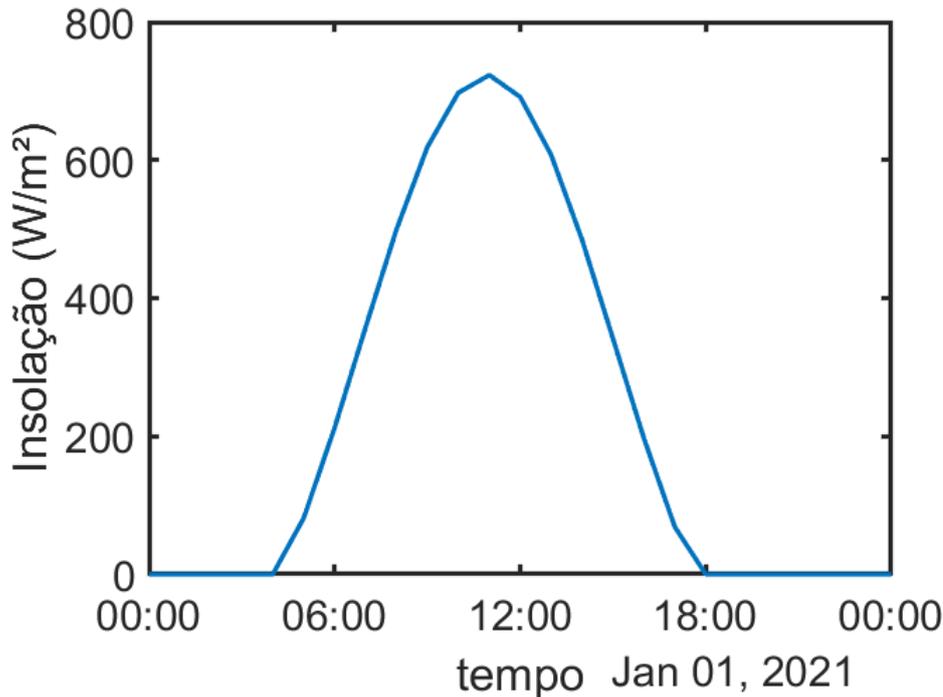


Figura 4.2: Perfil de irradiação no primeiro dia do ano na localidade de Recreio dos Bandeirantes, Rio de Janeiro, RJ.

de instalação, havendo também um montante destinado à manutenção de tais componentes. A Tabela 4.2 relaciona os custos de aquisição por unidade dos equipamentos usados no sistema híbrido proposto. Já a Tabela 4.3 contém os custos de instalação e manutenção por unidade dos equipamentos usados no sistema híbrido proposto.

Tabela 4.2: Custos de aquisição dos equipamentos do sistema híbrido

Equipamento	Descrição	Aquisição
CHP com PEM 5 kW	Modelo H2PS-5(Helbio)	€56000
Inversor de 6,8 kW	CONTEXT XW PRO UL(Intermepro)	US\$ 3230
Bateria VRLA 48V/100Ah	4 baterias 12V/100 Ah(Moura)	R\$ 3060
Painel monocristalino 415 W	CHSM72M-HC-415(Chint Solar)	1000 R\$
Trocador de calor	Extraído da literatura	US\$ 100
Medidor Bidirecional	Extraído da literatura	US\$ 400

Com exceção dos painéis monocristalinos CHSM72M-HC-415 da fabricante Chint Solar e do modelo de trocador de calor, os custos usados no presente trabalho foram apropriados do levantamento feito por Gabriel (GABRIEL, 2020). No caso particular do primeiro, vale pontuar que houve necessidade de estimá-lo tendo por base um modelo similar comercializado no mercado interno, por conta da indisponibilidade de informações mais precisas sobre o equipamento da Chint Solar, apesar de este constar no banco de

Tabela 4.3: Custos de instalação e manutenção dos equipamentos do sistema híbrido

Equipamento	Instalação	Manutenção anual
CHP com PEM 5 kW	€5000	€140
Inversor de 6,8 kW	-	-
Bateria VRLA 48V/100Ah	-	-
Painel monocristalino 415 W	R\$ 200	R\$ 30

dados oficial da California Energy Commission (CEC). O modelo alternativo, escolhido para situar a estimativa, foi o painel fotovoltaico de 450 W ODA450-36-MH da marca OSDA, disponível no site da Neosolar (NEOSOLAR, 2021). Concomitantemente, os custos de instalação e manutenção dos painéis solares também foram alavancados, considerando a proporção estimada em 20% de tais onerações em relação ao custo de aquisição deste gênero de equipamento (GABRIEL, 2020).

O custo do trocador de calor foi aproximado através da aplicação da Equação 4-1 usada por Turton et al. (TURTON, 2018), que relaciona o custo de aquisição de um trocador de calor, $C_{trocador}$, com a respectiva área A de troca de calor de um dado modelo.

$$\log_{10} C_{trocador} = 3,3444 + 0,2745 \cdot \log_{10} A + -0,0472 \cdot (\log_{10} A)^2 \quad (4-1)$$

Considerando o limite dimensional mínimo de 1 m^2 de aplicabilidade da equação, a proposta é multiplicar o valor de custo calculado para uma área de 1 m^2 pela área atribuída ao trocador de calor usado ($0,041 \text{ m}^2$), chegando ao valor de aproximadamente 100 US\$.

4.3.2

Custos operacionais

Os custos operacionais do atual sistema híbrido dividem-se basicamente em custos de operação concernentes ao uso da rede elétrica e os custos devidos ao consumo de gás natural. Estes são explorados separadamente nas seções seguintes

4.3.2.1

Consumo de energia e da rede elétrica

Os gastos do usuário do sistema híbrido concernentes ao uso da rede elétrica seguem a dinâmica de compensação de créditos de energia previstos pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Segundo as regras do atual sistema,

um usuário equipado de um inversor bidirecional torna-se capaz de operar num escambo de energia com a rede elétrica, importando energia em situações de escassez e exportando excedentes quando sua produção se encontra acima do patamar da demanda.

A Tabela 4.4 apresenta as tarifas de energia elétrica em R\$/kWh, por posto horário, para a categoria B na bandeira verde, referentes à distribuidora Light, no estado do Rio de Janeiro em agosto de 2021 (ANEEL, 2020). As tarifas constantes no site da ANEEL (coluna esquerda da tabela) não incluem os tributos incidentes, tais como ICMS, PIS/PASEP e Confins. À direita da tabela, são apresentadas as respectivas tarifas incluindo-se todos os impostos aplicáveis no mês de março de 2020, com exceção da taxa de iluminação pública, devido à dependência desta com outros parâmetros da instalação.

Tabela 4.4: Tarifas de energia elétrica por posto horário

Tarifa	Preço sem impostos	Preço com impostos
Convencional	0,694	1,0196
Branca(baixa)	0,612	0,8991
Branca(interm.)	0,854	1,2546
Branca(alta)	1,268	1,8628

Onde a tarifa branca baixa se dá nos horários antes das 17h e depois das 22h. A tarifa intermediária dá-se nos horários de 17h a 18h e 21h até 22h. Já a tarifa branca alta ocorre no horário de 18h às 21h.

4.3.2.2

Consumo de gás natural

O cálculo do custo com consumo de gás natural na unidade CHP se utiliza das tarifas, por tipo de consumidor e faixa de consumo, impostas pela Naturgy (distribuidora de gás natural do estado do Rio de Janeiro), cuja vigência data do início do mês de Agosto de 2021.

A Tabela 4.5 apresenta a relação das tarifas, por tipo de consumidor e faixa de consumo, aplicáveis ao consumo de gás natural (NATURGY, 2021) referentes ao mês de Fevereiro de 2020, sendo esta a mesma data de cobrança tomada por Gabriel (GABRIEL, 2020), mantida no presente estudo para fins de comparação. As condições de fornecimento são de 9400 $kcal/m^3$ pressão de 1 atm e temperatura de 20°C, tendo sido já contemplados todos os tributos incidentes. As tarifas são aplicadas mediante padrão de cobrança em cascata. Exemplificando, um consumidor do tipo geração distribuída cujo consumo fosse de 300 $m^3/mês$ seria descontado pela tarifa de 5.66 R\$/ m^3 para os primeiros 200 m^3 aplicando-se, em seguida, a tarifa de 3.91 R\$/ m^3 para os 100 m^3

restantes. Também cabe ressaltar que, assim como ocorre na cobrança por consumo elétrico, na cobrança por consumo de gás natural também é imposta uma cobrança mínima compulsória, equivalente ao limite superior da primeira faixa de consumo para cada tipo de consumidor (NATURGY, 2021).

Faixa de consumo(m^3 /mês)	Preço(R\$/mês)
Geração distribuída	
0-200	4.5067
201-5000	3.0130
5001-20000	2.7399
Residencial	
0-7	6.1725
8-23	8.0497
24-83	9.7479
> 83	10.2861
Industrial	
0-200	6.0268
201-500	5.8530
> 500	5.6795

Tabela 4.5: Tarifas de gás natural praticadas pela Naturgy a partir de Fevereiro de 2020

4.3.3

Perspectiva de evolução no custo dos equipamentos

A Tabela 4.6 exhibe as equações usadas para a estimativa do custo futuro C dos equipamentos no horizonte de trinta anos.

Tabela 4.6: Tarifas de energia elétrica por posto horário

Equipamento	$C(i)$
Células a combustível	$C(2021) \cdot CAP_{inst}^{-0,2367}(i)$
Painéis Fotovoltaicos	$C(2021) \cdot [(1 + 0,09)^{i-2021}]^{-0,2875}$
Baterias	$C(2021) \cdot (1 - 0,0441(i - 2021)) \quad i \leq 2026$ $C(2026) \cdot (1 - 0,0445(i - 2026)) \quad i \leq 2032$ $C(2032) \cdot (1 - 0,0445(i - 2032)) \quad i \leq 2037$ $C(2037) \cdot (1 - 0,0445(i - 2037)) \quad i > 2037$

O custo unitário das células a combustível tende a cair 16% conforme dobra a capacidade instalada CAP_{inst} (E4TECH, 2019), já os painéis fotovoltaicos experimentam uma queda de 18% em seus custos nessa mesma situação (IRENA, 2012). A evolução no custo das baterias é dada pelo uso de uma relação linear para interpolar as previsões de custos de aquisições de baterias

tipo chumbo-ácido VRLA para os próximos 20 anos, de acordo com a IRENA (IRENA, 2017).

4.3.4

Tarifas de energia elétrica e gás natural

A discussão acerca do comportamento futuro das tarifas de eletricidade e gás natural, em se tratando especificamente do caso brasileiro, encontra muitos entraves para desdobrar-se em previsões razoavelmente assertivas. O clima de instabilidade política e econômica que permeia o ambiente do país há algum tempo acrescenta grande medida de incerteza ao cenário destes mercados.

Esta tônica implica a preferência por uma abordagem mais variada na avaliação preditiva de ambos os artigos, de forma que para a energia elétrica foram assumidos dois possíveis cenários para a evolução das tarifas. O primeiro cenário considera um incremento de 0% na tarifa de energia elétrica em relação à inflação a partir do ano de 2021, enquanto no segundo cenário é assumida uma taxa de incremento de 2% sobre a inflação a partir do ano de 2021.

No que tange ao mercado de gás natural, a novas estratégia de desestruturação da cadeia produtiva da Petrobras é cercada de grande expectativa, sendo enxergada como possível estímulo para queda nos custos deste insumo (ANP, 2019). Dessa forma, acompanhando prognósticos emitidos pelo governo federal (EPE, 2019a), são estabelecidos dois cenários em que o custo do gás natural decresce em 40% no primeiro triênio a partir de 2021, ano de início das simulações, divergindo quanto aos prognósticos sobre a inflação subsequente. No primeiro cenário assume-se um aumento anual de 0% sobre a inflação no custo do gás natural, enquanto o segundo prevê um avanço de 2% ao ano neste custo.

4.4

Planejamento de experimentos para análise do reformador

Como proposta para verificar a sensibilidade de um dos blocos centrais do sistema analisado no presente trabalho, é promovida uma análise estatística do comportamento termodinâmico do módulo reformador (reforma a vapor + deslocamento gás-água + metanação), testando-o sob condições operacionais variadas e usando a ferramenta de planejamento de experimentos para tratar os resultados, tornando possível a visualização dos parâmetros mais influentes e das respostas referentes às condições ótimas.

As eficiências térmica e exergética foram calculadas para diferentes condições operacionais envolvendo temperatura da reforma a vapor em K, pressão da reforma a vapor em atm e razão S/C da reforma a vapor, perfazendo um total de 27 testes do simulador. Além disso, seguindo o que foi proposto anteri-

ormente, é oferecida a possibilidade de considerar duas opções de composição do gás natural: metano puro ou composição comercial.

O uso da ferramenta de planejamento de experimentos preconiza a formulação matemática da resposta estudada (eficiências térmica e exergética, no presente caso) através de um polinômio obtido a partir dos níveis (valores) assumidos pelos fatores (parâmetros de controle) considerados na análise, permitindo a visualização panorâmica do comportamento das respostas em função da variabilidade operacional. Assim, a enunciação do polinômio referente ao elenco de respostas obtidas pelos experimentos (simulações numéricas, no presente caso) permitirá a interpolação destas informações. O planejamento realizado no presente estudo é do tipo composto central com *alpha* igual a 1. Como ilustração, a Figura 4.3 contém a representação da forma clássica de um planejamento tipo composto central, onde cada ponto destacado corresponde à uma combinação de valores assumidos pelos parâmetros em termos de variáveis reduzidas. O planejamento atual envolve três fatores (pressão, temperatura e razão S/C) e a forma assumida pelo polinômio encontra-se exibida na Equação (4-2), onde y refere-se a resposta do problema, a_i são os coeficientes do polinômio e X_i expressam aos níveis i assumidos pelos fatores X .

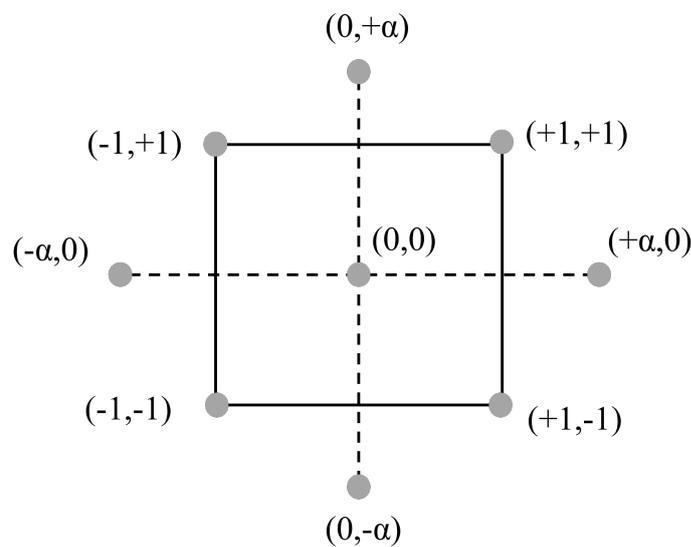


Figura 4.3: Esquema com planejamento composto central (Fonte:próprio autor)

$$y = a_0 + a_1X_1 + a_{11}X_1^2 + a_2X_2 + a_{22}X_2^2 + a_3X_3 + a_{33}X_3^2 + a_{12}X_1X_2 + a_{13}X_1X_3 + a_{23}X_2X_3 \quad (4-2)$$

4.5

Premissas para análise econômica

O propósito deste capítulo consiste na condução de uma análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais e financeiros na viabilidade econômica do sistema proposto, avaliando-o frente às variações de alguns fatores. Os principais fatores cuja influência se deseja estudar são: taxas de aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural, diferentes configurações do sistema (CHP + PV + B, CHP + PV e CHP + B), número de usuários alimentados pelo sistema e o fator de aproveitamento de créditos na rede.

Será avaliada uma diversidade de cenários para cada um dos estudos propostos, sendo tais cenários criados a partir de combinações das variáveis de interesse, incluindo possibilidade de cogeração e dois tipos de tarifa de energia elétrica (convencional e branca). Serão abordados indicadores específicos dos resultados obtidos, tais como variação do consumo de gás natural no CHP, o percentual de tempo total em operação da CHP, a energia térmica total rejeitada pelo CHP, o número de ciclos e substituições do banco de baterias e o número de baterias e inversores utilizados. Em todos os casos será considerada uma (e apenas uma) substituição dos inversores após 15 anos de operação do sistema, enquanto o número de substituição do banco de baterias dependerá do número total de ciclos de carga e descarga.

Os parâmetros financeiros examinados serão o custo total de investimento inicial (constituído por custo dos componentes mais custo de instalação), custo de operação com energia elétrica, custo de operação adicional com gás natural na transição para o sistema proposto, custo de manutenção e custos com substituição dos componentes ao longo do tempo. Serão apresentados também o custo total do sistema proposto, o custo de compra direta da rede (quanto seria gasto pelos usuários caso não aderissem ao sistema proposto), lucro final em valor presente líquido e o ano em que se dão os *paybacks*, representando o ano em que o usuário é compensado pelo investimento inicial realizado na adesão sistema.

A relação dos dados técnicos e financeiros em tabelas será acompanhada por dois tipos de gráficos para cada caso simulado. O primeiro deles ilustrará o *cashflow* correspondente ao caso em estudo, mostrando a evolução do fluxo de caixa dos usuários ao se considerar uma operação do sistema entre os anos de 2020 e 2040. O segundo gráfico mostrará a evolução do custo cumulativo total do sistema para sete anos de operação (no caso de consumidores residenciais) e cinco anos de operação (no caso de consumidores industriais), considerando-se a adesão ao sistema ano a ano no horizonte de 2020 a 2040 (21 simulações independentes).

4.6

Premissas da análise ambiental

4.6.1

Metodologia de análise

Com o objetivo de mensurar os impactos do sistema proposto em termos de emissões de gases estufa, é implementada uma análise ambiental que se concentra na investigação do índice de emissão de CO₂ para alguns casos de interesse do presente trabalho.

O escopo da análise ambiental foi delimitado à situação de maior interesse, entendida neste caso como a operação do sistema híbrido por três consumidores residenciais (80% a 100% do tempo em operação da CHP) sob tarifa convencional e aproveitamento de 100% dos créditos exportados à rede. Foram avaliados 6 casos no total, sendo variados os parâmetros de configuração do sistema (CHP + PV + B, CHP + PV e CHP + B) com e sem a possibilidade de cogeração. A análise se propõe a determinar a participação das emissões de CO₂ das etapas de produção e manufatura dos equipamentos utilizados e na operação das fontes envolvidas para o atendimento das demandas elétrica e térmica dos usuários em cada caso estudado.

Ao fim, são apresentados, para fins de comparação, os índices de emissão (em gCO₂ eq/kWh) correspondentes ao atendimento da mesma demanda através das matrizes energéticas brasileira e americana, juntamente com os dados relativos à outras tecnologias de geração conjunta de calor e potência. O Brasil e os Estados Unidos foram escolhidos por apresentarem matrizes energéticas bastante distintas, trazendo maior riqueza na comparação dos dados e ressaltando a contribuição ambiental do sistema híbrido em um contexto global.

4.6.2

Emissão equivalente de CO₂ por manufatura

A emissão de CO₂ na atmosfera é um efeito que está presente em praticamente todas as etapas de confecção de determinado produto, desde a extração de matéria prima, passando pelo transporte e envolvendo também a produção do material. No caso do sistema híbrido proposto neste trabalho, os principais componentes a contribuir nas emissões são a própria célula a combustível, as baterias e os inversores bidirecionais utilizados. Apesar de os painéis fotovoltaicos apresentarem baixíssimos índices de emissão durante sua operação/manutenção, a maior parte dos estudos em literatura agrega todas

as contribuições menores com o impacto da fabricação dos módulos em uma base de CO₂/kWh.

A Tabela 4.7 apresenta a emissão total de CO₂ envolvida na fabricação dos componentes mencionados. Para a célula PEM de 5 kW, foi feita uma média entre as estimativas realizadas por Evangelisti et al (EVANGELISTI et al., 2017), enquanto para o inversor, foi utilizado o estudo de Akinyele et al. (AKINYELE; BELIKOV; LEVRON, 2017), onde ambas as contribuições são dadas em uma base kgCO₂/kWe. A contribuição das baterias, por outro lado, é dada numa base kgCO₂/kWh (emissão por capacidade de armazenamento), tendo sido feita uma média simples entre os valores apresentados nos estudos de Akinyele et al. e Baumann et al. (BAUMANN et al., 2017) para a bateria de 4,8 kWh utilizada neste trabalho.

Tabela 4.7: Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO₂ do sistema proposto

Componente	kgCO ₂ /kWe	kgCO ₂ /kWh	kgCO ₂ /un
CHP	36,2	-	182
Bateria	-	37,63	180,6
Inversor	26,3	-	178,84

5 Resultados

O presente capítulo visa fornecer os resultados encontrados para as modelagens propostas, assegurando a validação das abordagens escolhidas, análise crítica de padrões encontrados, bem como resultados de performance do sistema como um todo, envolvendo principalmente os aspectos econômico, ambiental e exergético.

5.1 Validação do modelo do reformador

Primeiramente, é simulada a reação de reforma a vapor para gás natural puro em metano, a temperatura de 750 K, pressão de 1 atm, como descrito no relatório de testes da CHP da Helbio, e razão S/C (*Steam to carbon ratio*) igual a 2. O resultado gráfico obtido a partir do modelo cinético é exibido na Figura 5.1, enquanto a composição em base úmida apontada pelo método das constantes de equilíbrio referente ao produto gasoso a jusante do reator de reforma a vapor é exibida na Tabela 5.1, junto à medida correspondente derivada da modelagem cinética:

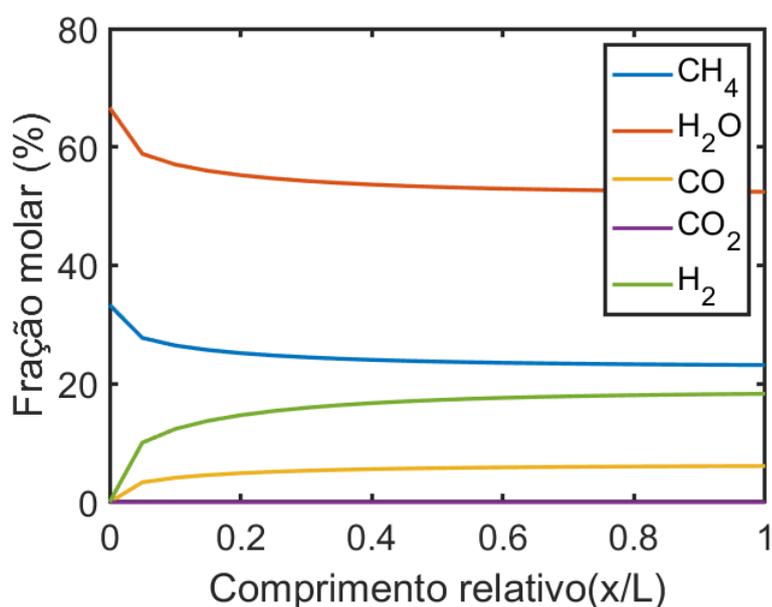


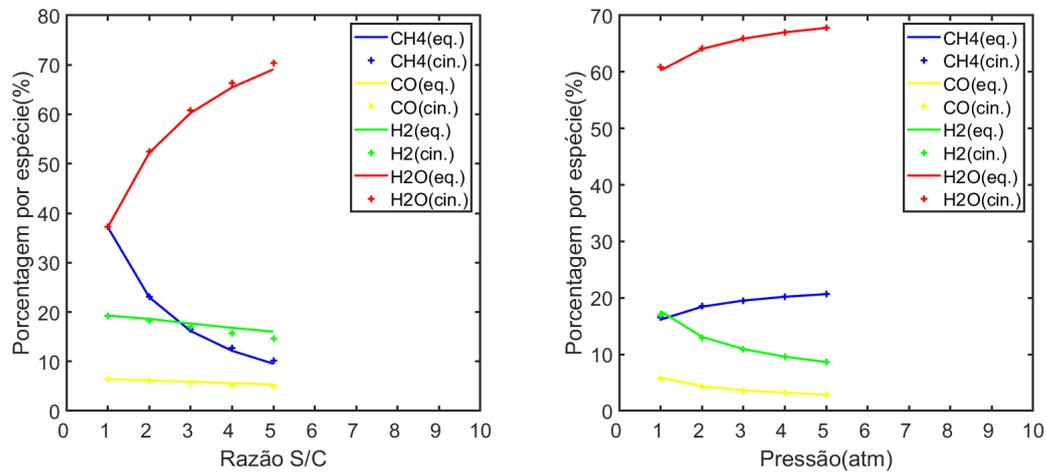
Figura 5.1: Reforma a vapor de gás natural puro em metano via modelagem cinética

É constatada boa concordância entre as composições apontadas pelos modelos, com desvio máximo de 0,3% entre as previsões relativas às duas

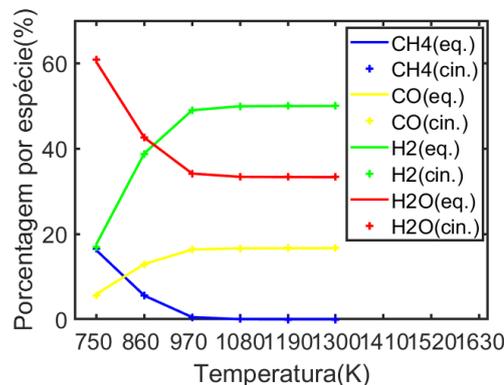
	Constantes de equilíbrio	Modelo cinético
CH ₄ (%)	22,99	23,16
CO(%)	6,20	6,10
CO ₂ (%)	0,00	0,00
H ₂ (%)	19,61	19,31
H ₂ O(%)	52,19	52,43

Tabela 5.1: Constantes de equilíbrio x Modelagem cinética para metano puro.

abordagens, o que confere confiabilidade à modelagem de constantes de equilíbrio construída para este trabalho. A Figura 5.2 apresenta o comportamento do modelo de reforma a vapor de metano puro quando analisado a partir da variação da temperatura, pressão e razão S/C, reforçando a sólida concordância entre ambos.



(a) Efeito da razão S/C (Temperatura 750 K e pressão 1 atm) (b) Efeito da pressão (Temperatura 750 K e S/C = 3)



(c) Efeito da temperatura (Pressão 1 atm e S/C = 3)

Figura 5.2: Sensibilidade da reforma a vapor: (a)Razão S/C, (b)Pressão e (c)Temperatura

Para atestar a validade do método das constantes para a simulação de um reator deslocamento gás-água, é proposta a simulação desta reação recebendo como entrada a composição do gás de saída proveniente da reforma a vapor apontada pelo modelo das constantes de equilíbrio (Tabela 5.1), ocorrendo a pressão de 1 atm e temperatura de 538 K. A Tabela 5.2 oferece uma comparação entre os valores encontrados a jusante do reator WGS segundo o modelo cinético e segundo o modelo que trabalha com as constantes de equilíbrio. O desvio máximo foi de 0,7% entre as previsões apontadas pelas duas abordagens, o que confirma a confiabilidade do modelo das constantes de equilíbrio como foi implementado:

Tabela 5.2: Constantes de equilíbrio x Modelagem cinética para reação de deslocamento gás-água.

	Constantes de equilíbrio	Modelo cinético
CH ₄ (%)	22,99	22,99
CO(%)	0,05	0,11
CO ₂ (%)	6,15	6,09
H ₂ (%)	24,77	24,70
H ₂ O(%)	46,04	46,11

A convergência preditiva dos modelos de equilíbrio químico da reação de deslocamento gás-água também foi testada mediante a consideração de diferentes temperaturas de operação. A pressão não exerce qualquer influência sobre o equilíbrio desta reação, como evidenciado na Equação (3-3). A razão S/C também não ocupa lugar de importância neste caso por razões óbvias: não há vapor d'água adicional fornecido inicialmente ao reator de deslocamento gás-água. Assim, a Figura 5.3 oferece a comparação gráfica entre os resultados fornecidos pelos modelos em face de sucessivos ajustes de temperatura. A composição inicial imposta é equivalente à composição resultante da reforma de metano puro segundo o método das constantes de equilíbrio, exposta na Tabela 5.1. A pressão de operação é mantida constante em 1 atm.

Observa-se, pelo gráfico, boa concordância entre os resultados dos dois métodos de equilíbrio químico também para a reação deslocamento gás-água, garantindo a acurácia do modelo de constantes de equilíbrio desenvolvido também neste caso.

Quanto à modelagem destinada à composição comercial de gás natural, as Tabelas 5.3, 5.4 e 5.5 relacionam os dados de composição final do gás de síntese para processos de reforma a vapor de metano ocorrendo a diferentes pressões sob temperaturas de 800 °C, 900 °C e 1000 °C, respectivamente, seguindo as configurações propostas nos testes de Demidov et al.(DEMIDOV, 2011).

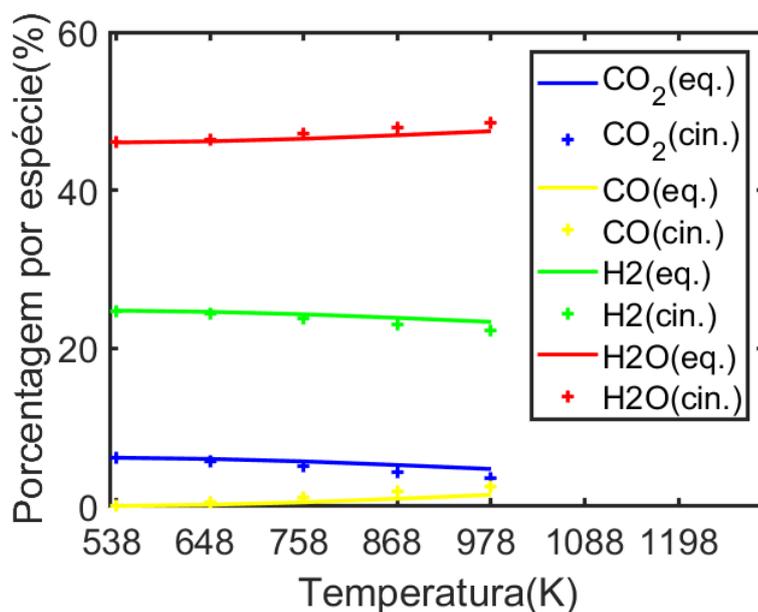


Figura 5.3: Sensibilidade da reação WGS à variação do *input* de temperatura.

Tabela 5.3: Comparação dos resultados do modelo de minimização de Gibbs com Demidov et al(DEMIDOV, 2011) à temperatura de 800°C.

P(atm)	CH ₄ /CO ₂ /CO	CO ₂ %		CH ₄ %		H ₂ /CO	
		Atual	Demidov	Atual	Demidov	Atual	Demidov
1	1/0,31/0,83	1,52	1,68	1,45	1,46	2,16	2,18
5	1/0,42/1,03	5,59	6,08	5,84	5,85	2,13	2,19
10	1/0,49/1,14	8,76	9,43	9,63	9,62	2,10	2,18
15	1/0,54/1,23	11,19	11,95	12,17	12,12	2,08	2,19
20	1/0,58/1,30	13,16	13,96	14,07	14,00	2,06	2,19
40	1/0,67/1,45	18,27	19,13	19,17	19,04	2,02	2,18

Tabela 5.4: Comparação dos resultados do modelo de minimização de Gibbs com Demidov et al(DEMIDOV, 2011) à temperatura de 900°C.

P(atm)	CH ₄ /CO ₂ /CO	CO ₂ %		CH ₄ %		H ₂ /CO	
		Atual	Demidov	Atual	Demidov	Atual	Demidov
1	1/0,27/0,78	0,40	0,46	0,50	0,53	2,18	2,18
5	1/0,32/0,91	1,87	2,16	2,14	2,17	2,15	2,18
10	1/0,36/1,03	3,33	3,81	3,87	3,90	2,13	2,18
15	1/0,40/1,14	4,68	5,31	5,15	5,18	2,12	2,19
20	1/0,43/1,22	5,79	6,51	6,33	6,35	2,10	2,18
40	1/0,51/1,44	9,14	10,12	9,89	9,89	2,06	2,18

Tabela 5.5: Comparação dos resultados do modelo de minimização de Gibbs com Demidov et al (DEMIDOV, 2011) à temperatura de 1000°C.

P(atm)	CH ₄ /CO ₂ /CO	CO ₂ %		CH ₄ %		H ₂ /CO	
		Atual	Demidov	Atual	Demidov	Atual	Demidov
1	1/0,26/0,76	0,12	0,15	0,20	0,20	2,18	2,18
5	1/0,28/0,84	0,68	0,84	0,80	0,82	2,17	2,19
10	1/0,30/0,91	1,25	1,53	1,59	1,62	2,15	2,18
15	1/0,32/0,99	1,84	2,24	2,20	2,24	2,14	2,18
20	1/0,34/1,07	2,43	2,93	2,71	2,75	2,13	2,18
40	1/0,39/1,27	4,16	4,95	4,76	14,81	2,10	2,19

Vê-se boa concordância entre o modelo atual e os valores de Demidov et al. quanto aos resultados encontrados para a porcentagem dos gases CO₂ e CH₄ em base molar no gás de síntese, observando-se desvio máximo de 0,98% para a fração molar de CO₂ e 0,23% para as frações de CH₄. As proporções entre H₂ e CO encontradas pelo modelo atual apresentam um desvio em relação aos valores aferidos por Demidov et al. conforme a pressão imposta ao reator aumenta. Como os reatores simulados no presente trabalho operam todos a pressão ambiente (1 atm), se segue que razoável confiabilidade pode ser conferida à capacidade preditiva do atual modelo.

5.2

Validação do modelo da célula a combustível

A fim de confirmar a capacidade preditiva do modelo descrito no Capítulo 3, foi conduzida uma comparação entre os resultados por ele fornecidos com certo trabalho experimental divulgado em literatura, tratando-se mais especificamente dos ensaios realizados no modelo *Ballard Mark V Fuel Cell*, da fabricante canadense *Ballard Power Systems*. Os valores atribuídos a alguns dos principais parâmetros da simulação reproduzem as condições mais gerais em que foram realizados os estudos experimentais, alguns dos quais são: pressão constante de 1 atm no anodo e no catodo; temperatura de 70°C(343 K); λ igual a 23, aplicado à membranas de Nafion 117 (ABDIN; WEBB, 2016), espessura de membrana de 0,0178 cm e área ativa de 50,6 cm². A Figura 5.4 expõe a boa concordância encontrada entre a curva de polarização gerada pelo modelo proposto e os valores obtidos experimentalmente, relacionados em Mann et al. (MANN; AMPHLETT, 2000).

