

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E
COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**HIDROGÊNIO COMO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO
ENERGÉTICO DE FONTES RENOVÁVEIS INTERMITENTES
NO CONTEXTO DE UMA MICRORREDE**

ISNEL UBAQUE DIAZ

FOZ DO IGUAÇU

2020

Isnel Ubaque Diaz

Hidrogênio Como Sistema de Armazenamento Energético de Fontes Renováveis Intermitentes no Contexto De Uma Microrrede

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero

Foz do Iguaçu

2020

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Diaz, Isnel Ubaque

Hidrogênio Como Sistema de Armazenamento Energético de Fontes Renováveis Intermitentes no Contexto De Uma Microrrede / Isnel Ubaque Diaz; orientador(a), Roberto Cayetano Lotero, 2020.

86 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2020.

1. Hidrogênio. 2. Sistema de Armazenamento Energético. 3. Microrrede. 4. Recursos Energéticos Distribuídos. I. Lotero, Roberto Cayetano. II. Título.

Hidrogênio Como Sistema de Armazenamento Energético de Fontes Renováveis Intermitentes no Contexto de Uma Microrrede

Isnel Ubaque Diaz

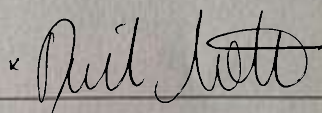
Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:

Data de defesa pública: 03/04/2020



Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero** (Orientador)

Universidade Estadual do Oeste de Paraná – UNIOESTE



Prof. Dr. **Daniel Motter**

Universidade Estadual do Oeste de Paraná



Prof. Dr. **Ricardo José Ferracin**

Fundação Parque Tecnológico Itaipu - FPTI

Resumo

O hidrogênio (H_2) pode ser usado como Sistema de Armazenamento Energético (SAE), mitigando a intermitência no fornecimento de energia elétrica em uma microrrede com grande penetração de fontes renováveis, ao permitir que excedentes de geração possam ser armazenados para serem aproveitados posteriormente. As pesquisas na área têm apontado principalmente ao dimensionamento dos componentes do SAE baseado em H_2 , tais como eletrolisador e célula a combustível, no entanto poucos trabalhos têm abordado o problema de seleção e operação ótima do conjunto de tecnologias necessárias para a produção, armazenamento e uso final do H_2 . Neste trabalho é proposto um modelo de seleção e operação ótima de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) que permite avaliar a viabilidade da inserção do H_2 como SAE em uma microrrede em relação a outras tecnologias, levando em consideração aspectos técnicos, econômicos e ambientais. O modelo de otimização é de tipo linear inteiro-misto e implementado em GAMS, usando como dados de entrada curvas de demanda de instalações reais e parâmetros de tecnologias disponíveis comercialmente, assim como dados de estrutura tarifária praticados atualmente. Nos resultados foram observados benefícios econômicos e ambientais da adoção de REDs em uma microrrede, em relação ao cenário de referência em que não há nenhum investimento e a demanda energética é suprida na sua totalidade pela distribuidora. Nos testes iniciais a inserção de H_2 como SAE mostrou uma melhora na gestão energética das fontes intermitentes, porém, os altos custos de investimento inviabilizam sua inserção em uma microrrede, aumentando o custo total anual em um 2,3 %. Quando analisados os impactos dos custos ambientais, de mudanças na estrutura tarifária, da maior penetração de geração renovável e da redução de custos das tecnologias referentes ao SAE baseado em H_2 com o aumento da escala de produção, a inserção desta tecnologia tornou-se a melhor alternativa, diminuindo o custo total anual em um 22,3 %.

Palavras-Chave: Hidrogênio, Sistema de Armazenamento Energético, Microrrede, Recursos Energéticos Distribuídos, Otimização.

Abstract

Hydrogen can be used as an Energy Storage System (ESS), mitigating the intermittency in the supply of electrical energy in a microgrid with high penetration of renewables sources, by allowing that surplus generation can be stored to be used later. Researches have pointed mainly on the design of H₂-based components, such as electrolyzer and fuel cell, however few studies have addressed the problem of optimal selection and operation of the set of technologies needed for production, storage and end use of H₂. In this work, a model for the optimal selection and operation of Distributed Energy Resources (DERs) is proposed, that allows assessing the feasibility of H₂ insertion as an ESS in a microgrid compared to other technologies, taking in account technical, economic and environmental aspects. The optimization model is a mixed-integer linear type, implemented in GAMS, using as input data load profiles of real installation and parameters of commercially available technologies, as well as data of tariff structure currently practiced. The results showed economic and environmental benefits of DERs adoption in a microgrid, compared to the reference scenario where there is not investment and energy demand is entirely supplied by the utility. In the initial tests, the H₂ insertion as an ESS showed an improvement in the energy management of intermittent sources, however, the high investment costs make infeasible its insertion in a microgrid, increasing the total annual cost by 2.3 %. When analyzing the impacts of environmental costs, changes in the tariff structure, the greater penetration of renewable generation, and the cost reduction of related technologies to H₂ based ESS with the increase of production scale, the insertion of this technology became the best alternative, decreasing the total annual cost by 22.3 %.

Keywords: Hydrogen, Energy Storage System, Microgrid, Distributed Energy Resources, Optimization.

Dedico este trabalho a meus
amigos e familiares

Agradecimentos

Primeiramente devo agradecer aos meus pais Juan e Marina por seu apoio incondicional em todos meus projetos, por estar sempre presentes me fortalecendo com seu exemplo e carinho.

À minha querida esposa Gabriela por sua companhia, por seu amor, compressão e ternura, fontes de inspiração e motivação para concluir esta etapa.

Aos meus amigos Andres, Daniel, Alejo, Fabian, Lorena, Tatiana, Francisco, Linda, Adrian, Checho e os demais que viajaram junto comigo desde a Colômbia para iniciar esta jornada acadêmica no Brasil tornando-se minha segunda família.

A meu orientador, Prof. Dr. Roberto Lotero, pela confiança, pela oportunidade de desenvolver este projeto de pesquisa e principalmente por suas orientações que fizeram possível o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço a Fundação Parque Tecnológico Itaipu PTI - BR pelo apoio financeiro e principalmente pela oportunidade de desenvolver este projeto de pesquisa dentro de suas instalações. Agradeço ao Núcleo de Pesquisa em Hidrogênio e especialmente ao Prof. Dr. Ricardo José Ferracin por sua confiança e contribuição no trabalho; aos Engenheiros Victor Rivarola e Angel Quispe, bem como à colega Carina Jakubiu pelas discussões e aportes sobre o tema de pesquisa.

Finalmente manifesto meus agradecimentos à UNIOESTE, aos professores e colegas do PGEEC, assim como amigos e familiares que me acompanharam e auxiliaram.

Sumário

Lista de siglas e abreviaturas.....	13
1. Introdução	15
1.1. Motivação da Pesquisa.....	16
1.2. Objetivos	18
2. Revisão Bibliográfica	19
2.1. Produção, armazenamento e uso do H ₂ como SAE	19
2.2. Sistema de Armazenamento Energético Baseado em H ₂	22
2.3. Perspectivas no uso do H ₂ como SAE	23
2.4. Considerações sobre o modelo matemático	26
2.5. Considerações finais	27
3. Formulação Matemática	29
3.1. Modelos de Seleção e Operação de REDs	29
3.2. O modelo DER-CAM	31
3.3. Formulação matemática	33
3.3.1. Função Objetivo	36
3.3.2. Restrições	38
3.3.3. Expansão do modelo para inclusão do H ₂ como SAE	41
3.4. Considerações finais	43
4. Testes e Resultados	45
4.1. Algoritmo Computacional	45
4.2. Dados de entrada	46
4.2.1. Curvas de demanda	46
4.2.2. Estrutura tarifária	48
4.2.3. Tecnologias consideradas.....	49
4.3. Casos de estudo.....	52
4.3.1. Caso 1.....	53
4.3.2. Caso 2.....	61

4.4. Considerações finais	69
5. Conclusões.....	71
Referências Bibliográficas	75
Apêndice A	79
Apêndice B	85

Lista de siglas e abreviaturas

Bat	Bateria
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEL	Eletrólise Centralizada
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
COMGAS	Companhia de Gás de São Paulo
Comp	Compressor
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
DEL	Eletrólise Distribuída
DER-CAM	<i>Distributed Energy Resources Customer Adoption Model</i>
DOE	<i>Department of Energy</i>
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EL	Eletrolisador
EUA	Estados Unidos de América
FC	<i>Fuel Cell</i>
FEL	Foto-eletrólise
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GC	Gaseificação de Carvão
H ₂	Hidrogênio
HT	<i>Hydrogen Tank</i>
ICE	<i>Internal Combustion Engine</i>
KOH	Hidróxido de Potássio
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
MT	Microturbina
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação e Manutenção
PCS	Poder Calorífico Superior
PEM	Eletrólito de Membrana Polimérica
PEMFC	Célula a Combustível de Eletrólito de Membrana Polimérica
PV	<i>Photovoltaic</i>

REDS	Recursos Energéticos Distribuídos
RVM	Reforma a Vapor do Metano
SAE	Sistema de Armazenamento Energético
SOE	Eletrolisador de Óxido Sólido
SPE	Eletrólito Solido Polimérico
WT	<i>Wind Turbine</i>

Capítulo 1

1. Introdução

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis em unidades de pequeno porte (geração distribuída) é uma alternativa promissora dados os benefícios técnicos, econômicos e ambientais (Pepermans et al., 2005; Silva, Hollanda, & Cunha, 2016). Contudo, a quantidade de recursos renováveis nos sistemas de distribuição tem se visto limitada pela dificuldade de realizar a gestão energética dessas fontes de natureza intermitente e imprevisível (Manditereza & Bansal, 2016; Chang et al., 2017; Kakran & Chanana, 2018). Neste cenário as microrredes cumprem um importante papel, integrando em uma dada região sistemas de geração distribuída, grupos de cargas locais, e a rede de distribuição tradicional (Erikson & Gray, 2017; Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

As microrredes são definidas como pequenos sistemas de potência formados por grupos de cargas, sistemas de armazenamento de energia e sistemas de microgeração que operam em conjunto, atendendo a demanda energética (eletricidade e calor) dos consumidores ligados à mesma (Lasseter R. H., 2002). Uma microrrede pode operar de modo ilhado ou conectada com a rede através de um ponto de acoplamento comum, permitindo receber ou fornecer energia à rede da distribuidora local (Lasseter & Piagi, 2004). Dada a menor escala das microrredes e a possibilidade de operação autônoma e automática, sua adoção pode trazer benefícios técnicos, como melhoria do perfil da curva de carga, integração de tecnologias de geração baseadas em energias renováveis e sistemas de armazenamento, e aumento da confiabilidade e da capacidade do sistema; assim como benefícios econômicos se a operação permite a troca de energia com a rede de distribuição (Haghi, Fowler, & Raahemifar, 2017).

A inclusão de Sistemas de Armazenamento Energético (SAEs) nas microrredes permite uma melhor integração das fontes renováveis intermitentes, possibilitando que os excedentes de energia em períodos de menor demanda e maior geração sejam armazenados para serem usados posteriormente em períodos de maior demanda e baixa produção (Carrasco et al., 2006; Ortjohann et al., 2008). Chang et al. (2017) apresentam uma classificação dos SAEs de acordo com a tecnologia, cujo uso depende de fatores como a localização da microrrede e o tipo de aplicação. Os tipos mais comuns de SAEs são: térmico, químico (hidrogênio e amônia), eletroquímico (bateria e supercapacitor), e mecânico (bombeamento de água em hidrelétricas, ar comprimido). As baterias e supercapacitores são sistemas de rápida resposta que podem fornecer energia de curto prazo, enquanto o hidrogênio (H₂) se caracteriza por ser

um SAE de longo prazo que pode suportar longos intervalos de operação em regime permanente (Erikson & Gray, 2017).

Uma das vantagens do uso de H₂ como SAE é a possibilidade de produzi-lo pelo processo de eletrólise alcalina da água dentro de um eletrolisador, usando energia elétrica proveniente de fontes renováveis; armazenando-o em tanques pressurizados, e fazendo a reconversão em energia elétrica usando célula a combustível. Desta maneira o processo torna-se ambientalmente sustentável, uma vez que não há consumo de combustíveis fósseis nem emissões de CO₂ nos processos de produção, armazenamento e uso final do H₂ (Ursúa, Gandía, & Sanchis, 2012; Silveira, 2017).

Em uma microrrede que incorpora o H₂ como SAE, normalmente as cargas são alimentadas diretamente a partir das fontes renováveis quando a demanda e a geração coincidem, ou através da rede se o preço da energia no mercado é menor que o custo de produzi-la internamente. O eletrolisador é ativado em períodos de baixa demanda e excesso de geração das fontes renováveis, ou quando o preço da energia da rede é suficientemente baixo para ser utilizada na produção de H₂, sempre que o sistema de armazenamento tenha capacidade. A célula a combustível é usada para suprir as cargas em períodos de baixa geração renovável e quando estes períodos são suficientemente longos para operar a mesma em regime permanente; para períodos curtos são usadas baterias (Haghi, Fowler, & Raahemifar, 2017).

1.1. Motivação da Pesquisa

As pesquisas dos SAEs baseados em H₂ têm levado em consideração, principalmente, aspectos relacionados com o dimensionamento do conjunto formado pelos dispositivos de produção, armazenamento e uso de H₂, com foco no aumento da eficiência; e aspectos relacionados com o sistema de gerenciamento energético ótimo que maximize o benefício obtido durante a sua operação (Kahn et al., 2016; Vivas et al., 2018). No entanto, modelos que tratam de forma integrada a adoção do conjunto adequado e a sua operação em situações típicas ao longo de um ano, especialmente quando inserido o H₂ em uma microrrede com fontes renováveis, têm sido pouco explorados (Marchenko & Solomin, 2017).

De forma geral, a avaliação técnica e econômica da inserção do H₂ como SAE em uma microrrede compreende a formulação de um modelo matemático incluindo três níveis: fornecimento de energia elétrica a partir de fontes renováveis intermitentes; conversão e armazenamento do H₂, cujos principais componentes são o eletrolisador, compressor e tanques de armazenamento; e uso final do H₂ para a produção de energia elétrica, cujo principal componente é a célula a combustível (Marchenko, 2010; Haghi, Fowler, & Raahemifar, 2017).

No dimensionamento do SAE são levados em consideração os perfis típicos de geração renovável e as características do eletrolisador, célula a combustível e sistema de

armazenamento do H₂, sendo o objetivo encontrar o tamanho ótimo do conjunto quanto à capacidade de produção de energia e de potência (Valverde, Rosa, & Bordons, 2013; Fossati et al., 2015). Por outro lado, as estratégias de gerenciamento energético (*Energy Management Strategies* - EMS) procuram otimizar a operação da microrrede, determinando a potência de saída de cada dispositivo, seja em tempo real ou a cada hora ao longo de um dia (Valverde et al., 2016; Vivas et al., 2018).

Em Erikson & Gray (2017) e Vivas et al. (2018) são revisadas e classificadas as principais estratégias de gerenciamento energético dos SAEs de acordo com o aspecto a ser otimizado, o qual pode ser de caráter técnico, econômico, ambiental, ou a combinação dos anteriores. Também são classificados os principais objetivos a serem atingidos com a estratégia de controle, assim como os parâmetros, variáveis e restrições que compõem os modelos. Chen et al. (2011) e Haghi, Fowler & Raahemifar (2017) propõem modelos de análise técnico-econômica para SAEs baseados em H₂, avaliando parâmetros como o tempo de retorno do investimento, custo de produção do H₂, e, principalmente, o custo da operação da microrrede.

Outra abordagem consiste na otimização em função da aplicação e uso final do H₂, como a de Robinius et al. (2018) e Lyseng et al. (2018), que analisam casos nos quais o H₂ é usado para produção de hidrocarbonetos como o metano, ou para alimentar as redes locais de gás natural, nas tecnologias denominadas *Power to Gas*. Mukherjee et al. (2017) avaliam o benefício de usar veículos movidos a H₂ dentro de uma microrrede, e que tenham a capacidade de fornecer eletricidade em determinados casos, tecnologia denominada *Vehicle to Grid*.

Enquanto à seleção e operação ótima de REDs ao longo de um ano típico, o Laboratório Nacional Lawrence Berkeley (*Berkeley Lab*) tem desenvolvido desde o ano 2000 um modelo denominado DER-CAM (*Distributed Energy Resources Customer Adoption Model*), o qual é uma ferramenta de suporte de tomada de decisão no investimento de REDs dentro de uma microrrede, minimizando os custos totais da microrrede (Lawrence Berkeley National Laboratory, 2018). Arlt et al. (2017) expandiram o modelo DER-CAM para incluir um SAE baseado em H₂ como opção de investimento, e seguidamente avaliam os benefícios da implantação deste tipo de sistemas para o suprimento energético em duas indústrias de mediano e grande porte.

Dado o contexto anterior, a pergunta de pesquisa pode ser formulada da seguinte forma:

É viável a utilização do hidrogênio como forma de armazenamento energético em microrredes com elevada penetração de fontes renováveis intermitentes?

A questão está centrada em avaliar o custo de investimento ao selecionar o conjunto que permite a conversão eletricidade-H₂-eletricidade e o custo de oportunidade de utilizar o H₂ como SAE, otimizando a produção e o consumo de energia elétrica em uma microrrede com fontes alternativas intermitentes. Busca-se avançar além das questões técnicas normalmente levadas em consideração no dimensionamento do conjunto, incorporando aspectos econômicos da utilização do H₂ nesse ambiente.

1.2. Objetivos

O objetivo geral desta pesquisa é desenvolver e implementar computacionalmente um modelo que permita avaliar a viabilidade da inserção do H₂ como SAE de fontes intermitentes, no contexto de uma microrrede, levando em consideração aspectos técnicos e econômicos sob vários cenários operativos e de mercado.

Para alcançar o objetivo geral foram definidos os objetivos específicos a seguir:

- Caracterizar as tecnologias existentes de produção, armazenamento e utilização do H₂ para geração de energia elétrica;
- Definir as variáveis técnico-econômicas dos SAEs baseados em H₂;
- Desenvolver um modelo matemático de seleção e operação ótima para um SAE baseado em H₂, dentro de uma microrrede;
- Implementar computacionalmente e testar o modelo considerando vários cenários de utilização de energia elétrica proveniente da rede de distribuição e uso de fontes renováveis.

Capítulo 2

2. Revisão Bibliográfica

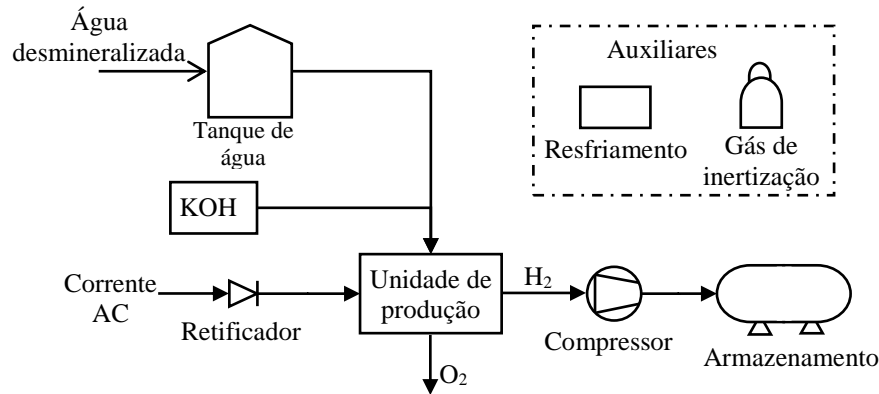
O capítulo começa descrevendo as principais características dos processos que fazem parte da cadeia produtiva do H₂ quando este é utilizado para fins energéticos. Posteriormente são apresentadas as principais características técnicas e econômicas dos sistemas físicos nos quais o H₂ é usado como SAE. Uma seção apontando as perspectivas econômicas na implementação destes sistemas é colocada em seguida, e, finalmente são descritas as principais características da modelagem implementada no trabalho.