A Figura 5.5 exhibe graficamente o comportamento da potência e eficiência elétrica em face da densidade de corrente, pondo estes resultados em comparação o mesmo modelo experimental abordado anteriormente. São obtidos resultados bastante próximos às verificações experimentais, o que corrobora com a confiabilidade da metodologia apresentada. Vê-se que no caso da

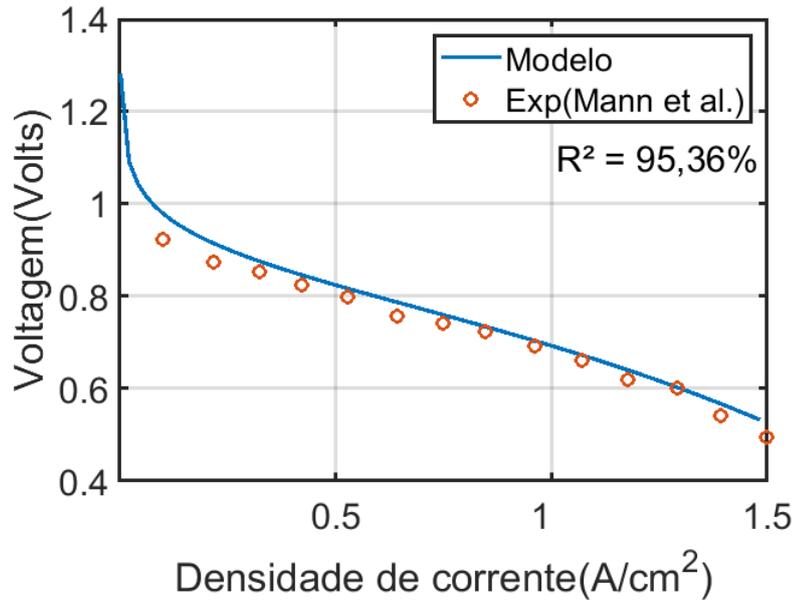


Figura 5.4: Curvas de polarização segundo o modelo proposto e dados experimentais (MANN; AMPHLETT, 2000)

curva de eficiência, o modelo oferece previsões que se encontram num nível levemente superior em relação ao resultado experimental, o que se dá em virtude de um ajuste feito nos parâmetros de pressão, que no caso do relatório do estudo experimental já foram fornecidos como pressões parciais, enquanto no presente caso houve preferência por trabalhar com as pressões totais nos eletrodos, obtendo-se as parciais posteriormente em função de saturação e estequiometria.

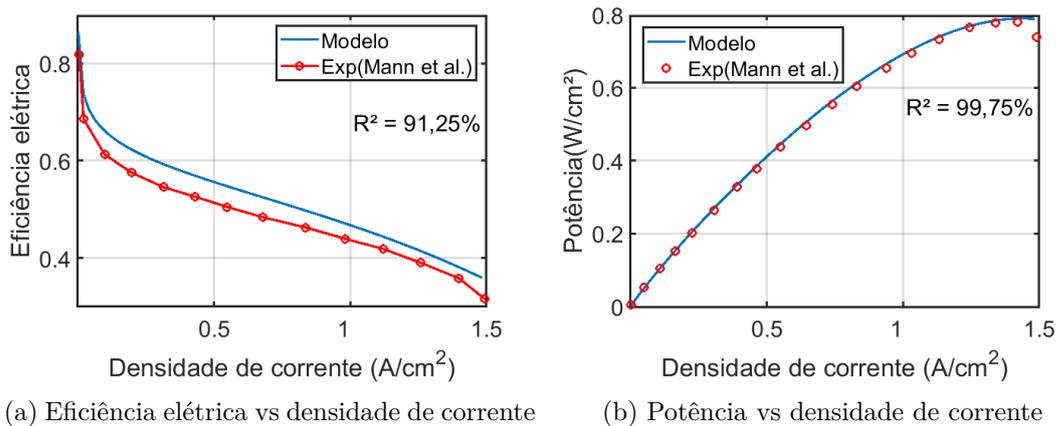


Figura 5.5: Comparação do método apresentado com dados experimentais para: (a)Eficiência elétrica e (b)Potência

Já como forma de verificar a tendência comportamental da tensão oferecida pela célula a combustível diante de diferentes condições de operação,

são abordadas as influências da temperatura pressão de operação. A umidade relativa em ambos os eletrodos foi mantida em 90% e as estequiometrias do anodo e catodo foram configuradas em 1,1 e 2,5, respectivamente. Os resultados referentes ao desempenho de uma célula unitária são ilustrados nos gráficos das Figuras 5.6 e 5.7.

A temperatura de operação da célula a combustível interfere diretamente na voltagem de circuito aberto e em cada uma das irreversibilidades (perdas de ativação, concentração e ôhmicas), promovendo uma influência positiva na voltagem e na potência fornecida, no cômputo geral. Para uma densidade de corrente igual a $0,4 \text{ A/cm}^2$, é obtida uma voltagem de $0,44 \text{ V}$ à temperatura de 300 K , subindo para $0,51 \text{ V}$ à temperatura de 350 K . representando uma melhora de performance de cerca de 15%.

A pressão de operação da célula a combustível influi na voltagem de circuito aberto e nas perdas de ativação, que estão subordinadas à pressão parcial do hidrogênio no anodo. Em termos quantitativos, constata-se um incremento de cerca de 18% na voltagem oferecida pela célula a combustível à densidade de corrente de $0,4 \text{ A/cm}^2$, indo de $0,71 \text{ V}$ a $1,5 \text{ atm}$ para $0,84 \text{ V}$ a 5 atm .

Há concordância entre o resultado obtido e as previsões da literatura, que dão conta de que condições mais extremas de temperatura e pressão beneficiam o desempenho da célula a combustível, como revelaram os estudos de Murthy et al. (MURTHY; ESAYIAN, 2003), muito embora também seja verdade que tais condições requeiram maior esforço operacional de compressão dos reagentes e provoquem diminuição na durabilidade da membrana, como afirmado por Abdin et al.(ABDIN; WEBB, 2016). Também a partir do trabalho destes últimos é confirmada a tendência de melhora da performance da célula mediante a operação à maiores temperaturas.

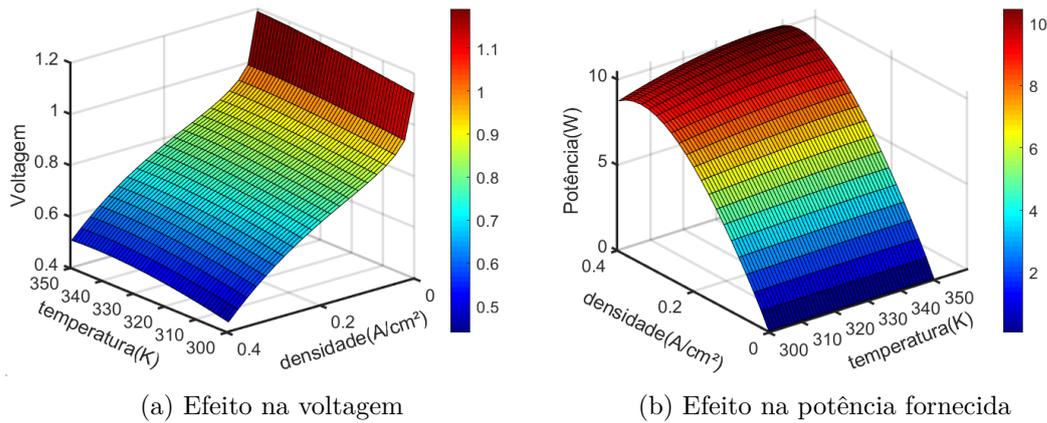


Figura 5.6: Sensibilidade à variação da temperatura para o desempenho da célula a combustível: (a) Voltagem, (b) Potência fornecida (Pressão = 1 atm)

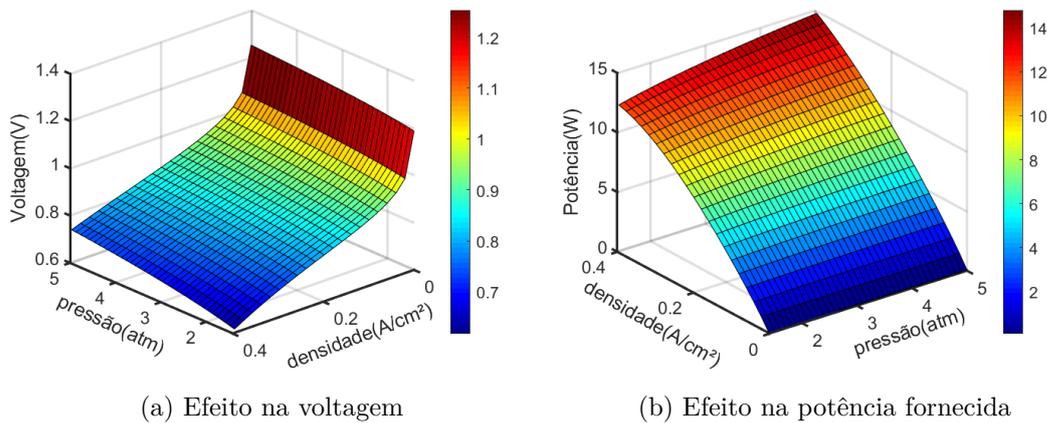


Figura 5.7: Sensibilidade à variação da pressão para o desempenho da célula a combustível: (a) Voltagem, (b) Potência fornecida (Temperatura = 343 K)

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1920916/CA

5.3 Análise estatística do módulo reformador

5.3.1 Metano puro

Os valores de eficiência térmica e exérgica obtidos para gás natural como metano puro foram relacionados na Tabela 5.6, na qual são identificados os fatores correspondentes à cada grandeza, sendo X_1 correspondente à pressão em atm, X_2 correspondente à temperatura em K e X_3 correspondente à razão S/C. Também constam na tabela os valores (níveis) assumidos pelos fatores em termos de variáveis reduzidas.

Var. reduzidas			Var. não reduz.			Resultados	
X_1	X_2	X_3	Pressão	Temperatura	S/C	η_{th}	η_{ex}
1	-1	-1	41	800	1	86,18%	85,22%
1	-1	0	41	800	3,2	74,04%	73,31%
1	-1	1	41	800	5,4	65,13%	64,79%
1	0	-1	41	900	1	84,50%	83,54%
1	0	0	41	900	3,2	72,07%	71,27%
1	0	1	41	900	5,4	63,08%	62,62%
1	1	-1	41	1000	1	82,88%	81,80%
1	1	0	41	1000	3,2	70,17%	69,16%
1	1	1	41	1000	5,4	61,27%	60,51%
0	-1	-1	21	800	1	86,94%	86,31%
0	-1	0	21	800	3,2	75,71%	75,29%
0	-1	1	21	800	5,4	67,19%	67,16%
0	0	-1	21	900	1	85,37%	84,68%
0	0	0	21	900	3,2	73,62%	73,12%
0	0	1	21	900	5,4	65,04%	64,85%
0	1	-1	21	1000	1	83,50%	82,73%
0	1	0	21	1000	3,2	71,56%	70,82%
0	1	1	21	1000	5,4	63,11%	62,55%
-1	-1	-1	1	800	1	89,31%	90,11%
-1	-1	0	1	800	3,2	80,60%	82,14%
-1	-1	1	1	800	5,4	73,91%	76,00%
-1	0	-1	1	900	1	84,22%	85,95%
-1	0	0	1	900	3,2	77,61%	78,97%
-1	0	1	1	900	5,4	71,12%	72,70%
-1	1	-1	1	1000	1	75,55%	78,80%
-1	1	0	1	1000	3,2	75,23%	76,02%
-1	1	1	1	1000	5,4	68,55%	69,51%

Tabela 5.6: Valores de eficiência térmica e exergética para diferentes condições operacionais do módulo reformador operando com metano puro.

Percebe-se uma tendência de melhora das eficiências térmica e exergética na medida da aproximação dos parâmetros controlados de condições menos extremas, caracterizadas por menor temperatura, menor pressão e menor proporção de vapor d'água, de forma que os valores máximos obtidos para estas duas respostas correspondem à configuração operacional de 800 K, pressão de 1 atm e razão S/C de 1. Neste ponto, as eficiências adquirem os valores de 89,31% e 90,11%, respectivamente. Esta relação verificada possivelmente encontra explicação na menor demanda térmica exigida dos combustores 1 e 2. A menor demanda diminui a soma do denominador das Equações (3-23) e (3-24), contribuindo, assim para o aumento das eficiências.

Os valores encontrados para os coeficientes a_i e a_{ij} são então relacionados na Tabela 5.7. Os números destacados em vermelho fazem parte do grupo

de coeficientes significativos segundo a análise t de Student. De acordo com a teoria de planejamento de experimentos, os coeficientes significativos são caracterizados por valores de t com módulo mais alto e valores de p próximos de zero:

Tabela 5.7: Teste t de Student para os coeficientes dos modelos para as eficiências energéticas e exeréticas considerando gás natural como metano puro.

η_{th}			η_{ex}			
a_i	t-ratio	valor-p	a_i	t-ratio	valor-p	
a_0	74,18094	88,7296	a_0	73,55949	113,3303	6,4660E-26
a_1	-2,04227	-5,2771	a_1	-3,22130	-10,7212	5,5268E-09
a_{11}	0,63004	0,9399	a_{11}	1,52307	2,9266	0,009415
a_2	-2,62236	-6,7760	a_2	-2,69102	-8,9563	7,5934E-08
a_{22}	-0,13690	-0,2042	a_{22}	-0,17720	-0,3405	0,737650
a_3	-8,89245	-22,9774	a_3	-8,80223	-29,2957	5,4311E-16
a_{33}	0,87081	1,2991	a_{33}	1,08967	2,0938	0,0515
a_{12}	1,12265	2,3685	a_{12}	1,00573	2,7331	0,0141
a_{13}	-2,38283	-5,0272	a_{13}	-2,16700	-5,8888	1,7868E-05
a_{23}	0,60030	1,2665	a_{23}	0,24470	0,6632	0,51606

Assim, são demonstradas nas Figuras 5.8 e 5.9 as respostas calculadas pelo modelo polinomial estabelecido em comparação às respostas observadas. Também são destacados nos gráficos os coeficientes de determinação R^2 , que revelam a baixa significância dos resíduos encontrados, consolidando, assim, a confiabilidade do modelo polinomial na predição dos dados experimentais(observados):

Já a Figura 5.10 apresenta os resíduos encontrados para cada um dos pontos comparados nos gráficos anteriores:

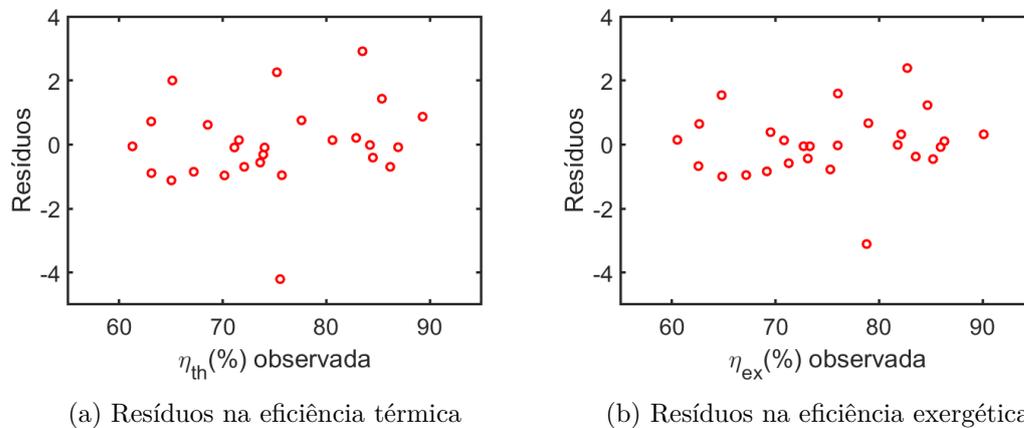


Figura 5.10: Resíduos encontrados para: (a)Eficiência térmica e (b) Eficiência exerética

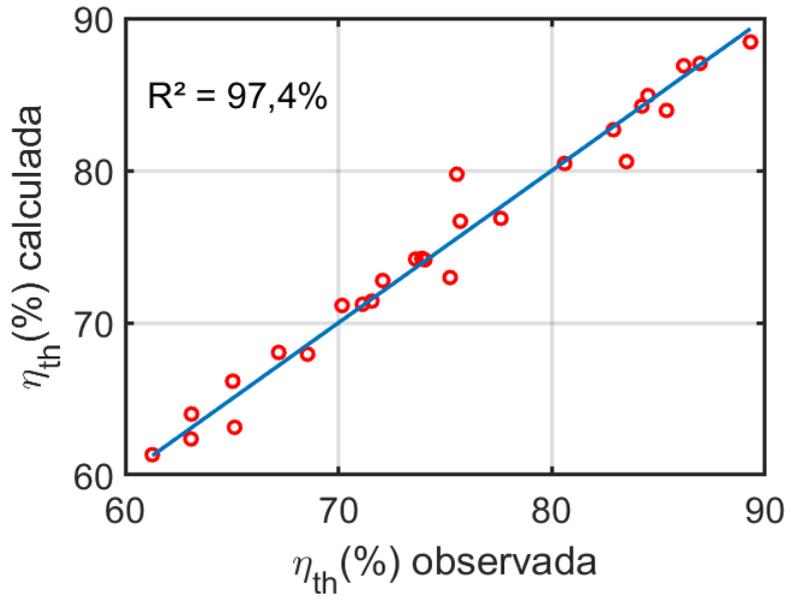


Figura 5.8: Comparação entre observado *vs* esperado para eficiência térmica considerando metano puro

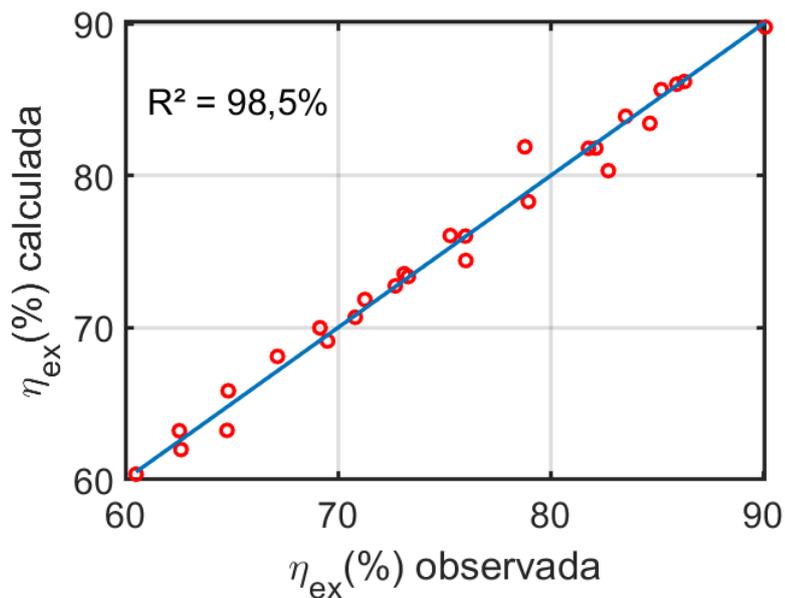


Figura 5.9: Comparação entre observado *vs* esperado para eficiência exergetica considerando metano puro

Também foi realizada a análise da variância ou ANOVA, na qual é proposto o exame dos resíduos para a verificação da qualidade do ajuste do modelo. As Tabelas 5.8 e 5.9 apresentam, para cada uma das respostas, as somas quadráticas, SQ , o número de grau de liberdade de cada soma quadrática, GL , as médias quadráticas MQ e o indicador $F - ratio$, definido pelo quociente entre a média quadrática devida a regressão do modelo polinomial e a média quadrática residual. Primeiramente, é apresentada a ANOVA referente ao polinômio

que determina o comportamento da eficiência térmica:

a_i	SQ	GL	MQ	$F - ratio$
a_1	75,075	1	75,075	27,8473
a_{11}	2,382	1	2,382	0,8834
a_2	123,782	1	123,782	45,9139
a_{22}	0,112	1	0,112	0,0417
a_3	1423,363	1	1423,363	527,9613
a_{33}	4,550	1	4,550	1,6877
a_{12}	15,124	1	15,124	5,6099
a_{13}	68,135	1	68,135	25,2729
a_{23}	4,324	1	4,324	1,6040
Erro	45,831	17	2,696	
Total	1762,678	26		

Tabela 5.8: ANOVA para eficiência térmica (metano puro).

Também aqui os valores destacados em vermelho representam os coeficientes importantes do polinômio que calcula a eficiência térmica. Verifica-se que os coeficientes significativos apontados pela ANOVA são os mesmos que os determinados pelas análises $t - ratio$ e $valor - p$. A Tabela 5.9 apresenta o resultado fornecido pela ANOVA para a formulação polinomial da eficiência exergética do módulo reformador:

Tabela 5.9: ANOVA para eficiência exergética (metano puro).

a_i	SQ	GL	MQ	$F - ratio$
a_1	186,782	1	186,782	114,9436
a_{11}	13,918	1	13,918	8,5652
a_2	130,348	1	130,348	80,2147
a_{22}	0,188	1	0,188	0,1159
a_3	1394,626	1	1394,626	858,2353
a_{33}	7,124	1	7,124	4,3842
a_{12}	12,138	1	12,138	7,4696
a_{13}	56,351	1	56,351	34,6775
a_{23}	0,715	1	0,715	0,4399
Erro	27,625	17	1,625	
Total	1829,815	26		

5.3.2

Composição comercial

Como realizado para a versão do simulador que admite gás natural como metano puro, as eficiências térmica e exergética do módulo reformador também foram avaliadas levando em conta um gás natural de composição mais próxima a realizada praticada pelas distribuidoras. A composição aplicada as simulações segue a proporção apresentada na Tabela 3.2, ou seja, gás natural formado por 89,24%(vol) de CH_4 , 2,59%(vol) de CO_2 , 7,86%(vol) de C_2H_6 , 0,24%(vol) de C_3H_8 e 0,07%(vol) de C_4H_{10} .

Primeiramente, são apresentados na Tabela 5.10 os resultados de eficiência térmica e exergética considerando condições operacionais variadas, ocupando as mesmas faixas observadas na análise anterior envolvendo metano puro.

Tabela 5.10: Valores de eficiência térmica e exergética para diferentes condições operacionais do módulo reformador operando com composição comercial.

Var. reduzidas			Var. não reduzidas			Resultados	
X_1	X_2	X_3	P(atm)	T(K)	S/C	η_{th}	η_{ex}
1	-1	-1	41	800	1	78,83%	83,24%
1	-1	0	41	800	3,2	66,00%	74,41%
1	-1	1	41	800	5,4	58,25%	69,95%
1	0	-1	41	900	1	77,88%	83,27%
1	0	0	41	900	3,2	64,95%	74,60%
1	0	1	41	900	5,4	57,21%	70,24%
1	1	-1	41	1000	1	76,84%	83,24%
1	1	0	41	1000	3,2	63,95%	74,76%
1	1	1	41	1000	5,4	56,26%	70,52%
0	-1	-1	21	800	1	79,66%	83,73%
0	-1	0	21	800	3,2	67,46%	75,26%
0	-1	1	21	800	5,4	60,07%	71,01%
0	0	-1	21	900	1	78,71%	83,76%
0	0	0	21	900	3,2	66,42%	75,44%
0	0	1	21	900	5,4	59,05%	71,30%
0	1	-1	21	1000	1	77,50%	83,62%
0	1	0	21	1000	3,2	65,35%	75,53%
0	1	1	21	1000	5,4	58,00%	71,53%
-1	-1	-1	1	800	1	82,29%	85,54%
-1	-1	0	1	800	3,2	72,65%	78,43%
-1	-1	1	1	800	5,4	66,88%	74,88%
-1	0	-1	1	900	1	79,09%	84,06%
-1	0	0	1	900	3,2	71,12%	78,25%
-1	0	1	1	900	5,4	65,14%	74,69%
-1	1	-1	1	1000	1	71,49%	78,78%
-1	1	0	1	1000	3,2	69,32%	77,73%
-1	1	1	1	1000	5,4	63,00%	74,24%

Posteriormente, seguindo a sequência de apresentação da seção anterior, são apresentados na Tabela 5.11 os coeficientes do modelo polinomial encontrado para as duas respostas visadas, eficiência térmica e eficiência exergética do módulo reformador. Mais uma vez, ressalta-se que os valores destacados em vermelho correspondem aos coeficientes significativos dentre os encontrados para os modelos polinomiais de ambas as respostas. Os coeficientes significativos são apontados através dos indicadores do teste t de Student, onde, novamente, módulos de t mais elevados e valores p próximos a zero caracteri-

zam estes termos:

Tabela 5.11: Teste t de Student para os coeficientes dos modelos para as eficiências energéticas e exergéticas considerando a composição comercial do gás natural.

η_{th}				η_{ex}			
a_i	t-ratio	valor-p		a_i	t-ratio	valor-p	
a_0	67,04874	91,7913	0,0000	a_0	75,90835	142,0937	0,0000
a_1	-2,26697	-6,7044	0,0000	a_1	-1,24146	-5,0202	0,0001
a_{11}	0,92761	1,5839	0,360427	a_{11}	0,47270	1,1036	0,285145
a_2	-1,68836	-4,9932	0,0001	a_2	-0,36136	-1,4613	0,16218
a_{22}	-0,29743	-0,5079	0,6181	a_{22}	-0,26856	-0,6270	0,53899
a_3	-8,80245	-26,0326	0,0000	a_3	-5,60486	-22,6649	0,0000
a_{33}	1,76209	3,0087	0,0080	a_{33}	1,60026	3,7361	0,00164
a_{12}	0,99642	2,4061	0,0278	a_{12}	0,75181	2,4823	0,02379
a_{13}	-1,99850	-4,8258	0,0002	a_{13}	-1,20487	-3,9782	0,0009
a_{23}	0,58362	1,4093	0,1768	a_{23}	0,61082	2,0168	0,05979

Assim, é feita a comparação entre as respostas calculadas pelo modelo polinomial encontrado e as respostas observadas, derivadas dos experimentos (simulações), relacionadas na Tabela 5.10. Nas Figuras 5.11 e 5.12 são exibidas tais comparações para a eficiência térmica quanto para a eficiência exergética, respectivamente:

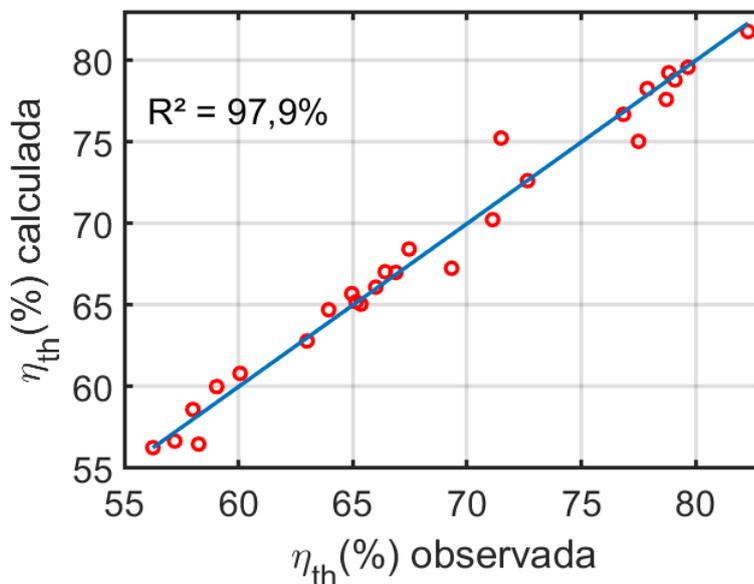


Figura 5.11: Comparação entre observado *vs* esperado para eficiência exergética considerando composição comercial

Já a Figura 5.13 apresenta os resíduos encontrados para cada um dos pontos comparados nos gráficos anteriores:

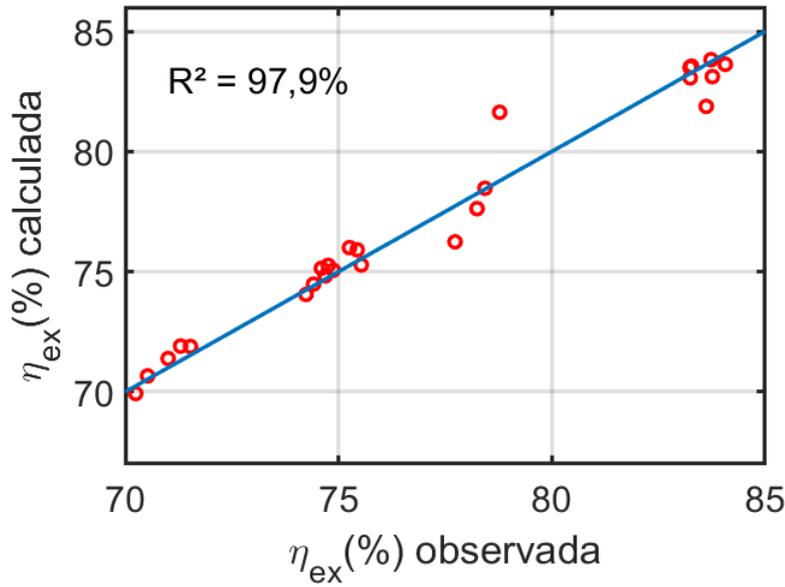


Figura 5.12: Comparação entre observado *vs* esperado para eficiência exergetica considerando composição comercial.

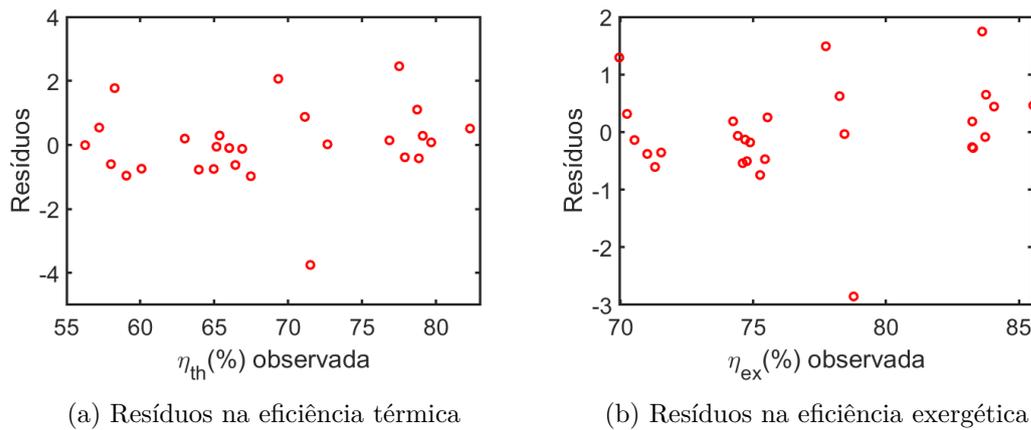


Figura 5.13: Resíduos encontrados para: (a)Eficiência térmica e (b) Eficiência exergetica

A análise de variância, ANOVA, também constitui ferramenta de investigação das respostas do módulo reformador para gás natural de composição comercial. Sobre isso constam os dados fornecidos nas Tabelas 5.12 e 5.13, em que são apresentadas as somas quadráticas, o número de graus de liberdade, as médias quadráticas e o indicador $F - ratio$. Assim como constatado na avaliação do metano puro como combustível, também para o gás natural comercial se verifica a coincidência entre os coeficientes importantes destacados segundo os indicadores $t - ratio$ e $p - value$ e segundo a ANOVA.

Tabela 5.12: ANOVA para eficiência térmica considerando gás natural comercial.

a_i	<i>SQ</i>	<i>GL</i>	<i>MQ</i>	<i>F – ratio</i>
a_1	92,504	1	92,504	44,9498
a_{11}	5,136	1	5,136	2,5086
a_2	51,310	1	51,310	24,9321
a_{22}	0,531	1	0,531	0,2579
a_3	1394,695	1	1394,695	677,6975
a_{33}	18,630	1	18,630	9,0524
a_{12}	11,914	1	11,914	5,7892
a_{13}	47,928	1	47,928	23,2887
a_{23}	4,087	1	4,087	1,9861
Erro	34,986	17	2,058	
Total	1661,749	26		

Tabela 5.13: ANOVA para eficiência exergética considerando gás natural comercial.

a_i	<i>SQ</i>	<i>GL</i>	<i>MQ</i>	<i>F – ratio</i>
a_1	27,7419	1	27,7491	25,2023
a_{11}	1,3407	1	1,3407	1,2179
a_2	2,3505	1	2,3505	2,1353
a_{22}	0,188	1	0,188	0,1159
a_3	0,4327	1	0,4327	0,3931
a_{33}	565,4604	1	565,4604	513,6969
a_{12}	15,3650	1	15,3650	13,9585
a_{13}	6,7826	1	6,7826	6,1617
a_{23}	17,4205	1	17,4205	15,8258
Erro	18,7130	17	1,1008	
Total	660,0844	26		

5.3.3

Comparação via superfícies de resposta

As regressões realizadas segundo a metodologia de planejamento de experimentos para as eficiências térmica e exergética do módulo reformador, considerando gás natural como metano puro ou gás de composição comercial, permitiram a obtenção de modelos polinomiais que descrevem com boa precisão o comportamento destas duas respostas do sistema dentro do domínio de condições operacionais previamente especificado, possibilitando a interpolação do padrão de resposta verificado para as condições que se encontram no contorno deste mesmo domínio. Assim, torna-se possível observar o comportamento das eficiências de maneira gráfica, o que é exibido primeiramente na Figura 5.14, que contém a comparação entre as superfícies de resposta do sistema em termos de eficiência térmica para metano puro e gás natural comercial a uma temperatura fixa de 950 K:

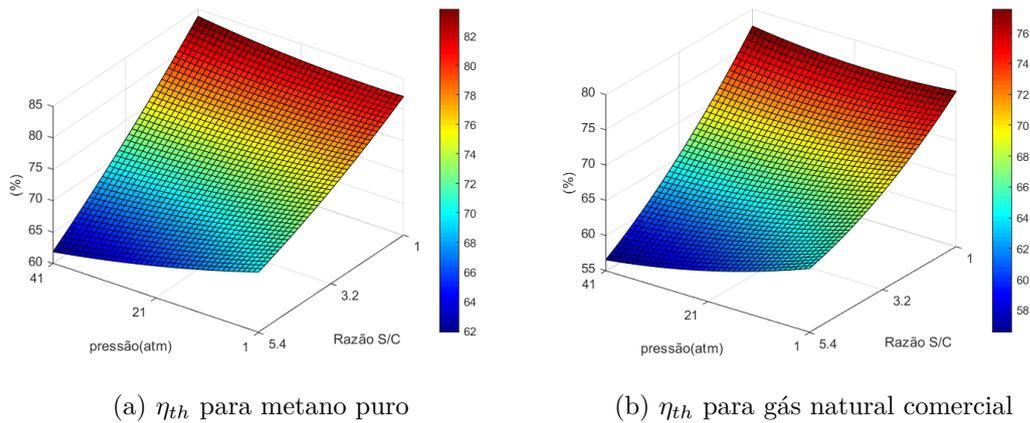


Figura 5.14: Superfícies de resposta para eficiência térmica correspondentes à: (a) Metano puro e (b) Composição comercial

Analogamente, a Figura 5.15 provê a visualização das superfícies de resposta referentes à eficiência exergética do módulo reformador para o gás natural admitido como metano puro e como produto de composição comercial.