2.1. Produção, armazenamento e uso do H₂ como SAE

A eletrólise aparece como o processo mais efetivo para obter H₂ a partir de um recurso renovável, a água (Bamberger & Richardson, 1976). O processo consiste na aplicação de uma corrente elétrica contínua para dissociar a molécula da água em H₂ e O₂, sendo altamente endotérmico (Rossmeisl, Logadottir, & Nørskov, 2005). A necessidade de energia elétrica aumenta os custos dos processos eletrolíticos, motivo pelo qual a maior quantidade de H₂ é produzida a partir de combustíveis fósseis. As pesquisas atuais indicam que, se a energia requerida no processo de eletrólise é obtida de fontes renováveis, o H₂ produzido seria o portador energético mais limpo usado até o momento (Sorensen, 2004; Nikolaidis & Poullikkas, 2017). Outras vantagens da eletrólise incluem a abundância de matéria prima e possibilidade de integração com fontes renováveis intermitentes; em contrapartida encontram-se os altos custos e a menor eficiência global (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

Existem três tipos de eletrolisadores industriais: o Eletrolisador Alcalino, que usa uma solução alcalina de hidróxido de potássio (KOH) para aumentar a condutividade iônica da água, o Eletrolisador de Eletrólito Sólido Polimérico (SPE), também chamado Eletrolisador de Membrana Polimérica (PEM) no qual o eletrólito é uma membrana polimérica que permite o passo de ions H⁺, e o Eletrolisador de Óxido Sólido (SOE), que realiza a eletrólise do vapor de água a altas temperaturas (600 – 900°C). O tipo mais utilizado é o eletrolisador alcalino, embora o eletrolisador de membrana polimérica apresenta maior rendimento, porém, custos elevados (Ivy, 2004; Ursúa, Gandía, & Sanchis, 2012).

O processo de eletrólise é representado na Figura 2.1, no qual o uso de determinados equipamentos ou peças depende do tipo de processo, por exemplo o depósito e o sistema de circulação de KOH são necessários unicamente na eletrólise alcalina; a unidade de purificação de água é incluída em alguns eletrolisadores enquanto outros requerem um deionizador externo (Ivy, 2004; Butler & Spliethoff, 2018).



Fonte: Ivy (2004)

Figura 2.1: Diagrama de fluxo do processo de eletrólise

Cada eletrolisador conta com uma unidade de produção que integra as células eletrolíticas (*stack*) e os sistemas de purificação, secagem e dissipação de calor. Os sistemas de compressão e armazenamento são incluídos no diagrama, porém estes não são sempre levados em consideração nas análises, dado que o H₂ produzido pode alimentar diretamente uma tubulação ou uma estação de recarga de automóveis. Outros sistemas adicionais incluem o fornecimento de eletricidade, sistema de resfriamento e sistemas de pressurização do gás de inertização.

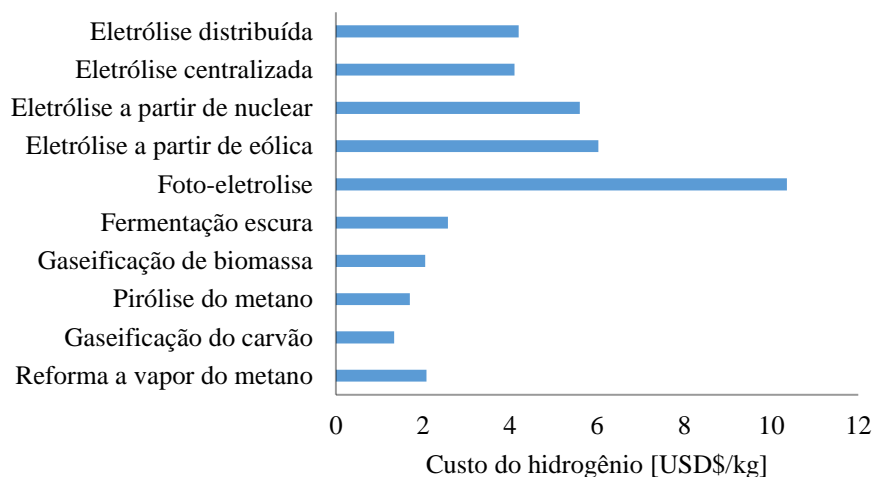
A eficiência do processo de eletrólise é calculada a partir do poder calorífico superior (PCS) do H₂ produzido, e da energia consumida no processo, conforme mostrado na equação (2.1). Se a eficiência é calculada levando em consideração unicamente a energia consumida pelo eletrolisador esta é denominada eficiência de conversão, e se levar em consideração a energia consumida por toda a unidade de produção é denominada eficiência do sistema (Ivy, 2004).

$$\eta_{eletólise} = \frac{PCS_{H_2}}{E_C} \quad (2.1)$$

Em que, $\eta_{eletólise}$ é a eficiência do processo de eletrólise, PCS_{H_2} o poder calorífico superior do H₂ cujo valor é de 39,4 kWh/kg, e E_C é a energia consumida, medida em kWh/kg.

Na Figura 2.2 estão indicados os custos aproximados de obtenção de H₂ por diferentes métodos. De forma geral, os processos convencionais de produção de H₂ a partir de combustíveis fósseis, como a reforma a vapor de metano (RVM) e a gaseificação de carvão (GC), dominam o mercado na atualidade, com custos de produção entre 1,34 e 2,27 \$USD/kg, enquanto que o H₂ produzido por foto-eletrólise (FEL) apresenta o maior custo devido à baixa

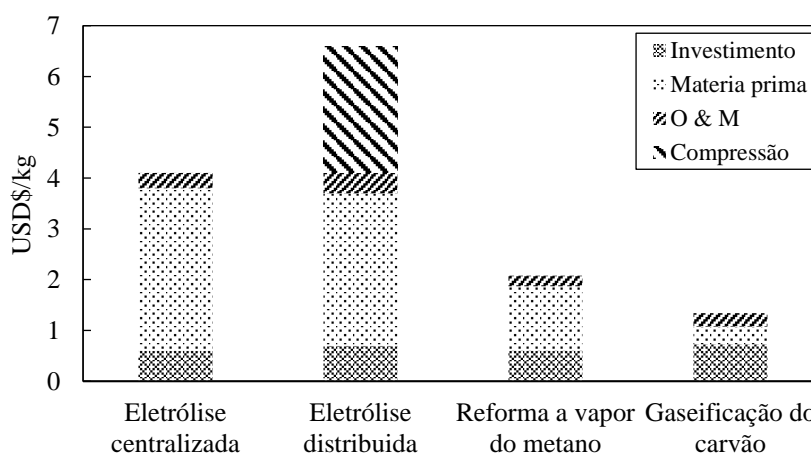
eficiência e limitações tecnológicas do processo. De acordo com projeções do Departamento de Energia dos EUA (DOE) a eletrólise centralizada (CEL) realizada em grandes instalações com capacidades de até 750.000 kg/dia teria um custo ligeiramente menor que a eletrólise distribuída (DEL) realizada em pequenas instalações, isto devido ao aproveitamento da economia de escala como indicado por Felgenhauer & Hamacher (2015) e Buttler & Spliethoff (2018).



Fonte: Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (2015), Nikolaidis & Poullikkas (2017)

Figura 2.2: Custo de produção de H₂ de acordo com o tipo de processo

A contribuição dos custos de investimento, matéria prima, operação e manutenção, no custo total do H₂, são mostrados na Figura 2.3. Tanto para a eletrólise distribuída (DEL) como para a eletrólise centralizada (CEL), a matéria prima usada refere-se à energia elétrica da rede, no caso da reforma de metano (RVM) e a gaseificação de carvão (CG) o suprimento energético provem dos respetivos combustíveis fósseis; unicamente para a eletrólise distribuída é considerado o custo de compressão e armazenamento do H₂ a 345 bar.



Fonte: Nikolaidis & Poullikkas (2017), Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (2015)

Figura 2.3: Componentes do custo nos principais métodos de produção de H₂

O armazenamento do H_2 pode ser feito em forma gasosa em taques de alta pressão, em forma líquida em tanques criogênicos, ou em forma sólida em superfícies e redes sólidas por adsorção e absorção respectivamente. Autores como Gao, et al. (2014) e Nikolaidis & Poullikkas (2017) têm realizado estudos comparativos das formas de armazenamento do H_2 . De forma geral, o armazenamento em estado gasoso em altas pressões é o método mais comum e desenvolvido, usando compressores mecânicos para conseguir pressões de até 770 bar, porém, isto representa um consumo energético adicional, dado que a eficiência de compressão para este tipo de equipamentos é de aproximadamente 80% .

Na geração de eletricidade a partir do H_2 os dois principais métodos de conversão são os motores de combustão interna e as turbinas a gás, e a conversão eletroquímica em células a combustível. Quanto aos motores de combustão interna, o uso de H_2 puro exige dispositivos de grande volume, razão pela qual seu uso é limitado em veículos. A célula a combustível é a tecnologia preferida na geração de eletricidade devido a sua durabilidade, desenho modular e baixo impacto ambiental (Bruijn & Janssen, 2019).

A tecnologia de célula a combustível mais utilizada é a de membrana polimérica trocadora de prótons (PEMFC), a qual opera em baixas temperaturas (60–100°C), possuem eficiências de conversão energética entre 40 % e 50 %, e podem gerar potências de até 250 kW (Gahleitner, 2013). As células PEMFC são sistemas compactos e apresentam características promissoras em aplicações veiculares e estacionárias.

2.2. Sistema de Armazenamento Energético Baseado em H_2

Quando incorporado o H_2 como SAE em uma microrrede, incluindo eletrolisador, sistema de armazenamento e célula a combustível, a topologia da microrrede pode apresentar três configurações de acordo com o tipo de conexão utilizada: conexão CC, conexão CA e conexão híbrida. Esta distinção é importante dado que em uma microrrede a alimentação das cargas normalmente ocorre em CA, os geradores podem ser CA ou CC, e os sistemas de armazenamento são principalmente CC. A seleção do tipo de configuração deve procurar o menor número de transformações energéticas, dado que estas implicam ineficiências (Erikson & Gray, 2017).

Na Figura 2.4 é mostrada uma topologia indicando os três níveis citados (produção, armazenamento e conversão em eletricidade) e os principais componentes em cada nível. Nessa configuração a conexão principal é de tipo AC, a qual é indicada para conexões de baixa e meia potência e apresenta simplicidade de conexão. A energia elétrica é fornecida por módulos fotovoltaicos (PV), turbinas eólicas (WT) e pela rede; no eletrolisador (EL) o H_2 é produzido por eletrólise usando a energia excedente de fontes renováveis ou da rede se o custo for favorável; posteriormente é comprimido e armazenado em tanques de H_2 (HT); a célula a combustível (FC) aproveita este hidrogênio armazenado para produzir eletricidade; as baterias (Bat) funcionam como SAE para períodos curtos de pico de demanda. Todos os dispositivos estão conectados por meio de conversores e inversores no barramento da

microrrede, que por sua vez está conectado à rede da distribuidora através do ponto de acoplamento comum (PCC – *Point of Common Coupling*).

Esta topologia possibilita a troca de energia com a rede da distribuidora, aumentando a confiabilidade da microrrede ao receber energia em caso de déficit, deste modo a rede pode ser vista como um grande reservatório energético. Por outro lado, a eletricidade excedente gerada pode ser vendida ao sistema. A escolha entre vender a energia excedente à rede ou usá-la para produzir H_2 faz parte do dimensionamento da microrrede e das estratégias de gerenciamento energético, e dependem de fatores técnicos e econômicos, como o custo de produção do H_2 , os preços de venda e compra de eletricidade, a demanda de H_2 , entre outros. Na Tabela 2.1 são apresentadas algumas características técnicas e econômicas dos principais componentes do SAE baseado em H_2 .

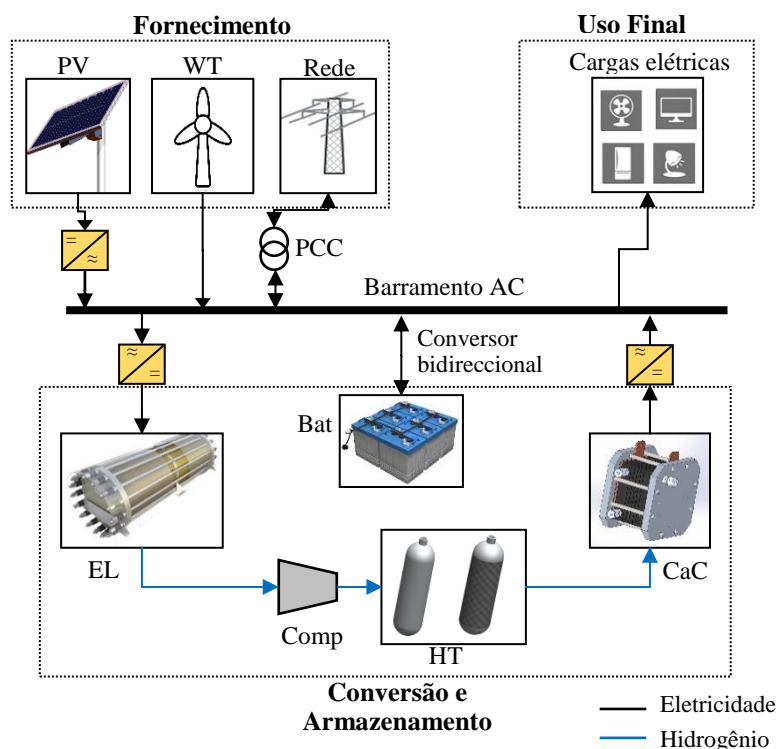


Figura 2.4: Topologia de uma microrrede com H_2 como SAE

2.3. Perspectivas no uso do H_2 como SAE

Os altos custos de investimento no conjunto de equipamentos que compõem o SAE baseado em H_2 , assim como a baixa eficiência da combinação dos processos de produção, armazenamento e posterior reconversão em eletricidade (eletricidade – H_2 - eletricidade), tem limitado a expansão deste tipo de sistemas a nível comercial. Contudo, existem perspectivas de mudança deste panorama considerando os potenciais benefícios de aplicação em microrredes tais como suavização da curva de carga, corte de pico e integração em grande escala de fontes renováveis (Chang, Zhang, Xu, & Spence, 2017; Robinius, et al., 2017).

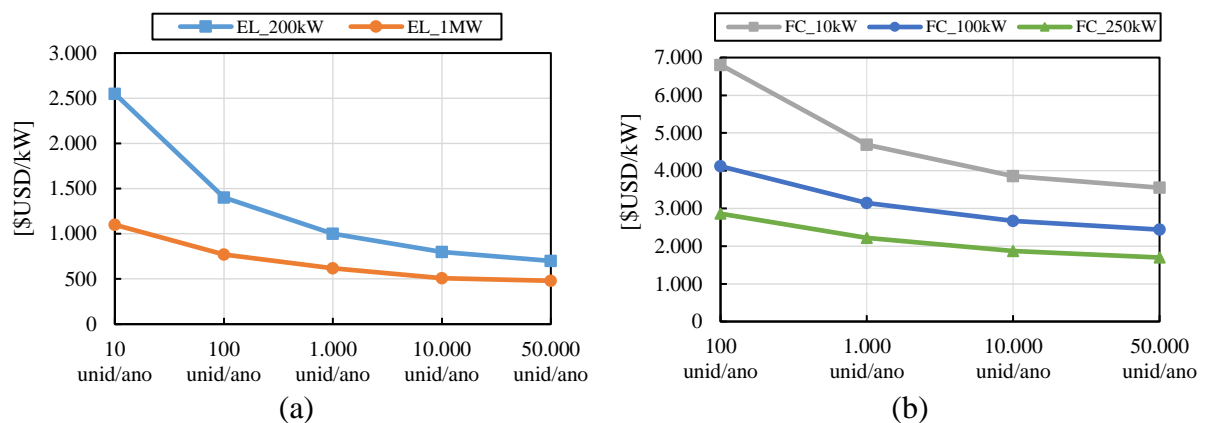
Tabela 2.1: Características técnico-econômicas dos principais componentes do SAE

Componente	Custo de capital	Custo anual de O&M	Vida útil
Eletrolisador (1 MW)	1080 \$/kW	4% do custo capital	20
Stack do eletrolisador	30% do custo capital do Eletrolisador	NA	10
Compressor	5500*(tamanho do armazenamento (kW)) + 25000	4% do custo capital	20
Tanque de armazenamento	1480 \$/kg de H ₂	0,5% do custo capital	20
Célula a combustível	1840-6000 \$/kW	3% do custo capital	10

Fonte: Haghi et al. (2017), Marchenko e Solomin (2017)

A capacidade de operação por períodos prolongados em regime permanente torna o H₂ uma opção viável em regiões remotas com alta produção de energia renovável, diminuindo a dependência de sistemas backup que operam com geradores térmicos a Diesel (Robinius, et al., 2017). Por outro lado, o mais recente relatório da Agência Internacional de Energia (IEA), denominado *The Future of Hydrogen*, aponta que para períodos de descarga maiores a 20 h – 45 h, o H₂ comprimido é a opção mais econômica dependendo do custo da energia armazenada (International Energy Agency, 2019).

Quanto aos custos de investimento, vários reportes e artigos científicos mostram o potencial de redução considerando a economia de escala na fabricação dos equipamentos que conformam o SAE baseado em H₂. Na Figura 2.5 é mostrada a tendência na redução de custos devido à economia de escala pelo aumento do volume de fabricação em eletrolisadores e células a combustível. Os custos de investimento incluem os custos de fabricação dos sistemas, custos dos equipamentos auxiliares e custos de instalação.



Fonte: Battelle Memorial Institute (2016), Battelle Memorial Institute (2017), Mayyas et al (2019)

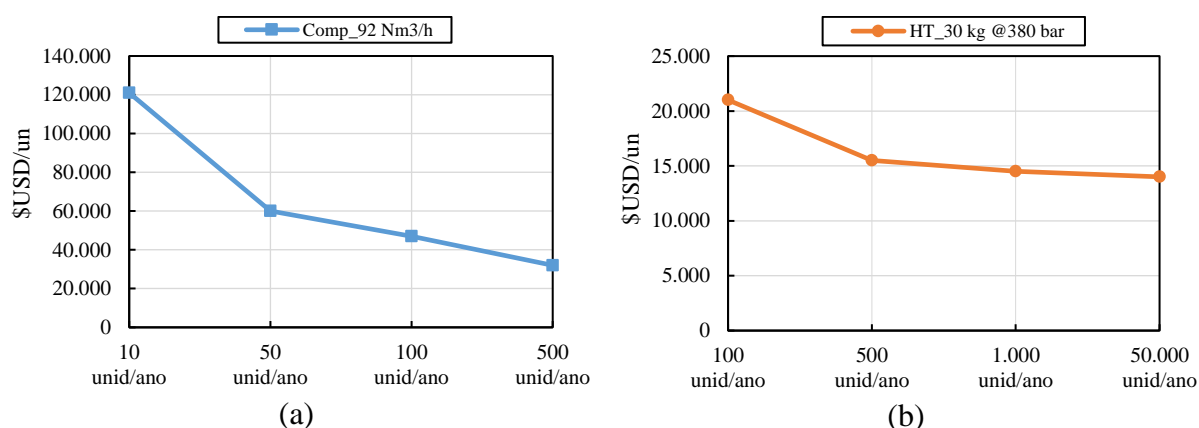
Figura 2.5: Custo de investimento para (a) eletrolisador, e (b) célula a combustível

Relatórios do NREL, encaminhados para o DOE, mostram o custo de fabricação de eletrolisadores supondo uma economia de escala na produção anual destes equipamentos

(Figura 2.5a). Para vários volumes de produção, variando de 10 a 50.000 unidades por ano, os resultados mostram uma redução de até 73 % para eletrolisadores de pequena escala (200 kW) e de até 56% para eletrolisadores de grande escala (1 MW) (Ruth, Mayyas, & Mann, 2017; Mayyas, Ruth, Pivovar, Bender, & Wipke, 2019).

Por outro lado, o *Battelle Institute* também reportou para o DOE os custos de investimento em células a combustível supondo economia de escala (Figura 2.5b). Neste caso é calculado o custo de fabricação de células a combustível de vários tamanhos para volumes de produção variando de 100 a 50.000 unidades por ano (Battelle Memorial Institute, 2016) (Battelle Memorial Institute, 2017). É importante notar que os valores do *Battelle Institute* são baseados em células a combustível PEM que operam com gás natural e que requerem um sistema de reforma a vapor para obter o H₂.

A redução nos custos de fabricação dos tanques de armazenamento de H₂ e dos compressores é analisada por Mayyas e Mann (2019). Nesse trabalho é calculado o custo de fabricação de um compressor de 92 Nm³/h para volumes de produção variando de 100 a 500 unidades por ano, e o custo de um sistema de armazenamento com capacidade de 30 kg a 380 bar para volumes de produção variando de 100 a 50.000 unidades por ano. Também são calculados os custos de instalação obtendo o custo total do investimento da Figura 2.6.



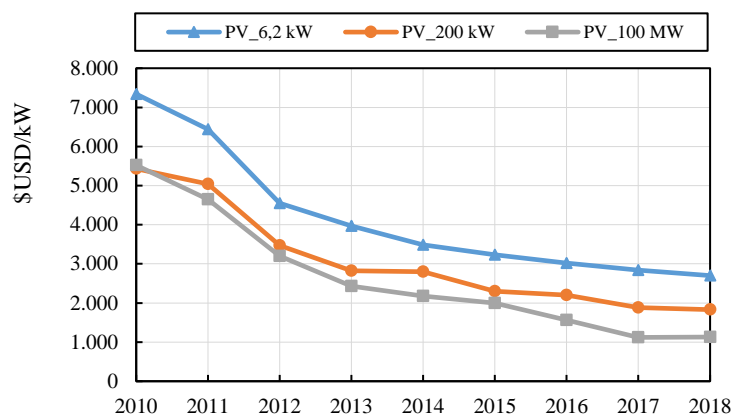
Fonte: Mayyas e Mann (2019)

Figura 2.6: Custo de investimento para (a) compressor, e (b) tanques de armazenamento

Quanto aos sistemas fotovoltaicos, o NREL vem apresentando os custos de fabricação e instalação nos Estados Unidos desde 2009 (Figura 2.7). No último relatório são comparados os custos para unidades residenciais (3 kW – 10 kW), comerciais (10 kW – 2 MW) e de grandes dimensões (> 2 MW) de sistemas fotovoltaicos fabricados no primeiro trimestre de 2018 (Fu, Feldman, & Margolis, 2018). Segundo o relatório, a redução dos custos destes sistemas vem dada principalmente pelo aumento da eficiência e a diminuição nos custos do inversor e dos sistemas de interconexão.

Além da redução nos custos de investimento das tecnologias mencionadas anteriormente, é projetado um aumento nas tarifas da eletricidade e do gás natural mostrado nas séries históricas motivado principalmente pelos custos dos novos investimentos na expansão do sistema e principalmente na rede de distribuição elétrica (U. S. Energy

Information Administration - EIA, 2019). Por outro lado, a taxaço por emissões aplicada a instala es cujos processos geram CO₂ já   aplicada em mais de 40 países e está em caminho de implanta o em outros (Plumer & Popovich, 2019; The World Bank Group, 2019).



Fonte: Fu, Feldman e Margolis (2018)

Figura 2.7: Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos nos Estados Unidos nos últimos anos

2.4. Considera es sobre o modelo matemático

A fun o objetivo a ser utilizada para avaliar a viabilidade de SAEs baseados em H₂ deve incluir fatores como a localiza o geográfica da instala o, a capacidade da microrrede, os equipamentos instalados, condi es tarifárias, regulamenta o local e preferências do usuário. Erikson & Gray (2017) e Vivas, et al. (2018) classificaram os modelos encontrados na literatura considerando o tipo de objetivo, assim como as restri es e parâmetros utilizados.

Da análise dos dois artigos anteriores   possível concluir que alguns modelos buscam garantir o uso apropriado dos equipamentos com o objetivo de aumentar o tempo de vida útil, porém não consideram aspectos econômicos, pelo que a sele o do tamanho e a gestão energética do sistema não   otimizada.

As abordagens que consideram objetivos econômicos normalmente incluem critérios como o custo médio de produ o de energia do sistema e o custo anualizado da energia, os quais são calculados a partir dos custos de constru o, financiamento, m teria prima, manuten o, juros e incentivos do sistema ao longo da sua vida útil. Estes modelos podem resultar mais complexos quanto   sua implementa o computacional e soluço e, como as variáveis técnicas não são levadas em considera o de forma detalhada, os mesmos não otimizam o tempo de vida útil. Um aspecto relevante neste tipo de abordagem   a análise da conexão da microrrede com a rede de distribu o, integrando os benefícios da compra ou venda de energia da rede.

A otimização do ponto de vista técnico-econômico procura melhorar o desempenho do sistema baseada no correto suprimento da demanda. Aspectos técnicos e econômicos são considerados para selecionar a capacidade energética e de potência ótima do sistema de suprimento, aumentar o tempo de vida útil dos equipamentos e minimizar os custos de operação e manutenção. Nesse sentido, Fossati, et al. (2015) propõem um método para dimensionar o SAE em uma microrrede, sendo o objetivo determinar a capacidade energética e de potência desse sistema que minimize o custo de operação da microrrede. Também Haghi, Fwoler, & Raahemifar (2017) avaliam a viabilidade econômica da produção de H₂ em dois cenários: usando eletricidade da rede e usando energia eólica; os indicadores de viabilidade usados neste estudo são o custo anualizado do H₂ produzido, o tempo de retorno e o valor presente líquido (VPL).

As principais restrições encontradas na modelagem de SAEs correspondem ao balanço de potência, balanço de energia, limite de geração, restrições de tempo de operação, número de unidades de um determinado dispositivo (número de painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e baterias) e tamanho da instalação. No caso do H₂ as restrições referem-se à capacidade do eletrolisador e da célula a combustível, taxa de fluxo e queda de pressão, valores máximos de pressão e temperatura de operação, e aspectos de segurança, tais como requerimentos de ventilação.

Quanto às características dos modelos de otimização, Kahn, et al. (2016) apresentam uma classificação na qual os principais tipos são: programação linear e não linear, programação estocástica, programação dinâmica e programação não diferencial. As técnicas de solução consistem em aproximações heurísticas, modelo de controle preditivo, redes neurais e algoritmos evolucionários. Se o problema de otimização tem várias dimensões e várias soluções ótimas, como é o caso de sistemas energéticos complexos, os métodos baseados em inteligência artificial aparecem como uma boa alternativa, porém sua implementação é complexa. Os modelos implementados usando programação linear têm mostrado bons resultados e eficiência computacional (Marchenko O. V., 2010; Arlt, Cardoso, & Weng, 2017), sendo este o caminho a ser adotado na proposta de pesquisa aqui apresentada.

2.5. Considerações finais

A inserção do hidrogênio como SAE em microrredes é um tema atual e relevante, conforme visto na revisão da literatura, sendo que as publicações na área são dos últimos 5 anos. Alguns aspectos merecem destaque:

- Embora o conceito de produção de hidrogênio pela eletrólise alcalina da água seja conhecido há muito tempo e existam sistemas disponíveis comercialmente, os custos elevados são uma barreira para a massificação desta tecnologia;
- O uso de eletricidade proveniente de fontes renováveis se mostra promissor na produção de hidrogênio a menores custos e com benefícios ambientais;

- O uso de células a combustível tipo PEM para geração estacionária e uso em veículos são aplicações que tornam relevante a produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis;
- Alguns grupos de pesquisa têm desenhado topologias de microrrede na qual o hidrogênio aparece como elemento central, mostrando a flexibilidade destes sistemas no aproveitamento das energias renováveis e possibilidades de uso final;
- Várias publicações apontam perspectivas na diminuição dos custos de produção dos principais equipamentos necessários para implementar um SAE baseado em H_2 , assim como outras condições que tornariam viável a adoção desta tecnologia;
- A seleção e operação de REDs em microrredes estão associadas a um problema de otimização cuja função objetivo pode ser de tipo técnico, econômico, ambiental, ou a combinação dos anteriores;
- Os modelos de otimização que levam em consideração as características técnico-econômicas mostram-se adequados ao problema de pesquisa apresentado já que procuram o melhor desempenho do sistema, baseados no correto atendimento da demanda, selecionando a capacidade ótima dos equipamentos e minimizando os custos de operação e manutenção;
- A programação linear é uma metodologia consolidada na implementação de modelos de otimização que oferece resultados aceitáveis e boa eficiência computacional.

Capítulo 3

3. Formulação Matemática

Neste capítulo é apresentado o modelo matemático de otimização, o qual é formulado para resolver o problema de seleção e operação ótima de REDs no contexto de uma microrrede de energia elétrica com elevada penetração de fontes de geração renovável e considerando a possibilidade de inserção de H₂ como SAE.

Inicialmente é apresentada uma revisão da evolução deste tipo de modelos e uma definição conceitual do modelo de otimização genérico. Posteriormente é realizada a formulação matemática, descrevendo a função objetivo e as restrições associadas, assim como os parâmetros e variáveis envolvidas. Finalmente é apresentada a formulação matemática que expande o modelo e permite avaliar a inclusão do H₂ como sistema de armazenamento.

3.1. Modelos de Seleção e Operação de REDs

Uma das primeiras propostas, quanto a modelos de seleção e operação ótima de REDs, é encontrada em Marnay et al (2000), que apresentam o modelo DER-CAM (*Distributed Energy Resources Customer Adoption Model*) cujo objetivo é minimizar o custo de fornecimento de eletricidade a um consumidor específico, otimizando a instalação de geração distribuída e da autogeração. Considerando o perfil de carga do consumidor, os custos de investimento, O&M e custos de combustível de várias tecnologias de geração disponíveis, assim como os preços de energia e tarifas aplicáveis localmente, é estabelecido qual tecnologia ou combinação de tecnologias devem ser instaladas e qual a capacidade apropriada destas instalações para reduzir custos.

Posteriormente, em Marnay et al (2001), o modelo evoluiu para incluir novas tecnologias, entre elas sistemas fotovoltaicos, a determinação de operação horária mais adequada e a adição de restrições no tempo de operação de geradores Diesel para cumprir com as normativas locais. Ainda nesse trabalho os custos de instalação e manutenção dos equipamentos são estimados e os benefícios de sistemas de cogeração não são considerados.

O seguinte avanço no modelo pode ser encontrado em Bailey et al (2003), que considera as penalizações por emissões de CO₂ e são implementados sistemas de cogeração para atender a demanda térmica, tanto de aquecimento quanto de resfriamento. É considerada a variação

mensal nos preços dos combustíveis e são incluídos detalhes termodinâmicos para melhorar a representação dos fluxos energéticos. A função objetivo continua sendo de caráter econômico, buscando minimizar o custo do fornecimento elétrico a uma determinada microrrede usando geração distribuída para atender parcial ou totalmente a demanda elétrica e térmica. Por tanto os perfis de demanda térmica são incluídos no modelo.

Em um trabalho posterior, Siddiqui et al (2007) incluem na modelagem a adição de um sistema de armazenamento térmico, o qual permite flexibilizar o cronograma de geração elétrica. São consideradas duas fontes de entrada energética: eletricidade e gás natural; e quatro usos finais: eletricidade unicamente (iluminação), resfriamento, aquecimento do ambiente e aquecimento de água. Analogamente aos REDs considerados até o momento, procura-se definir o tamanho adequado do sistema de armazenamento e sua forma de operação.

A possibilidade de armazenamento elétrico é inserida no modelo DER-CAM no trabalho de Stadler et al (2009), considerando tecnologias de armazenamento elétrico como baterias de chumbo ácido e baterias de fluxo. O uso de sistemas de armazenamento elétrico e térmico em uma microrrede é de grande importância, pois possibilita o deslocamento da demanda e a redução da demanda de pico, assim como o desacoplamento entre geração e demanda elétrica e térmica, isto porque a energia gerada em um dado instante pode ser armazenada para ser utilizada posteriormente. Esta característica agrega maior complexidade ao modelo, levando em consideração que a troca de energia com a rede da distribuidora continua sendo uma alternativa, e o número de equipamentos e possíveis combinações é grande.

Em Arlt et al (2017) é incluída uma extensão para avaliar o uso de hidrogênio como sistema de armazenamento energético. Para isto são adicionadas restrições referentes ao balanço energético e às capacidades dos sistemas de armazenamento.

A formulação do DER-CAM constitui um problema de programação linear inteira mista (MILP – *mixed integer linear programming*), o que permite o uso de técnicas de solução clássicas e dá flexibilidade na modificação da função objetivo para avaliar outros aspectos de caráter técnico e ambiental.

Alvez (2015) apresenta um modelo de otimização para a seleção e operação de REDs analisando o impacto os parâmetros de entrada provocam no comportamento das variáveis envolvidas; nesse trabalho são analisadas as incertezas na demanda e na geração a partir dos recursos renováveis, assim como a medida do risco ao qual o investidor está sujeito. Um modelo similar baseado em programação linear é desenvolvido em Binotto (2017) analisando a utilização do biogás como fonte primária de geração elétrica em uma propriedade rural; a avaliação econômica é feita considerando como medida de risco o VAR (*Value at Risk*), devido à incerteza da demanda e da produção de biogás.

Outra abordagem nos problemas de otimização da microrrede consiste na formulação por meio de programação não linear, obtendo soluções ótimas, porém com modelos de grande

escala. Para este tipo de problemas as técnicas de solução são principalmente do tipo heurísticas, como nos trabalhos apresentados por Chen et al (2011) e Fossati et al (2015).

Chen et al (2011) apresentam um modelo para o dimensionamento ótimo de um SAE em uma microrrede composta por cargas CA e CC, células a combustível, uma microturbina, um sistema fotovoltaico e um sistema de armazenamento elétrico baseado em baterias. O problema é do tipo não linear inteiro misto e usa um algoritmo genético de matriz real-codificada (MRCGA) para sua resolução. São usados os dados de um ano típico e assumido um preço dinâmico para a tarifa elétrica.

Em Fossati et al (2015) é proposto um método baseado em algoritmos genéticos para minimizar o custo de operação por meio da otimização do tamanho do SAE em uma microrrede composta por turbina eólica, microturbina, geradores Diesel, FC e um SAE baseado em baterias. A estratégia de gerenciamento energético usada para determinar a operação do SAE é feita usando a lógica Fuzzi, deste modo o tamanho e a operação do SAE são otimizados simultaneamente. Adicionalmente é proposto um modelo de tempo de vida para o SAE que permite o cálculo apropriado dos custos de operação da microrrede, levando em consideração que o custo de investimento no SAE tem grande relevância e que a contribuição nos custos de operação diária depende do período de amortização do investimento.

O modelo proposto nesta dissertação é baseado no DER-CAM, uma vez que este se mostra adequado ao problema de pesquisa proposto e já tem sido formulado em trabalhos anteriores. Algumas alterações foram feitas levando em consideração que o modelo deve permitir a avaliação da viabilidade da inserção do H₂ como SAE de fontes intermitentes. A seguir será apresentado o modelo DER-CAM, e posteriormente será descrito como o mesmo foi expandido para considerar a possibilidade de utilização de H₂.

3.2. O modelo DER-CAM

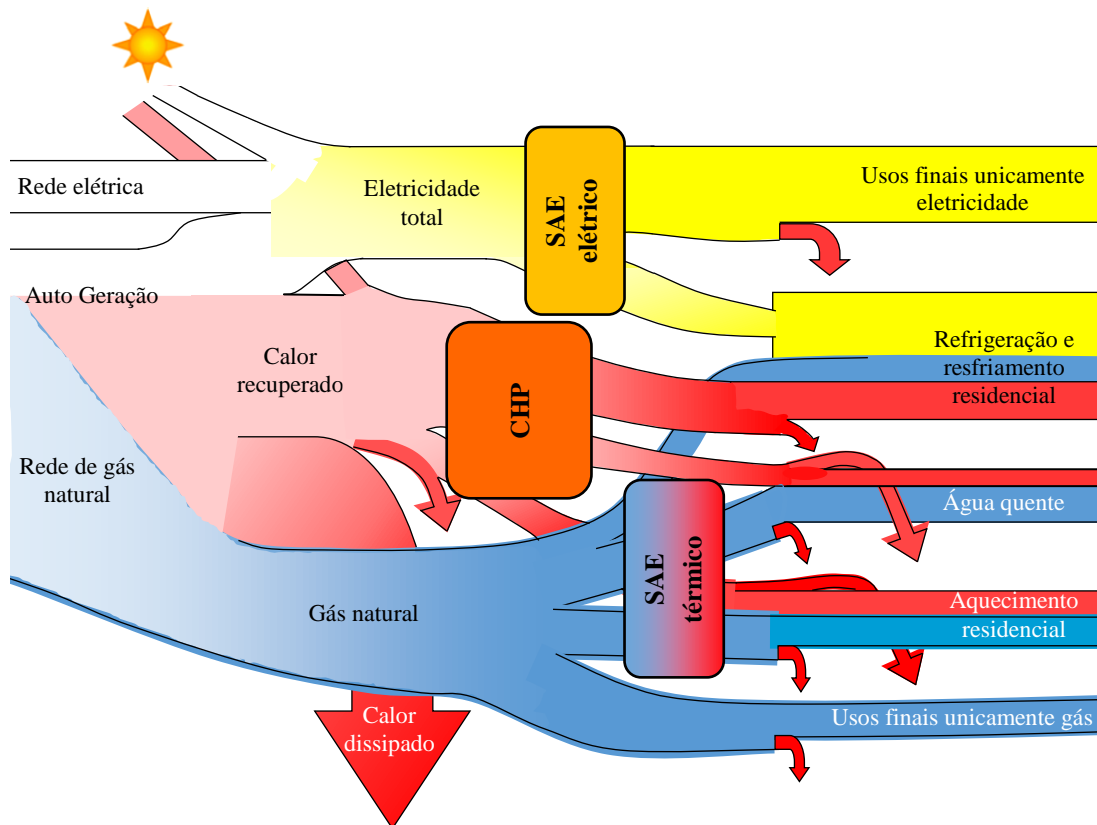
Na Figura 3.1 é apresentado o esquema conceitual do DER-CAM. Este esquema pode ser entendido como um sistema energético no qual do lado direito localizam-se os serviços energéticos que devem ser fornecidos para um determinado conjunto de consumidores e do lado esquerdo localizam-se as fontes energéticas que podem ser usadas para atender a demanda; estas fontes são a energia solar que pode fornecer tanto eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos, quanto calor por meio de sistemas solares térmicos; energia eólica; eletricidade proveniente da distribuidora e o gás natural também proveniente da distribuidora que pode ser queimado diretamente para obter calor ou usado em sistemas motor-gerador e microturbinas para obter eletricidade. No meio existem vários dispositivos para conversão, armazenamento e uso final da energia tais como os geradores renováveis e convencionais, sistemas de recuperação de calor (CHP) e os sistemas de armazenamento térmico e elétrico. As setas indicam os fluxos energéticos e as possibilidades em que uma determinada demanda

pode ser atendida, assim como as perdas que podem ocorrer em cada processo de conversão ou armazenamento energético.