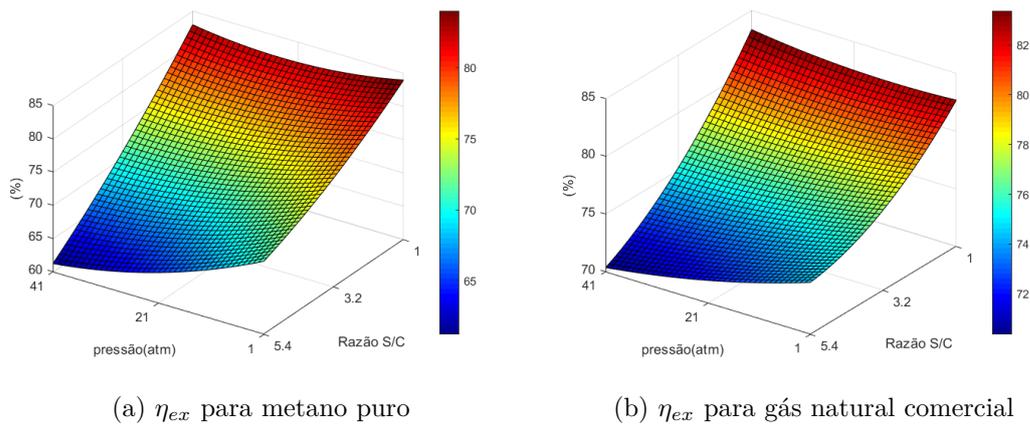


Figura 5.15: Superfícies de resposta para eficiência exergética correspondentes à: (a) Metano puro e (b) Composição comercial

Se pode verificar através do que é visto nas figuras que a escolha entre as duas diferentes propostas de composições para o gás natural não afeta tão drasticamente o aspecto qualitativo da resposta do módulo reformador em termos de eficiência térmica. Em ambos os casos, é observada a manutenção de uma mesma fenomenologia quanto a este indicador, ou seja, a sensibilidade à variação dos parâmetros segue um padrão bastante semelhante em ambos. No aspecto quantitativo, a diferença fica por conta de alguns pontos percentuais, alcançando um máximo de 6,79%. A Figura 5.16 ilustra a diferença entre as respostas encontradas para as diferentes composições de gás natural quando avaliada a eficiência térmica:

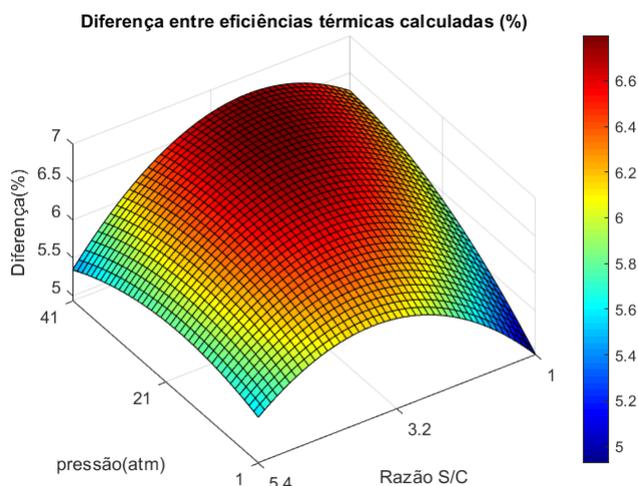


Figura 5.16: Diferença entre a eficiência térmica para metano puro e gás de composição comercial.

A média da população de respostas que compõem essa superfície representativa da diferença entre a eficiência térmica nos dois casos fica em 6,29%, apresentando um desvio padrão de 1,24.

O comportamento da eficiência exergética ao longo do domínio bidimensional definido pelos parâmetros também varia pouco em função da composição do gás natural, sendo percebido o mesmo padrão de sensibilidade em ambos os casos. Porém, no caso deste indicador, é observada um desvio percentual maior quando comparadas as superfícies quantitativamente, alcançando um máximo de 9,14%. A Figura 5.17 mostra a diferença entre as respostas encontradas para as duas propostas de composição do gás natural quando avaliada a eficiência exergética:

A média extraída da população de respostas que compõem essa superfície fica em 3,35%, apresentando um desvio padrão de 6,75.

Se verifica, então, um menor desvio padrão na superfície que representa a diferença provocada pela composição do gás natural na eficiência térmica em relação à superfície equivalente obtida para o caso da eficiência exergética, redundando numa distribuição mais uniforme no primeiro caso em relação ao segundo. Por outro lado, o valor médio da diferença gerada pela composição do gás é maior no primeiro caso em relação ao segundo. Este cenário parece sugerir que a busca por um ponto de otimização baseada numa composição de gás natural equivalente a metano puro pode ser interessante no caso da eficiência térmica, onde se expressa um perfil mais homogêneo por todo domínio. O mesmo não poderia ser dito da eficiência exergética, onde uma diferença média menor entre a resposta para as duas composições é acompanhada por um perfil menos uniforme e menos agrupado em torno dessa média, o que sugere ser mais

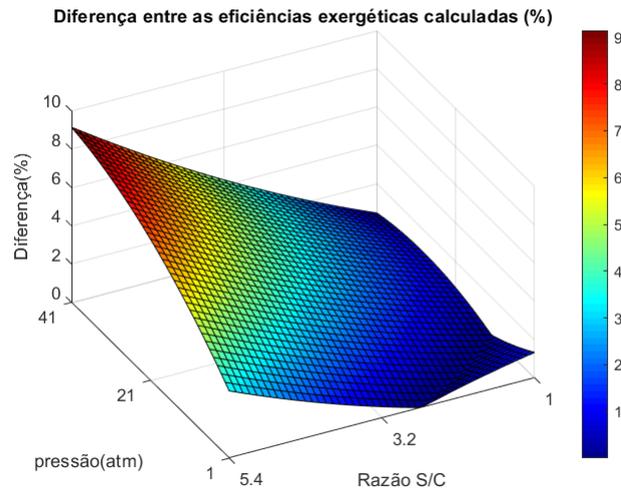


Figura 5.17: Diferença entre a eficiência exergética para metano puro e gás de composição comercial.

conveniente usar a composição comercial como base na busca pela otimização deste indicador.

A partir da visualização dos gráficos constata-se, portanto, que no caso da eficiência térmica, o máximo valor encontrado é de 83,83%, equivalente a razão S/C de 1 e pressão de 41 atm. No caso da eficiência exergética, tomando por base a composição comercial do gás natural, é encontrada uma eficiência exergética máxima de 83,37% nas mesmas condições operacionais citadas anteriormente, 41 atm e S/C igual a 1.

No entanto, algumas ressalvas devem se feitas. O modelo das constantes de equilíbrio lida basicamente com o aspecto matemático das reações químicas estudadas na busca pelo balanço final das espécies envolvidas, sem considerar a cinética das transformações ocorridas nos reatores e, por consequência, ignorando as restrições operacionais pelas quais estes estão limitados. Pressões muito altas no interior dos reatores, como as da ordem de 41 atm, não são praticáveis por requererem altas demandas por compressão, sendo mais comum a condução da reforma a vapor a pressões na faixa de 5 a 25 atm (SIMPSON; LUTZ, 2007). Nesse contexto, para os experimentos subsequentes se considera uma pressão de 10 atm no interior do reator, valor pautado por aplicações reais deste processo na indústria (WAIT; KICZEK, 2006). Já no que se refere à razão S/C, entende-se a partir dos gráficos que, a princípio, o melhor em termos de eficiência consistiria em sintonizá-la no valor 1, região em que se observa discreta influência da pressão de operação na variação das eficiências, dando ainda mais margem ao ajuste imposto a este parâmetro. No entanto, os indicadores de eficiência do sistema conflitam com um outro fator importante na realização da reforma de gás natural, a saber, a proporção de

hidrogênio produzido. Uma razão S/C menor equivale a uma proporção menor de hidrogênio para uma mesma vazão de gás natural em base seca, sendo comum que a proporção de água em relação ao número de carbonos seja posta em excesso. A Figura 5.18 mostra a fração molar de hidrogênio em base seca derivada de diferentes valores de razão S/C para a reforma a vapor de gás natural na sua composição complexa ou comercial:

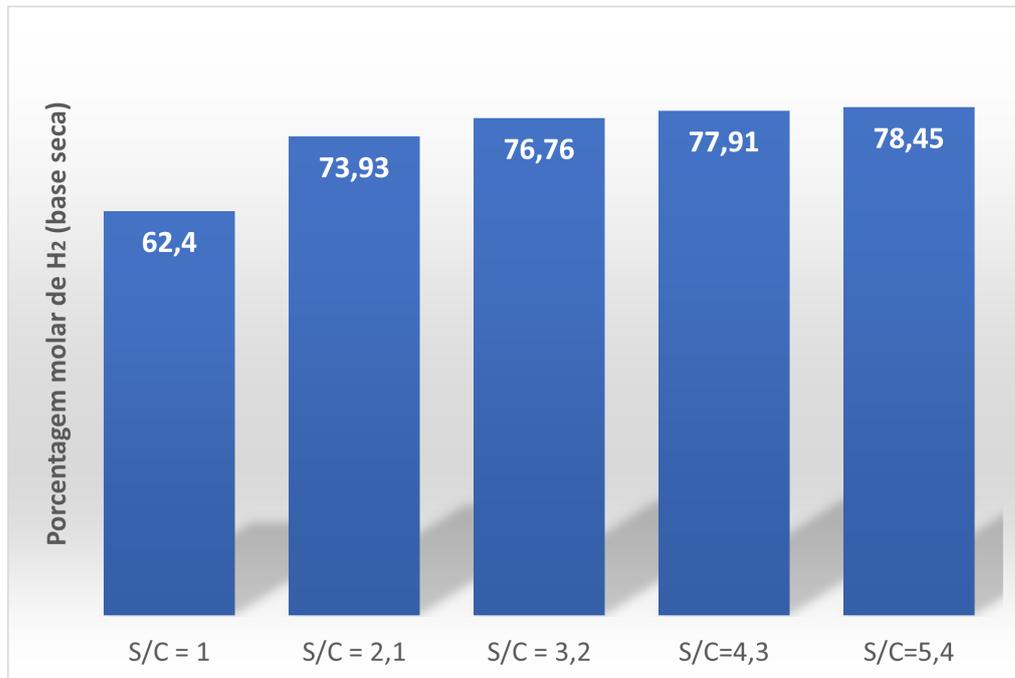


Figura 5.18: Fração molar de hidrogênio em base seca para diferentes valores de razão S/C.

Portanto, para as análises subsequentes, é considerada uma razão S/C de 3,2, menos onerosa em termos de gasto com gás natural, relativamente aceitável em termos de eficiência energética e exergética e mais condizente com o que se observa na literatura (SIMPSON; LUTZ, 2007).

5.4

Análise de sensibilidade econômica

5.4.1

Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural

Esta seção é dedicada a avaliar os efeitos do ponto de vista técnico operacional e financeiro do incremento das tarifas dos insumos energéticos na operação do sistema proposto. Com este objetivo, serão avaliados quatro cenários para cada tipo de consumidor, sendo estes combinações de aumento de 0% e 2% em cada uma das tarifas (em relação à inflação) para os próximos anos. Serão avaliados também os efeitos da cogeração sobre cada tipo de

consumidor e tarifa. Neste etapa, serão considerados sempre três consumidores operando com o sistema completo (CHP + PV + B) sob tarifa convencional e aproveitamento de 100% dos créditos exportados à rede.

5.4.1.1

Com cogeração

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema completo por um período de 20 anos com variação nas taxas de aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural para consumidores residenciais e industriais com cogeração são mostrados nas Figuras 5.19 e 5.20. As Tabelas 5.14, 5.15 apresentam os dados técnicos referentes a estas operações. Os resultados financeiros são apresentados no Apêndice.

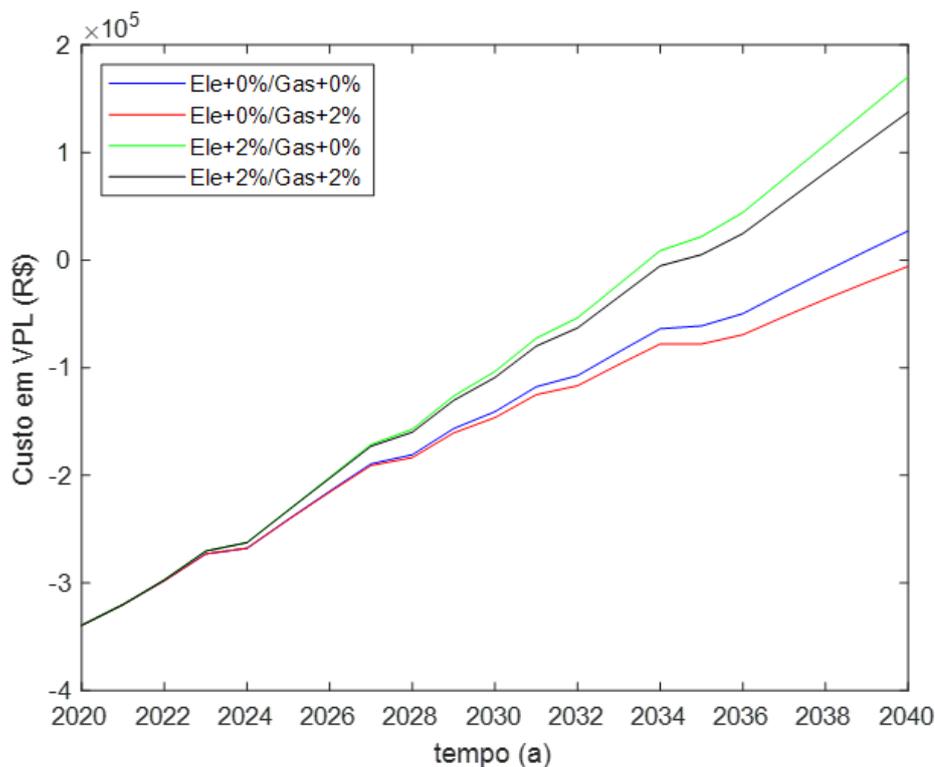


Figura 5.19: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores residenciais.

Primeiramente, percebe-se pelo gráfico do VPL para consumidores residenciais, que a variação na taxa de aumento da tarifa de gás natural influencia o fluxo de caixa dos consumidores quando estes fazem uso da cogeração. Isto vai de encontro aos resultados da antiga modelagem (GABRIEL, 2020), nos quais constava que a tarifa de gás natural não produzia qualquer alteração no desempenho em VPL. Para a afirmação desta mudança, concorrem duas causas principais: o aumento do custo total com gás natural, cujo consumo

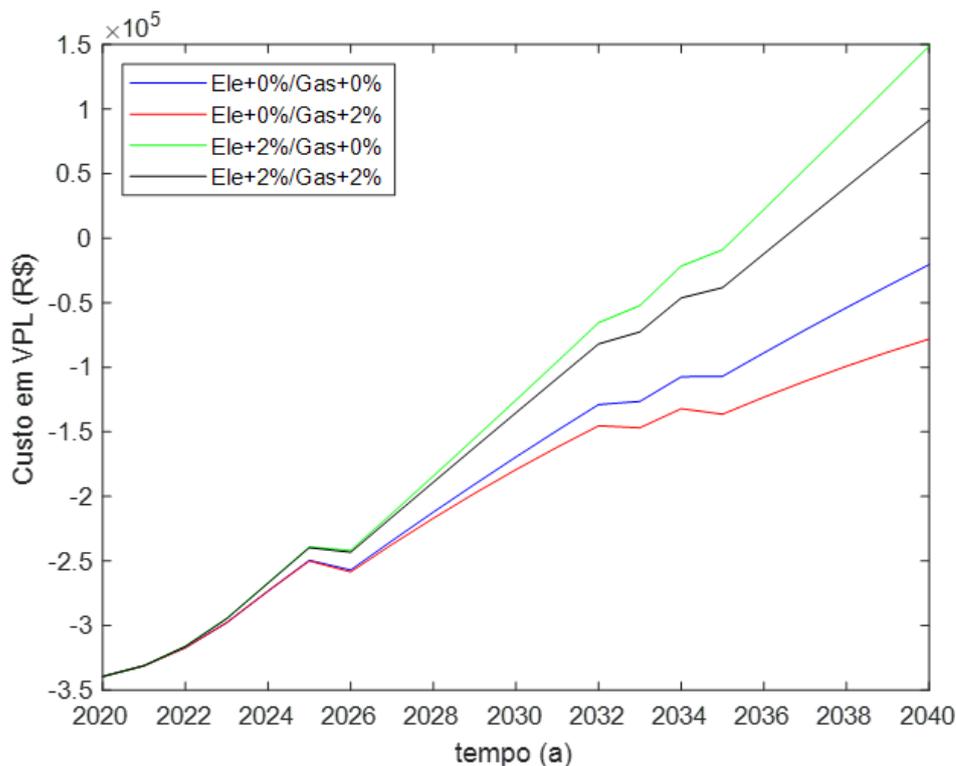


Figura 5.20: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores industriais.

Tabela 5.14: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com cogeração.

Parâmetro	Residencial com cogeração			
	Ele+0% Gas +0%	Ele+0% Gas+2%	Ele+2% Gas +0%	Ele+2% Gas +2%
Consumo de gás(m^3 /mês)	624,36	624,36	624,36	624,36
Energia térmica rejeitada (MWh)	672,41	672,41	672,41	672,41
Tempo de operação do CHP (%)	80,09	80,09	80,09	80,09
Baterias por banco	9	9	9	9
Número de ciclos	8001,31	8001,31	8001,31	8001,31
Substituições do banco	4	4	4	4
Substituições da stack	1	1	1	1
Inversores utilizados	2	2	2	2

atinge os $624,36 m^3$ mensais, superando os $436,65 m^3$ antigos e a imposição de uma demanda térmica fixa de aquecimento de água (280 L por dia). Sobre este último argumento, decorre que o desconto na conta de gás natural tem efeito apenas no consumo excedente que se dá no aquecedor quando da ausência de cogeração, jamais chegando a anular completamente as despesas com este insumo, como discutido no Capítulo 3. Os tempos de compensação para consumidores residenciais foram significativamente adiados em relação á

Tabela 5.15: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com cogeração.

Parâmetro	Industrial com cogeração			
	Ele+0% Gas +0%	Ele+0% Gas+2%	Ele+2% Gas +0%	Ele+2% Gas +2%
Consumo de gás(m^3 /mês)	772,70	772,70	772,70	772,70
Energia térmica rejeitada (MWh)	839,49	839,49	839,49	839,49
Tempo de operação do CHP (%)	100	100	100	100
Baterias por banco	9	9	9	9
Número de ciclos	5336,94	5336,94	5336,94	5336,94
Substituições do banco	2	2	2	2
Substituições da stack	2	2	2	2
Inversores utilizados	2	2	2	2

modelagem antiga, na qual eram obtidas compensações em 2030, 2030, 2029 e 2029, respectivamente.

Avaliando os parâmetros técnicos ainda no caso residencial, observou-se a necessidade de substituição do banco de baterias, na *stack* da célula a combustível e nos inversores. No caso das baterias, constatou-se a necessidade de uma substituição a mais em relação ao mesmo caso estudado segundo o modelo original (GABRIEL, 2020) (4 atuais contra 3 da modelagem anterior), o que condiz com algumas descontinuidades espalhadas pela curva de VPL. A maior necessidade de trocas do banco é justificado pelo aumento do número de ciclos (8001 atuais contra 7457 anteriores), associado a mudança do perfil de participação dos painéis fotovoltaicos no suprimento da demanda dos usuários, considerando que o modelo do presente trabalho opera segundo condições mais realistas de disponibilidade solar ao longo de todo ano. A substituição da *stack* da célula a combustível também figura como uma proposta de aprimoramento em relação ao modelo original, que não contemplava esta particularidade.

Consumidores industriais experimentam um comportamento menos favorável da curva VPL em relação aos residenciais. Observa-se notável mudança com relação à modelagem anterior (GABRIEL, 2020), que previa que os consumidores industriais obteriam *payback* em menor tempo que os residenciais, mais precisamente nos anos de 2029, 2029, 2028 e 2028. A explicação de tal fenômeno repousa no aumento do consumo de gás natural na unidade CHP que afeta mais intensamente esta categoria, em virtude do seu perfil de demanda mais uniforme e maior tempo de operação do equipamento, como mostra a Tabela 5.15.

As Figuras 5.21 e 5.22 apresentam o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados.

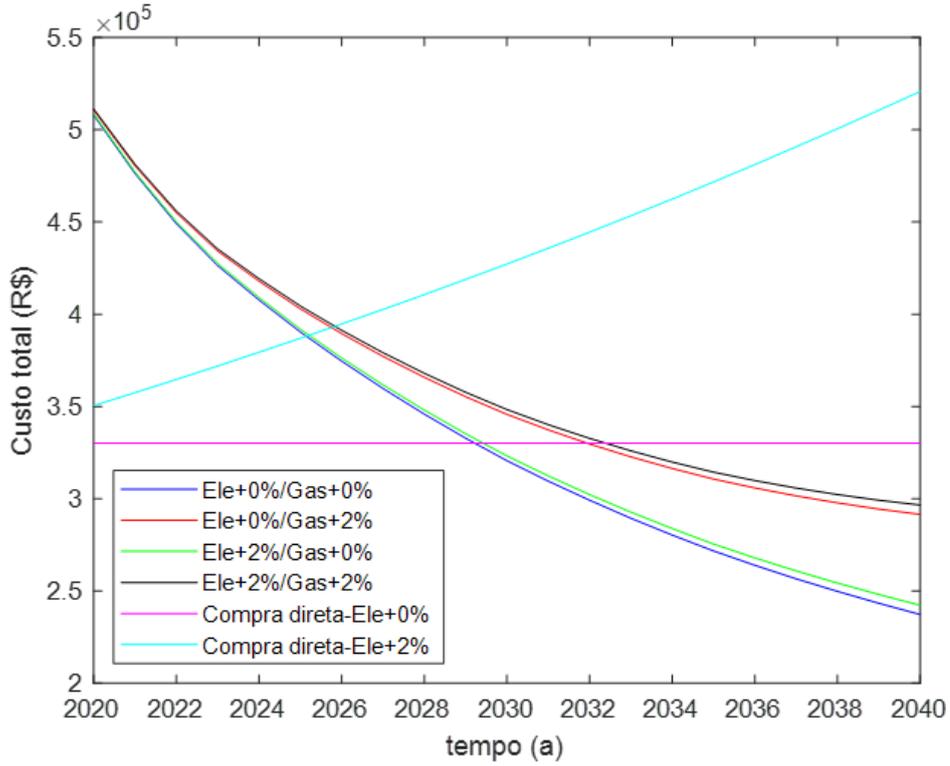


Figura 5.21: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no custo cumulativo do sistema para consumidor residencial por 7 anos de uso.

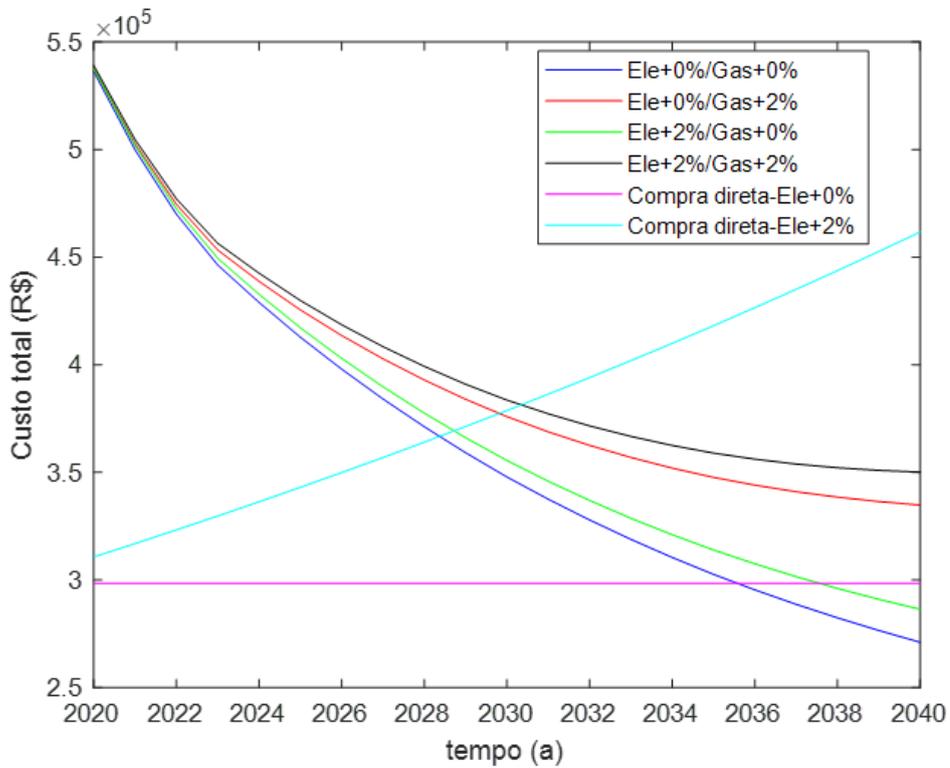


Figura 5.22: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no custo cumulativo do sistema para consumidor industrial por 5 anos de uso.

No caso industrial, observa-se um maior distanciamento entre as curvas afetadas pelo aumento das tarifas de gás natural em relação ao que se vê no gráfico referente aos consumidores residenciais, mais uma vez em virtude do maior consumo de gás natural envolvido na operação do sistema no caso dos primeiros, também corroborando com este argumento a notável inflexão das curvas de custo total no ano de 2023, no qual se encerra a sequência de anos com queda de 40% do preço de gás natural, seguindo as mais otimistas perspectivas motivadas pelo advento do Novo Mercado de Gás Natural.

5.4.1.2 Sem cogeração

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema completo por um período de 20 anos com variação nas taxas de aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural para consumidores residenciais e industriais sem cogeração são mostrados nas Figuras 5.23 e 5.24. Os parâmetros financeiros referentes a estas operações são apresentados no Apêndice.

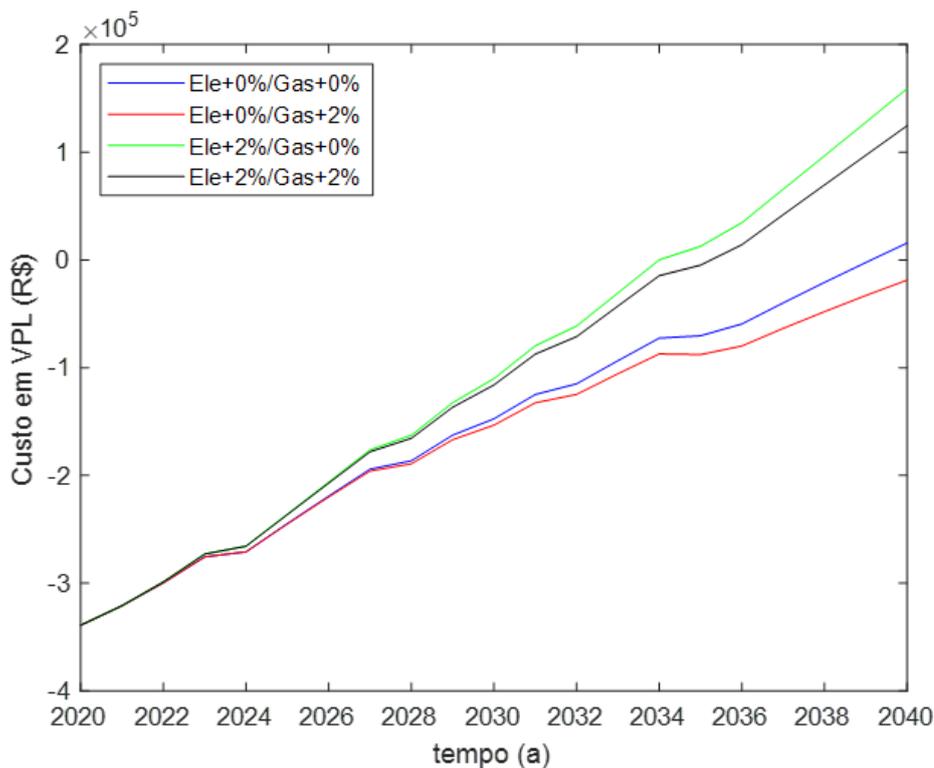


Figura 5.23: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores residenciais.

Como era de se esperar, os parâmetros técnicos não apresentaram variação com relação aos casos com cogeração, já que a operação do sistema híbrido não é condicionada pelo artifício do reaproveitamento térmico, estando vincu-

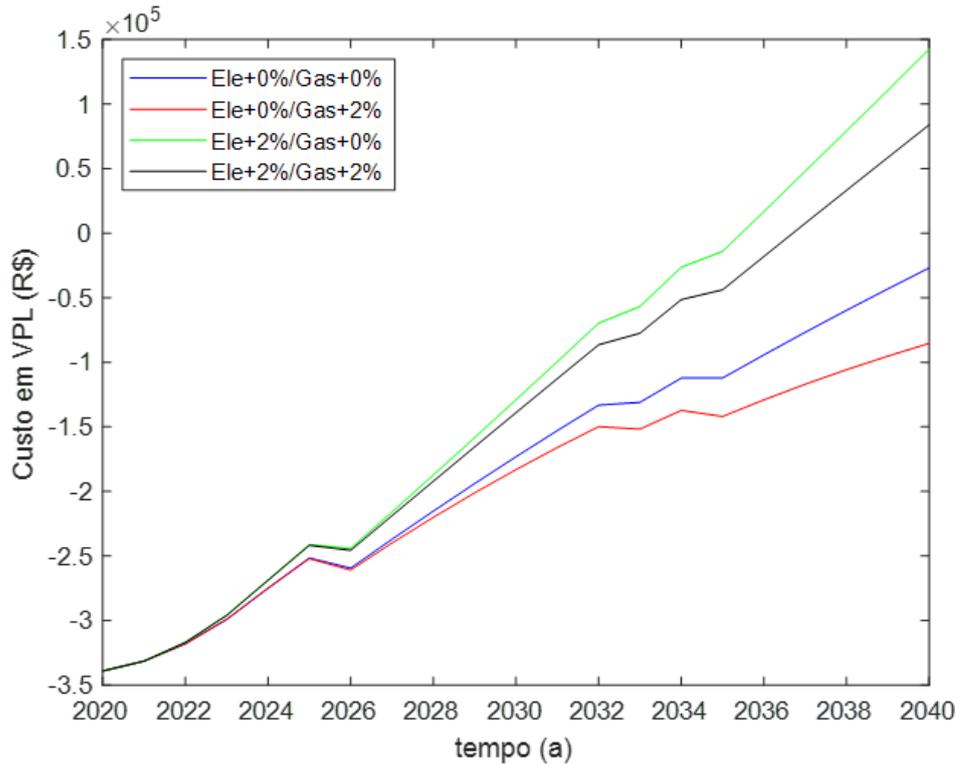


Figura 5.24: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores residenciais.

lada apenas ao perfil de demanda elétrica dos usuários, que, em ambos os casos, se mantém o mesmo. Além disso, se constata que a cogeração não torna o uso do sistema tão mais sensível a variação do custo deste insumo, diferença que se configurava na análise antiga, onde o custo com gás natural era completamente anulado pelo desconto provido pelo reaproveitamento térmico. Comparando os lucros finais por usuário referentes aos casos com e sem cogeração, observa-se um incremento de R\$ 3.811,01 e R\$ 2.147,17 para as categorias residencial e industrial, respectivamente, ao lançar mão do reaproveitamento térmico.

Vê-se que os anos de *payback* para os casos com e sem cogeração são praticamente iguais, alterando-se apenas no caso onde ambas as tarifas são consideradas constantes ao longo de 20 anos de operação residencial, onde a compensação é atrasada em um ano, indo de 2039 a 2040. Mais uma vez, ressalta-se que a tímida influência que se observa mediante a escolha por adesão ou não à cogeração se justifica pelo fato de os descontos providos pela cogeração serem bem menores, em virtude da baixa qualidade do rejeito térmica do célula a combustível.

As Figuras 5.25 e 5.26 exibem o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados.

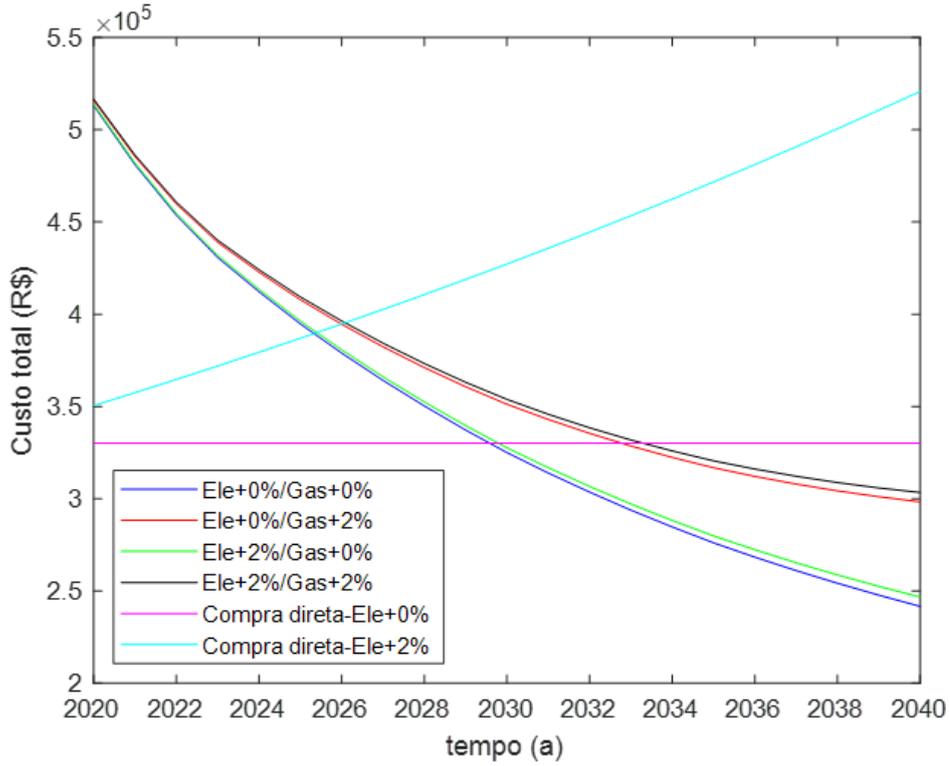


Figura 5.25: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no custo cumulativo do sistema para consumidor residencial por 7 anos de uso.

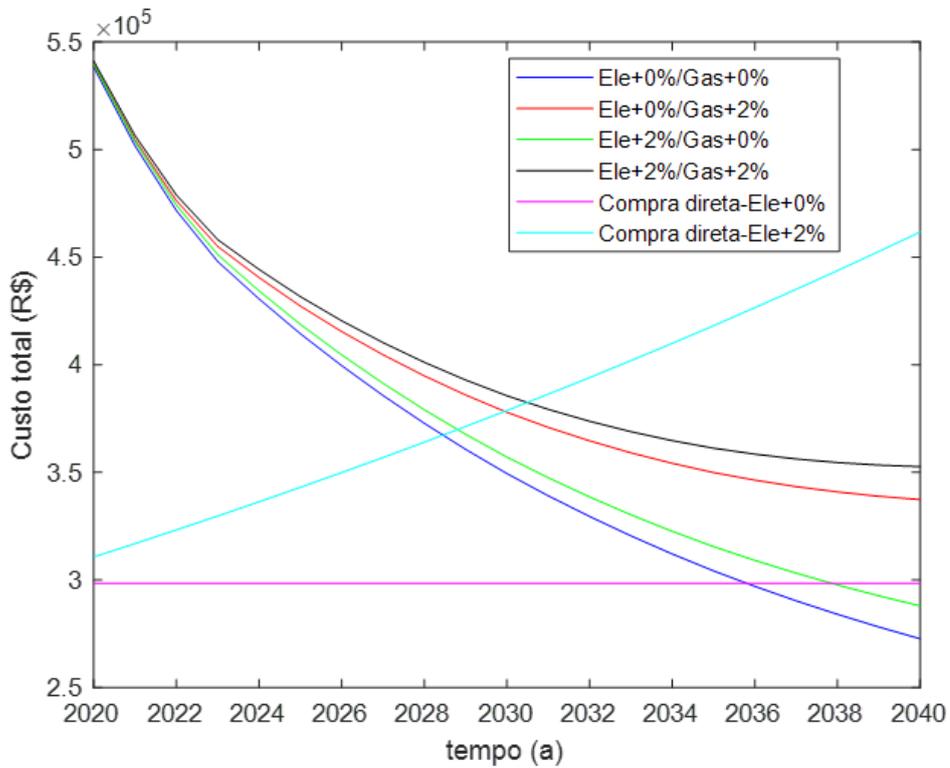


Figura 5.26: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no custo cumulativo do sistema para consumidor industrial por 5 anos de uso.