A finalidade do modelo é minimizar o custo anual de fornecimento de serviços energéticos a um consumidor específico otimizando a seleção de REDs e sua operação ao longo de um ano. O modelo é formulado como um problema de programação linear inteira mista (MILP) e implementado no GAMS (*General Algebraic Modeling System*). Algumas das questões que responde o modelo são:

- Qual é a melhor tecnologia ou a melhor combinação de tecnologias a serem instaladas?
- Qual é a capacidade apropriada destas instalações para reduzir os custos?
- Do ponto de vista do consumidor, é favorável a desconexão da rede?

As entradas do modelo consistem nos perfis de carga do consumidor, as tarifas aplicadas pela distribuidora local para a compra de energia e combustíveis, características físicas das tecnologias disponíveis, assim como seus custos de investimento e O&M. Por outro lado, nas saídas do modelo encontram-se informações referentes à tecnologia ou combinação de tecnologias a serem instaladas, capacidade de cada uma destas tecnologias, quando e que porcentagem da capacidade instalada deve ser usada, custo total da eletricidade, entre outros.



Fonte: Stadler et al. (2009)

Figura 3.1: Modelo Conceitual do DER-CAM

Algumas considerações são colocadas a fim de resolver o modelo usando técnicas clássicas de otimização:

- Relação linear entre consumo de combustível e potência de saída das unidades de geração distribuída nas tecnologias de base térmica;
- Relação linear entre calor recuperado e calor útil que se transforma em uso final nas tecnologias de recuperação de calor;
- Relação linear entre consumo de combustível e calor útil que se transforma em uso final nas tecnologias de queima de gás;
- Rendimento de todas as tecnologias é constante frente a variações de potência.

No modelo de otimização algumas tecnologias são modeladas como contínuas e outras como discretas, esta distinção é feita de acordo com a capacidade de cada tecnologia. Se a tecnologia está disponível em pequenos módulos a sua capacidade ótima é modelada como uma variável contínua (por exemplo o sistema fotovoltaico). Esta modelagem reduz o esforço computacional. Por outro lado, tecnologias de grande porte são modeladas como variáveis discretas, uma vez que suas capacidades só estão disponíveis em escalas maiores.

3.3. Formulação matemática

A continuação é apresentada a formulação matemática do modelo de otimização, baseada nos trabalhos de Alvez (2015), Mashayekh, Stadler, Cardoso, & Heleno (2017) e Cardoso, Stadler, Mashayekh, & Hartvigsson (2017)

Índices:

c	tecnologias de geração cujas capacidades são modeladas por variáveis contínuas {sistema fotovoltaico (PV), <i>chiller</i> de absorção (AC), eletrolisador (EL)}
ck	tecnologias de geração e armazenamento cujas capacidades são modeladas com variáveis contínuas ($c \cup k$)
g	tecnologias de geração cujas capacidades são modeladas por variáveis discretas {geradores térmicos (ICE), microturbinas (MT), células a combustível (FC), turbinas eólicas (WT)}
HFP_h	horário fora de ponta {1, 2, ...,17 \cup 21, 22, ...,24}
HP_h	horário de ponta {18,19,20}
i	conjunto de todas as tecnologias ($j \cup k$)
j	todas as tecnologias de geração ($g \cup c$)
k	tecnologias de armazenamento {armazenamento elétrico (Bat), armazenamento

	térmico (HS), hidrogênio (HT)}
m, d, h	mês {1, 2, ..., 12}, tipo de dia {semana (<i>sem</i>), final de semana (<i>fsem</i>)}, hora {1, 2, ..., 24}
p	período tarifário {ponta (HP), fora de ponta (HFP)}
u	uso final {eletricidade solo (eo), resfriamento (cl), aquecimento de ambientes (sh), aquecimento de água (wh), gás natural (ng), hidrogênio (H2)}

Dados do consumidor:

$Load_{m,d,h,u}$	carga do consumidor para o uso final u , durante a hora h , tipo de dia d , e mês m (kW)
------------------	--

Dados do mercado:

$CTax$	taxação por emissões de carbono (\$/kg)
$EMC_{m,h}$	emissões de carbono por uso da rede no mês m e hora h (kg/kWh)
$NGCrate$	emissões de carbono pela queima de gás para uso direto ou geração de eletricidade (kg/kWh)
NGF_m	taxa fixa de serviço de gás natural por mês (\$/mês)
NGP_m	preço do gás natural em cada mês m (\$/kWh)
TD_p	tarifa de demanda contratada para o período p (\$/kW)
$TE_{m,d,h}$	tarifa regulada para a compra de eletricidade durante a hora h , tipo de dia d , e mês m (\$/kWh)
$TE_{x,m,d,h}$	preço de venda de excedente de eletricidade (\$/kWh)

Parâmetros das tecnologias:

A_e	área varrida pelo rotor da turbina (m ²)
C_{Comb}	custo do combustível (\$/m ³)
CCD_g	custo de investimento na tecnologia de geração g (\$/kW)
COP_a	coeficiente de desempenho dos <i>chillers</i> de absorção
COP_u	coeficiente de desempenho dos <i>chillers</i> elétricos
C_p	coeficiente de potência da turbina eólica
FCC_{ck}	custo de investimento fixo nas tecnologias de geração c e armazenamento k (\$)
$MaxH_j$	número máximo de horas permitidas por ano que a tecnologia j opera (h)
$MaxP_g$	máxima potência de geração da tecnologia de geração g (kW)
$MinP_g$	mínima potência de operação aceitável da tecnologia de geração g (kW)

MSC_k	estado mínimo de carga da tecnologia de armazenamento k (%)
OMF_i	custo fixo de operação e manutenção por ano da tecnologia i (\$/kW)
OMV_i	custo variável de operação e manutenção da tecnologia i (\$/kWh)
PCS	poder calorífico superior do combustível (39,4 kWh/m ³ para o gás natural)
$S(j)$	conjunto de usos finais que podem ser atendidos pela tecnologia j
SCE_k	eficiência de carga da tecnologia de armazenamento k (%)
$SCrt_k$	taxa máxima de carga do sistema de armazenamento k (%)
SDE_k	eficiência de descarga da tecnologia de armazenamento k (%)
$SDrt_k$	taxa máxima de descarga do sistema de armazenamento k (%)
SPE_c	pico teórico de eficiência de conversão solar da tecnologia $c \in (PV)$ (%)
$SRE_{c,m,h}$	eficiência de conversão da radiação solar da tecnologia de geração c (%)
VC_j	custo de geração da tecnologia j , associado à queima de combustível (\$/kWh)

$$VC_j = \frac{1}{PCS_{Comb} * \eta_j} * C_{Comb}$$

VCC_{ck}	custo de investimento variável nas tecnologias de geração c e armazenamento k (\$/kW ou \$/kWh)
VU_i	vida útil da tecnologia i (anos)
α_j	relação calor potência: quantidade de calor útil que pode ser recuperado de cada unidade de eletricidade gerada pela tecnologia j
φ_k	perdas devido ao decaimento da capacidade de armazenamento (%)
η_j	eficiência da tecnologia de geração j (%)

Outros parâmetros:

An_i	fator de anualização para a tecnologia i :
--------	--

$$An_i = \frac{IR}{\left\{1 - \left[\frac{1}{(1 + IR)^{VU_i}}\right]\right\}} \quad \forall i$$

IR	taxa mínima de atratividade requerida do investimento em REDs (%)
Rho	densidade do ar que passa pelo rotor da turbina eólica (kg/m ³)
SA	área disponível para tecnologia solar (m ²)
$SI_{m,d,h}$	radiação solar (kW/m ²)
$V_{m,d,h}$	velocidade do vento (m/s)
β_u	unidade de energia térmica gerada de uma unidade de energia de gás natural comprada para uso final u

Variáveis de decisão:

$AL_{m,d,h}$	calor usado em <i>chillers</i> de absorção (kW)
Cap_{ck}	capacidade nominal da tecnologia de geração c , ou armazenamento k (kW ou kWh)
$CH_{m,d,h}$	eletricidade usada em sistemas de refrigeração elétricos (kW)
DC_p	demanda contratada para o período p (kW)
$GD_{j,m,d,h,u}$	potência gerada pela tecnologia j para uso local u (kW)
$GS_{j,m,d,h}$	potência gerada pela tecnologia j para exportar (kW)
IG_g	número de unidades instaladas da tecnologia de geração g
$NGU_{m,d,h,u}$	volume equivalente de gás natural comprado (kWh)
Pur_{ck}	variável de decisão binária de compra da tecnologia ck (0 ou 1)
$psb_{m,d,h}$	variável binária de decisão venda/compra de eletricidade (0 ou 1)
$RH_{j,m,d,h}$	calor útil recuperado da tecnologia j (kW)
$sb_{k,m,d,h}$	variável binária de decisão carga/descarga da tecnologia de armazenamento k (0 ou 1)
$SIn_{k,m,d,h}$	potência com a qual é adicionada energia à tecnologia de armazenamento k (kW)
$SOC_{k,m,d,h}$	estado de carga da tecnologia de armazenamento k (kWh)
$SOut_{k,m,d,h,u}$	potência com a qual é extraída energia da tecnologia de armazenamento k (kW)
$UL_{m,d,h,u}$	potência com a qual é comprada eletricidade em cada hora h , no tipo de dia d , do mês m , para os usos finais u que utilizam eletricidade (kW)

3.3.1. Função Objetivo

A função objetivo busca minimizar o custo total anual da microrrede, que inclui a compra de eletricidade e gás natural, o custo de investimento e O&M anualizado dos REDs, as tarifas aplicáveis pelo acesso às redes de distribuição elétrica e de gás natural, assim como custos associados à taxação de carbono pelo uso de gás natural para queima direta e geração térmica, e taxação de carbono pelo uso de eletricidade proveniente da rede de distribuição, restando a receita obtida pela venda de eletricidade à distribuidora.

O primeiro termo da função objetivo corresponde ao encargo da distribuidora pela compra de energia, incluindo o custo pela taxação de carbono associado ao consumo de eletricidade proveniente da rede elétrica. O segundo termo se refere ao encargo por demanda contratada.

O terceiro e quarto termo representam os custos da autogeração, tanto para atendimento da demanda local (GD) como para venda (GS). Estes custos estão separados entre o custo de geração elétrica (VC), que se refere ao custo do combustível queimado, e o custo variável de operação e manutenção associado (OMV). Também são somados os custos pela monetarização das emissões de carbono associadas à queima de combustíveis fósseis, que dependem do fator de emissões pela queima de gás natural ($NGCrate$), da eficiência dos equipamentos e da taxa cobrada ($CTax$).

$$\begin{aligned}
\min Z = & \sum_m \sum_d \sum_h \sum_u UL_{m,d,h,u} \cdot (TE_{m,d,h} + CTax \cdot EMC_{m,h}) + (12 \cdot DC_p \cdot TD_p) \\
& + \sum_j \sum_m \sum_d \sum_h \left(GS_{j,m,d,h} + \sum_u GD_{j,m,d,h,u} \right) \cdot (VC_j + OMV_j) \\
& + \sum_j \sum_m \sum_d \sum_h \left(GS_{j,m,d,h} + \sum_u GD_{j,m,d,h,u} \right) \cdot \frac{NGCrate}{\eta_j} \cdot CTax \\
& + \sum_g IG_g \cdot MaxP_g \cdot (CCD_g \cdot An_g + OMF_g) \\
& + \sum_{ck} (FCC_{ck} \cdot Pur_{ck} + VCC_{ck} \cdot Cap_{ck}) \cdot An_{ck} + \sum_{ck} Cap_{ck} \cdot OMF_{ck} \\
& + \sum_m NGF_m + \sum_m \sum_d \sum_h \sum_u NGU_{m,d,h,u} \cdot (NGP_m + NGCrate \cdot CTax) \\
& - \sum_j \sum_m \sum_d \sum_h GS_{j,m,d,h} \cdot TEx_{m,d,h}
\end{aligned} \tag{3.1}$$

O quinto termo representa o custo anualizado de investimento em REDs que são modelados como tecnologias de geração discreta g , assim como o custo fixo de operação e manutenção destas tecnologias.

O sexto e sétimo termo referem-se ao custo de investimento em tecnologias de geração contínua c e de armazenamento k , e o custo fixo de operação e manutenção ao longo de um ano.

O oitavo e nono termo referem-se aos custos de compra de gás para atendimento da demanda térmica, uma parcela para o encargo fixo e outra para o custo por consumo, assim como a taxa de carbono pela queima de gás natural para usos finais de aquecimento. Finalmente, o último termo representa a receita obtida pela venda de eletricidade.

3.3.2. Restrições

A seguir serão apresentadas todas as restrições do problema de otimização, as quais serão brevemente descritas. As equações (3.2)-(3.5) impõem o balanço energético entre as diferentes opções de oferta energética e os usos finais, sendo estes respectivamente: só eletricidade (eo), aquecimento de ambientes e de água (sh, wh), resfriamento (cl), e gás natural (ng).

$$\begin{aligned}
 Load_{m,d,h,u} + \frac{Sin_{k,m,d,h}}{SCE_k} + CH_{m,d,h} \\
 = SOut_{k,m,d,h,u} \cdot SDE_k + \sum_j GD_{j,m,d,h,u} + UL_{m,d,h,u} \quad (3.2) \\
 \forall m, d, h : k = \{\text{Bat}\} \wedge u = \{\text{eo}\}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Load_{m,d,h,u} + \frac{Sin_{k,m,d,h}}{SCE_k} + AL_{m,d,h} \\
 = SOut_{k,m,d,h,u} \cdot SDE_k + \beta_u \cdot NGU_{m,d,h,u} \quad (3.3) \\
 + \sum_g RH_{g,m,d,h,u} \quad \forall m, d, h : k = \{\text{HS}\} \wedge u \in \{\text{sh}, \text{wh}\}
 \end{aligned}$$

$$Load_{m,d,h,u} = \sum_j GD_{j,m,d,h,u} + CH_{m,d,h,u} \cdot COP_u \quad \forall m, d, h : j = \{\text{AC}\} \wedge u \in \{\text{cl}\} \quad (3.4)$$

$$Load_{m,d,h,u} = NGU_{m,d,h,u} \quad \forall m, d, h : u = \{\text{ng}\} \quad (3.5)$$

A equação (3.6) estabelece os limites de geração para todas as unidades de geração discreta, a qual deve estar acima de uma potência mínima aceitável e abaixo da capacidade máxima de geração.

$$RG_{g,m,d,h} \cdot MinP_g \leq \sum_u GD_{g,m,d,h,u} + GS_{g,m,d,h} \leq RG_{g,m,d,h} \cdot MaxP_g \quad \forall g, m, d, h \quad (3.6)$$

A equação (3.7) limita o número de horas que as tecnologias discretas podem operar, a fim de aumentar seu tempo de vida útil.

$$\sum_m \sum_d \sum_h \left(\sum_u GD_{g,m,d,h,u} + GS_{g,m,d,h} \right) \leq IG_g \cdot MaxP_g \cdot MaxH_g \quad \forall g, m, d, h \quad (3.7)$$

A equação (3.8) é aplicada se são instaladas tecnologias de geração discreta com capacidade de recuperação de calor. Se estabelece que a quantidade de calor útil recuperado é menor o igual que a fração α de eletricidade produzida por todas as unidades geradoras com capacidade de recuperação de calor.

$$\sum_u RH_{g,m,d,h,u} \leq \alpha_g \cdot \left(\sum_u GD_{g,m,d,h,u} + GS_{g,m,d,h} \right) \quad \forall m, d, h \quad (3.8)$$

Equação (3.9) ajusta o valor da variável binária que indica se será feito investimento em uma tecnologia modelada como contínua para levar em consideração o custo fixo de investimento na função objetivo, \mathbf{M} é uma constante de valor elevado.

$$Cap_{ck} \leq Pur_{ck} \cdot \mathbf{M} \quad (3.9)$$

Equação (3.10) indica a capacidade de geração eólica a partir das características técnicas da turbina e o perfil de velocidade do vento.

$$\sum_u GD_{g,m,d,h,u} + GS_{g,m,d,h} \leq IG_g \cdot (0,5 \cdot Cp \cdot Rho \cdot A_e \cdot V_{m,h}^3) \quad \forall m, d, h: g \in \{WT\} \quad (3.10)$$

Equações (3.11) e (3.12) são aplicadas para sistemas solares fotovoltaicos, a primeira restrição assegura que a soma da energia usada localmente e vendida a qualquer instante de tempo é menor que a energia produzida por esta tecnologia, se não houver redução a soma das energias será igual à energia gerada. A equação (3.12) estabelece que a área total ocupada por painéis fotovoltaicos não deve ser maior que a área disponível.

$$\sum_u GD_{c,m,d,h,u} + GS_{c,m,d,h} \leq Cap_c \cdot \frac{SRE_{c,m,h}}{SPE_c} \cdot SI_{m,d,h} \quad \forall m, d, h: c \in \{PV\} \quad (3.11)$$

$$\sum_c \frac{Cap_c}{SPE_c} \leq SA \quad c \in \{PV\} \quad (3.12)$$

As restrições operacionais para os sistemas estacionários de armazenamento térmico e elétrico são colocadas nas equações (3.13) – (3.19). Em (3.13) a energia armazenada (estado de carga) nos dispositivos de armazenamento na hora h é igual à somatória da energia que entra no sistema de armazenamento e a energia armazenada na hora anterior $h-1$, menos a energia que está sendo retirada do SAE; as perdas no sistema de armazenamento são consideradas inserindo o coeficiente φ .

$$SOC_{k,m,d,h} = Sin_{k,m,d,h} - \sum_U SOut_{k,m,d,h,u} + SOC_{k,m,d,h-1} \cdot (1 - \varphi_k) \quad \forall k, m, d, h \neq 1 \quad (3.13)$$

As restrições (3.14) e (3.15) indicam os limites mínimo e máximo do estado de carga do SAE.

$$SOC_{k,m,d,h} \geq Cap_k \cdot MSC_k \quad \forall k, m, d, h \quad (3.14)$$

$$SOC_{k,m,d,h} \leq Cap_k \quad \forall k, m, d, h \quad (3.15)$$

As restrições (3.16) e (3.17) impõem limites nas taxas de carga e descarga ($SCrt$ e $SDrt$), e finalmente (3.18) e (3.19) evitam a carga e descarga simultânea do SAE.

$$SIn_{k,m,d,h} \leq Cap_k \cdot SCrt_k \quad \forall k, m, d, h \quad (3.16)$$

$$SOut_{k,m,d,h} \leq Cap_k \cdot SDrt_k \quad \forall k, m, d, h \quad (3.17)$$

$$SIn_{k,m,d,h} \leq sb_{k,m,d,h} \cdot \mathbf{M} \quad \forall k, m, d, h \quad (3.18)$$

$$SOut_{k,m,d,h,u} \leq (1 - sb_{k,m,d,h}) \cdot \mathbf{M} \quad \forall k, m, d, h \quad (3.19)$$

As restrições (3.20) - (3.22) estabelecem o valor da demanda contratada nos horários de ponta (HP) e fora de ponta (HFP). É importante notar que o horário de ponta existe unicamente em dias de semana.

$$\sum_u UL_{m,d,u,h} \leq DC_{HFP} \quad \forall m, d = \{\text{sem}\}, h = \{HFP\} \quad (3.20)$$

$$\sum_u UL_{m,d,u,h} \leq DC_{HFP} \quad \forall m, h, d = \{\text{fsem}\} \quad (3.21)$$

$$\sum_u UL_{m,d,u,h} \leq DC_{HP} \quad \forall m, d = \{\text{sem}\}, h = \{HP\} \quad (3.22)$$

As equações (3.23) e (3.24) asseguraram que a qualquer instante de tempo a microrrede não venda e compre eletricidade simultaneamente.

$$\sum_u UL_{m,d,h,u} \leq psb_{m,d,h} \cdot \mathbf{M} \quad \forall m, d, h: u = \{\text{eo}, \text{cl}\} \quad (3.23)$$

$$GS_{j,m,d,h} \leq (1 - psb_{m,d,h}) \cdot \mathbf{M} \quad \forall j, m, d, h \quad (3.24)$$

A equação (3.25) indica o modo de operação do *chiller* de absorção: a potência térmica gerada para resfriamento é igual à potência térmica em forma de calor necessária para o acionamento do *chiller*, multiplicada pelo coeficiente de desempenho deste. Neste caso, a potência térmica requerida pelo *chiller* de absorção é obtida tanto dos sistemas de recuperação de calor quanto de sistemas de queima de gás natural.

$$GD_{j,m,d,h,u} = AL_{m,d,h} \cdot COP_a \quad \forall m, d, h: j = \{AC\} \wedge u = \{cl\} \quad (3.25)$$

As restrições (3.26)-(3.28) são condições de contorno que asseguram a correspondência apropriada entre diferentes tecnologias e as cargas a serem atendidas. A (3.26) indica que não se recupera calor em uma tecnologia de geração j para um uso final u , se este uso final não se enquadra no conjunto de usos finais que podem ser atendidos pela tecnologia j . A (3.27) indica que não se compra eletricidade para atender as demandas térmicas que podem ser

atendidas pela queima de gás, por exemplo, e a (3.28) indica que não é possível atender a demanda de eletricidade por meio da queima direta de gás natural.

$$RH_{j,m,d,h,u} = 0 \quad \forall j, m, d, h: u \notin S(j) \quad (3.26)$$

$$UL_{j,m,d,h,u} = 0 \quad \forall m, d, h: u \in \{sh, wh, ng\} \quad (3.27)$$

$$NGU_{m,d,h,u} = 0 \quad \forall m, d, h: u \in \{eo\} \quad (3.28)$$

3.3.3. Expansão do modelo para inclusão do H₂ como SAE

$$\begin{aligned}
\min Z = & \left[Qdias \cdot \sum_m \sum_h \sum_u UL_{m,d,h,u} \cdot (TE_{m,d,h} + CTax \cdot EMC_{m,h}) \right] \\
& + [12 \cdot DC_p \cdot TD_p] \\
& + \left[Qdias \cdot \sum_j \sum_m \sum_h \left(GS_{j,m,d,h} + \sum_u GD_{j,m,d,h,u} \right) \cdot (VC_j + OMV_j) \right] \\
& + \left[Qdias \cdot \sum_j \sum_m \sum_h \left(GS_{j,m,d,h} + \sum_u GD_{j,m,d,h,u} \right) \cdot \frac{NGCrate}{\eta_j} \cdot CTax \right] \\
& + \sum_g IG_g \cdot MaxP_g (CCD_g \cdot An_g + OMF_g) \\
& + \sum_{ck} (FCC_{ck} \cdot Pur_{ck} + VCC_{ck} \cdot Cap_{ck}) \cdot An_{ck} + \sum_{ck} Cap_{ck} \cdot OMF_{ck} \\
& + \sum_m NGF_m \\
& + \left[Qdias \cdot \sum_m \sum_h \sum_u NGU_{m,d,h,u} \cdot (NGP_m + NGCrate \cdot CTax) \right] \\
& + \left[Qdias \cdot \sum_m \sum_h \sum_u H2U_{m,d,h,u} \cdot H2P_m \right] \\
& - \left[Qdias \cdot \sum_j \sum_m \sum_h GS_{j,m,d,h} \cdot TEx_{m,d,h} \right]
\end{aligned} \quad (3.29)$$

Neste trabalho a formulação matemática do modelo DER-CAM tem sido ampliada para representar os dispositivos que permitem a integração do H₂ como SAE, os quais são eletrolisador (EL) e tanques de armazenamento (HT). A forma de geração da célula a

combustível é modificada para incluir o uso de H₂ e é estabelecido o balanço energético para o H₂, considerando este como um novo combustível que pode ser gerado localmente ou adquirido comercialmente.

Na função objetivo é incluído o custo associado à compra de H₂ comercial, quando for o caso. Também são incluídos fatores para contabilizar os dias de operação a cada mês, para isto são considerados 22 dias de semana e 8 dias de final de semana em cada mês ao longo do ano. A função objetivo resultante aparece na equação (3.29).

Sendo que $H2U$ (kWh) e $H2P$ (\$/kWh) representam a quantidade de H₂ comercial comprado e a respectiva tarifa mensal. $Qdias$ é o parâmetro que representa a quantidade de dias de cada tipo, $Qdias = 22$ para os dias de semana e $Qdias = 8$ para os dias de final de semana.

A produção de H₂ demanda o uso de eletricidade, o que significa a adição de um novo termo na equação (3.2) para representar a energia consumida pelo eletrolisador (ELe), obtendo assim a equação (3.30).

$$\begin{aligned} Load_{m,d,h,u} + \frac{SIn_{k,m,d,h}}{SCE_k} + CH_{m,d,h} + ELe_{m,d,h} \\ = SOut_{k,m,d,h,u} \cdot SDE_k + \sum_j GD_{j,m,d,h,u} + UL_{m,d,h,u} \quad \forall m, d, h : k \\ = \{\text{Bat}\} \wedge u = \{\text{eo}\} \end{aligned} \quad (3.30)$$

O H₂ é produzido no eletrolisador para ser comprimido e armazenado posteriormente; a relação entre a eletricidade consumida e o H₂ produzido é descrita na equação (3.31).

$$\sum_j GD_{j,m,d,h,u} = ELe_{m,d,h} \cdot \eta_{EL} \quad \forall m, d, h : j = \{\text{EL}\} \wedge u = \{\text{H2}\} \quad (3.31)$$

Sendo que η_{EL} representa a eficiência do eletrolisador.

O balanço energético do H₂ como combustível é representado na equação (3.32). O H₂ destinado ao atendimento da demanda e aos tanques de armazenamento é obtido pela compra de H₂ comercial e pelo H₂ gerado no eletrolisador, descontando as perdas no processo de compressão através do termo η_{comp} .

$$\begin{aligned} Load_{m,d,h,u} + SIn_{k,m,d,h} = H2U_m + \sum_j GD_{j,m,d,h,u} \cdot \eta_{comp} \\ \forall m, d, h : k = \{\text{HT}\} \wedge u = \{\text{H2}\} \wedge j = \{\text{EL}\} \end{aligned} \quad (3.32)$$

A modelagem dos tanques de armazenamento de H₂ é feita por meio das mesmas equações descritas para os sistemas de armazenamento térmico e elétrico descritos em (3.13) - (3.19), de forma a estabelecer o estado de carga, os limites de carga e descarga, assim como impedir a carga e descarga simultâneas.

O ciclo do SAE baseado em H_2 é fechado na reconversão em eletricidade por meio da célula a combustível tipo PEM (PEMFC) descrito na equação (3.33).

$$\sum_u GD_{g,m,d,h,u} + GS_{g,m,d,h} \leq SOut_{k,m,d,h} \cdot \eta_{FC} \quad \forall m, d, h: g = \{PEMFC\} \wedge k = \{HT\} \quad (3.33)$$

Sendo que η_{FC} representa a eficiência da célula a combustível.

Outras restrições de contorno são necessárias para garantir o resultado otimizado do modelo quando incluído o H_2 como SAE, como mostrado na equação (3.34), que indica que o eletrolisador unicamente produz H_2 , não sendo capaz de suprir energia para nenhum outro uso.

$$\sum_u GD_{j,m,d,h,u} + GS_{j,m,d,h} = 0 \quad \forall m, d, h: j = \{EL\} \wedge u = \{eo, sh, wh, cl, rf\} \quad (3.34)$$

Finalmente é colocada uma restrição para garantir que pelo menos um SAE baseado em H_2 seja instalado, equação (3.35), visto que para determinados cenários é necessário determinar qual seria o custo de referência quando instalados estes sistemas, sem ser necessariamente o menor custo possível.

$$Pur_{ck=EL} \geq 1 \quad (3.35)$$

3.4. Considerações finais

Neste trabalho é usado um modelo de otimização baseado no DER-CAM, por ser um modelo de programação linear usado em diversas publicações e em constante evolução. Uma das vantagens do modelo é sua flexibilidade na inclusão de novas características e novas tecnologias, o que tem permitido avaliar distintas opções ao longo dos anos, sendo que as últimas versões já incluem a modelagem de tecnologias de armazenamento energético tais como baterias e veículos elétricos.

A formulação matemática foi expandida para avaliar o uso do H_2 como SAE, sendo este o grande destaque desta pesquisa. Desta formulação é possível destacar alguns tópicos:

- A função objetivo engloba os seguintes aspectos: custos de investimento, custos de O&M, custos pela compra de energia e gás natural da concessionária local, emissões de CO_2 , e a receita obtida pela venda de energia excedente. Todos estes custos são representados por uma função linear;
- É incluído um termo representando o custo pela compra de H_2 comercial, ainda que este não seja o caso dado que a topologia da microrrede visa que todo o H_2 consumido seja gerado localmente. Este termo é usado para garantir o balanço

energético e pode ser usado para representar o custo de compra de outros combustíveis;

- Em relação às restrições, estas referem-se principalmente a: balanço energético, limites de geração tanto para os geradores convencionais como para os geradores renováveis, limites operacionais do SAE, e outras restrições adicionais representando condições de contorno;
- A modelagem da geração solar e eólica é feita de forma determinística, considerando os dados meteorológicos de irradiação solar e velocidade do vento ao longo de um ano típico;
- São incluídas variáveis binárias, do tipo 0-1, para modelar os processos de compra/venda de energia e de carga/descarga do SAE. Restringindo assim a ocorrência simultânea destes processos;
- A expansão do modelo para avaliar a inserção do SAE baseado em H₂ implica a adição de novos termos na função objetivo e restrições que modelam o H₂ como um novo combustível, somado ao gás natural, e criam um novo uso final.

Capítulo 4

4. Testes e Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados mais relevantes obtidos com os diversos testes realizados com o modelo implementado computacionalmente. Inicialmente serão descritas as características do algoritmo desenvolvido, seguida da apresentação dos dados de entrada, a descrição dos casos simulados e concluindo com a apresentação dos resultados.

4.1. Algoritmo Computacional

A plataforma usada para a implementação computacional do modelo matemático apresentado no capítulo anterior foi o GAMS e para sua solução foi utilizado o *solver* CPLEX (GAMS Development Corp, 2020). Os dados de entrada foram formatados no software EXCEL e inseridos no GAMS por meio de uma interface entre este e o GAMS; de forma análoga a interface entre os dois programas permite a visualização dos resultados, conforme mostra a Figura 4.1. Neste esquema os dados de entrada referem-se àqueles que podem ser inseridos e/ou editados pelo usuário em função da demanda energética da microrrede e características do local onde o investimento está sendo avaliado. Estes dados incluem:

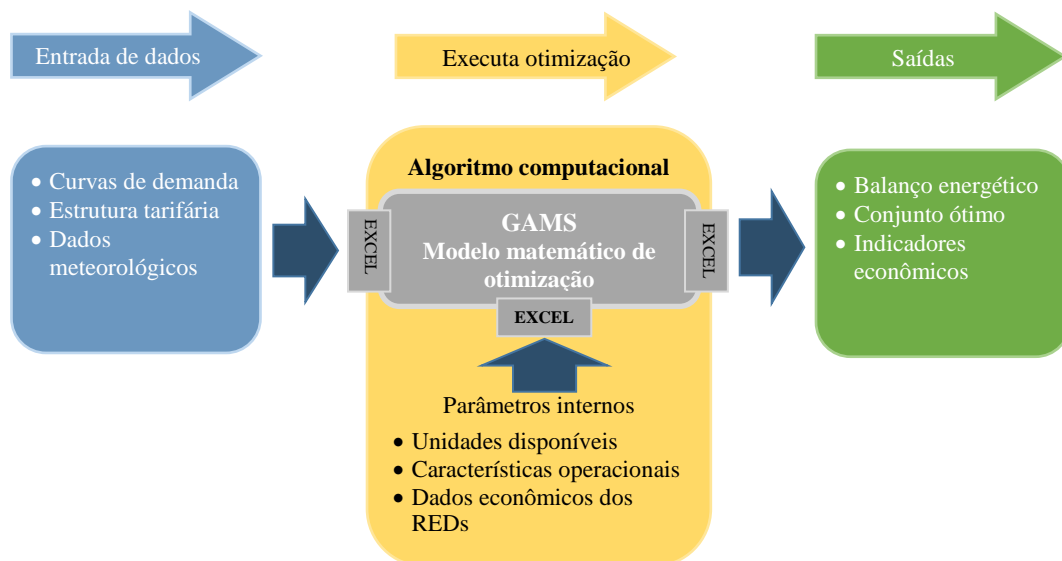


Figura 4.1: Diagrama esquemático da implementação computacional

Curvas de demanda: as quais devem estar especificadas para cada uso final (solo eletricidade, aquecimento e resfriamento) e discretizadas por hora para os dias típicos de semana e final de semana considerados, para cada mês ao longo de um ano;

Estrutura tarifária: tanto para a compra de eletricidade como de gás natural determinadas pelas distribuidoras locais. Estas tarifas podem incluir os encargos por consumo e por demanda diferenciados para os períodos de ponta e fora de ponta, assim como encargos fixos mensais, entre outros;

Dados meteorológicos: de irradiação solar e velocidade do vento próprios da região, necessários para calcular o potencial de produção das fontes de geração renovável.

Os parâmetros internos referem-se a dados técnico-econômicos das tecnologias disponíveis comercialmente para investimento, sendo estas as unidades de geração, tanto convencionais como renováveis, e os SAEs. Os dados destas tecnologias incluem:

Custos dos REDs: custos de investimento, geração, operação e manutenção (O&M);

Parâmetros técnicos dos REDs: capacidade de geração, eficiência elétrica, vida útil, capacidade de recuperação de calor útil, limites de armazenamento, entre outros.

Outros dados importantes que devem ser inseridos no modelo incluem a taxa mínima de atratividade, o fator de emissões de CO₂, custo das emissões, preço de venda de eletricidade, entre outros.

Como principais saídas o modelo fornece:

Portfólio de tecnologias ótimo: tecnologia ou conjunto de tecnologias a serem instaladas e que minimizam o custo total anual da microrrede. Capacidade ótima das tecnologias modeladas como contínuas: sistema fotovoltaico e SAEs;

Programação ótima: de cada dia típico para atender a demanda energética da microrrede. Para cada hora é determinada a potência elétrica com a qual estão operando os geradores, quantidade calor recuperado e gás natural queimado, quantidade energia armazenada e quantidade de energia comprada ou vendida;

Dados econômicos: como o custo total da microrrede separado em custos de investimento, custos de O&M, custos pela compra de eletricidade e gás natural e custos por emissões.

4.2. Dados de entrada

4.2.1. Curvas de demanda

São considerados três tipos de demanda: demanda elétrica que pode ser atendida pela geração local ou pela distribuidora; demanda de calor para aquecimento de água e do ambiente que pode ser atendida pelo calor recuperado de geradores termelétricos ou pela queima direta de gás natural; e demanda de energia para resfriamento que pode ser atendida

por sistemas mecânicos de compressão ou *chillers* de absorção que também utilizam o calor recuperado.

Para a realização dos testes foi considerada uma microrrede hipotética que agrupa um edifício residencial, um supermercado, um escritório e um pequeno restaurante, com perfis de demanda horária conhecidos de eletricidade, aquecimento e resfriamento para dias típicos de semana e final de semana para cada mês ao longo de um ano típico. Tais curvas de demanda foram obtidas das bases de dados do DER-CAM disponíveis no site prévio registro (Lawrence Berkeley National Laboratory, 2019). Estas curvas de demanda, por sua vez, foram construídas a partir do banco de dados de edificações comerciais e residenciais do DOE que contém modelos de 16 tipos distintos de edificações nos Estados Unidos, usados como referência para análises energéticas (U. S. Department of Energy, s.d.).

As curvas de demanda das edificações mencionadas foram agrupadas para obter a demanda energética da microrrede como ilustrado nas Figuras 4.2, 4.3 e 4.4, que representam o consumo energético de eletricidade, aquecimento e resfriamento respectivamente em dias típicos de semana para alguns meses do ano. As curvas de demanda energética para os demais meses encontrassem no Apêndice A.