5.4.1.3

Efeito do adiamento do início da adesão

Com o objetivo de avaliar o efeito do adiamento do ano de adesão ao sistema na performance financeira em valor presente líquido, foram implementados cenários considerando os mesmos parâmetros admitidos para as simulações anteriores, envolvendo a categoria residencial e industrial considerando que estes começassem a usufruir do sistema em 2025. As Figuras 5.27 e 5.28 fornecem os gráficos de valor presente líquido correspondentes à adesão em 2025:

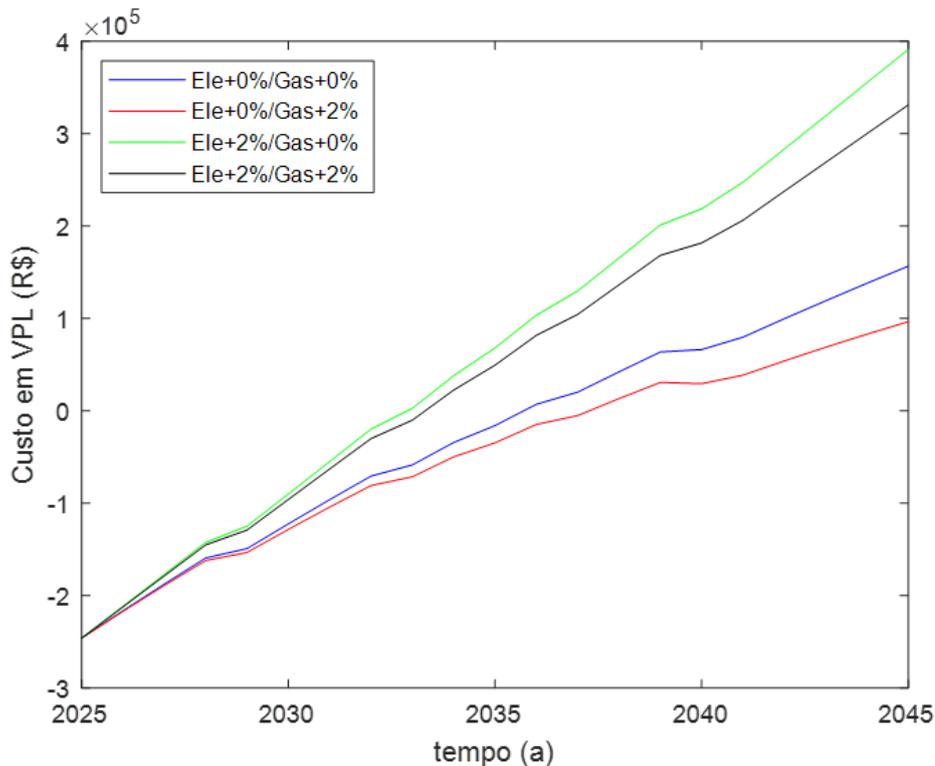


Figura 5.27: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores residenciais

Vê-se por meio dos gráficos que há uma tendência de melhora no tempo de compensação financeira conforme o ano de adesão é adiado. Para a categoria residencial, passa a ser possível obter payback já no ano de 2033, ou seja, 8 anos depois da adesão, caso a tarifa de gás natural permaneça inalterada e a tarifa elétrica evolua a uma taxa constante de 2% ao ano. A categoria industrial também experimenta melhora na perspectiva de compensação, viabilizando a recuperação financeira para os casos onde isso não era possível num horizonte de 20 anos, como é o caso do cenário de aumento em 2% na tarifa de gás natural acompanhada por uma estabilização da tarifa de energia elétrica, no qual passa a ser possível obter payback em 19 anos. O tempo mínimo de

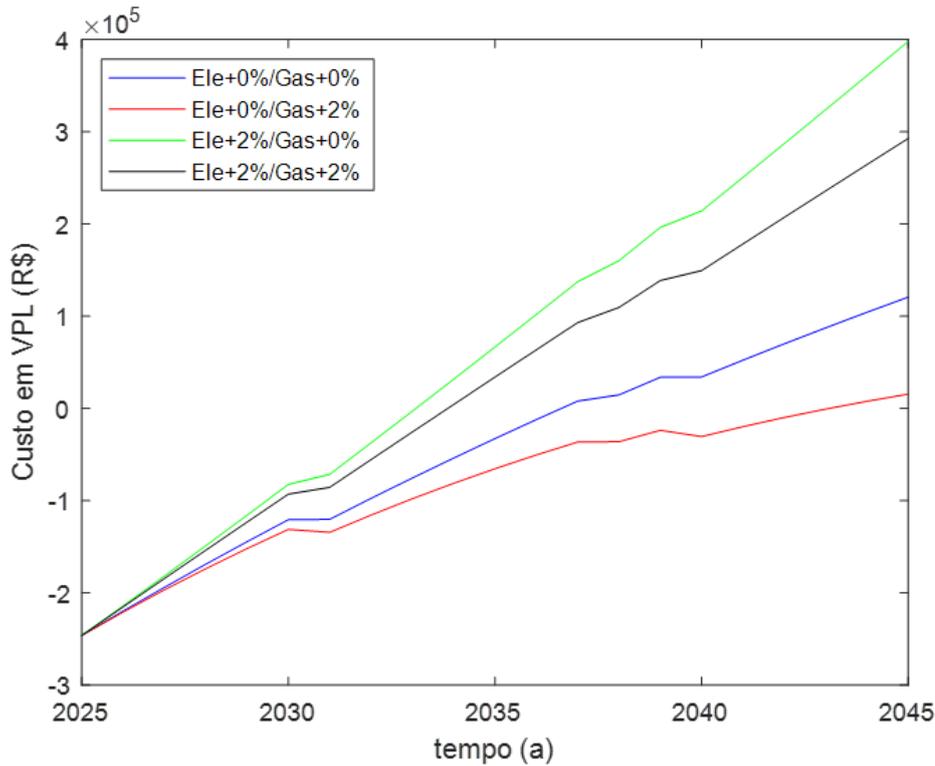


Figura 5.28: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores industriais.

compensação para a categoria industrial é de 9 anos, sendo obtido para os dois cenários onde a tarifa elétrica aumenta em 2% ao ano. As Tabelas 5.16 e 5.17 mostram o tempo de compensação financeira obtido para cada um dos cenários simulados:

Tabela 5.16: Impacto do aumento das tarifas no fluxo de caixa para consumidores residenciais

Configuração	Ano de payback
Ele+0%/Gas+0%	2036 (11 anos)
Ele+0%/Gas+2%	2038 (13 anos)
Ele+2%/Gas+0%	2033 (8 anos)
Ele+2%/Gas+2%	2034 (9 anos)

Tabela 5.17: Impacto do aumento das tarifas no fluxo de caixa para consumidores industriais

Configuração	Ano de payback
Ele+0%/Gas+0%	2037 (12 anos)
Ele+0%/Gas+2%	2044 (19 anos)
Ele+2%/Gas+0%	2034 (9 anos)
Ele+2%/Gas+2%	2034 (9 anos)

5.4.2

Impacto da configuração do sistema

O objetivo deste estudo é avaliar quais são os efeitos do ponto de vista técnico operacional e financeiro de cada tipo de configuração do sistema proposto. Para este fim, três configurações diferentes (CHP + PV + B, CHP + PV e CHP + B) com e sem cogeração e seus respectivos impactos sobre cada tipo de consumidor e tarifa serão avaliados. Neste estudo, serão considerados sempre dois consumidores, taxa de incremento da tarifa de energia elétrica de 2%, taxa de incremento da tarifa de gás natural de 0% após queda de 40% em três anos e aproveitamento de 100% dos créditos exportados à rede.

5.4.2.1

Tarifa convencional

Os fluxos de caixa em VPL para operação do sistema por um período de 20 anos, por tipo de configuração, para consumidores residenciais e industriais com tarifa convencional são mostrados nas Figuras 5.29 e 5.30. As tabelas 5.18, 5.19 apresentam os dados técnicos referentes a essas operações. Os dados financeiros são apresentados no Apêndice.

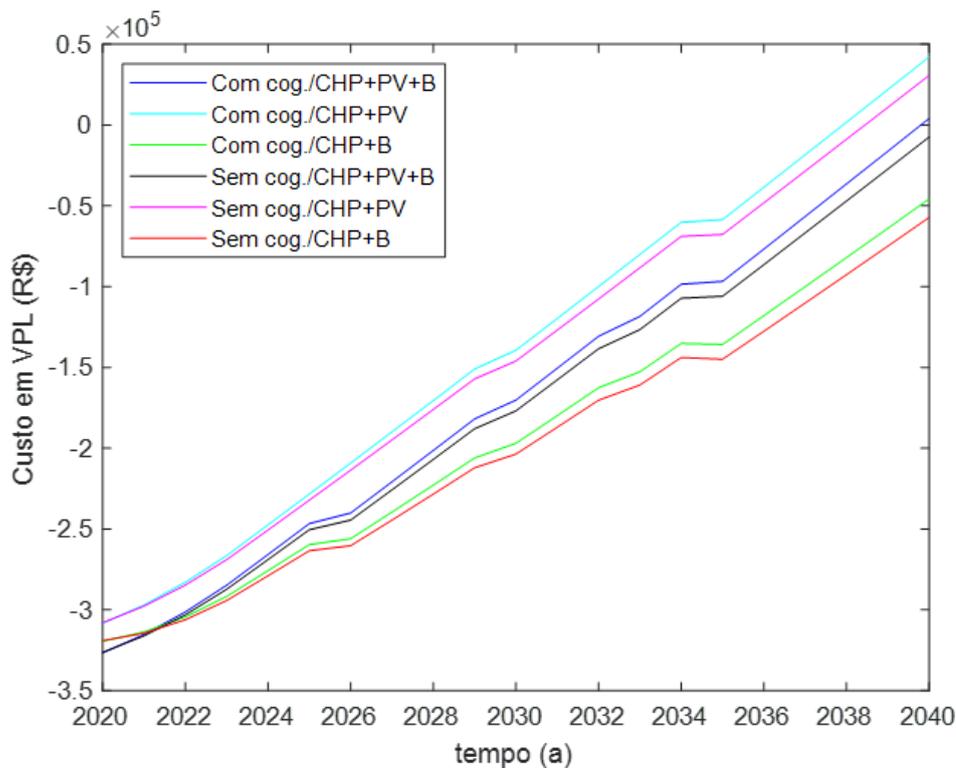


Figura 5.29: Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores residenciais

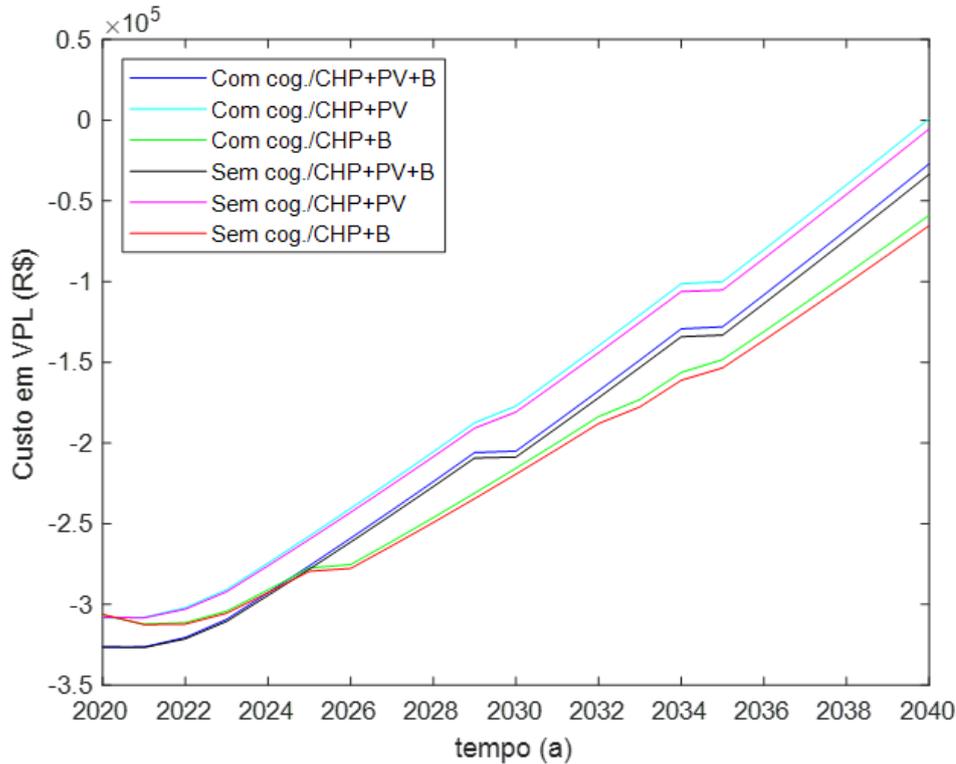


Figura 5.30: Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores industriais

É visto através do gráfico em VPL da Figura 5.29 referente ao usuário residencial que a configuração de melhor performance econômica é a que reúne apenas a unidade CHP e o sistema fotovoltaico com uso de cogeração, seguida pela mesma configuração sem cogeração, unindo-se à configuração completa com cogeração como as únicas propostas que permitem compensação financeira aos usuários em 20 anos de operação. Tal resultado representa uma mudança de tendência em relação à modelagem antiga, onde a configuração CHP + B com cogeração figurava como a segunda melhor, em virtude do alto percentual de operação da célula a combustível. Como no caso atual o desconto gerado está relacionado a um consumo excedente num aquecedor destinado a demanda térmica, segue-se que o percentual de operação da CHP não é mais um parâmetro tão preponderante nessa análise. Ademais, o gasto agregado pela substituição das baterias é outro fator que faz com que a combinação CHP + PV desempenhe melhor que a configuração completa, que de saída já impõe mais gastos aos consumidores na forma de investimento inicial ou CAPEX. Isto pode ser verificado ao avaliar que a curva referente a configuração CHP+PV e CHP+PV+ B seguem praticamente paralelas, observando-se nos dois casos o pequeno declive no ano de 2030, referente a troca da *stack* da célula a combustível, que onera as duas configurações igualmente. Depois disso, em

2035 se dá a troca do inversor do sistema, cujo custo também incide igualmente sobre ambas as configurações.

Tabela 5.18: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional

Parâmetro	Com cogeração			Sem cogeração		
	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B
Cons.gás(m^3 /mês)	401,12	399,85	561,10	413,18	411,91	573,16
Energia rej.(MWh)	440,50	439,10	616,18	440,50	439,10	616,18
Op. do CHP(%)	52,47	52,30	73,40	52,47	52,30	73,40
Baterias por banco	6	0	6	6	0	6
Número de ciclos	4696,50	-	4402,32	4696,50	-	4402,32
Subst. do banco	2	-	2	2	-	2
Subst. da stack	1	1	1	1	1	1
Inversores utilizados	2	2	2	2	2	2

Tabela 5.19: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional

Parâmetro	Com cogeração			Sem cogeração		
	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B
Cons.gás(m^3 /mês)	557,00	556,78	727,02	565,16	564,94	735,18
Energia rej.(MWh)	611,68	611,44	798,39	611,68	611,44	798,39
Op. do CHP (%)	72,86	72,83	95,10	72,86	72,83	95,10
Baterias por banco	6	0	6	6	0	6
Número de ciclos	2069,68	-	1542,18	2069,68	-	1542,18
Subst. do banco	1	-	0	1	-	0
Subst. da stack	1	1	2	1	1	2
Inversores utilizados	2	2	1	2	2	1

Vê-se por meio das Tabelas 5.18 e 5.19 que o caráter mais regular da demanda industrial provoca uma subutilização das baterias, que neste caso são submetidas a uma quantidade bem menor de ciclos de carregamento e descarregamento se comparada com a mesma quantidade para consumidores residenciais. Essa subutilização chega ao ponto de acarretar um cenário em que nenhum banco de baterias é substituído, como ocorre na configuração CHP + B com cogeração para consumidores industriais. Essa mesma configuração na ausência de cogeração constitui a proposta menos interessante do ponto de vista econômico tanto para consumidores residenciais quanto industriais.

As Figuras 5.31 e 5.32 apresentam o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados.

Por meio da Figura 5.31 verifica-se mais uma vez a ordem já antecipada pelos gráficos em VPL para a categoria industrial. A configuração CHP + B sem cogeração foi a que apresentou pior desempenho, em virtude da alta solicitação que recai sobre a CHP, traduzido em maiores gastos com gás natural. Ainda sobre o consumo residencial, percebe-se que as configurações

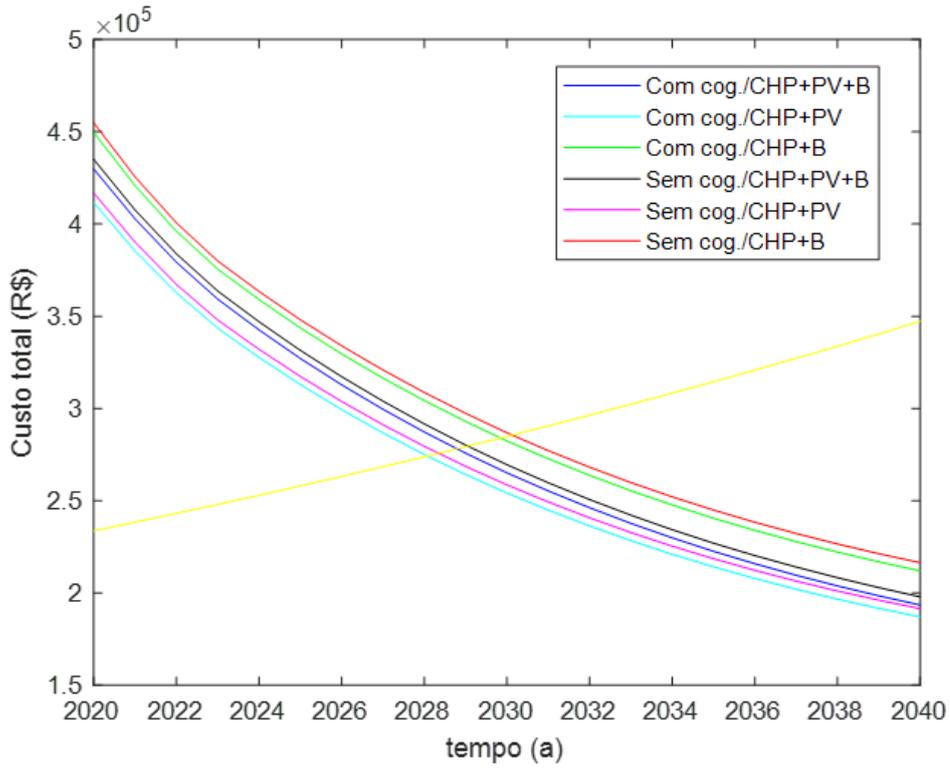


Figura 5.31: Impacto da configuração do sistema no custo cumulativo do sistema para consumidores residenciais em 7 anos de operação

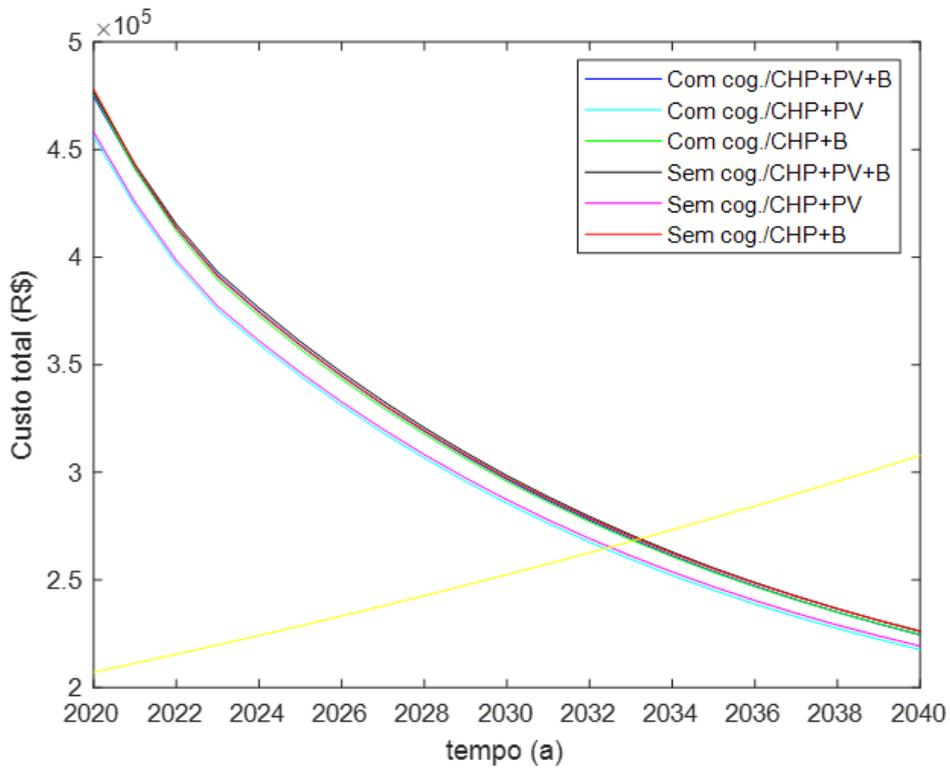


Figura 5.32: Impacto da configuração do sistema no custo cumulativo do sistema para consumidores industriais em 5 anos de operação

CHP+PV+B e CHP+PV apresentam maior distanciamento no início da janela temporal, diferença que vai sendo gradativamente minimizada para investidores que façam a adesão ao sistema mais tarde, resultando que a configuração completa tende a ser quase tão interessante quanto a CHP+PV para quem faça a adesão em 2040, por exemplo. Em relação aos resultados da antiga modelagem (GABRIEL, 2020), há uma mudança significativa de patamar de forma que a configuração mais onerosa (CHP + B) começa acima do patamar de R\$ 450.000,00, valor que não é igualado em nenhum dos casos da análise anterior.

A partir da Figura 5.32, conclui-se que os consumidores industriais também obtêm melhores resultados em termos de custo cumulativo total com a configuração CHP+PV, permanecendo as curvas referentes à esta configuração relativamente distantes das demais, aproximando-se suavemente quanto mais próximo se chega do ano de 2040. As configurações completa e CHP+B aparecem praticamente justapostas durante toda a janela de análise, o que traduz que o número de substituições dos inversores e do banco de baterias do primeiro caso acaba equivalendo ao maior consumo de gás natural no segundo. Por fim, vê-se que as curvas que representam as alternativas com e sem cogeração para uma mesma configuração, assim como verificado na categoria residencial, permanecem bastante unidas, em decorrência da definição da demanda térmica a ser atendida, acarretando a limitação da margem de desconto a ser aplicado.

5.4.2.2 Tarifa branca

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema por um período de 20 anos, por tipo de configuração, para consumidores residenciais e industriais com tarifa branca são mostrados nas Figuras 5.33 e 5.34. As tabelas 5.20 e 5.21 apresentam os dados técnicos referentes a essas operações. Os parâmetros financeiros são apresentados no Apêndice.

Primeiramente, abordando a categoria residencial, vê-se por meio da Tabela 5.20 que a participação da unidade CHP aumenta significativamente em relação ao que ocorria para tarifa convencional na configuração CHP + PV, indo de 52,30% para 65,26%. O consumo mensal de gás natural nesta configuração é elevado em quase 24% em virtude da mudança para a tarifa branca. A maior solicitação da CHP é explicada pelo fato de a diferenciação da tarifa elétrica por posto horário implicada na adesão a tarifa branca ter como um dos efeitos o de desvalorizar os créditos de energia gerados pelos painéis fotovoltaicos, já que estes se dão predominantemente nos horários de tarifa mais

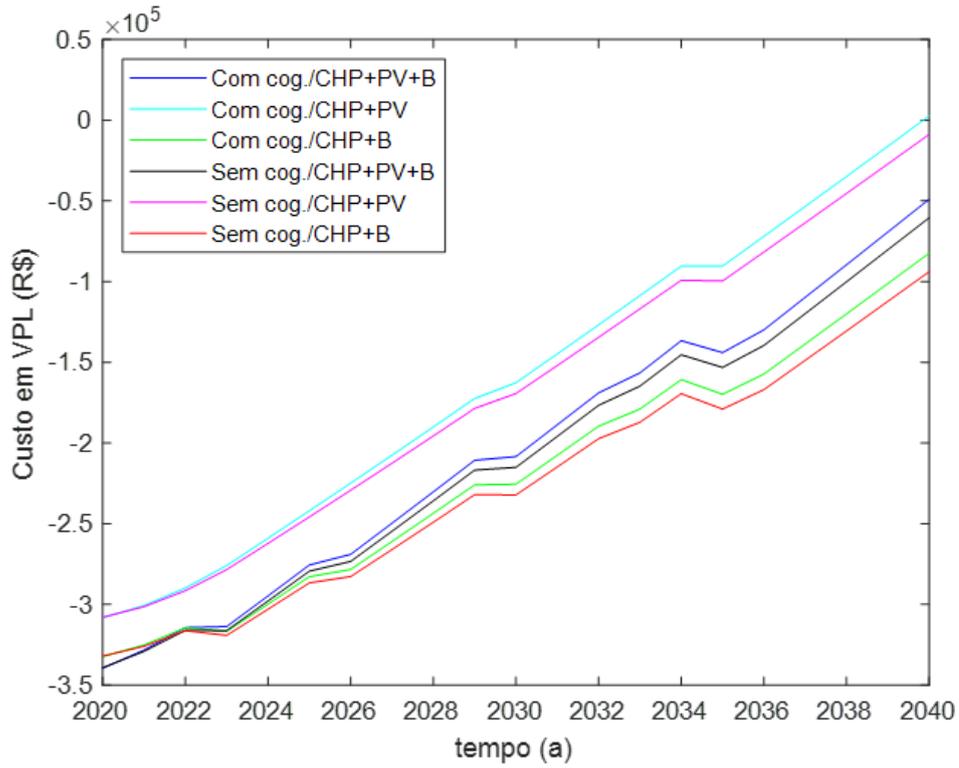


Figura 5.33: Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores residenciais

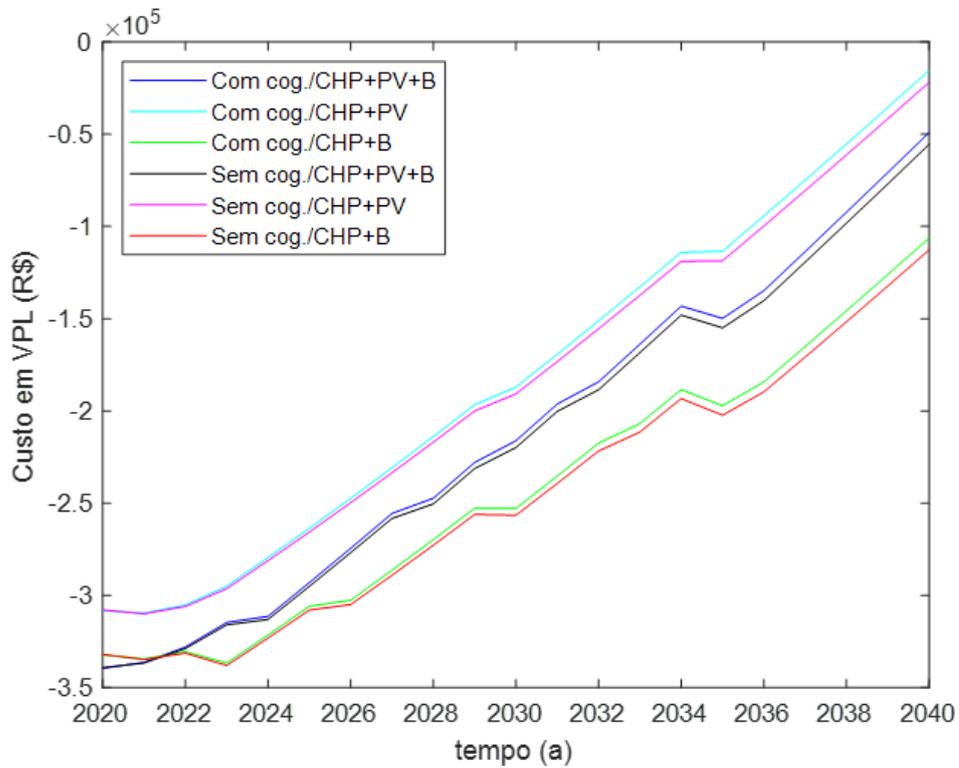


Figura 5.34: Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores industriais

Tabela 5.20: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca

Parâmetro	Com cogeração			Sem cogeração		
	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B
Cons.gás(m^3 /mês)	406,51	498,90	523,53	418,57	510,96	535,59
Energia rej.(MWh)	446,42	547,88	574,93	446,42	547,88	574,93
Op. do CHP (%)	53,18	65,26	68,48	53,18	65,26	68,48
Baterias por banco	6	0	6	6	0	6
Número de ciclos	10434,60	-	10249,29	10434,60	-	10249,29
Subst. do banco	5	-	5	5	-	5
Subst. da stack	1	1	1	1	1	1
Inversores utilizados	3	2	3	3	2	3

Tabela 5.21: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca

Parâmetro	Com cogeração			Sem cogeração		
	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B
Cons. gás(m^3 /mês)	477,05	607,66	631,65	485,21	615,82	639,81
Energia rej. (MWh)	523,88	667,32	693,66	523,88	667,32	693,66
Op. do CHP (%)	62,40	79,49	82,63	62,40	79,49	82,63
Baterias por banco	6	0	6	6	0	6
Número de ciclos	9759,74	-	10215,43	9759,74	-	10215,43
Subst. do banco	4	-	5	4	-	5
Subst. da stack	1	1	2	1	1	2
Inversores utilizados	3	2	3	3	2	3

barata, o que obriga a unidade CHP a operar com maior frequência. Permanece a configuração CHP+B como a que apresenta pior resultado dentre as três alternativas, principalmente no regime de tarifa branca, onde a estratégia de descarregamento nos horários de ponta exige mais do banco de baterias, acarretando mais substituições. De todas as configurações, a única que promove a compensação do montante investido dentro da janela de 20 anos de operação é a CHP+PV, que fornece retorno em 2040.

Para o caso industrial, observa-se também a manutenção do cenário preconizado pela análise na tarifa convencional, sendo a configuração CHP + PV a responsável pelos melhores resultados. A diferença entre a configuração completa e a configuração CHP + B aumenta em relação à tarifa convencional em virtude da geração auxiliar promovida pelos painéis fotovoltaicos, que aumentam a frequência de carregamento do banco de baterias e, assim, permitem uma maior geração de créditos de energia.

As Figuras 5.35 e 5.36 apresentam o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados. Vê-se que os custos com substituição do banco de baterias colaboraram para a transposição das curvas referentes à configuração completa e CHP+B, corroborando com a ineficiência da estratégia utilizada na tarifa branca.

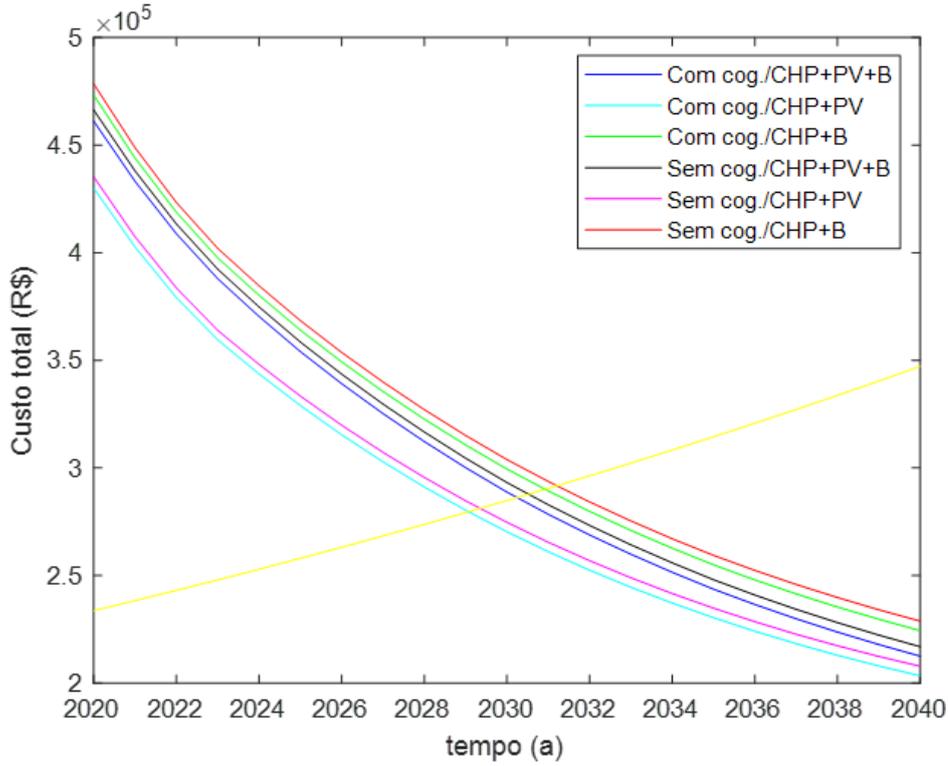


Figura 5.35: Impacto da configuração do sistema no custo cumulativo do sistema para consumidores residenciais em 7 anos de operação

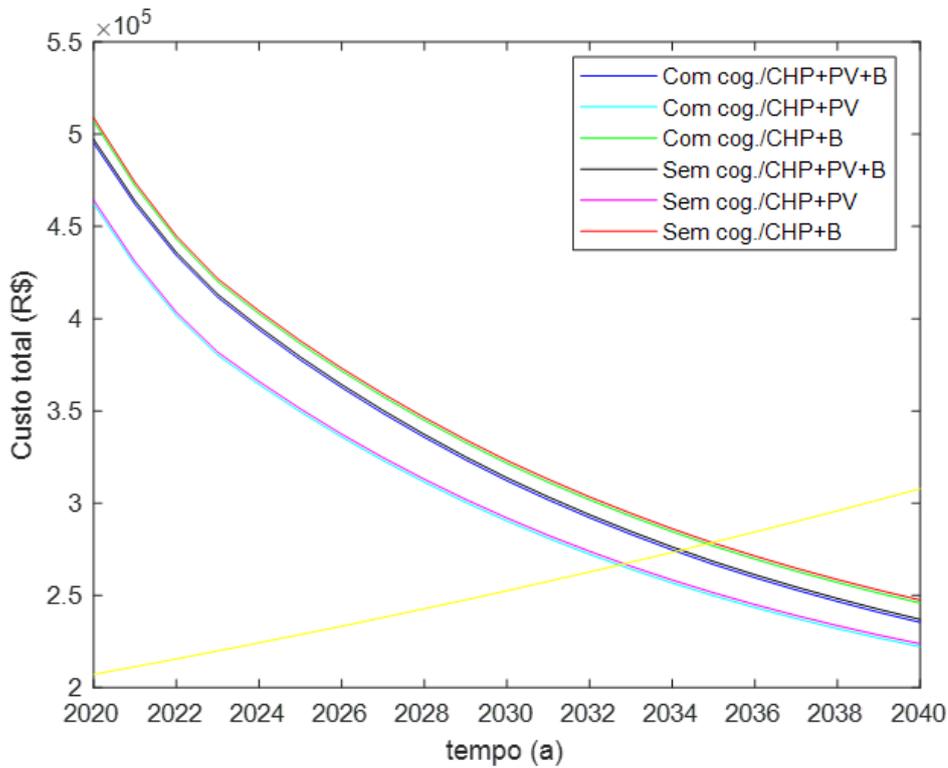


Figura 5.36: Impacto da configuração do sistema no custo cumulativo do sistema para consumidores industriais em 5 anos de operação

5.4.2.3

Efeito do adiamento do início da adesão

Repetindo o procedimento realizado na seção anterior, a Figura 5.37 contém a resposta gráfica em valor presente líquido referente à simulação do sistema híbrido na categoria residencial partindo da adesão no ano de 2025. Observa-se mais uma vez o efeito de adiantamento do ano de compensação financeira, que passa a ser dada em 10 anos para a configuração mais lucrativa (CHP + PV). A Tabela 5.22 contém a relação dos tempos de compensação financeira correspondente à cada configuração quando ocorre a adesão em 2025:

Tabela 5.22: Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores residenciais

Configuração	Ano de payback
CHP+PV+B (com cogeração)	2036 (11 anos)
CHP+PV+B (sem cogeração)	2037 (12 anos)
CHP+PV (com cogeração)	2035 (10 anos)
CHP+PV (sem cogeração)	2036 (11 anos)
CHP+B (com cogeração)	2038 (13 anos)
CHP+B (sem cogeração)	2039 (14 anos)

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1920916/CA

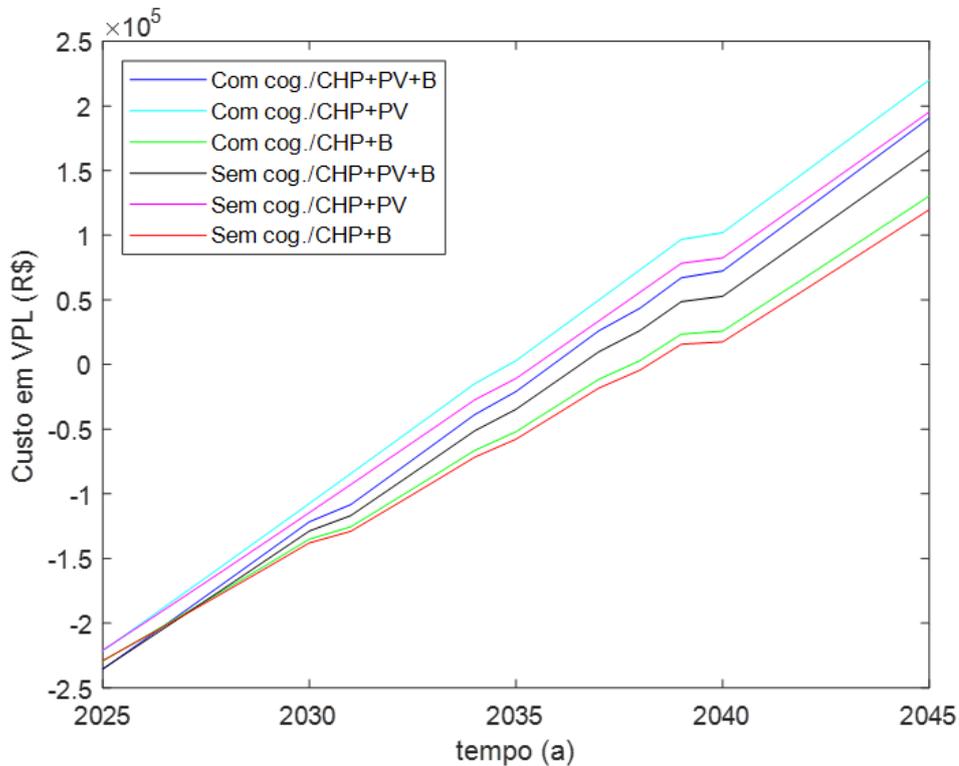


Figura 5.37: Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores residenciais com adesão em 2025

5.4.3 Impacto do número de consumidores

O objetivo deste estudo é avaliar quais são os efeitos do ponto de vista técnico operacional e financeiro do número de consumidores conectados ao sistema proposto. Para este fim, serão avaliados, para cada tipo de consumidor e tarifa, seis cenários diferentes, onde 2, 3, 4, 5, 6 e 7 consumidores usufruem do sistema. Neste estudo, será sempre considerado o sistema completo (CHP + PV + B) fazendo uso de cogeração. Além disso, a taxa de incremento da tarifa de energia elétrica será sempre de 2% ao ano, a taxa de incremento da tarifa de gás natural de 0% ano (após queda de 40% em três anos) e aproveitamento de 100% dos créditos exportados à rede.