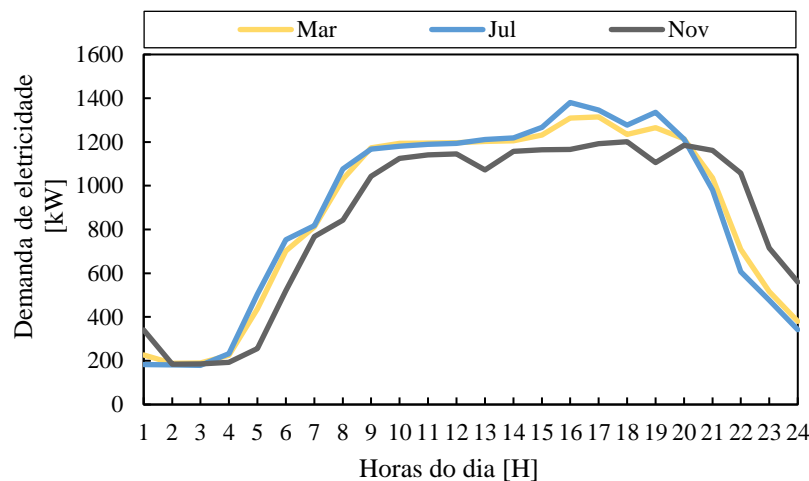


Figura 4.2: Demanda de energia elétrica correspondente a dias típicos de semana

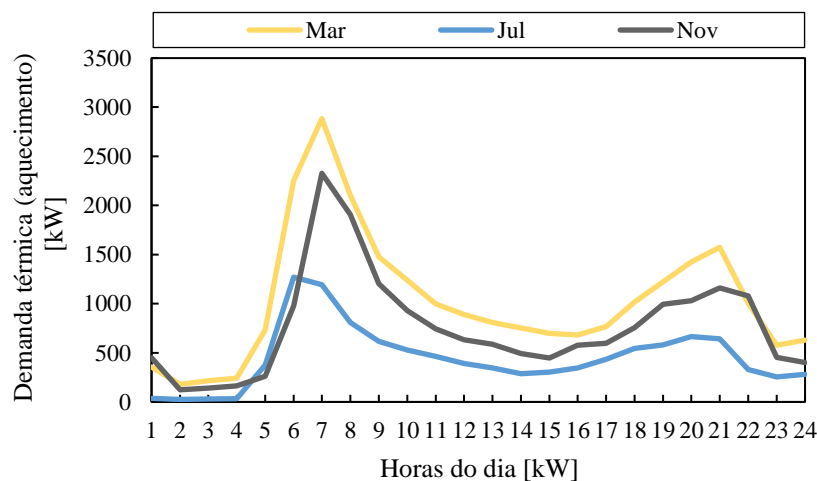


Figura 4.3: Demanda de energia para aquecimento correspondente a dias típicos de semana

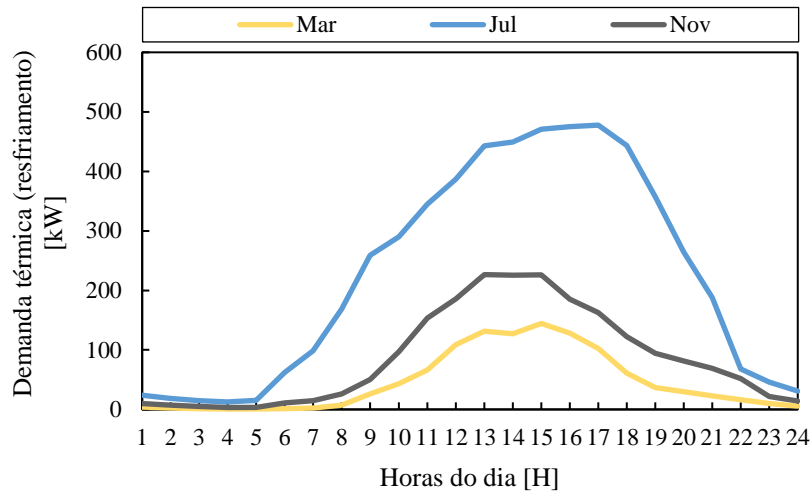


Figura 4.4: Demanda de energia para resfriamento correspondente a dias típicos de semana

4.2.2. Estrutura tarifária

A tarifa de compra de energia elétrica está diferenciada de acordo com as horas de utilização do dia e do tipo de dia (semana ou final de semana); assim, a tarifa é composta por demanda e energia consumida nos horários de ponta e fora de ponta. Os valores da tarifa para compra de energia e demanda contratada foram obtidos do site da COPEL para usuários enquadrados na tarifa Azul A4, estas informações estão resumidas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Tarifas de energia elétrica

Tarifa	Semana		Final de semana	
	Ponta	Fora de ponta	Ponta	Fora de ponta
Compra de energia [R\$/kWh]	0,79049	0,52360	0,52360	0,52360
Demanda contratada [R\$/kW]	49,12	21,22	21,22	21,22

Fonte: COPEL (2019)

Tabela 4.2: Tarifas para compra de gás no segmento comercial

	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun
Variável R\$/kWh	0,220	0,220	0,259	0,259	0,259	0,259
Fixo R\$/mês	1.1521,3	1.1521,3	1.1628,9	1.1628,9	1.1628,9	1.1628,9
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Variável R\$/kWh	0,259	0,259	0,259	0,259	0,259	0,259
Fixo R\$/mês	1.1628,9	1.1628,9	1.1628,9	1.1628,9	1.1628,9	1.1628,9

Fonte: COMGAS (2019)

Quanto à tarifa de gás natural, esta corresponde ao valor médio mensal, como apresentado na Tabela 4.2. Estes valores foram obtidos do site da COMGAS para o gás natural canalizado no segmento comercial classe 8, COMGAS (2019). A eleição da classe e o segmento no qual se enquadra a tarifa foi baseada na quantidade gás natural que seria necessário para atender a demanda térmica da microrrede.

4.2.3. Tecnologias consideradas

As tecnologias foram agrupadas em dois tipos de acordo com a modelagem matemática: discretas e contínuas. As tecnologias modeladas como discretas são aquelas que se encontram comercialmente disponíveis apenas em capacidades definidas, como motores de combustão interna (ICE), microturbinas (MT) e células a combustível (FC), enquanto que as tecnologias modeladas como contínuas se encontram disponíveis em pequenos módulos, podendo ser agrupadas para obter distintas capacidades, como no caso dos sistemas fotovoltaicos (PV) e baterias (BAT).

As tecnologias convencionais, que operam com gás natural como combustível, são os motores de combustão interna (ICE) e as microturbinas (MT). Estas tecnologias têm a capacidade de fornecer eletricidade e calor simultaneamente (CHP), aumentando a sua eficiência global, porém implica em um custo de investimento em tecnologias de recuperação de calor. As principais características técnico-econômicas destas tecnologias são mostradas na Tabela 4.3 a qual contém os custos de geração (*VC*), máxima potência de geração (*MaxP*), custos fixos e custos variáveis de O&M (*OMF* e *OMV*), custos de investimento (*INVES*), vida útil (*VU*), relação calor potência (α) e eficiência (η) de cada tecnologia.

Tabela 4.3: Características dos geradores convencionais

Tipo de Tecnologia	VC [R\$/kWh]	MaxP [kW]	OMF [R\$/ano]	OMV [R\$/kWh]	INVES [R\$]	VU [anos]	α	η (%)
ICE_75	0,65	75	4.976	0,09384	795.156	15	2,00	26
ICE_250	0,62	250	16.562	0,092	2.404.880	15	1,83	27
ICE_500	0,49	500	33.125	0,07912	4.248.560	15	1,22	33
MT_30	0,76	30	8.925	0,055568	474.720	15	1,82	22
MT_65	0,70	65	8.925	0,05336	770.224	15	1,57	24
MT_250	0,64	250	33.562	0,04416	2.501.480	15	1,20	26

Fonte: Schittekatte (2015), Alvez (2015), Cardoso et al. (2017), Darrow et al. (2017)

A tarifa do combustível, necessária para calcular o custo de geração *VC*, foi obtida do site da COMGAS que estabelece o custo em R\$/m³ para o gás natural canalizado destinado a aplicações de cogeração; este valor varia entre 1,96 R\$/m³ e 1,69 R\$/m³ para um consumo mensal de até 500.000 m³ (COMGAS, 2019). Como resultado o custo total de geração de energia para os geradores convencionais, incluindo custos de combustível e custos de O&M, varia entre 0,57 R\$/kWh e 0,82 R\$/kWh, sendo este custo um pouco maior que o preço da

energia comprada da concessionária, no caso dos geradores de menor capacidade; no entanto, quando contabilizado o benefício pela recuperação de calor útil, o custo total da auto geração resulta competitivo em relação às tarifas e compra de energia (U.S. Environmental Protection Agency, 2019).

Como geração renovável são considerados sistemas fotovoltaicos e turbinas eólicas. Os dados de velocidade do vento e irradiação solar, para estimar a potência dos sistemas de geração renovável, foram tomados das bases de dados do EnergyPlus, as quais contém dados climáticos de diversos locais no mundo (EnergyPlus, 2019). Como entradas para o modelo de otimização foram considerados os dados horários de velocidade do vento e radiação solar para um ano típico no estado de Califórnia (EUA), visto que as curvas de demanda são de unidades consumidoras nesse estado. Os perfis de irradiação solar e velocidade do vento para alguns meses do ano são mostrados nas Figuras 4.5 e 4.6, os perfis dos demais meses encontrassem no Apêndice B.

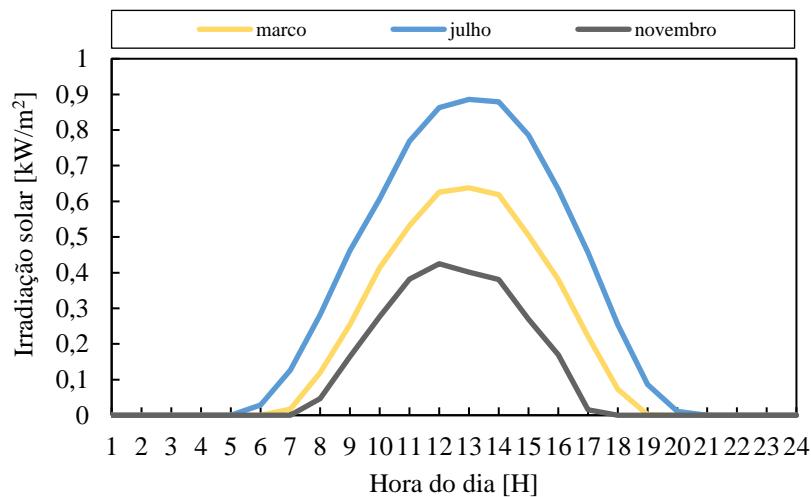


Figura 4.5: Perfil de irradiação solar

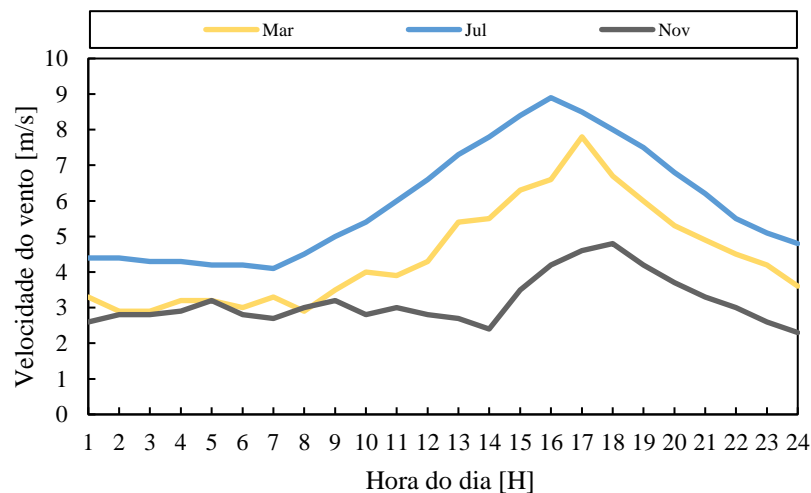


Figura 4.6 – Velocidade do vento

A turbina eólica é modelada como sendo discreta, enquanto o sistema fotovoltaico é modelado como uma tecnologia de geração contínua, sendo a sua capacidade obtida no

processo de otimização. As características técnicas e econômicas da turbina eólica e do sistema fotovoltaico, assim como os parâmetros usados na modelagem, são mostradas nas Tabelas 4.4 e 4.5.

Tabela 4.4: Características da turbina eólica

Característica	Valor
Capacidade	600 kW
Custo de investimento	R\$ 5.255.040
Custo de O&M	0,025 R\$/kWh
Coefficiente de potencia	0,35
Área varrida pelo rotor	1.590 m ²
Vida útil	20 anos
Massa específica do ar	1,225 kg/m ³

Fonte: Alvez (2015), Cutler et al. (2017)

Tabela 4.5: Características do sistema fotovoltaico

Característica	Valor
Eficiência de conversão energética	18 %
Pico de eficiência teórico	15,29 %
Custo de investimento	11.912 R\$/kW
Custo de manutenção	0,01 R\$/kWh
Vida útil	30 anos

Fonte: Cardoso et al. (2017)

Neste trabalho são consideradas duas tecnologias de armazenamento: baterias (BAT) e H₂. Os SAEs baseados em baterias são modelados impondo restrições que visam seu correto funcionamento dentro das especificações do fabricante, como apresentado na seção 3.3.2. Parâmetros relacionados com a eficiência das baterias são mostrados na Tabela 4.6. O modelo permite determinar a capacidade das baterias do ponto de vista energético (kWh).

Tabela 4.6: Características do SAE baseado em baterias

Característica	Valor
Eficiência do processo de carga	90 %
Eficiência do processo de descarga	90 %
Perdas	0,1 %/h
Estado mínimo de carga	30 %
Vida útil	5 anos
Custo de investimento	2.061 R\$/kWh

Fonte: Cardoso et al. (2017)

O SAE baseado em H₂ (Tabela 4.7), inclui o conjunto de dispositivos necessários para a produção, armazenamento e reconversão do H₂; tais dispositivos são o eletrolisador (EL) e o sistema de armazenamento gasoso (HT), modelados como tecnologias contínuas, e a célula a combustível PEM, modelada como um sistema de geração discreto. No modelo de otimização o custo do compressor é incluído no custo do sistema de armazenamento gasoso.

Outros parâmetros importantes são colocados na Tabela 4.8. A taxa mínima de atratividade é um dos principais parâmetros, já que representa o mínimo valor que o investidor espera obter como retorno. Os valores referentes às emissões de CO₂ pela queima

de gás natural e pelo uso da rede elétrica permitem comparar as opções de investimento do ponto de vista ambiental, já que para o caso de tecnologias de geração renovável e SAEs baseados em H₂ este valor é nulo.

Tabela 4.7: Características do SAE baseado em H₂

Componente	INVES	VU	η
Eletrolisador ^{a,b}	20.976 R\$/kW	15 anos	70 %
FC PEM_10 ^c	R\$ 224.480	10 anos	50 %
FC PEM_100 ^d	R\$ 1.514.942	15 anos	50 %
FC PEM_250 ^d	R\$ 2.631.016	15 anos	50 %
Compressor ^e	R\$ 532.433	15 anos	80 %
Tanques de H ₂ ^a	140 R\$/kWh	20 anos	99 %

^a (Haghi, Fwoler, & Raahemifar, 2017)

^b (Felgenhauer & Hamacher, 2015)

^c (Fuel Cell Technologies Office, 2016)

^d (Arlt, Cardoso, & Weng, 2017)

^e (Mukherjee, et al., 2017)

Tabela 4.8: Parâmetros usados no modelo de otimização

Parâmetro	Valor
Taxa mínima de atratividade (<i>IR</i>)	10%
Emissões de CO ₂ pela queima de gás natural (<i>NGCrate</i>)	0,18 kg/kWh
Emissões de CO ₂ pelo uso da rede elétrica (<i>EMC</i>)	0,53 kg/kWh
Calor gerado por 1 kW de gás natural (β)	0,8
COP para o sistema de refrigeração elétrico	4,5
COP para o <i>chiller</i> de absorção	0,8

Os valores de emissões de CO₂ foram tomados de Schittekatte (2015). No caso das emissões marginais pelo uso da rede, o valor varia entre 0,45 kg e 0,60 kg por cada kWh de eletricidade fornecida, dependendo da hora e o mês. Em um trabalho desenvolvido por Shahidehpour e Li (2016) o valor deste parâmetro encontra-se entre 0,60 kg/kWh e 1,02 kg/kWh. Como pode ser visto a quantidade de emissões pelo uso da rede depende de fatores como o período tarifário e a fonte primária usada na usina na qual foi gerada a energia; nesta dissertação é tomado um valor médio dos valores mencionados por Schittekatte (2015).

O coeficiente de performance (COP) dos sistemas de refrigeração indica a quantidade de energia térmica gerada para resfriamento por cada unidade de energia consumida. No caso dos sistemas de refrigeração que usam eletricidade para serem acionados (*chiller* elétrico) o desempenho é melhor variando entre 4,5 e 7,1 kW/kW; já os *chillers* de absorção, que usam calor, possuem um COP entre 0,7 e 1,5 kW/kW e sua vantagem consiste no uso de calor recuperado em outros processos ou proveniente de sistemas de aquecimento solar, por exemplo (Engenharia e Arquitetura, 2018). Neste trabalho é dado menos ênfase na seleção

destes sistemas, sendo que é considerada a existência previa de um *chiller* elétrico para atender a demanda de resfriamento.

4.3. Casos de estudo

Neste trabalho são apresentados os resultados relacionados com dois casos em particular. No Caso 1 são utilizados dados que representam as condições atuais do mercado de energia e das tecnologias que podem ser incorporadas na microrrede, e no Caso 2 são consideradas perspectivas futuras de mercado e das tecnologias, tais como diminuição dos custos de investimento e de operação devido à economia de escala na disseminação das tecnologias inovadoras, aumento no preço dos combustíveis convencionais e da eletricidade fornecida pela distribuidora. Em cada um dos casos são explorados quatro cenários:

Cenário 1: cenário de referência, no qual as unidades consumidoras são atendidas pela concessionária local de energia elétrica e as necessidades de calor são atendidas pela queima de combustível comprado de uma distribuidora de gás;

Cenário 2: é considerada a possibilidade de investir unicamente em tecnologias convencionais de geração;

Cenário 3: é avaliada a opção de investimento em geração renovável e SAEs baseados em baterias;

Cenário 4: é avaliada a possibilidade de investimento em um SAE baseado em H₂.

4.3.1. Caso 1

Neste caso, como dados de entrada, tanto para os parâmetros de mercado como para as tecnologias de geração, são considerados aqueles disponíveis comercialmente e que constam na seção anterior. Não é considerada a opção de venda de eletricidade à distribuidora local, nem a taxação por emissões de CO₂, opções que são analisadas no Caso 2. A Tabela 4.9 mostra os principais resultados obtidos neste caso.

Cenário 1.1.

Este é o cenário de referência para o Caso 1 e consiste na operação da microrrede sem nenhum investimento, portanto o custo total está dado pelo custo de compra de eletricidade e gás natural. Neste cenário o custo total anual é R\$ 7.523.607,8, do qual, aproximadamente, 71 % corresponde à compra de eletricidade. As emissões anuais de CO₂ são 5.344,5 Ton ocasionadas maioritariamente pelo uso de eletricidade proveniente da rede.

Cenário 1.2.

Neste cenário existe a possibilidade de investimento em unidades de geração termelétricas, tais como geradores diesel e microturbinas que utilizam gás natural como fonte primária de energia. O custo total anual resultante foi de R\$ 6.491.670,6 e a quantidade de

emissões anuais de CO₂ foi de 4.447,9 Ton. O modelo indica que para minimizar o custo total devem ser selecionados dois geradores diesel ICE_500; a forma como estes geradores são despachados em dias típicos de semana de cada mês ao longo de um ano é mostrada na Figura 4.7.