5.4.3.1 Tarifa convencional

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema completo por um período de 20 anos para consumidores residenciais e industriais com tarifa convencional são mostrados nas Figuras 5.38 e 5.39. As tabelas 5.23 e 5.24 apresentam os dados técnicos referentes a essas operações. Os parâmetros financeiros são apresentados no Apêndice.

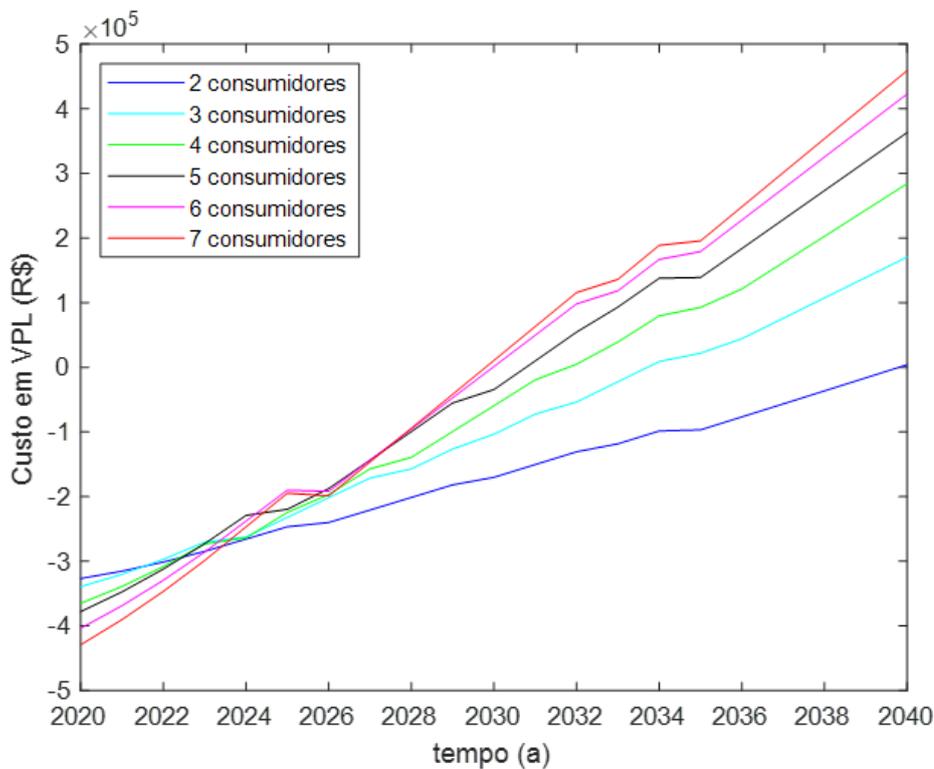


Figura 5.38: Impacto do número de consumidores no fluxo de caixa para consumidores residenciais

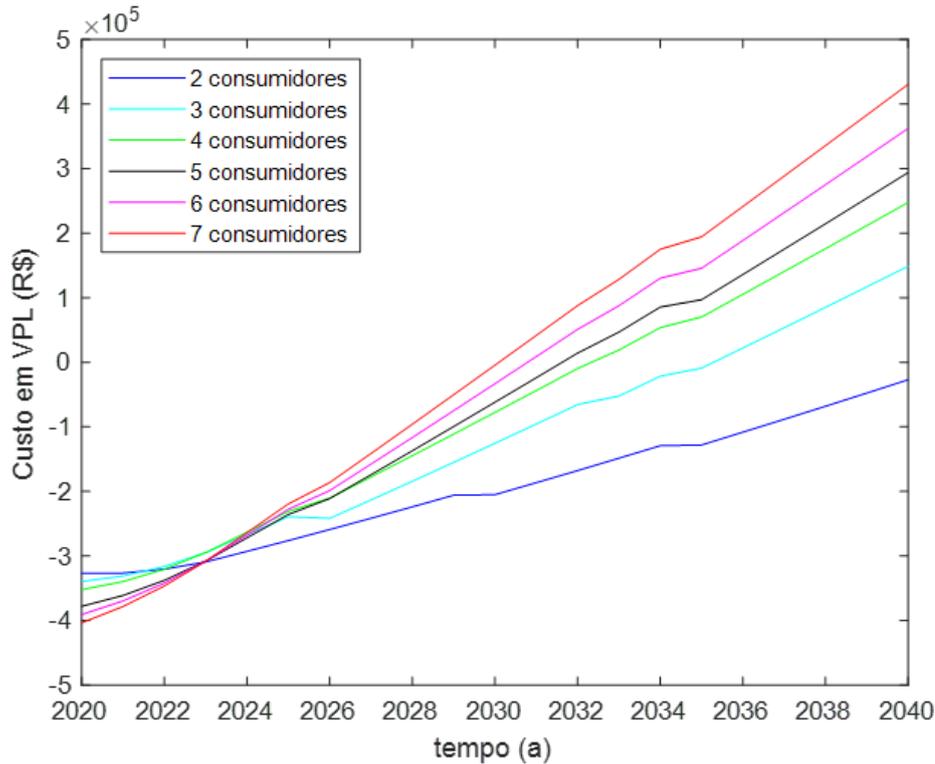


Figura 5.39: Impacto do número de consumidores no fluxo de caixa para consumidores industriais

Tabela 5.23: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional

Parâmetro	Residencial com tarifa convencional					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Consumo de gás(m^3 /mês)	401,12	612,30	764,39	764,39	764,39	764,39
Energia térmica rejeitada (MWh)	440,50	672,41	839,43	839,43	839,43	839,43
Tempo de operação do CHP (%)	52,47	80,09	99,99	99,99	99,99	99,99
Baterias por banco	6	9	12	15	18	21
Número de ciclos	4696,50	8001,31	8627,54	6550,56	5235,69	4348,35
Substituições do banco	2	4	4	3	2	2
Substituições da stack	1	1	2	2	2	2
Inversores utilizados	2	2	3	3	4	5

Tabela 5.24: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional

Parâmetro	Industrial com tarifa convencional					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Consumo de gás(m^3 /mês)	557,00	764,44	764,44	764,44	764,44	764,44
Energia térmica rejeitada (MWh)	611,68	839,49	839,49	839,49	839,49	839,49
Tempo de operação do CHP (%)	72,86	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Baterias por banco	6	9	12	15	18	21
Número de ciclos	2069,68	5336,94	1998,77	776,50	321,50	151,03
Substituições do banco	1	2	0	0	0	0
Substituições da stack	1	2	2	2	2	2
Inversores utilizados	2	2	2	3	3	3

Em primeiro lugar, observa-se através das Tabelas 5.23 e 5.23 que o percentual de tempo de operação da CHP atinge os 100% para 4 consumidores da categoria residencial e 3 consumidores da categoria industrial, estando de acordo com o que foi verificado nas análises conduzidas por Gabriel ao abordar o efeito do número de consumidores (GABRIEL, 2020). Atingir o patamar de 100% de tempo de operação significa que o sistema passa a trabalhar em sua máxima capacidade, de forma que demandas elétricas excedentes passam a ser supridas pela rede elétrica. A semelhança entre a capacidade de suprimento do sistema híbrido segundo a modelagem atual em comparação com a modelagem antiga é explicada pelo pareamento dos patamares de fornecimento da célula a combustível e dos painéis fotovoltaicos em relação ao que se considerava no caso da antiga modelagem.

Observa-se a partir das Figuras 5.38 e 5.39 que as curvas de valor presente líquido referente aos diferentes números de consumidores apresentam maior variação entre si quando estes números são menores, ou mais precisamente, quando estes números se encontram abaixo do patamar no qual o sistema é solicitado em sua máxima capacidade. Isto revela que a utilização do sistema está sujeita a um fenômeno de saturação, de forma que a entrada de novos consumidores influencia na curva de valor presente líquido apenas na medida em que mais painéis são acrescentados ao sistema (3 por consumidor). O máximo lucro por usuário é auferido para 3 e 4 consumidores nas categorias industrial e residencial, respectivamente.

O número de substituições da *stack* da célula a combustível aumenta com o aumento do número de consumidores, chegando ao máximo de duas substituições quando o mesmo se encontra no limite de operação. O número de substituições do banco também muda consideravelmente, sendo verificado um pico de utilização das baterias na situação de 3 consumidores industriais e 4 residenciais, representando o limite operacional referente a cada categoria. Uma vez solicitado por demandas adicionais, o banco só pode ser carregado nos períodos de pico de geração solar pois, nos demais momentos do dia, o consumo foi sempre superior à geração pela CHP, obrigando o banco a permanecer descarregado até o dia seguinte. O número de inversores requeridos aumentou à medida em que mais usuários passaram a usufruir do sistema, chegando a 3 inversores no caso industrial e a 5 no caso residencial. Tais números atestam que o perfil de demanda mais uniforme no primeiro caso reduz o uso destes dispositivos.

Percebe-se também considerável influência o tempo de *payback* do sistema, adiantado pelo aumento a o número de usuários simultâneos. Na categoria industrial, não é obtida compensação para o sistema quando este é

destinado ao atendimento de apenas dois usuários, sendo dada 2031 se reunidos 7 usuários, quase igualando-se a categoria residencial para o mesmo número de consumidores, que neste caso obtém *payback* em 2030.

As Figuras 5.40 e 5.41 apresentam o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados. As linhas tracejadas representam os respectivos custos cumulativos que seriam gastos no sistema de compra direta de energia elétrica da rede para o período considerado, por tipo e número de consumidores.

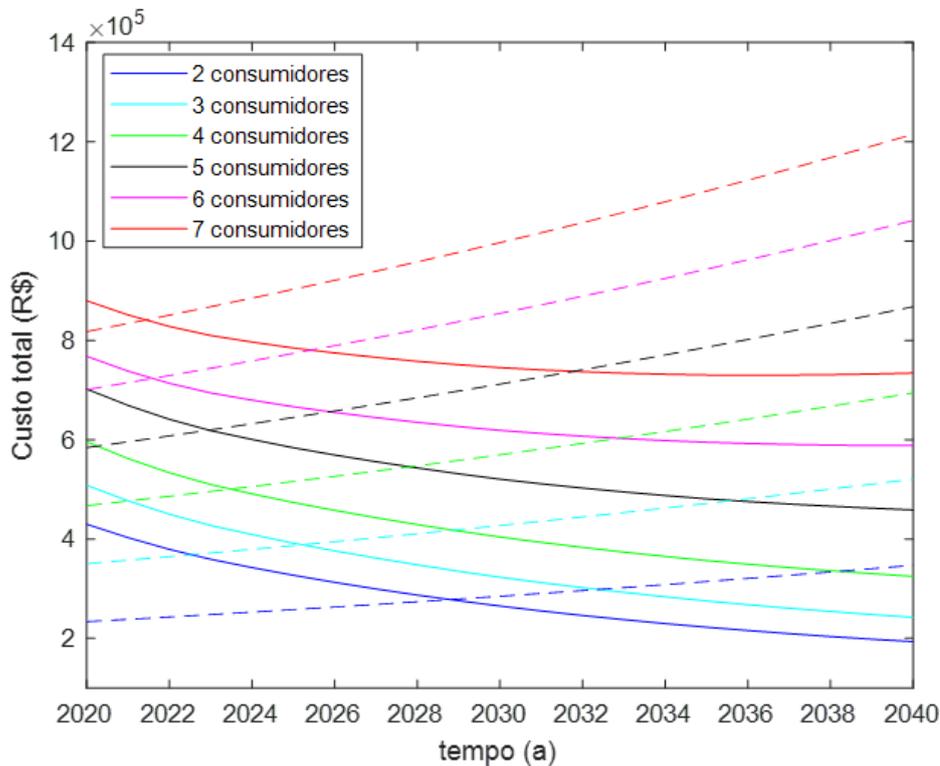


Figura 5.40: Impacto do número de consumidores no custo cumulativo do sistema para operação na categoria residencial por 7 anos.

Conforme também registrado na abordagem antiga, verifica-se que as curvas referentes a 2 e 3 consumidores residenciais permanecem relativamente próximas, sendo ainda mais aproximadas no trecho final da janela temporal. A partir de 4 consumidores, o espaçamento entre as curvas passa a ser significativamente maior, acusando a existência do limite de saturação discutido anteriormente, ou seja, a demanda excedente engendrada pela entrada de novos consumidores passa a ser suprida pela rede elétrica.

Além disso, um exame do trecho final das curvas de custo cumulativo referente ao sistema para 6 e 7 consumidores em ambas as categorias permite visualizar uma sutil elevação do custo total. Esta elevação é explicada pelo aumento da tarifa elétrica, mantido fixo em 2% para os casos simulados acima.

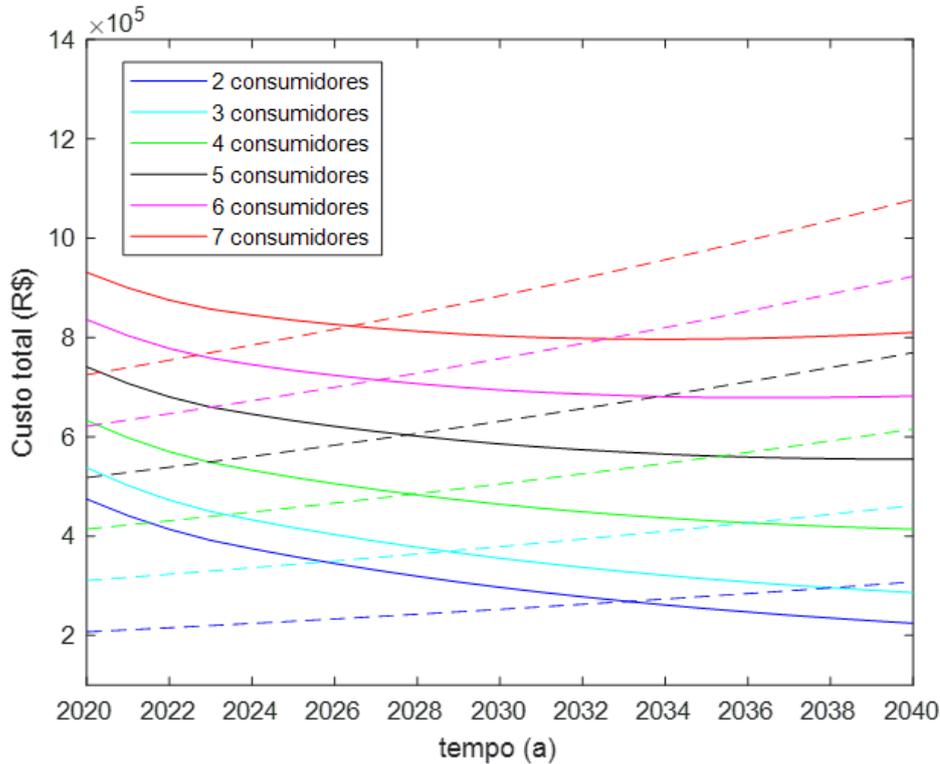


Figura 5.41: Impacto do número de consumidores no custo cumulativo do sistema para operação na categoria industrial por 5 anos.

A forte dependência da rede elétrica que caracteriza a adesão ao sistema híbrido por mais usuários simultâneos faz com que estes fiquem mais suscetíveis a variação do custo deste insumo.

5.4.3.2 Tarifa branca

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema completo por um período de 20 anos para consumidores residenciais e industriais com tarifa branca são mostrados nas Figuras 5.42 e 5.43. As tabelas 5.25 e 5.26 apresentam os dados técnicos referentes a essas operações. Os parâmetros financeiros são apresentados no Apêndice.

No caso da categoria residencial, verifica-se ainda uma melhora da performance em valor presente líquido quando o número de consumidores já excedeu o limite operacional do sistema híbrido (CHP operando em 100% do tempo). A estratégia de carregamento do banco de baterias nos horários de tarifa baixa e descarregamento nos horários de alta tarifa permite a geração robusta de créditos, sendo mantido o consumo direto da rede elétrica próximo ao patamar de cobrança mínima obrigatória de 100 kWh, segundo o sinalizado pelas contas de energia elétrica da Tabela A.11. Também é possível visualizar

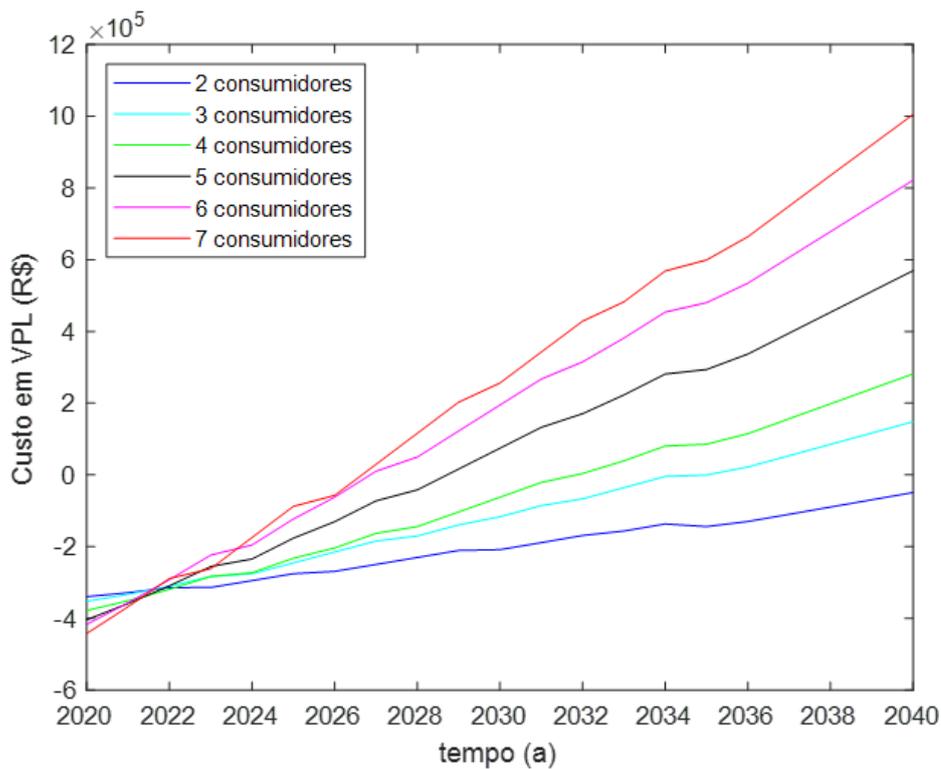


Figura 5.42: Impacto do número de consumidores no fluxo de caixa para consumidores residenciais

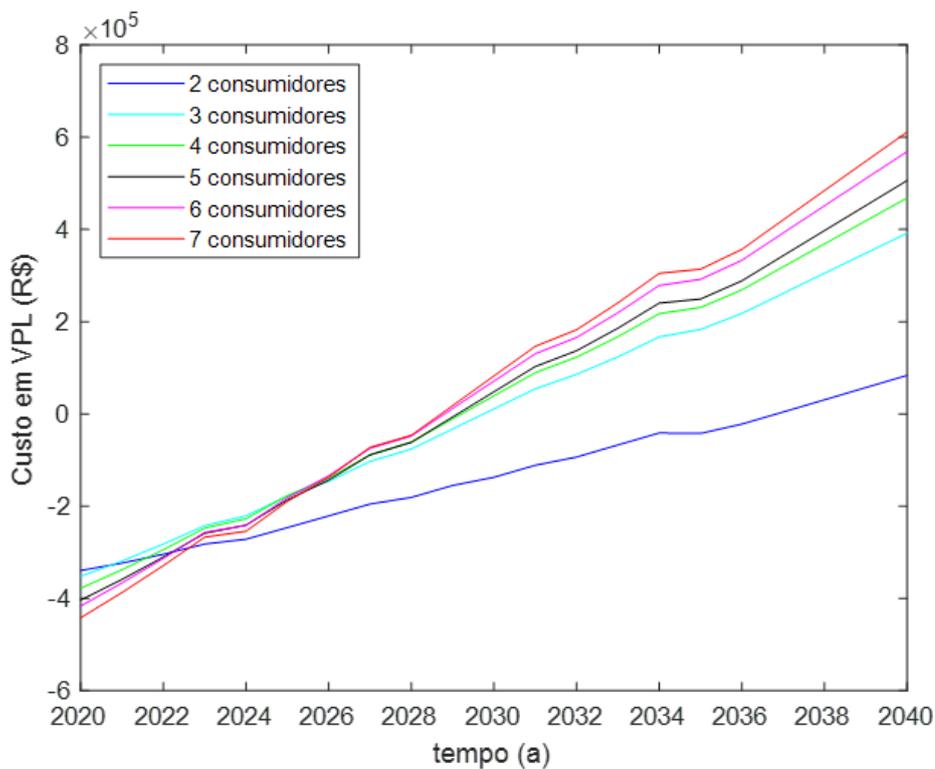


Figura 5.43: Impacto do número de consumidores no fluxo de caixa para consumidores industriais

um adiantamento mais célere no tempo de compensação para a categoria residencial. Examinando o caso em que o sistema atende a 6 consumidores, obtém-se um adiantamento de 1 ano no tempo de compensação, que passa de 2030 a 2027, situação mantida para o sistema com 7 consumidores. Antes de alcançar o limite operacional do sistema híbrido, a categoria residencial acaba experimentando na verdade o impacto inverso quando da simulação de 2 consumidores, havendo neste caso a inviabilização da adesão ao sistema mediante a adesão à tarifa branca. Este atraso é explicado pelo aumento do gasto com substituições do banco de baterias aliado a uma geração pouco significativa de créditos, já que o consumo elétrico neste caso permanecia na faixa dos 100 kWh, patamar mínimo de cobrança para instalações trifásicas.

Tabela 5.25: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca

Parâmetro	Residencial com tarifa branca					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Consumo de gás(m^3 /mês)	406,51	618,98	764,39	764,39	764,39	764,39
Energia térmica rejeitada (MWh)	446,42	679,74	839,44	839,44	839,44	839,44
Tempo de operação do CHP (%)	53,18	80,97	99,99	99,99	99,99	99,99
Baterias por banco	6	9	12	15	18	21
Número de ciclos	10434,60	9954,29	9799,19	9846,10	9947,52	10050,40
Substituições do banco	5	4	4	4	4	5
Substituições da stack	1	1	2	2	2	2
Inversores utilizados	3	3	4	5	5	6

Tabela 5.26: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca

Parâmetro	Industrial com tarifa branca					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Consumo de gás(m^3 /mês)	477,05	738,78	764,44	764,44	764,44	764,44
Energia térmica rejeitada (MWh)	523,88	811,31	839,49	839,49	839,49	839,49
Tempo de operação do CHP (%)	62,40	96,64	100	100	100	100
Baterias por banco	6	9	12	15	18	21
Número de ciclos	9759,74	9752,41	9801,07	9836,29	9790,66	9791,99
Substituições do banco	4	4	4	4	4	4
Substituições da stack	1	2	2	2	2	2
Inversores utilizados	3	3	4	5	5	6

No caso da categoria residencial, verifica-se ainda uma melhora da performance em valor presente líquido quando o número de consumidores já excedeu o limite operacional do sistema híbrido (CHP operando em 100% do tempo). A estratégia de carregamento do banco de baterias nos horários de tarifa baixa e descarregamento nos horários de alta tarifa permite a geração robusta de créditos, sendo mantido o consumo direto da rede elétrica próximo ao patamar de cobrança mínima obrigatória de 100 kWh, segundo

o sinalizado pelas contas de energia elétrica da Tabela A.11. Já a Tabela A.11 também permite visualizar um adiantamento mais célere no tempo de compensação para a categoria residencial. Examinando o caso em que o sistema atende a 6 consumidores, obtém-se um adiantamento de 1 ano no tempo de compensação, que passa de 2030 a 2027, situação mantida para o sistema com 7 consumidores. Antes de alcançar o limite operacional do sistema híbrido, a categoria residencial acaba experimentando na verdade o impacto inverso quando da simulação de 2 consumidores, havendo neste caso a inviabilização da adesão ao sistema mediante a adesão à tarifa branca. Este atraso é explicado pelo aumento do gasto com substituições do banco de baterias aliado a uma geração pouco significativa de créditos, já que o consumo elétrico neste caso permanecia na faixa dos 100 kWh, patamar mínimo de cobrança para instalações trifásicas.

Vê-se através da Figura 5.43 que a categoria de consumo industrial ainda é afetada pelo fenômeno da saturação descrito anteriormente, mesmo com uma redução notável no gasto com energia elétrica. Como discutido anteriormente, a partir de 3 consumidores simultâneos, o sistema no caso industrial se torna subdimensionado, ou seja, opera em máxima capacidade e ainda depende de energia elétrica proveniente da rede. No entanto, o fato de o perfil de demanda típica deste consumidor manter-se relativamente alta e estável durante todo dia, acaba atrapalhando o armazenamento de créditos, já que estes são consumidos a uma taxa mais ou menos uniforme.

Por meio das Tabelas 5.25 e 5.26, percebe-se um aumento médio considerável no número de substituições do banco de baterias, considerando que a estratégia de tarifa branca demanda uma quantidade bem maior de ciclos de carregamento e descarregamento. Para o consumidor residencial, o sistema com 2 consumidores passa a precisar de 5 substituições, mantendo-se o número de 4 substituições na faixa de 3 a 6 consumidores e subindo novamente para 5 no caso do sistema atendendo 7 consumidores. Da mesma forma, os consumidores industriais passam a arcar em média com 4 substituições das baterias, onde antes o número máximo era de 2, verificado para o caso com 3 consumidores. O número de inversores necessários também é aumentado por conta da maior necessidade do sistema de fazer a transição de energia entre os barramentos de corrente contínua e alternada.

As Figuras 5.44 e 5.45 apresentam o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados. As linhas tracejadas representam os respectivos custos cumulativos que seriam gastos no sistema de compra direta de energia elétrica da rede para o período considerado por tipo e número de consumidores.

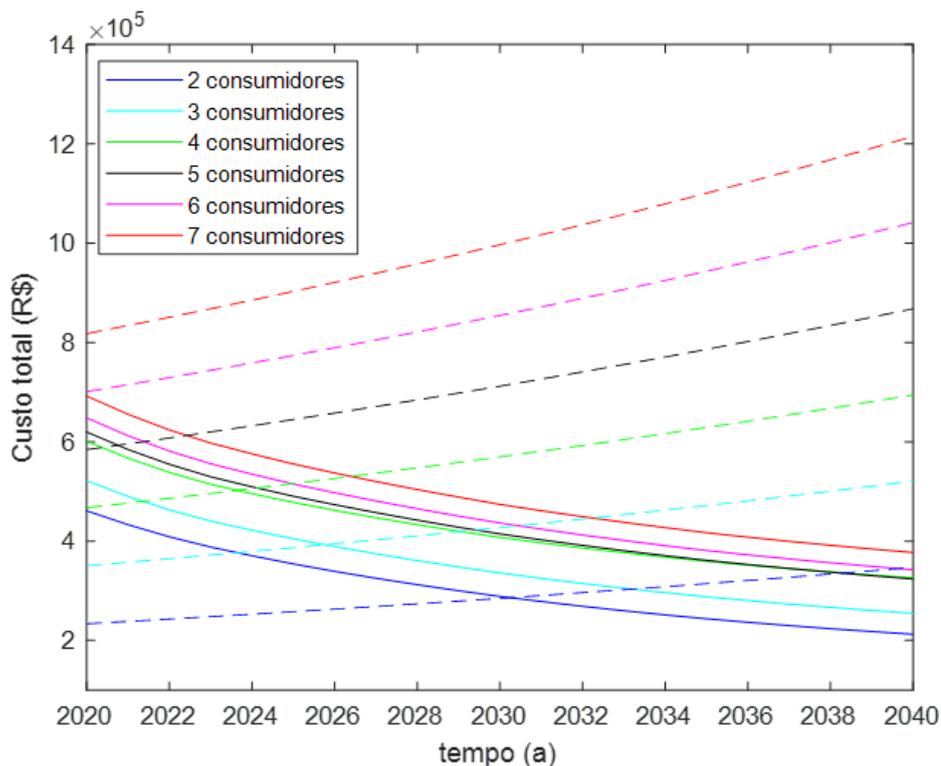


Figura 5.44: Impacto do número de consumidores no custo cumulativo do sistema para operação na categoria residencial por 7 anos.

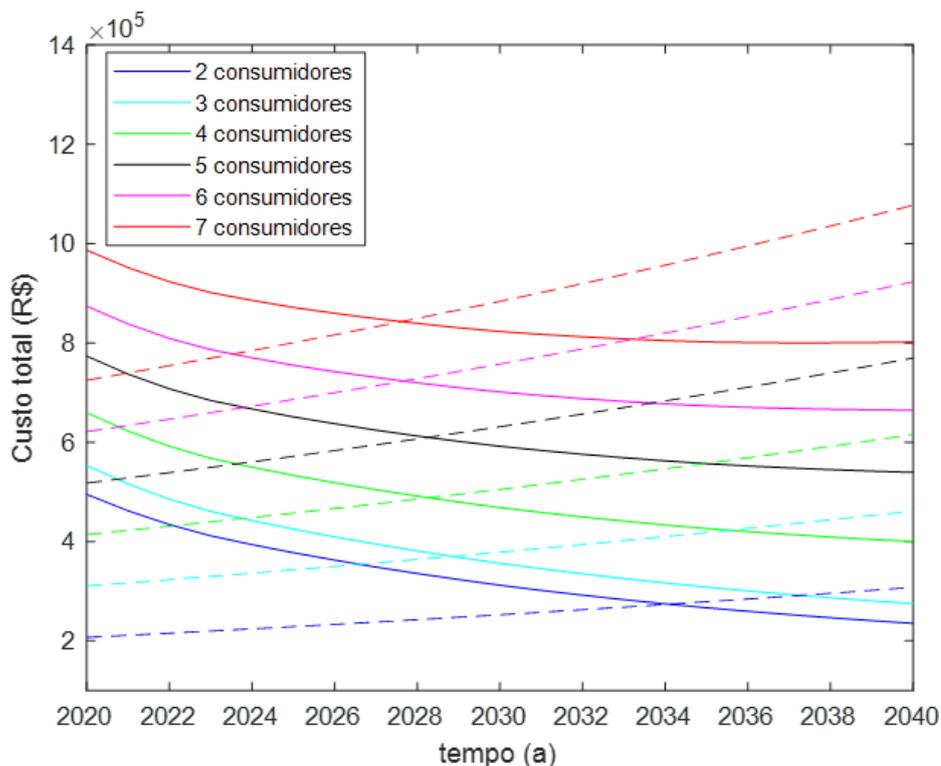


Figura 5.45: Impacto do número de consumidores no custo cumulativo do sistema para operação na categoria industrial por 5 anos.

Primeiramente, constata-se por meio das duas figuras que a leve tendência de alta no custo cumulativo total do sistema verificada nos trechos finais das curvas para a tarifa convencional não se mantém na tarifa branca. O menor uso da rede elétrica permitido pela geração de créditos torna o sistema bem menos sensível à flutuação no custo da tarifa elétrica, aumentada em 2% ao ano segundo a premissa das simulações realizadas. Vê-se também para o caso da categoria residencial, as curvas referentes a 5, 6 e 7 consumidores se encontram mais unidas às que representam 2, 3 e 4 consumidores, comprovando que a tarifa branca de fato tem o efeito de reduzir o custo com a rede elétrica quando o sistema se torna subdimensionado. No caso industrial, permanece o aspecto de curvas espaçadas, pois, como discutido, há uma maior dificuldade nesse caso para se acumular créditos na medida em que a maior parte destes é consumido pela demanda mais uniformemente distribuída que caracteriza o consumidor industrial.

5.4.4

Impacto do aproveitamento de créditos da rede

O objetivo deste estudo é avaliar quais são os efeitos do ponto de vista técnico operacional e financeiro da variação do fator de aproveitamento de créditos na rede para o sistema proposto. Para este fim, serão avaliados, para cada tipo de consumidor e tarifa, seis cenários diferentes, onde diferentes cenários propostos pela ANEEL para o fator de aproveitamento da rede elétrica serão impostos ao sistema com e sem cogeração. Esses cenários equivalem a um aproveitamento de 100%, 72% e 59% dos créditos exportados à rede, respectivamente. Neste estudo, serão sempre considerados dois consumidores operando com o sistema completo (CHP + PV + B), taxa de incremento da tarifa de energia elétrica de 2% ao ano, taxa de incremento da tarifa de gás natural de 0% ano após queda de 40% em três anos. Adicionalmente, serão apresentados também os casos com o sistema fotovoltaico convencional puro (sem bateria) para cada um dos cenários discutidos.

5.4.4.1

Tarifa convencional

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema completo e fotovoltaico puro por um período de 20 anos para consumidores residenciais e industriais com tarifa convencional são mostrados nas Figuras 5.46 e 5.47. As tabelas 5.27 e 5.28 apresentam parâmetros financeiros referentes a essa operação. Os parâmetros financeiros são apresentados no Apêndice.

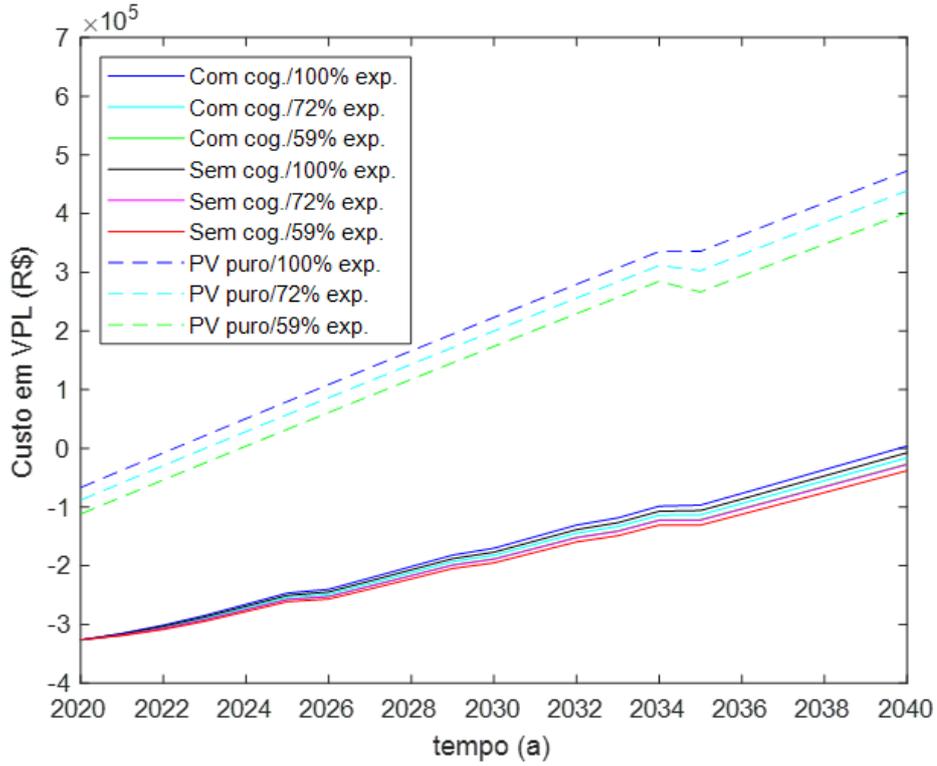


Figura 5.46: Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores residenciais

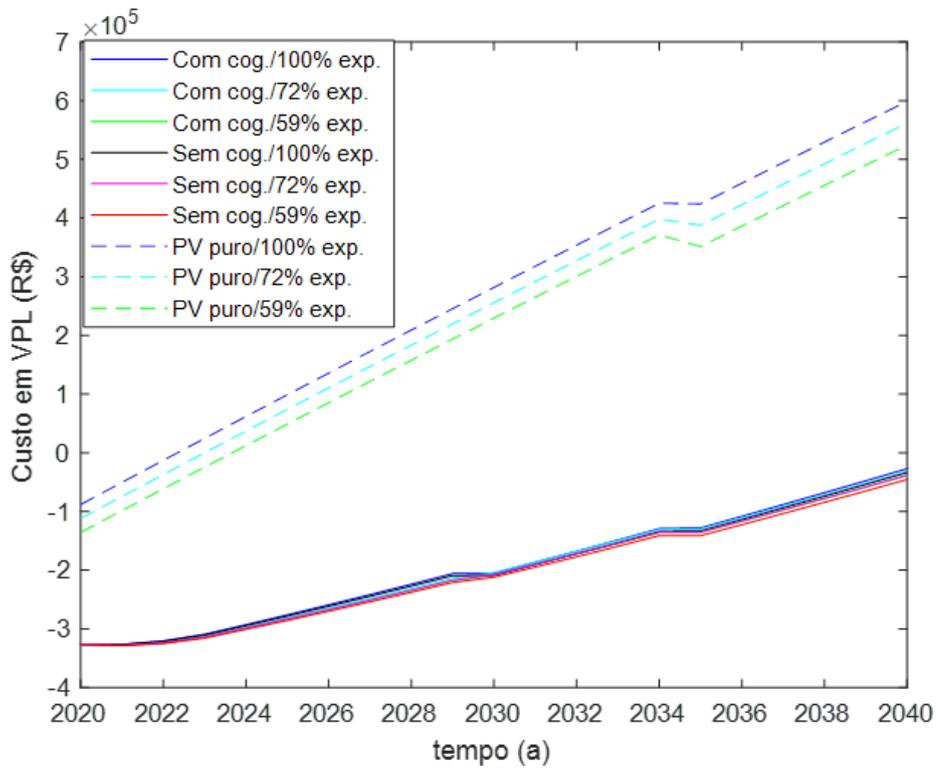


Figura 5.47: Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores industriais

Tabela 5.27: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional

Parâmetro	Com cogeração			Sem cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Cons. gás(m^3 /mês)	401,12	454,83	482,90	413,18	466,89	494,96
Energia rej.(MWh)	440,50	499,48	530,31	440,50	499,48	530,31
Op. do CHP (%)	52,47	59,50	63,17	52,47	59,50	63,17
Baterias por banco	6	6	6	6	6	6
Número de ciclos	4696,50	4536,59	4509,19	4696,50	4536,59	4509,19
Subst. do banco	2	2	2	2	2	2
Subst. da stack	1	1	1	1	1	1
Inversores utilizados	2	2	2	2	2	2

Tabela 5.28: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional

Parâmetro	Com cogeração			Sem cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Cons. gás(m^3 /mês)	557,00	594,85	614,66	565,16	603,01	622,82
Energia rej. (MWh)	611,68	653,25	675,01	611,68	653,25	675,01
Op. do CHP (%)	72,86	77,81	80,40	72,86	77,81	80,40
Baterias por banco	6	6	6	6	6	6
Número de ciclos	2069,68	1794,47	1633,05	2069,68	1794,47	1633,05
Subst. do banco	1	0	0	1	0	0
Subst. da stack	1	1	1	1	1	1
Inversores utilizados	2	2	2	2	2	2

A primeira e mais clara impressão extraível a partir das tabelas que relacionam os parâmetros técnicos consiste na relação que há entre o aproveitamento de créditos da rede elétrica e o tempo de operação da unidade CHP. Quanto maior é o aproveitamento, menor a demanda sobre a CHP. Para os consumidores residenciais, foram encontrados os percentuais de 52,47%, 59,50% e 63,27% de tempo de operação para aproveitamentos de 100%, 72% e 59%, respectivamente. No caso industrial, o percentual de operação da CHP esteve em 72,86%, 77,81% e 80,40% para aproveitamentos de 100%, 72% e 59%, respectivamente. Em ambos os gráficos de fluxo de caixa, nota-se que as curvas que representam os diferentes aproveitamentos de crédito se mantêm bem unidas, fato que é explicado pela baixa participação da rede elétrica no suprimento da demanda total dos consumidores num período de 20 anos, permanecendo no mais das vezes no patamar de 1 a 2%. Para a categoria industrial, é verificado que as curvas em VPL se encontram ainda mais próximas, quase sobrepostas, fenômeno cuja explicação também reside na baixa participação da rede elétrica neste caso.

Acrescente-se ainda que o custo de investimento inicial para todos os casos foi igual, o mesmo valendo para os custos com manutenção, substituição de equipamentos e operação com energia elétrica, o que faz sentido pelo fato

de que nenhuma das alternativas de aproveitamento da rede elétrica requerem mudanças que afetem a concepção do sistema. Por fim, observou-se que é obtido lucro apenas no caso de consumo residencial com aproveitamento de 100% dos créditos da rede elétrica e cogeração. Nesta situação, os usuários obtêm compensação no ano de 2040.

A Tabela A.15 apresenta os custos envolvidos na adesão a um sistema fotovoltaico puro, sem unidade CHP nem baterias, permitindo a comparação com o sistema híbrido estudado em termos de sensibilidade ao aproveitamento de créditos da rede elétrica. Examinando os custos do sistema fotovoltaico puro, é percebida uma evolução drástica no dispêndio financeiro quando da transição de uma alternativa de aproveitamento à outra, o que decorre da necessidade por um maior número de painéis e inversores quando há baixo aproveitamento.

As Figuras 5.48 e 5.49 apresenta o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados.

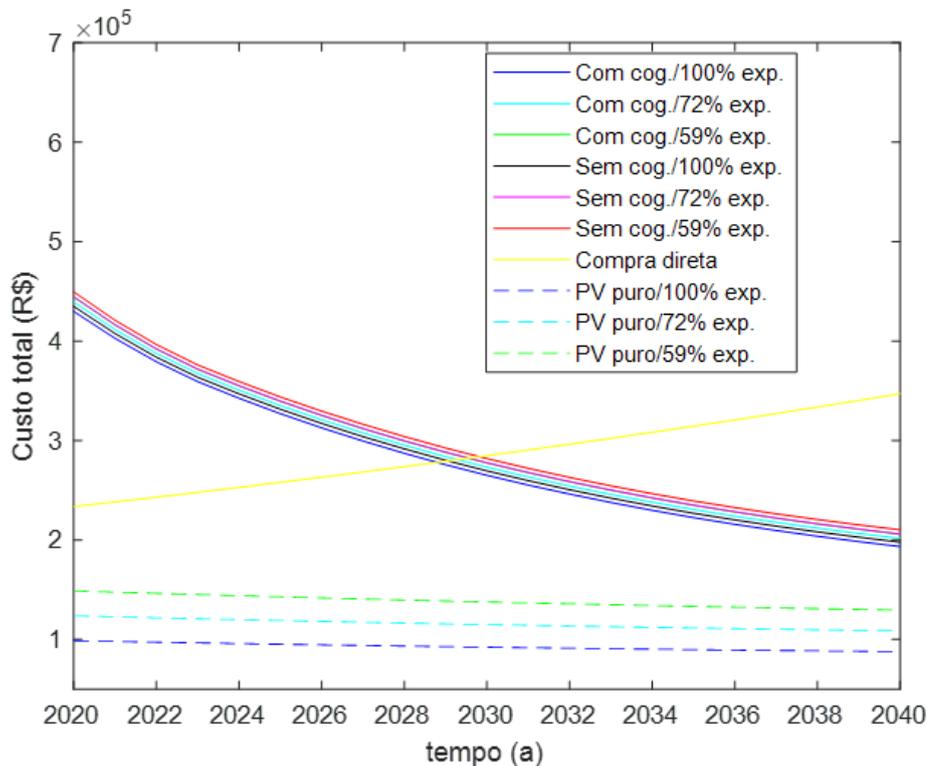


Figura 5.48: Impacto do aproveitamento de créditos no custo cumulativo do sistema para operação na categoria residencial por 7 anos.

Corroborando o que já havia se verificado por meio dos gráficos em VPL, o aproveitamento de créditos da rede promove pouca variação no custo do sistema para ambas as categorias de consumidor, permanecendo as curvas de custo cumulativo total muito próximas no caso da operação residencial e praticamente sobrepostas para a categoria industrial.

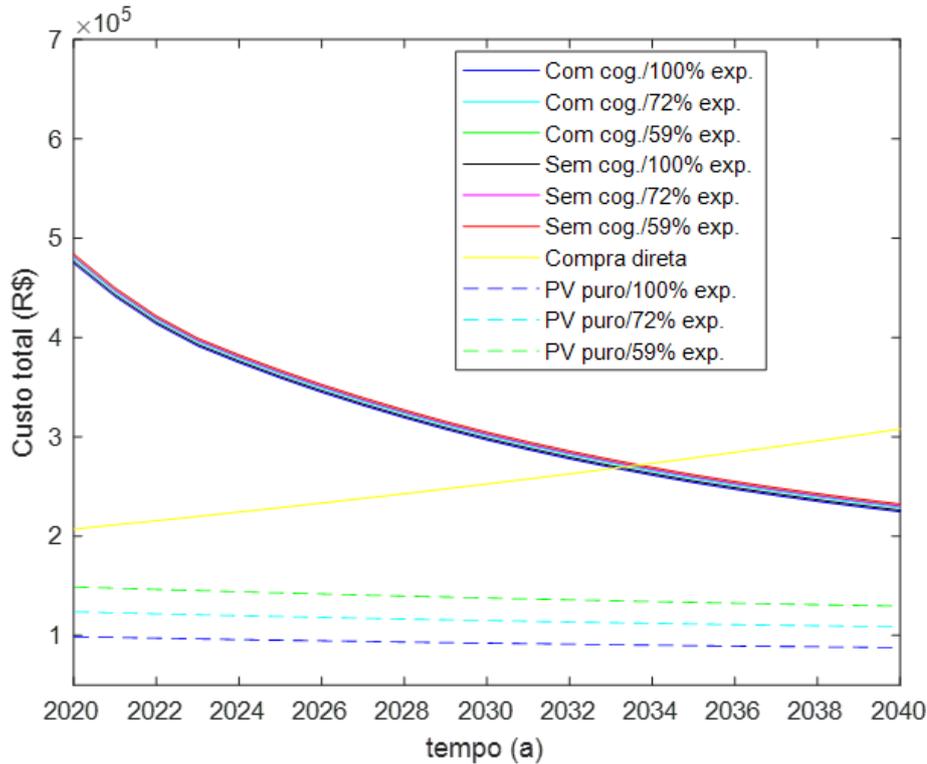


Figura 5.49: Impacto do aproveitamento de créditos no custo cumulativo do sistema para operação na categoria residencial por 7 anos.

5.4.4.2 Tarifa branca

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema completo e fotovoltaico puro por um período de 20 anos para consumidores residenciais e industriais com tarifa branca são mostrados nas Figuras 5.50 e 5.51. As tabelas 5.29 e 5.30 apresentam os dados técnicos referentes a essa operação. Os parâmetros financeiros são apresentados no Apêndice. Por não haver sentido em se operar o sistema fotovoltaico puro sob tarifa branca, os dados apresentados nos gráficos a seguir são os mesmos que os apresentados para a operação sob tarifa convencional para esta configuração.

Verifica-se para a categoria residencial a inviabilização do caso em que se obtinha *payback* pela tarifa convencional por conta do maior número de substituições do banco de baterias que caracteriza a adesão a tarifa branca, como já discutido. Em concordância com o que se observa para a categoria residencial, os consumidores industriais, já sem obter retorno financeiro via tarifa convencional, experimentam prejuízos finais ainda maiores mediante adesão à tarifa branca ao verem quadruplicada a demanda por substituições do banco de baterias, sendo também aumentado o número de inversores necessários. Assim, o excesso de gastos em virtude das mais

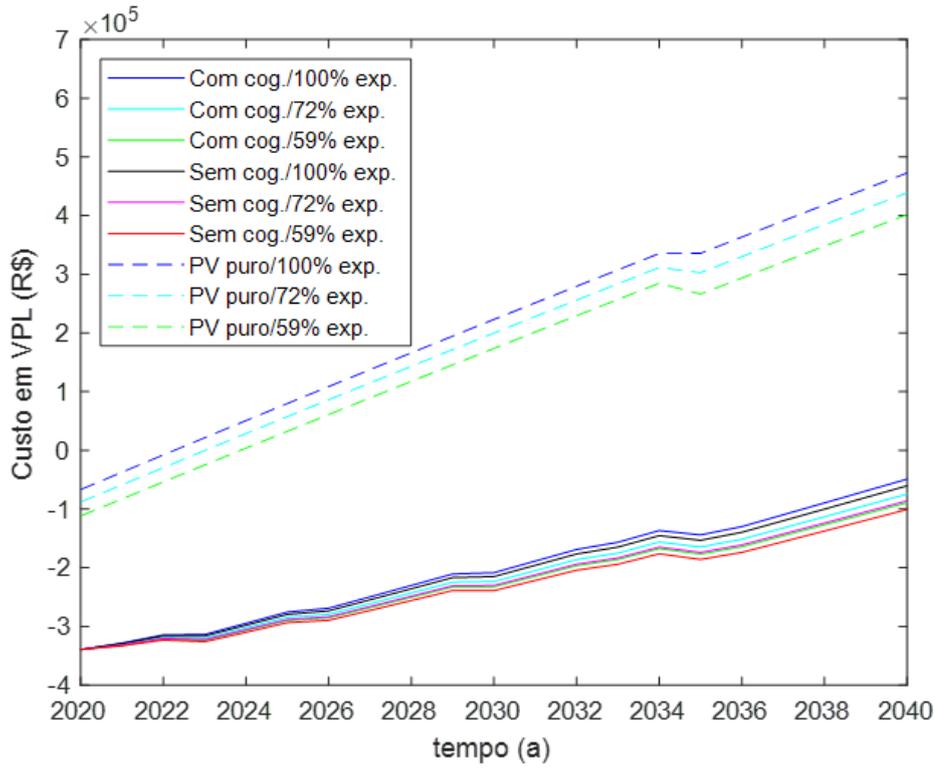


Figura 5.50: Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores residenciais

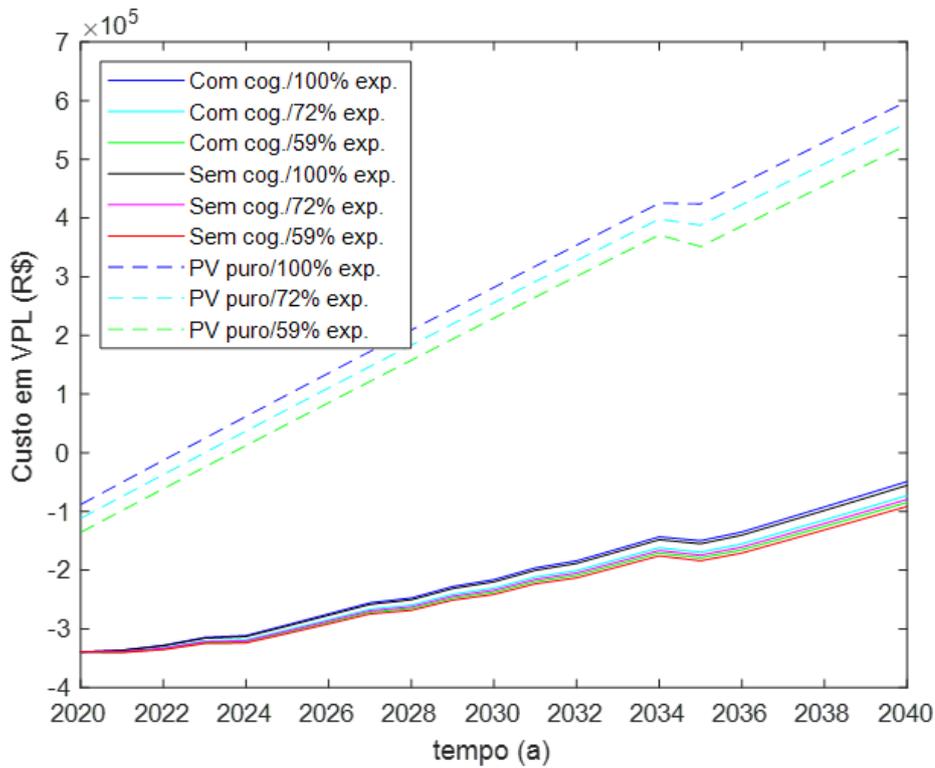


Figura 5.51: Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores industriais

Tabela 5.29: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca

Parâmetro	Com cogeração			Sem cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Cons. gás(m^3 /mês)	406,51	472,97	514,30	418,57	485,03	526,36
Energia rej. (MWh)	446,42	519,40	564,79	446,42	519,40	564,79
Op. do CHP (%)	53,18	61,87	67,28	53,18	61,87	67,28
Baterias por banco	6	6	6	6	6	6
Número de ciclos	10434,60	10237,17	10127,02	10434,60	10237,17	10127,02
Subst. do banco	5	5	5	5	5	5
Subst. da stack	1	1	1	1	1	1
Inversores utilizados	3	3	3	3	3	3

Tabela 5.30: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca

Parâmetro	Com cogeração			Sem cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Cons. gás(m^3 /mês)	477,05	543,69	577,27	485,21	551,85	585,43
Energia rej.(MWh)	523,88	597,06	633,94	523,88	597,06	633,94
Op. do CHP (%)	62,40	71,12	75,51	62,40	71,12	75,51
Baterias por banco	6	6	6	6	6	6
Número de ciclos	9759,74	9769,53	9775,52	9759,74	9769,53	9775,52
Subst. do banco	4	4	4	4	4	4
Subst. da stack	1	1	1	1	1	1
Inversores utilizados	3	3	3	3	3	3

frequentes substituições das baterias e o maior gasto com inversores decorrentes da estratégia implicada na tarifa branca não são acompanhados de ganho financeiro na forma créditos de energia, pois em todos os casos o sistema encontra-se subdimensionado, ou seja, há pouca dependência por importação de energia da rede elétrica, o que torna a estratégia de descarregamento do banco de baterias nos horários de ponta menos atraente.

As Figuras 5.52 e 5.53 apresentam o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados.

Assim como verificado nos resultados da modelagem original, os gráficos também se assemelham aos seus equivalentes na tarifa convencional, estando apenas transladados para cima, alcançando custos totais maiores.

5.4.4.3

Efeito do adiamento do início da adesão

Também foram realizadas simulações considerando a adesão mais tardia ao sistema híbrido proposto na abordagem do impacto do aproveitamento de créditos. A Figura 5.54 contém as curvas em valor presente líquido concernentes a cada um dos cenários de compensação de créditos considerando o perfil de demanda residencial, sendo revelada uma melhora de perspectiva financeira

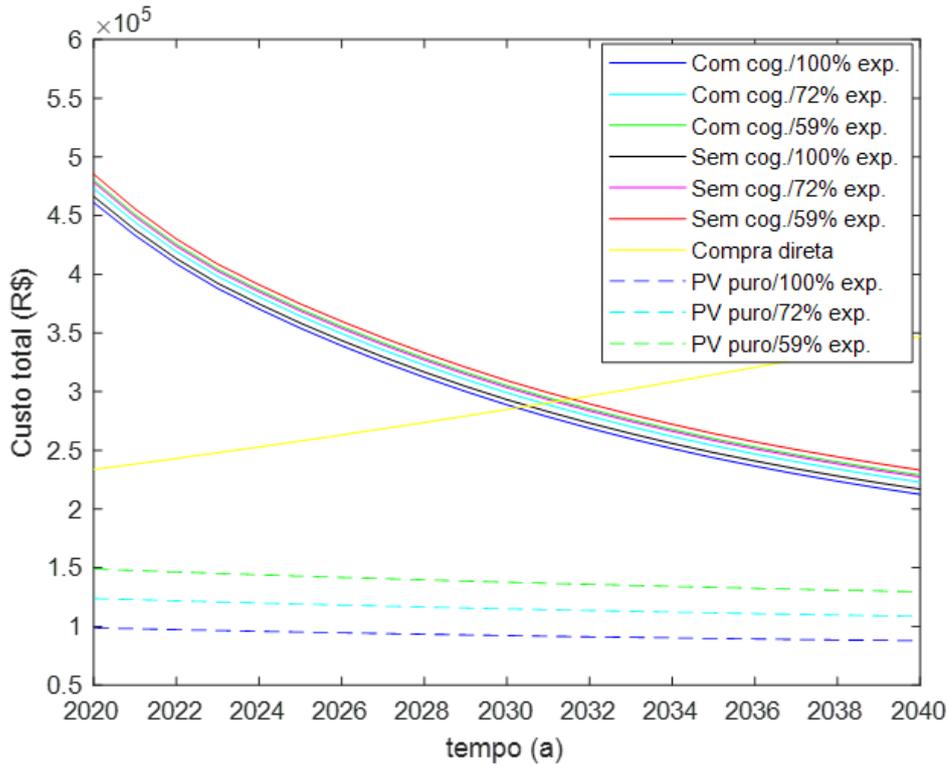


Figura 5.52: Impacto do aproveitamento de créditos no custo cumulativo do sistema para operação na categoria residencial por 7 anos.

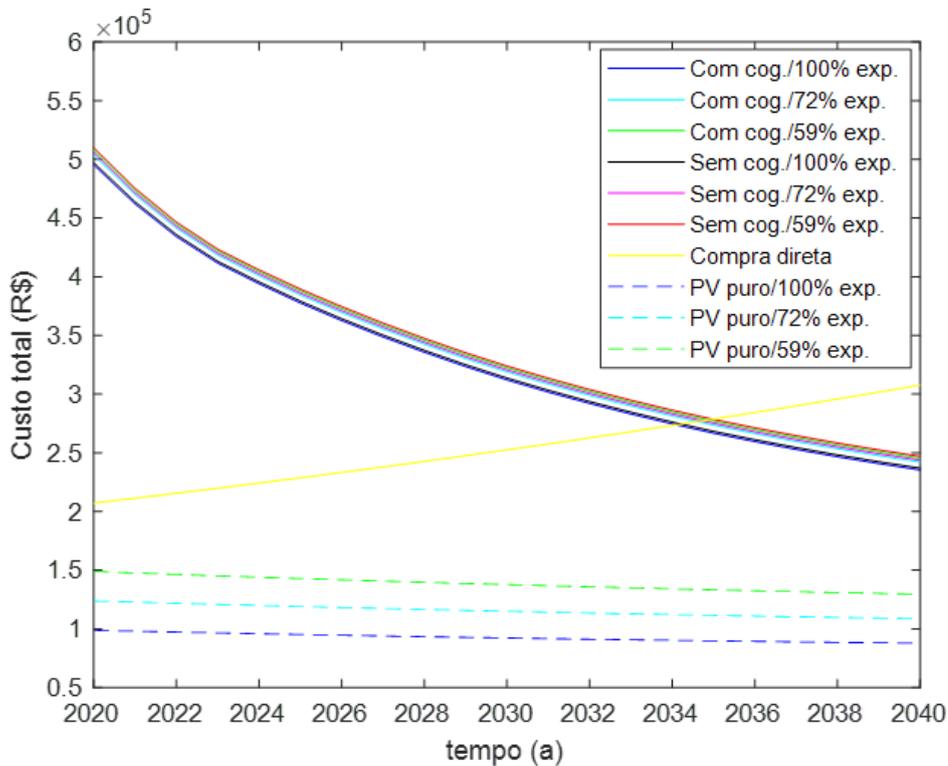


Figura 5.53: Impacto do aproveitamento de créditos no custo cumulativo do sistema para operação na categoria residencial por 7 anos.

quando se faz a comparação com as mesmas curvas para início de adesão em 2020. A Tabela 5.31 provê os paybacks obtidos para cada uma das taxas de aproveitamento de créditos com e sem cogeração. Mesmo com o adiamento do início da adesão, percebe-se que as curvas de performance financeira permanecem bastante unidas, condição que permanece devido à pouca participação da rede elétrica que caracteriza a adesão ao sistema por apenas dois consumidores.

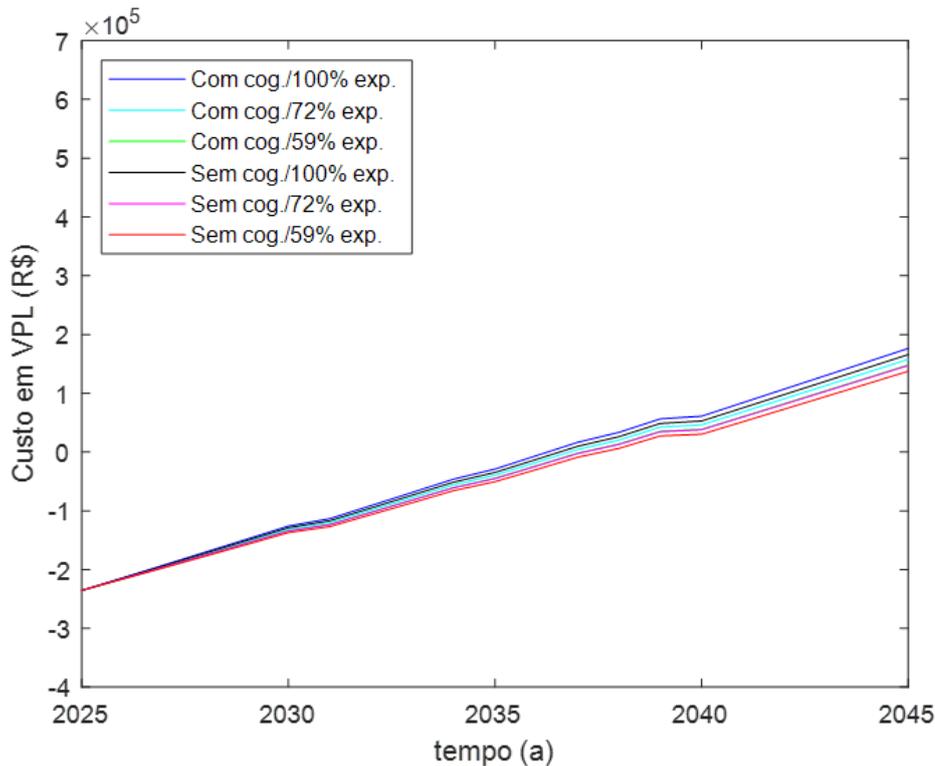


Figura 5.54: Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores residenciais com adesão em 2025

Tabela 5.31: Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores residenciais

Aproveitamento	Ano de payback
100% (com cogeração)	2037 (12 anos)
100% (sem cogeração)	2037 (12 anos)
72% (com cogeração)	2037 (12 anos)
72% (sem cogeração)	2038 (13 anos)
59% (com cogeração)	2038 (13 anos)
59% (sem cogeração)	2038 (13 anos)

5.5 Análise ambiental

5.5.1

Emissão total de CO₂ do sistema

5.5.1.1

CHP + PV + B

A Tabela 5.32 apresenta o balanço das emissões de CO₂ resultantes da operação das fontes e manufatura dos componentes envolvidos no sistema híbrido para a configuração completa, sem uso de cogeração, para 20 anos de operação. Na sequência, a Tabela 5.33 apresenta o mesmo balanço considerando-se o uso da cogeração.

É verificada uma tímida diferença no índice de emissões entre os dois casos mostrados em relação à mesma diferença verificada na modelagem antiga. A atual diferença se explica pelo fato da demanda térmica não mais ser equivalente ao montante total de energia térmica disponível, também não mais estando condicionada à disponibilidade térmica provida pela cogeração. Os casos com cogeração se caracterizam pelo descarte do aquecedor, e a demanda térmica passa a ser atendida integralmente pelo CHP através do rejeito térmico. Conforme observado também, a participação das emissões da produção e manufatura da célula, inversores e baterias foi proporcionalmente bastante baixa se comparada aos parâmetros operacionais do sistema.

Tabela 5.32: Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO₂ do sistema proposto

Produção/Manufatura			
Componente	Unidades utilizadas	kgCO ₂	<i>g</i> _{CO₂} / <i>kWh</i>
CHP	1	182	0,25
Bateria	45	8127	8,14
Inversor	4	715,36	0,72
Operação			
Fonte	Energia fornecida(kWh)	Participação(%)	<i>g</i> _{CO₂} / <i>kWh</i>
CHP	679182,62	68,02%	370,51
Painel	266210,55	26,66%	12,00
Rede	22509,60	2,25%	1,98
Aquecedor	30649,18	3,07%	15,90
Somatório			
Parcelas	Energia fornecida(kWh)	Participação(%)	<i>g</i> _{CO₂} / <i>kWh</i>
Operação	998551,95	289760,54	400,39
Produção	-	9024,36	9,10
Total	998551,95	298784,90	409,49

5.5.1.2

CHP + PV

A Tabela 5.34 apresenta o balanço das emissões de CO₂ resultantes da operação das fontes e manufatura dos componentes envolvidos no sistema

Tabela 5.33: Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO₂ do sistema proposto

Produção/Manufatura			
Componente	Unidades utilizadas	kgCO ₂	g_{CO_2}/kWh
CHP	1	182	0,25
Bateria	45	8127	8,14
Inversor	4	715,36	0,72
Operação			
Fonte	Energia fornecida(kWh)	Participação(%)	g_{CO_2}/kWh
CHP	679182,62	71,09%	370,51
Painel	266210,55	26,66%	12,00
Rede	22509,60	2,25%	1,98
Aquecedor	0	0%	0
Somatório			
Parcelas	Energia fornecida(kWh)	Participação(%)	g_{CO_2}/kWh
Operação	967902,77	289760,54	384,49
Produção	-	9024,36	9,10
Total	967902,76	298784,90	393,59

híbrido para a configuração CHP + PV, sem uso de cogeração, para 20 anos de operação. Na sequência, a Tabela 5.35 apresenta o mesmo balanço considerando-se o uso da cogeração.

Tabela 5.34: Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO₂ do sistema proposto

Produção/Manufatura			
Componente	Unidades utilizadas	kgCO ₂	g_{CO_2}/kWh
CHP	1	182	0,25
Bateria	-	-	-
Inversor	4	715,36	0,72
Operação			
Fonte	Energia fornecida(kWh)	Participação(%)	g_{CO_2}/kWh
CHP	679182,62	67,97%	370,51
Painel	266210,55	26,66%	12,00
Rede	22509,60	2,30%	2,03
Aquecedor	30649,18	3,07%	15,90
Somatório			
Parcelas	Energia fornecida(kWh)	Participação(%)	g_{CO_2}/kWh
Operação	998551,95	289548,98	400,16
Produção	-	897,36	0,97
Total	998551,95	290446,90	401,13

Se pode perceber nestes casos que a contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados vem a ser ainda mais insignificante, tornando-se praticamente nula, dado que a ausência de baterias, que antes respondiam por 89% das emissões desta natureza, não estiveram presentes. Devido a menor contribuição da manufatura, os índices finais de emissão resultantes da operação do sistema por 20 anos sem cogeração foram levemente inferiores - cerca de 2% - aos índices correspondentes à configuração completa.

Tabela 5.35: Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO₂ do sistema proposto

Produção/Manufatura			
Componente	Unidades utilizadas	kgCO ₂	g_{CO_2}/kWh
CHP	1	182	0,25
Bateria	-	-	-
Inversor	4	715,36	0,72
Operação			
Fonte	Energia fornecida(kWh)	Participação(%)	g_{CO_2}/kWh
CHP	678686,74	71,04%	370,24
Painel	266210,55	26,66%	12,00
Rede	23005,48	2,30%	2,03
Aquecedor	-	-	-
Somatório			
Parcelas	Energia fornecida(kWh)	Participação(%)	g_{CO_2}/kWh
Operação	967902,77	289540,54	384,49
Produção	-	897,36	0,97
Total	967902,76	290446,90	385,23

5.5.1.3 CHP+B

A Tabela 5.36 apresenta o balanço das emissões de CO₂ resultantes da operação das fontes e manufatura dos componentes envolvidos no sistema híbrido para a configuração CHP + PV + B, sem uso de cogeração, para 20 anos de operação. Na sequência, a Tabela 5.37 apresenta o mesmo balanço considerando-se o uso da cogeração.