Tabela 4.9 – Resultados obtidos para o Caso 1

	Cenário 1.1	Cenário 1.2	Cenário 1.3	Cenário 1.4
Tecnologias selecionadas	-	2 x ICE_500	2 x ICE_500, WT, PV_500, BAT_300	2 x ICE_500, WT, PV_500, EL_200, HT_370, 1 x PEMFC_10
Custo total anual [R\$/ano]	7.523.607,8	6.491.670,6	6.968.920,5	7.699.255,9
Custo de investimento [R\$]	-	8.497.120,0	20.340.453,0	24.745.047,5
Custo anualizado de investimento [R\$/ano]	-	1.117.148,5	2.531.117,4	3.034.419,4
Custo do gás para cogeração [R\$/ano]	-	2.618.117,1	2.530.372,9	2.496.846,4
Custo de O&M [R\$/ano]	-	486.230,8	483.774,3	631.907,9
Custo de compra de eletricidade [R\$/ano]	5.375.275,3	1.541.256,2	665.316,5	776.081,7
Custo de gás para aquecimento [R\$/ano]	2.148.332,4	728.918,1	758.339,4	760.000,5
Demanda contratada na ponta [kW]	1.424	424	183	244
Demanda contratada fora de ponta [kW]	1.536	536	190	223
Emissões [Ton/ano]	5.344,5	4.447,9	3.763,5	3.785,9

2 x ICE_500 – dois geradores diesel com capacidade de 500 kW, WT – turbina eólica, PV_500 – sistema fotovoltaico com capacidade de 500 kWp, BAT_300 – banco de baterias com capacidade de 300 kWh, EL_200 – eletrolisador com capacidade de 200 kW, HT_370 – tanques de armazenamento de H₂ com capacidade de 370 kWh, PEMFC_10 - célula a combustível com capacidade de 10 kW.

Os perfis de geração da Figura 4.7 indicam que os geradores térmicos são despachados na sua máxima potência nas primeiras horas da manhã, quando a demanda elétrica é crescente, e no horário de ponta quando o custo de compra de eletricidade é maior. Dado que estas tecnologias têm associados sistemas de recuperação de calor, a potência com a qual são despachadas também depende da demanda térmica. Assim, observa-se que a quantidade de energia gerada é maior nos meses mais frios (dezembro e janeiro) e que ao longo de cada dia a geração elétrica diminui na medida em que a demanda de energia térmica é menor, no horário de meio dia.

Nas Figuras 4.8 e 4.9 é mostrado em detalhe a forma como a demanda energética da microrrede e atendida em um dia típico. A Figura 4.8 mostra a programação das unidades de geração e a compra de eletricidade da distribuidora para atender a demanda elétrica da microrrede de forma ótima em um dia típico de semana no mês de julho. Na Figura 4.9 é mostrada de que forma é atendida a demanda térmica da microrrede no mesmo dia, por meio da queima de gás natural e o aproveitamento de calor recuperado.

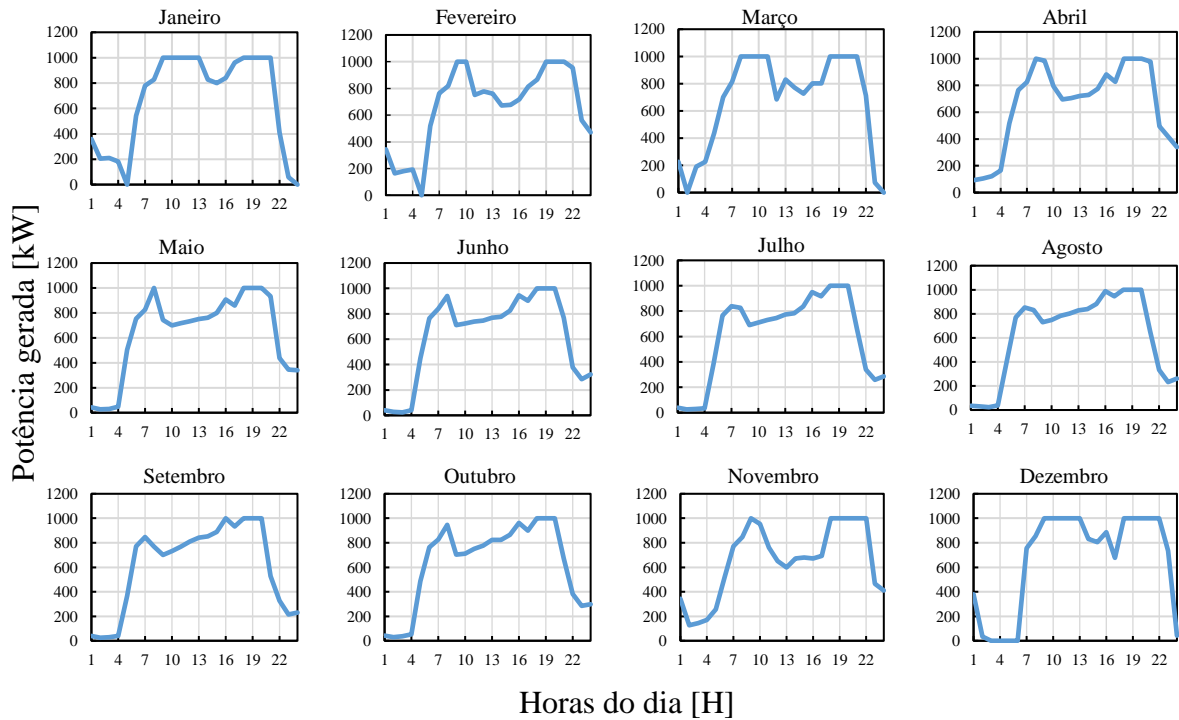


Figura 4.7: Programação de despacho dos geradores térmicos em dias típicos de semana

Nas Figuras 4.8 e 4.9 é possível observar que tanto a demanda elétrica como a demanda térmica da microrrede são atendidas pela auto geração que fornece eletricidade e calor simultaneamente, diminuindo assim os custos pela compra de eletricidade e gás natural.

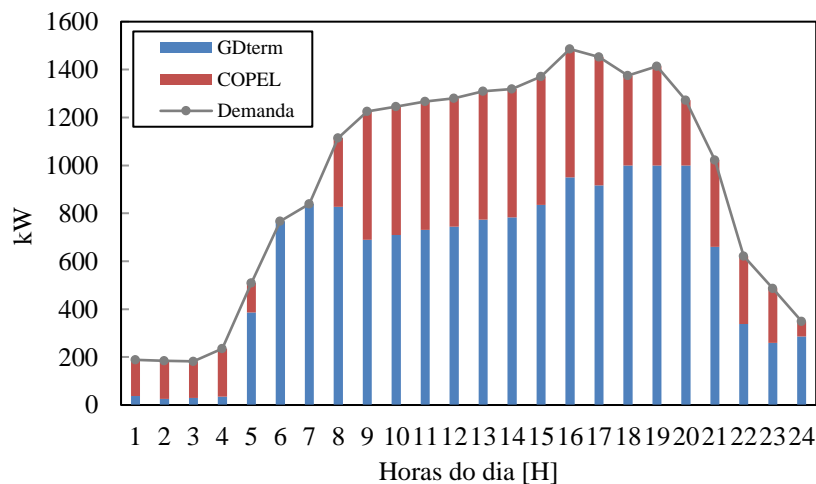


Figura 4.8: Programação ótima para o atendimento da demanda elétrica, dia típico de semana no mês de julho

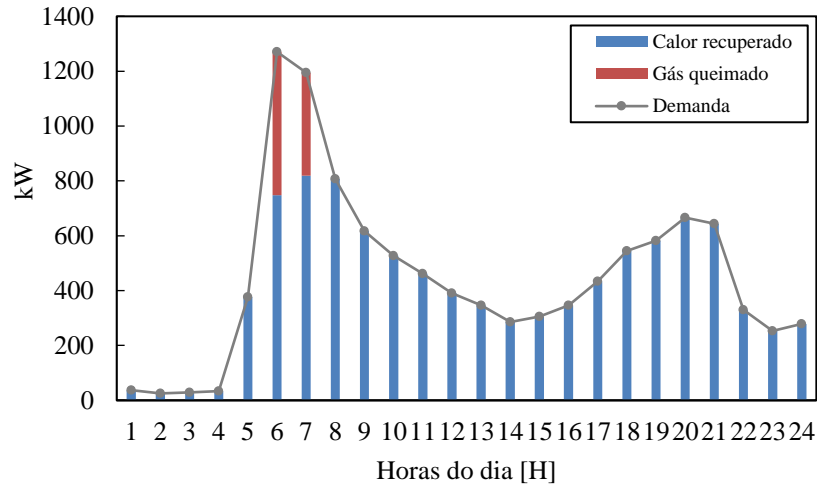


Figura 4.9: Programação ótima para o atendimento da demanda térmica, dia típico de semana no mês de julho

Cenário 1.3.

Aqui é considerada a possibilidade de investimento em geração renovável e SAE baseado em baterias; para esta simulação foram incluídas algumas restrições que garantem a seleção destas tecnologias e definem a sua capacidade mínima, como indicado em (4.1)-(4.3) a fim de avaliar o impacto econômico e a forma de operação da microrrede quando existe grande penetração de fontes renováveis. Em (4.1) se estabelece que seja selecionada pelo menos uma turbina eólica; a (4.2) garante que seja selecionado um sistema fotovoltaico de capacidade mínima 500 kWp, e a (4.3) garante que seja selecionado um banco de baterias de capacidade mínima 300 kWh.

$$IG_{g=WT} \geq 1 \quad (4.1)$$

$$Pur_{ck=Pv} \geq 1; \quad Cap_{ck=Pv} \geq 500 \quad (4.2)$$

$$Pur_{ck=Bat} \geq 1; \quad Cap_{ck=Bat} \geq 300 \quad (4.3)$$

Neste cenário o custo total anual é de R\$ 6.968.920,5 e a quantidade de emissões anuais de CO₂ de 3.763,5 Ton. A combinação ótima de tecnologias inclui dois geradores térmicos do tipo ICE_500, geradores renováveis (turbina eólica de 600 kW e gerador fotovoltaico de 500 kWp) e SAE baseado em baterias de 300 kWh. A forma como o SAE baseado em baterias opera ao longo de um ano é mostrada na Figura 4.10, que apresenta a variação no estado de carga ao longo de dias típicos de semana durante um ano.

De acordo com a Figura 4.10, de forma geral o sistema é carregado nas primeiras horas do dia, quando a demanda de eletricidade é menor e a geração renovável vem crescendo, um pouco mais cedo nos dias típicos dos meses quentes e algumas horas mais tarde nos dias típicos dos meses frios. A pesar de que nos dias quentes a geração renovável é maior, não é observado um estado de carga maior no SAE, provavelmente devido ao aumento na demanda de eletricidade para atender os sistemas de resfriamento no mesmo período horário. Por outro

lado, é observado que nos dias quentes o SAE tem períodos prolongados de armazenamento, em função da maior duração das horas de irradiação; finalmente, o período de descarga ocorre sempre no horário de ponta.

A operação detalhada da microrrede está representada nas Figuras 4.11 e 4.12 que mostram a programação ótima para as unidades de geração, SAE e compra de eletricidade em um dia típico de semana no mês de julho.

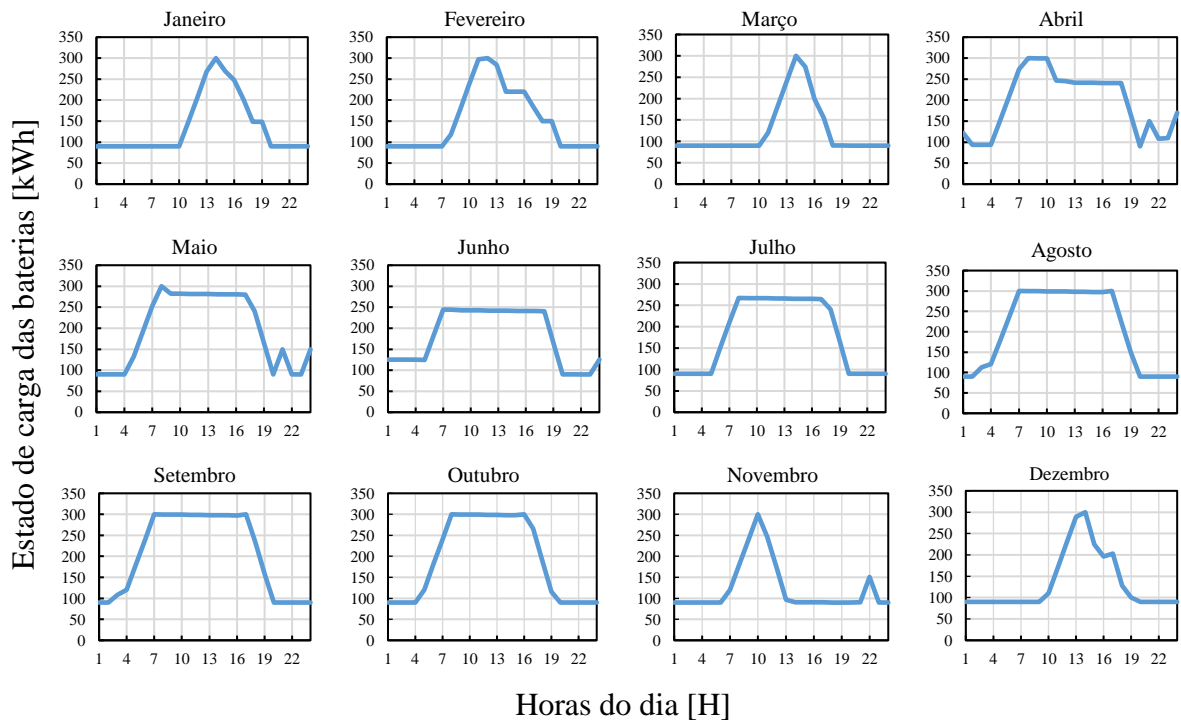


Figura 4.10: Estado de carga do banco de baterias para dias típicos de semana

Na Figura 4.11 é possível observar uma quantidade significativa de potência sendo fornecida pelos geradores renováveis, principalmente no horário do meio dia, quando a geração solar é maior. Nas primeiras horas do dia existe um excedente de geração que é armazenado no banco de baterias e usado posteriormente no horário de ponta. Quanto aos geradores térmicos, a forma de despacho é similar ao observado no Cenário 1.2, de modo que o benefício econômico neste cenário em relação ao cenário de referência é obtido principalmente pela grande redução na compra de eletricidade da rede assim como a redução na compra de gás pelo aproveitamento do calor útil recuperado, indicado na Figura 4.12.

Cenário 1.4.

Neste cenário é considerada a inserção de um SAE baseado em H_2 , colocando restrições de modo similar ao mostrado no Cenário 1.3, garantindo que o modelo selecione os mesmos geradores renováveis e desta vez um eletrolisador em lugar do SAE baseado em baterias como mostrado na equação (4.4) em que a capacidade do eletrolisador foi limitada de acordo com os dados disponíveis comercialmente.

$$P_{ur_{ck=EL}} \geq 1; \quad Cap_{ck=EL} \geq 200 \quad (4.4)$$

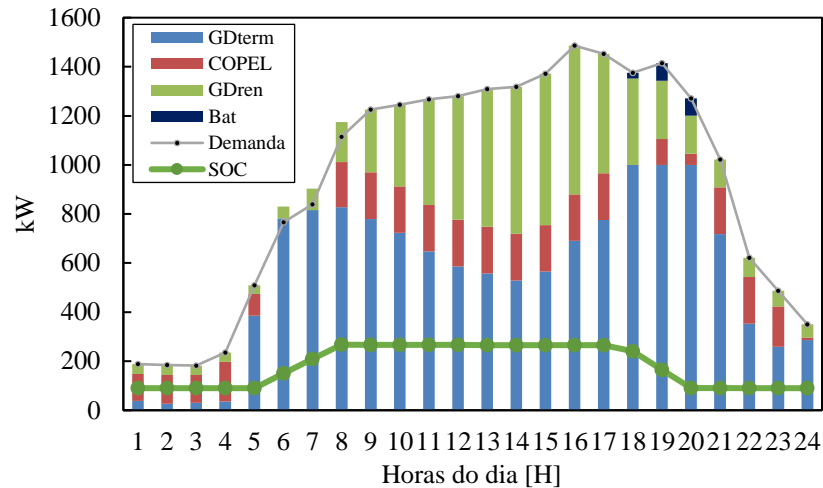


Figura 4.11: Programação ótima para o atendimento da demanda elétrica, dia típico de semana no mês de julho

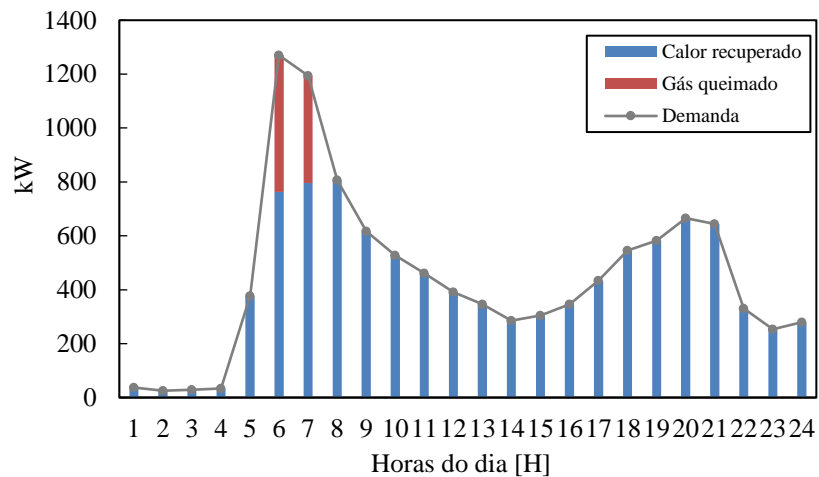


Figura 4.12: Programação ótima para o atendimento da demanda térmica, dia típico de semana no mês de julho

Os resultados do Cenário 1.4 indicam um custo total anual de R\$ 7.699.255,9 e uma quantidade anual de emissões de 3.785,9 Ton. A combinação de tecnologias que minimiza o custo total considera dois geradores ICE_500, uma turbina eólica de 600 kW e sistema fotovoltaico de 500 kWp. O SAE baseado em H₂ inclui um eletrolisador de 200 kW, uma célula a combustível de 10 kW e tanques de armazenamento de H₂ com 370 kWh de capacidade. A forma como o SAE baseado em H₂ opera em dias típicos de semana ao longo de um ano é mostrada na Figura 4.13.

De acordo com a Figura 4.13, o SAE baseado em H₂ opera de forma similar ao banco de baterias do Cenário 1.3, quanto ao horário de carga sendo nas primeiras horas do dia, porém quanto ao período de descarga este é observado em períodos mais prolongados, acompanhando o aumento da demanda e o horário de ponta. A programação ótima da microrrede para um dia específico é mostrada nas Figuras 4.14 e 4.15.