Assim como se constatava a partir dos resultados da modelagem antiga (GABRIEL, 2020), os casos CHP + B promovem os piores resultados em termos de emissões equivalentes dentre todos os casos simulados. Nesse caso, o maior tempo de operação da célula, associado a um consumo também maior de gás natural, provoca o aumento significativo das emissões. Percebe-se, ainda, como era de se esperar, a maior participação da rede elétrica no atendimento da demanda elétrica, solicitada para suprir a energia faltante em virtude da ausência dos painéis fotovoltaicos. A emissão equivalente da manufatura da CHP aumenta um pouco em virtude da substituição da *stack* da célula a combustível, inclusa na contabilização deste componente. Finalmente, o número menor de substituições do banco de baterias resultou em uma menor contribuição nas emissões CO₂ da produção e manufatura dos componentes se comparados aos casos para a configuração CHP + PV + B.

5.5.2 Discussão de resultados

O resumo dos resultados obtidos é exibido no gráfico presente na Figura 5.55, seguindo a comparação já proposta na modelagem antiga em que as emis-

Tabela 5.36: Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO₂ do sistema proposto

Produção/Manufatura			
Componente	Unidades utilizadas	kgCO ₂	g_{CO_2}/kWh
CHP	1	182	0,32
Bateria	18	3250,80	3,26
Inversor	4	715,36	0,72
Operação			
Fonte	Energia fornecida(kWh)	Participação(%)	g_{CO_2}/kWh
CHP	847926,88	84,92%	462,56
Painel	0,00	0,00%	0,00
Rede	119975,89	12,01%	10,57
Aquecedor	30649,18	3,07%	15,90
Somatório			
Parcelas	Energia fornecida(kWh)	Participação(%)	g_{CO_2}/kWh
Operação	998551,95	361752,12	489,04
Produção	-	4148,16	4,29
Total	998551,95	365900,28	493,32

Tabela 5.37: Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO₂ do sistema proposto

Produção/Manufatura			
Componente	Unidades utilizadas	kgCO ₂	g_{CO_2}/kWh
CHP	1	182	0,32
Bateria	18	3250,80	3,26
Inversor	4	715,36	0,72
Operação			
Fonte	Energia fornecida(kWh)	Participação(%)	g_{CO_2}/kWh
CHP	847926,88	87,99%	462,56
Painel	0,00	0,00%	0,00
Rede	119975,89	12,01%	10,57
Aquecedor	0,00	0,00%	0,00
Somatório			
Parcelas	Energia fornecida(kWh)	Participação(%)	g_{CO_2}/kWh
Operação	967902,77	361752,12	473,14
Produção	-	4148,16	4,29
Total	967902,77	365900,28	477,43

sões equivalentes do sistema atual foram comparadas com outras tecnologias de fornecimento de calor e potência, além de postas em perspectiva com as emissões equivalentes médias das matrizes energéticas brasileira e americana. Para o cálculo das emissões das matrizes energéticas, foi considerada a proporção de 96,64% da demanda elétrica e 3,07% da demanda térmica, em conformidade com o primeiro caso apresentado anteriormente (CHP + PV + B). Logo, para a demanda elétrica, foram consideradas as emissões de CO₂ médias das fontes de geração de energia elétrica de cada país no ano de 2018, a saber: 88 gCO₂/kWh da matriz brasileira (EPE, 2019a) e 690 gCO₂/kWh da matriz americana (ACTIVEPOWER, 2019), enquanto para a demanda térmica foi considerado o índice de 518 gCO₂/kWh de Miranda (MIRANDA, 2012) para

ambas as federações.

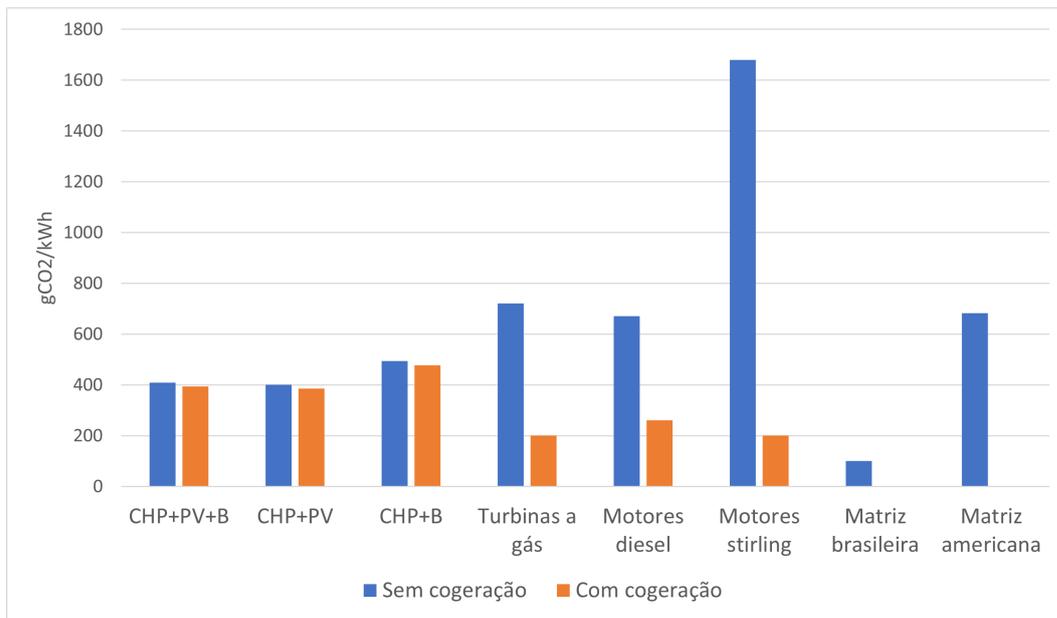


Figura 5.55: Emissão de CO₂ das configurações do sistema, de tecnologias CHP convencionais e das matrizes energéticas brasileira e americana

Vê-se que, ao contrário do que se previa na modelagem antiga, o sistema atual mesmo amparado por cogeração ainda supera as emissões equivalentes da matriz energética brasileira, permanecendo, ainda assim, atrás das outras tecnologias de geração de calor e potência e também bem abaixo da média americana de emissões de CO₂. Ressalta-se o caráter significativamente mais sustentável da configuração completa atual sem cogeração em relação às turbinas a gás sem cogeração, por exemplo, que figuram como tecnologia alternativa de consumo de gás natural. A diferença de emissões equivalentes verificada neste caso é de cerca de 44%, muito embora a adesão à cogeração ponha o sistema atual numa situação pior, emitindo cerca de 50% a mais de CO₂ por unidade de energia. Em relação à modelagem anterior, é apresentada na Figura 5.56 a diferença encontrada na comparação entre o índice de emissões equivalentes da modelagem antiga e da atual modelagem. Basicamente, as assunções de que o rejeito térmico era totalmente reaproveitado e que a demanda térmica correspondia exatamente a este montante, manifestando-se apenas nos casos com cogeração provoca uma aproximação dos casos com e sem cogeração, avaliada em 3,2% no sistema CHP+B, 3,9% no sistema CHP + PV e 3,8% no sistema completo. As mesmas razões justificam uma mudança tímida quando comparados os casos sem cogeração, já que o aquecedor, responsável por uma quantidade grande de emissões por unidade de energia tem uma participação de apenas 3,07% no suprimento da demanda total, o que compensa o fato de a participação da CHP ter aumentado. O aumento no

consumo de gás natural na unidade CHP, corolário da modelagem refinada do processo de reforma a vapor, também contribui para a mudança implicada nos resultados atuais em relação ao que se via anteriormente.

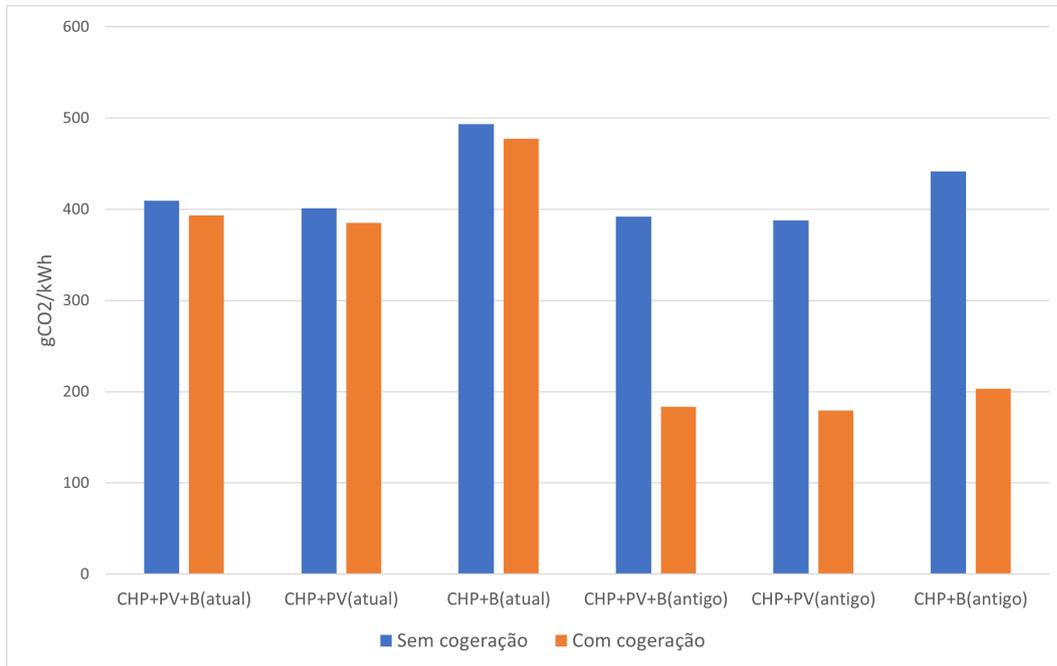


Figura 5.56: Comparação entre emissões equivalentes de CO₂ calculadas atualmente com as calculadas na modelagem antiga (GABRIEL, 2020)

5.6 Análise exergética da unidade CHP

Iniciando a abordagem de validação da unidade CHP pelo estudo do módulo reformador, o mesmo é simulado sob condições operacionais extraídas de Simpson et al. (SIMPSON; LUTZ, 2007), que avalia a performance exergética de um sistema de reforma de gás natural cujo conceito se aproxima ao do sistema proposto no presente trabalho. A diferença entre os dois modelos fica por conta da presença de uma membrana separadora de hidrogênio no caso do primeiro, em lugar dos reatores de metanação contemplados no presente caso, além disso, dá-se a integração de válvulas, bomba e trocadores de calor auxiliando o processo. Um esquema do sistema analisado por Simpson et al. pode ser visto na Figura 5.57:

As condições operacionais de maior destaque do caso base simulado pelos autores são exibidas na Tabela 5.38. Estas foram reproduzidas no presente modelo, sendo tratadas segundo o equacionamento até aqui estabelecido.

A eficiência exergética obtida por Simpson et al. foi de 62,69%, enquanto o modelo do presente trabalho fornece um valor de 73,38%. A diferença pode ser atribuída à proposta daqueles de conciliar um modelo de equilíbrio químico

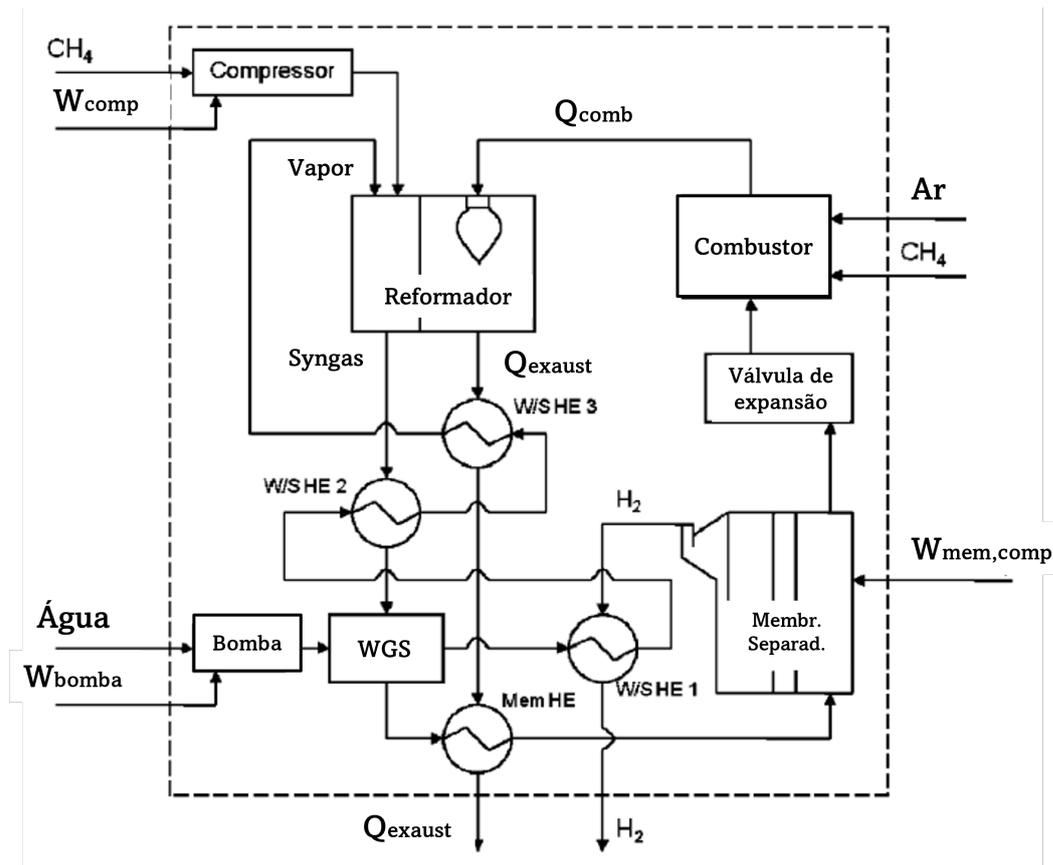


Figura 5.57: Sistema de reforma de gás natural simulado por Simpson et al. (SIMPSON; LUTZ, 2007).

para o reformador com um arranjo mais detalhado de integração térmica entre os processos envolvidos. Assim, como admitido pelos próprios autores, o aproveitamento exergético por eles obtido encontra-se abaixo do patamar geral que se costuma encontrar em outras referências da literatura. A Tabela 5.39 resume alguns dos valores de eficiência exergética reportados na literatura envolvendo processos de reforma a vapor para produção de hidrogênio (ou gás de síntese rico em hidrogênio). Verifica-se boa concordância entre a eficiência exergética obtida no caso do presente modelo em relação à média geral encontrada na literatura (levando-se em conta as muitas peculiaridades eventualmente presentes em cada uma das abordagens). Para a comparação, foram selecionados os estudos conduzidos por Rosen (ROSEN, 1991), Lambert et al (LAMBERT, 1997), Sorin et al (SORIN, 1998) e Bargigli et al. (BARGIGLI, 2004).

A performance exergética da célula a combustível é encontrada pelo quociente entre a energia fornecida e a exergia destruída, ou seja, a diferença entre o fluxo exergético que entra e que sai da célula. As correntes exergéticas associadas ao fluxo de matéria na forma de ar, hidrogênio e água são diretamente proporcionais às vazões mássicas associadas a cada uma dessas correntes. Estas formulações já foram discutidas, correspondendo às Equações (3-59), (3-60),

Parâmetro	Valor
Combustível(CH ₄ puro)	
T_0	298,15 K
P_0	1 atm
Reformador	
T_{ref}	963 K
P_{ref}	10 atm
S/C	3,2
Deslocamento gás-água	
T_{wgs}	573 K
P_{wgs}	10 atm

Tabela 5.38: Condições operacionais do caso base simulado por Simpson et al. (SIMPSON; LUTZ, 2007).

Autor(es)	η_{exerg}	Resumo
Rosen (1991)	78,5%	Reforma com captura de CO ₂ e reator de metanação
Lambert et al(1997)	76,62%	Reforma a vapor de metano auxiliada por combustão de oxigênio enriquecido
Sorin et al(1998)	79,88%	Reforma de gás natural alimentada por combustão de metano extra.
Bargigli et al(2004)	71%	Compara métodos de produção de hidrogênio do ponto de vista energético e exergético.
Presente trabalho	73,38%	Reforma a vapor de gás natural auxiliada por combustão de metano extra

Tabela 5.39: Resumo de valores da literatura para eficiência exergética de sistemas envolvendo reforma a vapor de metano

(3-61), (3-62) e (3-63) encontradas no Capítulo 3 na seção destinada às células a combustível.

Seguindo a metodologia de cálculo de quantidades exergéticas já discutido anteriormente, é proposta a avaliação do presente modelo em comparação a um caso semelhante proveniente de consulta da literatura. O trabalho de referência em questão é o de Baniasadi et al. (BANIASADI; TOGHYANI, 2017), que propôs a análise exergética e econômica de um sistema micro-CHP incluindo duas células a combustível PEM de 5 kW cada. Para prudentemente conduzir a comparação, foram extraídos do artigo de referência condições operacionais médias empregadas pelos autores ao longo do estudo, visando reproduzi-las no presente modelo como informações de entrada. A Tabela 5.40 promove a listagem dos principais dados de entrada extraídos do artigo de Baniasadi et al:

A partir destes dados, os autores do artigo de referência relataram uma eficiência exergética de 48%, enquanto no presente modelo este indicador foi

Parâmetro	Valor
T_{cell}	353 K
P_{an}	1,5 atm
P_{cat}	1,5 atm
S_{H_2}	1,15
S_{O_2}	2,5
A_{cell}	0,2 m ²
j	5000 $\frac{A}{m^2}$
j_{max}	10000 $\frac{A}{m^2}$

Tabela 5.40: Dados operacionais da célula a combustível do sistema micro-CHP extraídos de Baniyadi et al (BANIASADI; TOGHYANI, 2017)

avaliado em 43%. A origem das diferenças provavelmente reside nas escolhas feitas para a modelagem da polarização da célula. Tal estudo já foi alvo de uma grande variedade de abordagens metodológicas descritas na literatura e, no caso da comparação pretendida, essa diferença deve ser levada em conta.

Finalmente, visando investigar a performance exergética do conjunto CHP como um todo, reunindo célula a combustível, módulo reformador e respectivos componentes auxiliares, convém calcular a eficiência exergética do sistema CHP, compreendido como no esquema exibido pela Figura 3.2. A eficiência exergética é calculada a partir do produto entre a eficiência do módulo reformador e a da célula a combustível, considerando que os dois equipamentos estão vinculados em série.

Como resultado, a Tabela 5.41 relaciona algumas faixas de valores encontrados em outros estudos disponíveis na literatura para este mesmo indicador, revelando razoável compatibilidade entre os resultados de referência e o resultado obtido na modelagem do presente estudo na análise exergética de um sistema CHP. Ao observar os números da tabela, deve-se mais uma vez levar em conta a diversidade de condições simuladas por cada autor, bem como prováveis discrepâncias de abordagem metodológica.

Autor(es)	$\eta_{exerg,CHP}$	Resumo
Barelli et al(2011)	36%-47%	Célula PEM 3 kW mais reformador
Barelli et al(2011)	30%-40%	Célula SOFC de 3 kW
Baniyadi et al(2017)	30%-36%	Duas PEM de 5 kW com reformador
Presente trabalho	31%	Célula PEM 5 kW com reformador

Tabela 5.41: Resumo de valores da literatura para eficiência exergética de sistemas CHP

5.7

Análise exergética do sistema híbrido

Na Tabela 5.42 são relacionados os valores de exergia total incidente nos painéis, energia elétrica extraída da rede e exergia demandada na forma de gás natural para as três possíveis configurações do sistema híbrido durante uma janela de 20 anos de uso. Foi considerada a adesão por dois consumidores residenciais:

Tabela 5.42: Exergias totais em kWh e eficiência exergética do sistema híbrido

Parâmetro	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B
Exergia dos painéis	368840,19	368840,19	0,00
Energia da rede	22858,55	24268,08	22882,44
Exergia do gás natural	981658,66	978548,84	1373164,49
Eficiência(%)	49,22	49,28	48,42

Nota-se valores de eficiência exergética muito semelhantes para as três configurações, havendo uma leve diferença no caso do sistema sem painéis fotovoltaicos, onde a redução devida a exclusão do termo de exergia solar incidente é compensada pelo aumento vigoroso do consumo de gás natural na unidade CHP, decorrente da ausência de fonte de energia auxiliar.

Com vistas a situar o desempenho exergético do sistema híbrido estudado no presente trabalho, é proposta uma comparação com os valores encontrados para este mesmo indicador em outros sistemas híbridos abordados na literatura. Para tanto, a Tabela 5.43 reúne alguns dos estudos já realizados sobre o assunto, relacionando alguns valores de eficiência exergética encontrados para sistemas de geração de calor e potência:

Vê-se que o sistema proposto encontra-se num patamar razoável de desempenho exergético quando comparado a outras tecnologias. Particularmente, sistemas CHP baseados em células SOFC em média se equiparam ao sistema atual, porém outros sistemas como micro-turbinas e motores a combustão ficam abaixo do sistema atual em termos de eficiência exergética.

A Figura 5.58 provê a comparação por meio de gráfico da eficiência exergética encontrada para o sistema híbrido proposto em relação à média de outras tecnologias, usando os dados relacionados na Tabela 5.43. Os valores atribuídos aos outros sistemas são obtidos por meio de médias feitas entre as eficiências listadas na tabela.

Autor(es)	η_{exerg}	Resumo
Balli et al.(2007)	38%-41%	CHP Micro-turbina a gás
Yazdi et al.(2015)	42%	CHP Micro-turbina a gás
Celador et al.(2015)	33,89%	CHP Micro-turbina a gás
Sala et al.(1998)	47,3%	CHP alimentado por motor a diesel
Goyal et al.(2015)	29,6%	CHP alimentado por motor a diesel
Rovas et al.(2015)	26%-33%	CHP alimentado por motor a combustão de biomassa.
Taie et al.(2018)	33,7%	micro CHP residencial com motor a combustão interna
Liao et al.(2014)	32%-33%	Planta CHP alimentada a carvão com ciclo Rankine
Acikkalp et al.(2014)	19,8%	Planta CHP alimentada a biomassa com ciclo Rankine
Kohl et al.(2015)	46%-55%	Planta CHP alimentada a biomassa com ciclo Rankine
Ahmadi et al.(2014)	49,58%	Planta CHP baseada em célula a combustível SOFC
Arab et al.(2014)	58%	Planta CHP baseada em célula a combustível SOFC
Baniasadi et al.(2019)	45,5%-49%	Planta CHP baseada em célula a combustível SOFC
Hosseinpour et al.(2020)	43,06%	Planta CHP baseada em SOFC com gaseificação de biomassa
Bang-Moller et al.(2011)	47%-50%	Planta CHP baseada em SOFC com gaseificação de biomassa
Wang et al.(2019)	25%-26%	Planta CHP assistida por painéis fotovoltaicos
Mossafa et al.(2019)	32,7%	CHP com uso de biomassa assistida por painéis fotovoltaicos
Presente trabalho	49,2%	Sistema CHP com reformador, célula PEM e painéis fotovoltaicos

Tabela 5.43: Valores da literatura para eficiência exergética de sistemas híbridos

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1920916/CA

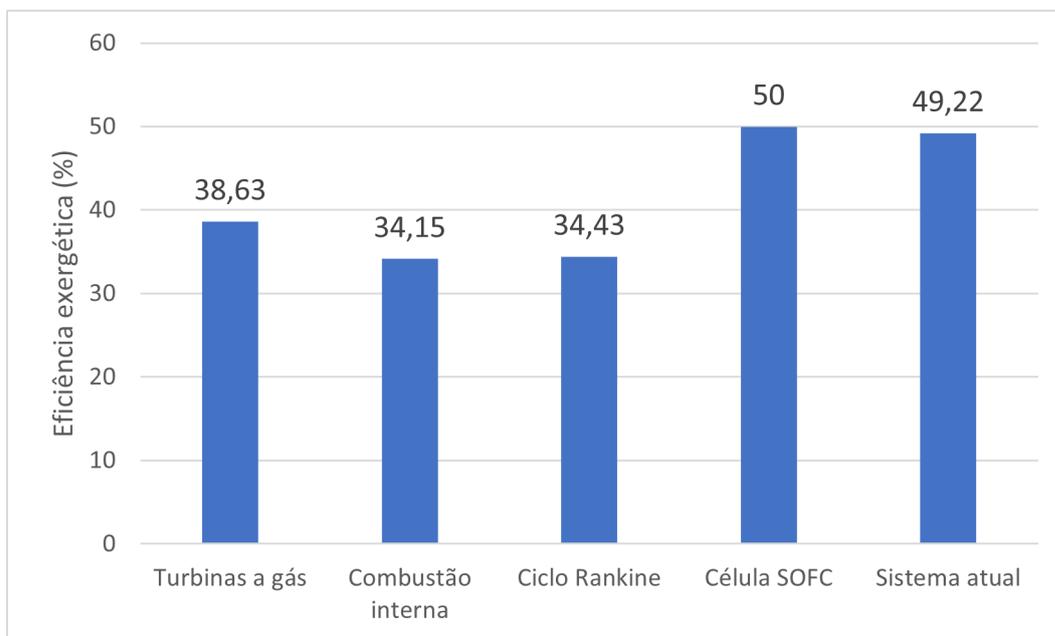


Figura 5.58: Comparação entre a eficiência exergética de diferentes sistemas de geração de calor e potência.

6

Conclusões

Neste trabalho, foi conduzida a simulação de um sistema híbrido *on-grid* de geração de calor e potência na plataforma MATLAB. O sistema reproduzido tinha por objetivo o atendimento de demandas de baixa potência do tipo residencial ou industrial, sendo constituído por um reformador de gás natural destinado a produção de gás rico em hidrogênio, uma célula a combustível com membrana de troca de prótons, painéis fotovoltaicos, baterias, inversor bidirecional e trocador de calor. Tais componentes foram simulados separadamente através de equações de conservação e finalmente integrados num algoritmo maior, destinado a testar a viabilidade econômica do sistema híbrido no longo prazo.

Primeiramente, foi realizada a modelagem de um reformador de gás natural com o fim de prover maior verossimilhança ao conjunto do sistema híbrido. Esta modelagem teve por foco a obtenção dos estados de equilíbrio químico atingidos na saída dos reatores envolvidos no processo da reforma de gás natural, a saber: um reformador a vapor, dois reformadores deslocamento gás-água e dois reformadores de metanação. Este estudo foi viabilizado pela adesão ao modelo das constantes de equilíbrio, sensível a parâmetros de temperatura, pressão e proporção de reagentes praticados em cada reator. Como validação, os resultados dessa metodologia foram comparados aos de um modelo cinético, também capaz de apontar a composição do gás na saída de cada reator através de uma abordagem mais detalhada quanto aos processos internos de interação química. Observou-se uma concordância muito consistente entre os resultados das duas metodologias simuladas sob as mesmas condições. Posteriormente, o reformador de gás natural foi submetido a uma análise energética e exergetica com vistas a aumentar as informações disponíveis na busca pelas melhores condições operacionais adotáveis, donde se concluiu que os pontos de maior eficiência não necessariamente coincidem com condições mais convenientes, por vezes conflitando com a resposta também desejável de produção de hidrogênio em frações molares mais altas.

Como equipamento imediatamente subsequente ao reformador de gás natural, a célula a combustível se beneficia do gás rico em hidrogênio por ele produzido e também foi modelada numericamente. Basicamente, o intuito no caso da simulação deste equipamento repousava na obtenção dos valores de voltagem e potência produzidos mediante o emprego de condições específicas de operação, tais como: temperatura e pressão nos eletrodos, umidade rela-

tiva, espessura de membrana, área ativa, etc. Como abordado na respectiva seção, a potência fornecida pela célula a combustível está condicionada a algumas perdas inevitáveis decorrentes de fatores das mais diversas naturezas, caracterizando-se como perdas ôhmicas, perdas por concentração e perdas por ativação. O algoritmo desenvolvido para simular o comportamento eletroquímico deste dispositivo foi comparado à um modelo experimental da literatura, onde ficou evidenciada satisfatória concordância entre suas previsões e os resultados da testagem experimental, sob mesmas condições operacionais.

A modelagem das baterias usadas no sistema se deu por uma abordagem simplificada envolvendo basicamente o conhecimento da corrente que atravessa as mesmas e do estado de carga a elas associado num determinado momento.

Figurando como componentes auxiliares no fornecimento de potência elétrica no atual sistema, os painéis fotovoltaicos foram modelados numericamente segundo uma abordagem que levava em conta parâmetros ambientais como temperatura, condições de insolação e velocidade do vento. Para agregar verossimilhança à participação destes equipamentos, foram reunidos dados meteorológicos georreferenciados referentes à região de Recreio dos Bandeirantes. Tais dados foram equacionados no cálculo de potência fornecida pelos painéis, tendo sido reunidos à informações técnicas sobre módulo fotovoltaico real obtido através do banco de dados disponibilizado pela *California Energy Commission*(CEC), o que permitiu a obtenção de um perfil anual de potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos do presente sistema.

O trocador de calor simulado no presente trabalho forneceu uma perspectiva mais realista do aproveitamento do rejeito térmico da célula a combustível, dispositivo caracterizado por fornecer calor e potência elétrica. Como explicado, foi criada uma rotina de cálculo da quantidade de água aquecida por um trocador de calor de geometria especificada via método iterativo, conhecendo de antemão a temperatura do rejeito da célula a combustível.

Todos estes módulos foram reunidos e anexados a uma rotina de análise econômica por meio de duas ferramentas principais: valor presente líquido e custo cumulativo total. Uma análise de sensibilidade foi introduzida com o intuito de testar a viabilidade econômica do sistema proposto sob diferentes cenários, considerando a abordagem mais refinada destinada a cada um dos módulos que participam do sistema híbrido, proposta como aprimoramento da análise realizada pelo estudo antecessor. Dentre os fatores de peso econômico que foram avaliados, destaca-se a possibilidade de operação sob tarifas convencional e branca, fator de aproveitamento de créditos da rede, taxas de aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural, número de consumidores alimentados e possibilidade de cogeração com o rejeito térmico de operação da

célula a combustível.

Primeiramente, quanto ao efeito das taxas de aumento das tarifas elétrica e de gás natural, observou-se significativo atraso no tempo de compensação para os casos abordados tanto na categoria residencial quanto na industrial. Houve deslocamento do ano de *payback* de 2030 para 2039 no caso residencial com cogeração e aumento nulo nas tarifas, ao passo que os casos da categoria industrial com aumento nulo nas tarifas ou aumento da tarifa de gás natural foram inviabilizados em 20 anos. Particularmente, o comportamento da curva de valor presente líquido da categoria residencial com cogeração alterou-se em relação ao que se percebia na modelagem anterior por conta da mudança da dinâmica de reaproveitamento de calor que marca a presente abordagem. Com o abandono das premissas anteriores que proviam de fato um consumo menor deste insumo, cujo custo era até mesmo o anulado eventualmente, a hipótese atual de reaproveitamento fixo e imperfeito expõe também esta classe de consumidor às variações de tarifa deste insumo. Tal ineficiência de reaproveitamento térmico é condizente com a baixa eficiência exergética, avaliada em cerca de 43%.

Na seção destinada a configuração do sistema híbrido, viu-se que a configuração CHP + PV, em concordância com as conclusões da abordagem anterior, continuam sendo as mais financeiramente interessantes, havendo *payback* no ano de 2038 e 2040 para as categorias residencial e industrial, respectivamente, quando da adesão à tarifa convencional. Se nota também uma mudança de paradigma no que se refere ao lugar ocupado pela configuração completa na classificação segundo a conveniência econômica, onde se vê que esta, para ambas as possibilidades de reaproveitamento térmico, ultrapassa a configuração CHP + B com cogeração em todos os casos simulados.

A análise feita segundo a influência do número de consumidores revelou que o sistema para categoria industrial pode ser viabilizado com o aumento do número de usuários se mantido constante o aumento da tarifa elétrica em 2%, juntamente com a estabilização da tarifa de gás natural ao longo dos anos. Para esta categoria, se obtiveram *paybacks* até mais interessantes que para a categoria residencial quando do atendimento simultâneo a 7 consumidores conciliado à adesão ao regime de tarifa branca, caso onde se obtém compensação já em 2027. Especificamente no que tange à tarifa branca, percebeu-se que esta de fato configura melhora no desempenho econômico do sistema sob a condição de que esteja seja subdimensionado, ou seja, nos casos em que de fato houver uma dependência mais significativa da rede elétrica. O limite de capacidade do sistema, liminar que divide o caso superdimensionado e subdimensionado é de 4 consumidores na categoria residencial e 3 consumidores

na categoria industrial.

De forma concordante com as conclusões já postuladas na modelagem antiga, viu-se que o aproveitamento de créditos da rede possui pouco impacto no desempenho financeiro do sistema híbrido completo. Como nesta seção foi assumida a participação de apenas dois consumidores como beneficiários do sistema, praticamente todos os casos se caracterizaram pelo não alcance da compensação na janela de 20 anos, figurando como exceção apenas o caso residencial com 100% de aproveitamento e tarifa convencional, contemplado com *compensação* só em 2040. Isso se dá mais uma vez em virtude da conta de gás natural que não é drasticamente reduzida com a opção pela cogeração. O uso do sistema híbrido por dois consumidores passa a ser praticamente proibitivo segundo as estimativas resultantes da atual modelagem. Também ficou bem clara nesta seção a superioridade do sistema fotovoltaico puro quando avaliado seu desempenho em valor presente líquido, permitindo compensações entre os anos de 2023 e 2024.

Ainda no que se refere à análise econômica do sistema, tanto na seção destinada à avaliação do impacto da configuração do sistema quanto naquela onde se investigou a influência da taxa de aproveitamento de créditos, foi fixado como dado de entrada das simulações a participação de apenas dois consumidores. Nesses casos, se constatou quase sempre que o sistema não pôde oferecer compensação financeira dentro do horizonte de 20 anos para ambas as categorias. Assim, análises foram realizadas considerando o começo do intervalo de simulação no ano de 2025 para os mesmos dois consumidores e, como resultado, se concluiu que todos os casos passaram a oferecer payback no intervalo de 20 anos (2025 a 2045).

Foi realizada também uma análise ambiental simplificada para mensurar o impacto referente ao uso do sistema híbrido proposto em termos de emissões equivalente de carbono por unidade de energia. Se pôde observar que, ao contrário do que se previa na modelagem antiga, o sistema atual supera as emissões equivalentes da matriz energética brasileira, permanecendo, ainda assim, atrás das outras tecnologias de geração de calor e potência e também bem abaixo da média americana de emissões de CO₂.

A análise exergética do sistema híbrido como um todo possibilitou o conhecimento do potencial de competitividade da atual concepção frente à outras tecnologias convencionais no que se refere ao aproveitamento de energia com relação ao montante máximo de potencial mobilizado. Viu-se que o sistema atual se encontra em posição de superioridade com relação à outras tecnologias como turbinas a gás e motores a diesel, apresentando uma eficiência exergética global avaliada em cerca de 49%.

Reunindo os resultados obtidos, verifica-se que alternativas como a do sistema híbrido proposto figuram como bons pontos de partida no contexto da transição energética, ao apontar para direções interessantes no sentido de matrizes mais modernas, eficientes, viáveis e menos poluentes. Viu-se que é possível fazer bom uso do gás natural - insumo promissor para as próximas décadas - utilizando-o como matéria prima para a produção de hidrogênio, elemento usado na geração de energia elétrica através de um processo limpo de transformação eletroquímica. Além disso, atestou-se o potencial benéfico implicado na aplicação de sistemas de armazenamento de energia, colaborando para a autonomia dos consumidores interessados em gerar a própria energia.

Como propostas de aprimoramento do presente estudo se pode citar: a implementação de uma lógica de controle baseada em técnicas de inteligência artificial com o uso redes neurais ou lógica Fuzzy, tornando possível a otimização máxima do desempenho do sistema do ponto de vista operacional e econômico; a investigação do potencial dos painéis fotovoltaicos em outras localizações; substituição do modelo de célula a combustível PEM por uma SOFC (maior aproveitamento térmico); a modelagem do inversor híbrido bidirecional; a inclusão de demandas de energia elétrica e térmica variáveis com o tempo, diferenciadas inclusive por dia de semana; adequação do modelo para transformar o sistema em um CCHP visto as demandas de frio no Brasil.

7

Referências bibliográficas

ABBAS, S. Z.; DUPONT, V. Kinetics study and modelling of steam methane reforming process over a $\text{NiO}/\text{Al}_2\text{O}_3$ catalyst in an adiabatic packed bed reactor. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 45, p. 2889–2903, 2017.

ABDIN, Z.; WEBB, C. Pem fuel cell model and simulation in matlab–simulink based on physical parameters. **Energy**, v. 116, p. 1131–1144, 2016.

ACTIVEPOWER. **Improving Sustainability with Flywheel UPS**. 2019. Acessado em 24 de Setembro de 2021. Disponível em: <<http://powersafe.ca/wp-content/uploads/2019/01>>.

AKINYELE, D.; BELIKOV, J.; LEVRON, Y. Battery storage technologies for electrical applications: Impact in stand-alone photovoltaic systems. **Energies**, v. 10, p. 1760, 2017.

ANEEL. **Informações técnicas: geração distribuída**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas-geracao-distribuida>>.

ANEEL. **Geração distribuída**. 2019. Acessado em 11 de Outubro de 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/saladeimprensaexibicao/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877>.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica, Ranking das Tarifas, 2020**. 2020. Acessado em 20 de Julho de 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>.

ANP. **Boletim da produção do petróleo e Gás natural**. 2019. Acessado em 30 de Julho de 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>>.

AUTHAYANUN, S.; HACKER, V. Energy and exergy analyses of a stand-alone htpemfc based trigeneration system for residential applications. **Energy Conversion and Management**, v. 160, p. 230–242, 2018.

BADHORIA, V.; SINGH, N. A review on distributed generation definitions and dg impacts on distribution system. v. 7, p. 1–5, 2013.

BANIASADI, E.; TOGHYANI, S. Exergetic and exergoeconomic evaluation of a trigeneration system based on natural gas-pem fuel cell. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, p. 5327–5339, 2017.

BARBIR, F. **PEM Fuel Cells. Theory and Practice**. [S.l.]: Academic Press, 2013. ISBN 9780123877109.

BARGIGLI, S. Comparison of thermodynamic and environmental indexes of natural gas, syngas and hydrogen production processes. **Energy**, v. 29, p. 2149–2159, 2004.

BAUMANN, M. et al. Co2 footprint and life-cycle costs of electrochemical energy storage for stationary grid applications. **Energy technology**, v. 5, p. 1071–1083, 2017.

BEKKELUND, K. **A Comparative Life Cycle Assessment of PV Solar Systems**. Dissertação (Mestrado) — Norwegian University of Science and Technology, Noruega, 2013.

BLOKLAND, H.; SWEELSEEN, J. Detecting hydrogen concentrations during admixing hydrogen in natural gas grids. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, p. 32318–32330, 2021.

BNDES. **Gás para o Desenvolvimento**. 2020. Acessado em 1 de Setembro de 2021. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/19681/3/BNDES-G%C3%A1s-para-o-desenvolvimento.pdf>>.

BNEF. **Energy Storage Investments Boom as Battery costs halve next decade**. 2019. <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/#_ftn1>. Accessed: 2021-02-03.

BOHM, H.; GOERS, S. Estimating future costs of power-to-gas e a component-based approach for technological learning. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, p. 30789–30805, 2019.

BP. **Statistical Review of World Energy**. 2020. Acessado em 1 de Setembro de 2021. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-natural-gas.pdf>>.

BP. **Statistical Review of World Energy**. 2021. Acessado em 1 de Setembro de 2021. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-natural-gas.pdf>>.

BUDAK, Y.; DEVRIM, Y. Investigation of micro-combined heat and power application of pem fuel cell systems. **Energy Conversion and Management**, v. 160, p. 486–494, 2018.

CABRERA, F. Avaliação da disponibilidade do recurso solar no estado do rio de janeiro. **PUC-Rio**, 2014.

CAMPARINI, S.; VALENTI, G. Development of a micro-cogeneration laboratory and testing of a natural gas chp unit based on pem fuel cells. **Applied Thermal Engineering**, v. 71, p. 714–720, 2014.

CARAPPELLUCCI, R.; GIORDANO, L. Steam, dry and autothermal methane reforming for hydrogen production: A thermodynamic equilibrium analysis. **Journal of Power Sources**, v. 469, 2020.

CBIE. **O que é Shale Gas?** 2020. Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/o-que-e-o-shale-gas/>>.

CHAMBRIARD, M. **E o novo mercado de gás?** 2020. <<https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/e-o-novo-mercado-de-gas/>>. Accessed: 2021-09-14.

CHASE, M. Janaf thermochemical tables. **Journal of Physical Chemistry**, v. 14, p. 1–1856, 1985.

CHEHADE, A.; DAHER, E. Simulation and optimization of hydrogen production by steam reforming of natural gas for refining and petrochemical demands in Lebanon. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 45, p. 33235–33247, 2021.

CHEN, C.; TZENG, S.-Y. Optimization design of pid controllers for pemfc with reformer using genetic algorithm. **Proceedings of the Ninth International Conference on Machine Learning and Cybernetics**, 2010.

CHEN, X.; ZHOU, H. Multi-criteria assessment and optimization study on 5 kw pemfc based residential cchp system. **Energy Conversion and Management**, v. 160, p. 384–395, 2018.

CORREA, J. An electrochemical-based fuel-cell model suitable for electrical engineering automation approach. **IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS**, v. 51, p. 1103–1111, 2004.

DEMIDOV, D. Gibbs free energy minimization as a way to optimize the combined steam and carbon dioxide reforming of methane. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 36, p. 5941–5950, 2011.

E4TECH. **The Fuel Cell industry review**. 2019. Acessado em 10 de Agosto de 2021. Disponível em: <<https://www.e4tech.com/news/2018-fuel-cell-industry-review-2019-the-year-of-the-gigawatt.php>>.

EHSAN, A.; YANG, Q. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques. **Applied Energy**, v. 210, p. 44–59, 2017.

EIA. **International Energy Outlook**. Energy Information Administration, 2019. Disponível em: <<https://www.eia.gov/ieo>>.

ENERGY. **Fuel Cell Basics**. Energy efficiency and renewable energy, 2019. Disponível em: <<http://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cell-basics>>.

ENERGY, A. **Catálogo**. 2020. Acessado em 2 de Setembro de 2021. Disponível em: <https://www.gruppoab.com/wp-content/uploads/2020/07/Brochure-ECOMAX_PT-1.pdf>.

EPE. **Balanco Energético Nacional**. Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>.

EPE. **Balanco Energético Nacional**. 2019. Acessado em 30 de Julho de 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>>.

EPE. **Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento**. 2019. Acessado em 25 de Setembro de 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Bateriasnoplanejamento.pdf>.

EPE. **Demanda de gás natural nos mercados nacionais e internacionais**. 2020. Acessado em 1 de Setembro de 2021. Disponível em: <<https://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/petroleo-gas-e-biocombustiveis/demanda-de-gas-natural-nos-mercados-nacional-e-internacional>>.

EPE. **Balanco Energético Nacional**. 2021. Acessado em 11 de Outubro de 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>>.

EVANGELISTI, S. et al. Life cycle assessment of a polymer electrolyte membrane fuel cell system for passenger vehicles. **Journal of Cleaner Production**, v. 142, p. 4339–4355, 2017.

FCHEA. **Fuel cell basics**. Fuel cell and hydrogen energy association, 2019. Disponível em: <<http://www.fchea.org/fuelcells>>.

FERREIRA, P. New trends in reforming technologies: from hydrogen industrial plants to multifuel microreformers. **Science and Engineering**, v. 47, p. 491–588, 2005.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, Brasil, 2006.

GABRIEL, R. **Análises energética, econômica e ambiental de um micro-CHP com célula a combustível usando gás natural e painéis fotovoltaicos para aplicações residenciais e industriais**. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Brasil, 2020.

GERBINET, S.; BELBOOM, S.; ANGÉLIQUE, L. Life cycle analysis (lca) of photovoltaic pannels: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 38, p. 747–753, 2014.

GORDON, S.; MCBRIDE, B. Computer program for the calculation of complex chemical equilibrium compositions with applications. **NASA reference publication**, v. 1311, 1994.

HOSSEINI, M.; DINCER, I. Hybrid solarefuel cell combined heat and power systems for residential applications: Energy and exergy analyses. **Journal of Power Sources**, v. 221, p. 372–380, 2013.

HYDROGENCOUNCIL. **Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective**. Hydrogen Council, 2020. Disponível em: <<https://www.hydrogencouncil.com/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective>>.

IEA. **Hydrogen**. International Energy Administration, 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/hydrogen>>.

INCROPERA, F. **Fundamentals of Heat and Mass Transfer**. Nova Jersey, Estados Unidos: John Wiley and Sons, 2006.

IRENA. **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Solar Photovoltaics**. 2012. Acessado em 10 de Agosto de 2021. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2012/Jun/Renewable-Energy-Cost-Analysis---Solar-Photovoltaics>>.

IRENA. **Battery storage technology improvements and cost reductions to 2030: A Deep Dive**. 2017. Acessado em 10 de Agosto de 2021. Disponível em: <https://www.irena.org/Dusseldorf-energy-storage-workshop_IRENA_final.pdf>.

IRENA. **Hydrogen from renewable power: technology outlook for the energy transition**. International Renewable Energy Agency, 2018. ISBN 9789292600778. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications>>.

IRENA. **Green hydrogen cost reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5C Climate Goal**. International Renewable Energy Agency, 2019. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications>>.

IRENA. **Hydrogen: A renewable energy perspective**. International Renewable Energy Agency, 2019. ISBN 9789292601515. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications>>.

ISHAQ, H.; DINCER, I. Investigation and optimization of a new hybrid natural gas reforming system for cascaded hydrogen, ammonia and methanol synthesis. **Computers and chemical engineering**, v. 148, 2021.

JARUNGTHAMMACHOTE, S. Thermodynamic equilibrium model and second law analysis of a downdraft waste gasifier. **Energy**, v. 32, p. 1660–1669, 2006.

JIAO, K.; LI, X. Water transport in polymer electrolyte membrane fuel cells. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 37, p. 221–291, 2011.

KOTAS, T. **The Exergy Method of Thermal Plant Analysis**. Londres, Reino Unido: Anchor Brendon Ltd, 1985.

KOVAC, A.; PARANOS, M. Hydrogen in energy transition: A review. **International journal of hydrogen energy**, v. 46, p. 10016–10035, 2021.

LAMBERT, J. Analysis of oxygen-enriched combustion for steam methane reforming (smr). **Energy**, v. 22, p. 817–825, 1997.

LEUNG, D.; CARAMANNA, G. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 39, p. 426–443, 2014.

LIU, G.; QIN, Y. Thermodynamic modeling and exergy analysis of proton exchange membrane fuel cell power system. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 45, p. 29799–29811, 2020.

- MA, S.; LIN, M. Fuel cell-battery hybrid systems for mobility and off-grid applications: A review. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 135, p. 110119–110139, 2021.
- MANN, R.; AMPHLETT, J. Development and application of a generalized steady-state electrochemical model for a pem fuel cell. **Journal of Power Sources**, v. 86, p. 173–180, 2000.
- MANTELLI, L. Fuel flexibility for a turbocharged sofc system. **Energy procedia**, v. 158, p. 1974–1979, 2019.
- MARCOBERARDINO, G. D.; MANZOLINO, G. Investigation of a 5 kw micro-chp pem fuel cell-based system integrated with membrane reactor under diverse eu natural gas quality. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, p. 13988–14002, 2017.
- MARKETSANDMARKETS. **Hydrogen Generation Market**. Market Reports, 2021. Disponível em: <<https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/hydrogen-generation-market>>.
- MERT, O.; DINCER, I. Exergoeconomic analysis of a vehicular pem fuel cell system. **Journal of Power Sources**, v. 165, p. 244–252, 2007.
- MIRANDA, M. **Fator de Emissão de Gases de Efeito Estufa na Geração de Energia Elétrica no Brasil: Implicações da Aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida**. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Brasil, 2012.
- MME. **Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural de Dezembro de 2020**. 2020. Acessado em 1 de Setembro de 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2020/12-boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural-dezembro-2020.pdf/view>>.
- MURTHY, M.; ESAYIAN, M. The effect of temperature and pressure on the performance of a pemfc exposed to transient co concentrations. **Journal of the Electrochemical Society**, v. 150, p. 29–34, 2003.
- NAJAFI, B.; MAMAGHANI, H. Mathematical modelling and parametric study on a30 kwelhigh temperature pem fuel cell basedresidential micro cogeneration plant. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 40, p. 1569–1583, 2015.
- NAPOLI, R.; GANDIGLIO, M. Techno-economic analysis of pemfc and sofc micro-chp fuel cell systems for the residential sector. **Energy and Buildings**, v. 103, p. 131–146, 2015.
- NATURGY. **Tarifas de gás natural**. 2021. Acessado em 10 de Agosto de 2021. Disponível em: <<https://www.naturgy.com.br/br/distribuidoras+de+gas+rio+de+janeiro/para+o+seu+negocio/distribuicao+de+gas+natural/tarifas/1297092060206/capital+e+regiao+metropolitana+rj.html>>.

- NEOSOLAR. **Painel Solar fotovoltaico ODA450-36-MH da OSDA**. 2021. Acessado em 20 de Julho de 2021. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-450w-osda-oda450-36-mh.html>>.
- NEWBOROUGH, M.; COOLEY, G. Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours. **Fuel cells bulletin**, v. 2020, p. 16–22, 2020.
- NGUYEN, H.; SHABANI, B. Proton exchange membrane fuel cells heat recovery opportunities for combined heating/cooling and power applications. **Energy conversion and management**, v. 204, p. 112328–112357, 2020.
- ONU. **Energy Statistics Pocketbook 2020**. 2020. Acessado em 1 de Setembro de 2021. Disponível em: <<https://unstats.un.org/unsd/energystats/pubs/documents/2020pb-web.pdf>>.
- PASCHENKO, D.; MAKAROV, I. Carbon deposition in steam methane reforming over a ni-basedcatalyst: Experimental and thermodynamic analysis. **Energy**, v. 222, 2021.
- PUKRUSHKAPAN, J.; STEFANOPOLOU, A. Modeling and control for pen fuel cell stack system. **Proceedings of the 2002 American Control Conference**, 2002.
- ROSEN, M. Thermodynamic investigation of hydrogen production by steam-methane reforming. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 16, p. 207–217, 1991.
- ROUX, J.-F. Membrane reactor modeling for hydrogen production through methane steam reforming. **WORCESTER POLYTECHNIC INSTITUTE**, 2011.
- ROWE, A.; XIANGUO, L. Mathematical modeling of proton exchange membrane fuel cells. **Journal of Power Sources**, v. 102, p. 82–96, 2001.
- SENNA, R.; LINARDI, M. Determinação experimental da curva de polarização de uma célula a combustível tipo pemfc. **Brazilian journal of development**, v. 5, 2017.
- SHAQSI, A.; SOPIAN, K. A. review of energy storage services, applications, limitations, and benefits. **Energy Reports**, v. 6, p. 228–306, 2020.
- SHARAF, O.; MEHMET, O. An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications. **Renewable and sustainable energy resources**, v. 32, p. 810–853, 2014.
- SIMPSON, A.; LUTZ, A. Exergy analysis of hydrogen production via steam methane reforming. v. 32, p. 4811–4820, 2007.
- SONG, Y.; HAN, K.; WANG, D.-y. Thermodynamic analysis of fossil fuels reforming for fuel cell application. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 45, p. 20232–20239, 2020.
- SORIN, M. Exergy flows analysis in chemical reactors. **Chemical Engineering Research and Design**, v. 76, p. 389–395, 1998.

SPIEGEL, C. **PEM fuel cell modeling and simulation using MATLAB**. Elsevier Academic Press, 2011. Disponível em: <<https://www.semanticscholar.org/paper/PEM-Fuel-Cell-Modeling-and-Simulation-Using-Matlab-Spiegel/>>.

SPIVEY. **Catalysis**. Royal Society of Chemistry, 2006. Disponível em: <<https://www.pubs.rsc.org/en/content>>.

TURTON, R. **Analysis, Synthesis and Design of Chemical Processes**. Londres, Reino Unido: Pearson, 2018.

VASCONCELOS, A.; MARTINEZ, L. Environmental and financial impacts of adopting alternative vehicle technologies and relocation strategies in station-based one-way carsharing: an application in the city of lisbon, portugal. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 57, p. 350–362, 2017.

WAIT, M.; KICZEK, E. Rd of a pem fuel cell, hydrogen reformer, and vehicle refueling facility. In: **Hydrogen and Fuel cells merit review meeting**. Washington, USA: [s.n.], 2006.

WANG, Y.; LUO, S. Microfluidic fuel cells with different types of fuels: A prospective review. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 141, p. 110806–110832, 2021.

WEC. **World Energy Trilemma**. World Energy Council, 2017. Disponível em: <https://www.worldenergy.org/World-Energy-Trilemma-2017_Full-report>.

WOLKE, V. **É hora de abrir o mercado de gás natural no Brasil**. 2019. Acessado em 2 de Setembro de 2021. Disponível em: <<https://noticias.portaldaindustria.com.br/especiais/e-hora-de-abrir-o-mercado-de-gas-natural-no-brasil/>>.

ÇENGEL, Y.; BOLES, M. **Thermodynamics: An Engineering Approach**. McGraw-Hill Science, 2014. Disponível em: <<https://www.mheducation.co.uk/engineering/mechanical-engineering/thermodynamics>>.

A Apêndice

Neste apêndice, constam as informações financeiras do sistema a partir do impacto de diferentes parâmetros.

Tabela A.1: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros do sistema para consumidores residenciais com cogeração.

Parâmetro	Residencial com cogeração			
	Ele+0% Gas +0%	Ele+0% Gas+2%	Ele+2% Gas +0%	Ele+2% Gas +2%
Investimento total(R\$)	339442,11	339442,11	339442,11	339442,11
Energia elétrica (R\$)	24255,52	24255,52	29780,37	29780,37
Gás natural (R\$)	328322,97	378488,72	328322,97	378488,72
Manutenção(R\$)	18000	18000	18000	18000
Substituições(R\$)	108176,95	108176,95	108176,95	108176,95
Custo do sistema(R\$)	818197,55	868363,30	823722,40	873888,15
Compra direta(R\$)	942872,80	942872,80	1145466,46	1145466,46
Lucro final em VPL(R\$)	27185,27	-5747,63	170528,72	137595,82
Lucro final por usuário(R\$)	9061,76	-1915,88	56842,91	45865,27
Payback(ano)	2039	-	2034	2035

Tabela A.2: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros do sistema para consumidores industriais com cogeração.

Parâmetro	Industrial com cogeração			
	Ele+0% Gas +0%	Ele+0% Gas+2%	Ele+2% Gas +0%	Ele+2% Gas +2%
Investimento total(R\$)	339442,11	339442,11	339442,11	339442,11
Energia elétrica (R\$)	108911,38	108911,38	133718,89	133718,89
Gás natural (R\$)	574783,88	662607,35	574783,88	662607,35
Manutenção(R\$)	18000	18000	18000	18000
Substituições(R\$)	83880,15	83880,15	83880,15	83880,15
Custo do sistema(R\$)	1125017,53	1212841,01	1149825,04	1237648,52
Compra direta(R\$)	1194098,43	1194098,43	1450672,56	1450672,56
Lucro final em VPL(R\$)	-20409,06	-78063,57	148926,37	91271,86
Lucro final por usuário(R\$)	-6803,02	-26021,19	49642,12	30423,95
Payback(ano)	-	-	2036	2037

Tabela A.3: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros do sistema para consumidores residenciais sem cogeração.

Parâmetro	Residencial sem cogeração			
	Ele+0%	Ele+0%	Ele+2%	Ele+2%
	Gas +0%	Gas+2%	Gas +0%	Gas +2%
Investimento total(R\$)	339080,00	339080,00	339080,00	339080,00
Energia elétrica (R\$)	24255,52	24255,52	29780,37	29780,37
Gás natural (R\$)	342832,66	395215,40	342832,66	395215,40
Manutenção(R\$)	18000	18000	18000	18000
Substituições(R\$)	108176,95	108176,95	108176,95	108176,95
Custo do sistema(R\$)	832345,14	884727,88	837869,99	890252,73
Compra direta(R\$)	942872,80	942872,80	1145466,46	1145466,46
Lucro final em VPL(R\$)	15752,24	-18636,07	159095,69	124707,37
Lucro final por usuário(R\$)	5250,75	-6212,02	53031,90	41569,12
Payback(ano)	2040	-	2034	2036

Tabela A.4: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros do sistema para consumidores industriais sem cogeração.

Parâmetro	Industrial sem cogeração			
	Ele+0%	Ele+0%	Ele+2%	Ele+2%
	Gas +0%	Gas+2%	Gas +0%	Gas +2%
Investimento total(R\$)	339080,00	339080,00	339080,00	339080,00
Energia elétrica (R\$)	108911,38	108911,38	133718,89	133718,89
Gás natural (R\$)	583153,77	672256,11	583153,77	672256,11
Manutenção(R\$)	18000	18000	18000	18000
Substituições(R\$)	83880,15	83880,15	83880,15	83880,15
Custo do sistema(R\$)	1133025,31	1222127,65	1157832,82	1246935,16
Compra direta(R\$)	1194098,43	1194098,43	1450672,56	1450672,56
Lucro final em VPL(R\$)	-26850,95	-85345,02	142484,48	83990,41
Lucro final por usuário(R\$)	-8950,32	-28448,34	47494,83	27996,80
Payback(ano)	-	-	2036	2037

Tabela A.5: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional

Parâmetro	Com cogeração			Sem cogeração		
	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B
Investimento total(R\$)	326662,11	308302,11	319462,11	326300,00	307940,00	319100,00
Energia elétrica (R\$)	28946,45	30094,34	28704,64	28946,45	30094,34	28704,64
Gás natural (R\$)	230867,30	230280,88	304693,37	245377,00	244790,58	319203,07
Manutenção(R\$)	16200	16200	12600	16200	16200	12600
Substituições(R\$)	60231,29	35778,26	60231,29	60231,29	35778,26	60231,29
Custo do sistema(R\$)	662907,16	620655,60	725691,42	677054,74	634803,19	739839,00
Compra direta(R\$)	763644,30	763644,30	763644,30	763644,30	763644,30	763644,30
Lucro final em VPL(R\$)	4056,58	42190,52	-45693,41	-7376,45	30757,49	-57126,44
Lucro final por usuário(R\$)	2028,29	21095,26	-22846,71	-3688,23	15378,75	-28563,22
Payback(ano)	2040	2038	-	-	2039	-

Tabela A.6: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional

Parâmetro	Com cogeração			Sem cogeração		
	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B
Investimento total(R\$)	326662,11	308302,11	306542,11	326300,00	307940,00	306180,00
Energia elétrica (R\$)	28968,04	28773,41	28704,64	28968,04	28773,41	28704,64
Gás natural (R\$)	479049,94	478951,09	557511,38	487419,83	487320,98	565881,27
Manutenção(R\$)	16200	16200	12600	16200	16200	12600
Substituições(R\$)	47542,41	35778,26	34280,61	47542,41	35778,26	34280,61
Custo do sistema(R\$)	898422,51	868004,87	939638,75	906430,28	876012,65	947646,53
Compra direta(R\$)	967115,04	967115,04	967115,04	967115,04	967115,04	967115,04
Lucro final em VPL(R\$)	-26996,41	1015,22	-58823,55	-33438,31	-5426,67	-65265,44
Lucro final por usuário(R\$)	-13498,21	507,61	-29411,77	-16719,15	-2713,34	-32632,72
Payback(ano)	-	2040	-	-	-	-

Tabela A.7: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca

Parâmetro	Com cogeração			Sem cogeração		
	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B
Investimento total(R\$)	339582,11	308302,11	332382,11	339220,00	307940,00	332020,00
Energia elétrica (R\$)	25851,54	33127,38	25327,47	25851,54	33127,38	25327,47
Gás natural (R\$)	233356,02	275992,46	287359,29	247865,72	290502,15	301868,99
Manutenção(R\$)	16200	16200	12600	16200	16200	12600
Substituições(R\$)	110318,68	35778,26	110318,68	110318,68	35778,26	110318,68
Custo do sistema(R\$)	725308,36	669400,22	767987,55	739455,94	683547,80	782135,14
Compra direta(R\$)	763644,30	763644,30	763644,30	763644,30	763644,30	763644,30
Lucro final em VPL(R\$)	-48958,20	2671,77	-82374,40	-60391,23	-8761,26	-93807,43
Lucro final por usuário(R\$)	-24479,10	1335,89	-41187,20	-30195,61	-4380,63	-46903,71
Payback(ano)	-	2040	-	-	-	-

Tabela A.8: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca

Parâmetro	Com cogeração			Sem cogeração		
	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B	CHP+PV+B	CHP+PV	CHP+B
Investimento total(R\$)	339582,11	308302,11	332382,11	339220,00	307940,00	332020,00
Energia elétrica (R\$)	28356,57	25327,55	25327,47	28356,57	25327,55	25327,47
Gás natural (R\$)	442155,70	502432,67	513500,64	450525,59	510802,56	521870,53
Manutenção(R\$)	16200	16200	12600	16200	16200	12600
Substituições(R\$)	96964,05	35778,26	110318,68	96964,05	35778,26	110318,68
Custo do sistema(R\$)	923258,45	888040,59	994128,90	931266,22	896048,37	1002136,68
Compra direta(R\$)	967115,04	967115,04	967115,04	967115,04	967115,04	967115,04
Lucro final em VPL(R\$)	-49020,84	-15393,04	-106263,12	-55462,73	-21834,93	-112705,01
Lucro final por usuário(R\$)	-24510,42	-7696,52	-53131,56	-27731,36	-10917,47	-56352,50
Payback(ano)	-	-	-	-	-	-

Tabela A.9: Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional

Parâmetros	Residencial com tarifa convencional					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Investimento total(R\$)	326662,11	339442,11	365142,11	377922,11	403622,11	429322,11
Energia elétrica (R\$)	28946,45	29780,37	111231,36	384583,19	664318,08	944052,81
Gás natural (R\$)	230867,30	328322,97	398509,60	398509,70	398509,77	398509,84
Manutenção(R\$)	16200	18000	19800	21600	23400	25200
Substituições(R\$)	60231,29	108176,95	156652,20	150223,06	146399,69	171546,21
Custo do sistema(R\$)	662907,16	823722,40	1051335,28	1332838,06	1636249,66	1968630,97
Compra direta(R\$)	763644,30	1145466,46	1527288,61	1909110,76	2290932,91	2672755,0,6
Lucro final em VPL(R\$)	4056,58	170528,72	284247,35	363254,23	422959,55	459143,60
Lucro final por usuário(R\$)	2028,29	56842,91	71061,84	72650,85	70493,26	65591,94
Payback(ano)	2040	2034	2032	2031	2030	2030

Tabela A.10: Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional

Parâmetros	Industrial com tarifa convencional					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Investimento total(R\$)	326662,11	339442,11	352222,11	377922,11	390702,11	403482,11
Energia elétrica (R\$)	28968,04	133718,89	516039,03	898589,96	1281141,13	1663692,53
Gás natural (R\$)	479049,94	574783,88	574784,15	574784,32	574784,42	574784,49
Manutenção(R\$)	16200	18000	19800	21600	23400	25200
Substituições(R\$)	47542,41	83880,15	47200,61	60120,61	60120,61	60120,61
Custo do sistema(R\$)	898422,51	1149825,04	1510045,91	1933017,01	2330148,29	2727279,75
Compra direta(R\$)	967115,04	1450672,56	1934230,08	2417787,60	2901345,12	3384902,64
Lucro final em VPL(R\$)	-26996,41	148926,37	247733,89	294013,01	362355,84	430698,52
Lucro final por usuário(R\$)	-13498,21	49642,12	61933,47	58802,60	60392,64	61528,36
Payback(ano)	-	2036	2033	2032	2031	2031

Tabela A.11: Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca

Parâmetros	Residencial com tarifa branca					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Investimento total(R\$)	339582,11	352362,11	378062,11	403762,11	416542,11	442242,11
Energia elétrica (R\$)	25851,54	26429,56	85978,83	29512,53	47117,84	72584,82
Gás natural (R\$)	233356,02	331405,25	398512,86	398512,86	398512,86	398512,86
Manutenção(R\$)	16200	18000	19800	21600	23400	25200
Substituições(R\$)	110318,68	121096,95	169572,20	206625,10	230758,00	314552,07
Custo do sistema(R\$)	725308,36	849293,88	1051926,01	1060012,61	1116330,82	1253091,88
Compra direta(R\$)	763644,30	1145466,46	1527288,61	1909110,76	2290932,91	2672755,06
Lucro final em VPL(R\$)	-48958,20	148565,57	281822,74	569681,15	821989,17	1005248,03
Lucro final por usuário(R\$)	-24479,10	49521,86	70455,68	113936,23	136998,19	143606,86
Payback(ano)	-	2036	2032	2029	2027	2027

Tabela A.12: Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca

Parâmetros	Industrial com tarifa branca					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Investimento total(R\$)	339582,11	352362,11	378062,11	403762,11	416542,11	442242,11
Energia elétrica (R\$)	28356,57	33586,10	348708,60	716776,25	1080734,65	1442600,10
Gás natural (R\$)	442155,70	562941,01	574784,15	574784,32	574784,42	574784,49
Manutenção(R\$)	16200	18000	19800	21600	23400	25200
Substituições(R\$)	96964,05	132519,30	169572,20	206625,10	230758,00	267810,89
Custo do sistema(R\$)	923258,45	1099408,54	1490927,07	1923547,78	2326219,19	2752637,60
Compra direta(R\$)	967115,04	1450672,56	1934230,08	2417787,60	2901345,12	3384902,64
Lucro final em VPL(R\$)	-49020,84	184888,09	254062,98	291683,48	354564,13	397008,91
Lucro final por usuário(R\$)	-24510,42	61629,36	63515,74	58336,70	59094,02	56715,56
Payback(ano)	-	2034	2033	2033	2032	2031

Tabela A.13: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional

Parâmetros	Com cogeração			Sem cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Investimento total(R\$)	326662,11	326662,11	326662,11	326300,00	326300,00	326300,00
Energia elétrica (R\$)	28946,45	28936,39	28841,23	28946,45	28936,39	28841,23
Gás natural (R\$)	1230867,30	255652,00	268609,32	245377,00	270161,70	283119,01
Manutenção(R\$)	16200	16200	16200	16200	16200	16200
Substituições(R\$)	60231,29	60231,29	60231,29	60231,29	60231,29	60231,29
Custo do sistema(R\$)	662907,16	687681,79	700543,95	677054,74	701829,38	714691,53
Compra direta(R\$)	763644,30	763644,30	763644,30	763644,30	763644,30	763644,30
Lucro final em VPL(R\$)	4056,58	-16083,44	-26542,61	-7376,45	-27516,46	-37975,64
Lucro final por usuário(R\$)	2028,29	-8041,72	-13271,30	-3688,23	-13758,23	-18987,82
Payback(ano)	2040	-	-	-	-	-

Tabela A.14: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional

Parâmetros	Com cogeração			Sem cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Investimento total(R\$)	326662,11	326662,11	326662,11	326300,00	326300,00	326300,00
Energia elétrica (R\$)	28968,04	28770,75	28735,87	28968,04	28770,75	28735,87
Gás natural (R\$)	479049,94	496520,74	505663,21	487419,83	504890,63	514033,10
Manutenção(R\$)	16200	16200	16200	16200	16200	16200
Substituições(R\$)	47542,41	35778,26	35778,26	47542,41	35778,26	35778,26
Custo do sistema(R\$)	898422,51	903931,86	913039,45	906430,28	911939,64	921047,23
Compra direta(R\$)	967115,04	967115,04	967115,04	967115,04	967115,04	967115,04
Lucro final em VPL(R\$)	-26996,41	-31625,33	-39030,24	-33438,31	-38067,22	-45472,14
Lucro final por usuário(R\$)	-13498,21	-15812,67	-19515,12	-16719,15	-19033,61	-22736,07
Payback(ano)	-	-	-	-	-	-

Tabela A.15: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema fotovoltaico puro para consumidores residenciais e industriais

Parâmetros	PV puro-Residencial			PV puro-Industrial		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Investimento total(R\$)	66760,00	88080,00	111800,00	88080,00	111800,00	135520,00
Energia elétrica (R\$)	28704,70	28704,70	28704,70	28704,73	28704,73	28704,73
Gás natural (R\$)	0	0	0	0	0	0
Manutenção(R\$)	13800	18000	23400	18000	23400	28800
Substituições(R\$)	38760,00	51680,00	64600,00	51680,00	64600,00	77520,00
Custo do sistema(R\$)	148024,70	186464,70	228504,70	186464,73	228504,73	270544,73
Compra direta(R\$)	763644,30	763644,30	763644,30	967115,04	967115,04	967115,04
Lucro final em VPL(R\$)	472743,66	438924,25	401746,12	598869,06	561690,93	524512,79
Lucro final por usuário(R\$)	236371,83	219462,13	200873,06	299434,53	280845,46	262256,40
Payback(ano)	2023	2024	2024	2023	2023	2024

Tabela A.16: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca

Parâmetros	Com cogeração			Sem cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Investimento total(R\$)	339582,11	339582,11	339582,11	339220,00	339220,00	339220,00
Energia elétrica (R\$)	25851,54	26585,87	25690,64	25851,54	26585,87	25690,64
Gás natural (R\$)	233356,02	264022,84	283097,23	247865,72	278532,54	297606,92
Manutenção(R\$)	16200	16200	16200	16200	16200	16200
Substituições(R\$)	110318,68	110318,68	110318,68	110318,68	110318,68	110318,68
Custo do sistema(R\$)	725308,36	756709,50	774888,65	739455,94	770857,09	789036,24
Compra direta(R\$)	763644,30	763644,30	763644,30	763644,30	763644,30	763644,30
Lucro final em VPL(R\$)	-48958,20	-74458,87	-89268,38	-60391,23	-85891,90	-100701,41
Lucro final por usuário(R\$)	-24479,10	-37229,43	-44634,19	-30195,61	-42945,95	-50350,71
Payback(ano)	-	-	-	-	-	-

Tabela A.17: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca

Parâmetros	Com cogeração			Sem cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Investimento total(R\$)	339582,11	339582,11	339582,11	339220,00	339220,00	339220,00
Energia elétrica (R\$)	28356,57	27021,39	25968,88	28356,57	27021,39	25968,88
Gás natural (R\$)	442155,70	472909,76	488404,39	450525,59	481279,65	496774,28
Manutenção(R\$)	16200	16200	16200	16200	16200	16200
Substituições(R\$)	96964,05	96964,05	96964,05	96964,05	96964,05	96964,05
Custo do sistema(R\$)	923258,45	952677,32	967119,44	931266,22	960685,10	975127,22
Compra direta(R\$)	967115,04	967115,04	967115,04	967115,04	967115,04	967115,04
Lucro final em VPL(R\$)	-49020,84	-72982,72	-84759,87	-55462,73	-79424,62	-91201,76
Lucro final por usuário(R\$)	-24510,42	-36491,36	-42379,93	-27731,36	-39712,31	-45600,88
Payback(ano)	-	-	-	-	-	-