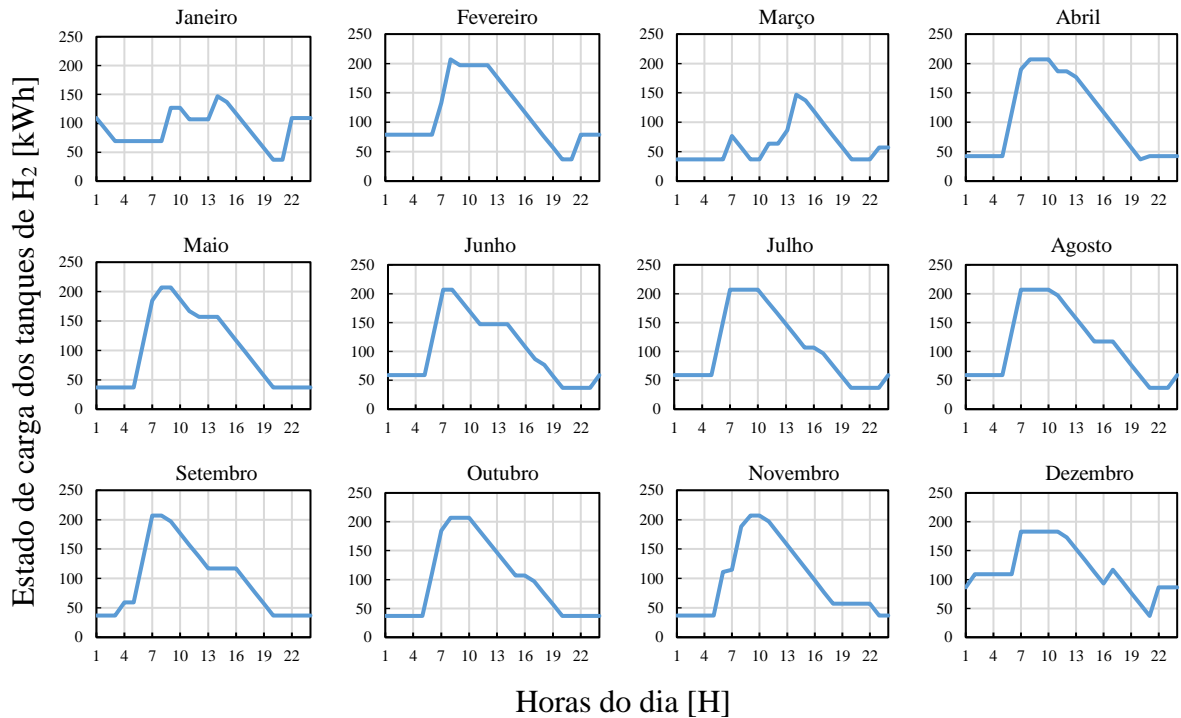


Figura 4.13: Estado de carga dos tanques de H₂ para dias típicos de semana

De acordo com a Figura 4.14, a demanda, similar ao observado no Cenário 1.3, é atendida maioritariamente pela combinação de geradores térmicos e renováveis, uma menor fração pela distribuidora, e uma fração ainda mais reduzida pela célula a combustível de 10 kW. Existe apenas uma pequena quantidade de energia excedente nas primeiras horas do dia quando a demanda é menor, usada para acionar o eletrolisador e produzir H₂, o qual é armazenado e usado a partir do meio dia na célula a combustível para gerar eletricidade. A linha pontilhada indica o estado de carga do SAE baseado em H₂.

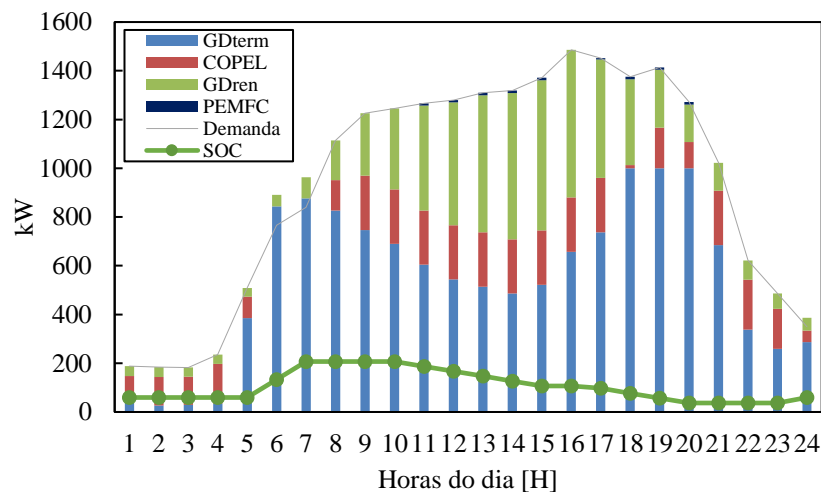


Figura 4.14: Programação ótima para o atendimento da demanda elétrica, dia típico de semana no mês de julho

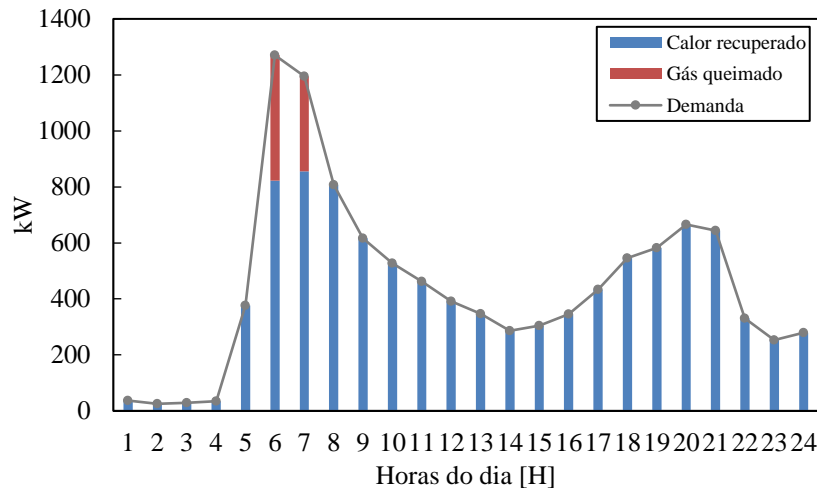


Figura 4.15: Programação ótima para o atendimento da demanda térmica, dia típico de semana no mês de julho

Comparação de resultados no Caso 1

Na Figura 4.16 é mostrada a composição do custo total para cada um dos cenários do Caso 1, assim como a quantidade de emissões de CO₂. Os resultados mostram que a parcela com maior impacto no custo total anual é aquela relacionada ao custo de investimento, e que o benefício econômico é obtido principalmente pela redução na compra de eletricidade.

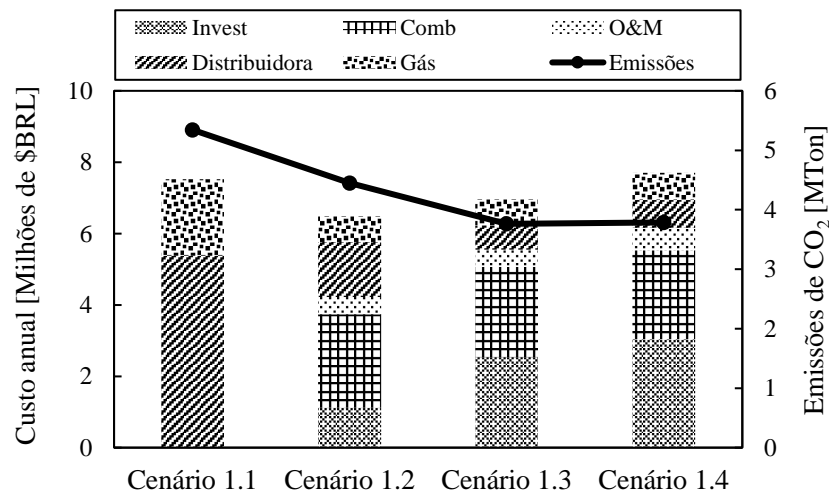


Figura 4.16: Comparação de resultados Caso 1

Quando selecionados unicamente geradores térmicos, a geração conjunta de eletricidade e calor reduz 3,5 vezes a quantidade de eletricidade comprada e 2,9 vezes a quantidade de gás requerido para atender a demanda térmica, justificando assim o investimento e os custos associados de geração, O&M destas unidades. Deste modo o Cenário 1.2 é a melhor alternativa do ponto de vista econômico resultando em uma redução do custo total anual de 13,7 % em relação ao cenário de referência.

A seleção adicional de geradores renováveis no Cenário 1.3 leva a uma redução na compra de eletricidade ainda maior, e uma redução nas emissões de CO₂ de cerca de 29,6 %, fazendo está a melhor opção do ponto de vista ambiental. Porém o custo de investimento

inicial é elevado, e, ainda que a vida útil dos geradores renováveis seja considerada maior em relação aos geradores convencionais, seu custo de investimento anualizado ainda não é competitivo frente a estes.

O Cenário 1.4 aparece como a opção menos favorável economicamente, com um incremento de 2,3 % no custo total anual devido aos altos custos de investimento no conjunto de tecnologias necessárias para a produção, armazenamento e uso final do H₂, além das perdas registradas nos processos de conversão energética que resultam em uma redução das emissões em relação ao cenário de referência, porém, um pequeno aumento em relação ao Cenário 1.3.

4.3.2. Caso 2

Para este caso são modificados os dados técnico econômicos das tecnologias do SAE baseado em H₂ e dos geradores renováveis considerando a massificação destas tecnologias alavancada pelas mudanças energéticas apontadas como justificativa no começo do trabalho e que levariam a uma redução significativa nos custos de produção.

Tabela 4.10: Parâmetros usados no Caso 2

Componente/Encargo	Custo	Consideração	Fonte
Eletrolisador 200 kW	R\$ 2.576/kW	Fabricação de 50.000 unidades por ano	Mayyas et al. (2019)
Célula a combustível PEM de 10 kW	R\$ 80.388	Fabricação de 50.000 unidades por ano	Battelle Memorial Institute (2017)
Célula a combustível PEM de 100 kW	R\$ 502.552	Fabricação de 50.000 unidades por ano	Battelle Memorial Institute (2016)
Célula a combustível PEM de 250 kW	R\$ 954.403	Fabricação de 50.000 unidades por ano	Battelle Memorial Institute (2016)
Compressor de 92 Nm ³ /h	R\$ 117.760	Fabricação de 500 unidades por ano	Mayyas e Mann (2019)
Sistema de armazenamento com capacidade 30 kg	R\$ 40/kWh	Fabricação de 50.000 unidades por ano	Mayyas e Mann (2019)
Sistema fotovoltaico comercial 1000 kW	R\$ 6.330/kW	Eficiência de 19,1%	Fu et al. (2018)
Turbina eólica	R\$ 3.245.760		Wiser e Bolinger (2018)
Taxação por emissões de CO ₂	R\$ 184/Ton		The World Bank Group (2019)
Tarifa da energia elétrica		Aumento de 15%	EIA (2019)
Venda de energia elétrica	R\$ 190/MWh		Binotto (2017)

Foram modificados parâmetros de mercado, tais como tarifas de energia elétrica e de gás natural. Também são consideradas outras variáveis que podem viabilizar a implementação de microrrede baseadas em geração renovável, tais como a possibilidade de venda de energia à distribuidora e os benefícios ambientais calculados por meio da taxaço por emissões de CO₂. Estas informações são resumidas na Tabela 4.10.

Um resumo dos resultados para o Caso 2 é mostrado na Tabela 4.11, posteriormente são discutidos cada um dos cenários estudados.

Tabela 4.11: Resumo dos resultados obtidos para o Caso 2

	Cenário 2.1	Cenário 2.2	Cenário 2.3	Cenário 2.4
Tecnologias selecionadas	-	1 x ICE_75, 2 x ICE_500	1 x ICE_75, 2 x ICE_500, PV_1261, WT, BAT_500	2 x ICE_500, PV_1383, WT, EL_200, HT_1291, PEMFC_250
Custo total anual [R\$]	9.732.901,0	7.982.990,8	7.654.344,0	7.563.428,1
Custo de investimento [R\$]	-	9.292.276,0	21.555.557,1	22.140.636,3
Custo anualizado de investimento [R\$/ano]	-	1.221.690,6	2.722.346,1	2.620.069,3
Custo do gás para geração elétrica [R\$/ano]	-	3.113.533,9	2.731.551,9	2.490.120,6
Custo de O&M [R\$/ano]	-	517.134,9	488.029,3	459.872,7
Custo pela compra de eletricidade [R\$/ano]	6.181.566,6	1.511.634,5	194.670,2	364.869,7
Custo do gás para aquecimento [R\$/ano]	2.567.955,3	801.861,1	912.097,3	1.023.323,5
Custo pela emissão de CO ₂ [R\$/ano]	983.379,1	817.135,7	625.160,6	605.172,3
Receita obtida por venda de eletricidade [R\$/ano]	-	-	-	-
Demanda contratada em horário de ponta [kW]	1.424	349	60	4
Demanda contratada em horário fora de ponta [kW]	1.536	461	57	140
Emissões [Ton/ano]	5.344,5	4.441,0	3.291,6	3.289,0

1 x ICE_75 – gerador Diesel de 75 kW, 2 x ICE_500 – dois geradores diesel de 500 kW, WT – turbina eólica, PV_1261 – sistema fotovoltaico de 1261 kWp, PV_1383 – sistema fotovoltaico de 1383 kWp, BAT_500 – banco de baterias de 500 kWh, EL_200 – eletrolisador de 200 kW, HT_1291 – tanques de armazenamento de H₂ de 1291 kWh, PEMFC_250 - célula a combustível de 10 kW.

Cenário 2.1

No Cenário 2.1 o custo total anual é de R\$ 9.732.901,0, composto pelos custos de compra de eletricidade e gás natural, assim como o custo ambiental por emissões de CO₂, o qual representa aproximadamente um 10 % do custo total anual.

Cenário 2.2

No Cenário 2.2 o custo total anual da microrrede é de R\$ 7.982.990,8, correspondente ao investimento em geradores térmicos do tipo ICE_75 e ICE_500 cuja operação em dias típicos ao longo de um ano é mostrada na Figura 4.17.

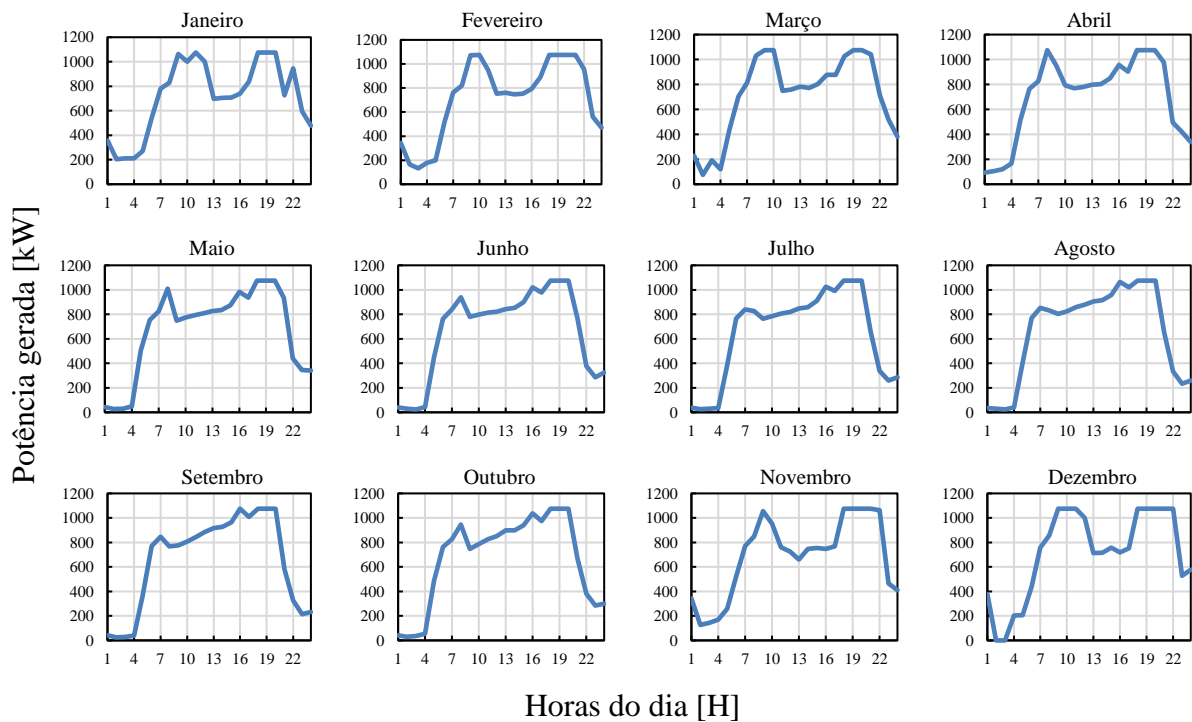


Figura 4.17: Programação de despacho dos geradores térmicos em dias típicos de semana

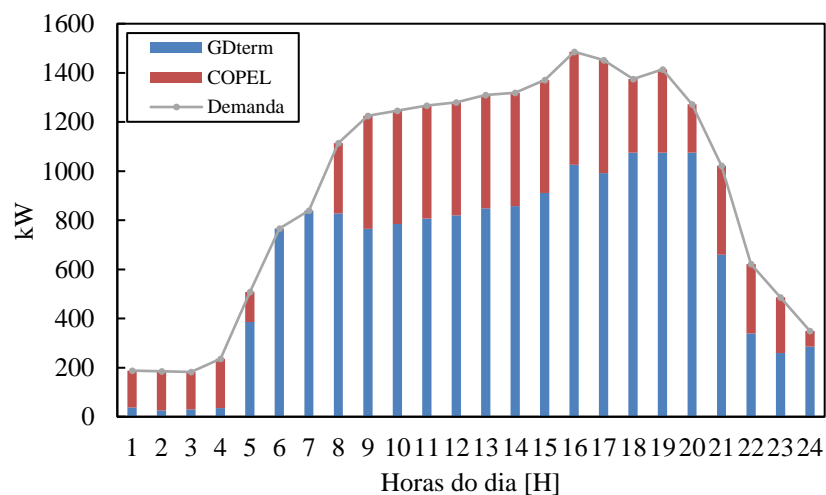


Figura 4.18: Programação ótima para o atendimento da demanda elétrica, dia típico de semana no mês de julho

De acordo com os perfis de despacho da Figura 4.17, os geradores térmicos suprem grande parte da demanda de eletricidade anual, aproximadamente um 75,5 %, diminuindo a compra de eletricidade, e, conseqüentemente o custo anual. A Figura 4.18 mostra em detalhe a programação de despacho elétrico ótima para um dia de semana no mês de julho.

Outro fator que contribui na redução do custo total é a redução na quantidade de gás comprado, uma vez que os geradores térmicos permitem a recuperação de calor para atender a maior parte da demanda térmica como indicado na Figura 4.19.

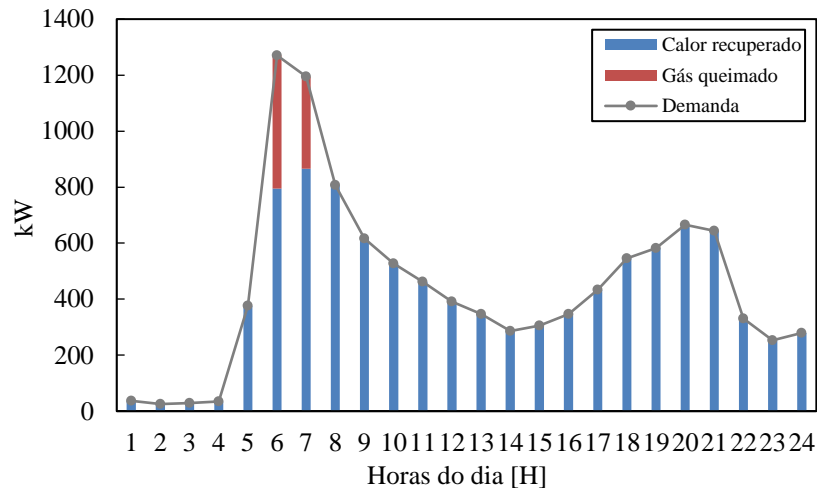


Figura 4.19: Programação ótima para o atendimento da demanda térmica, dia típico de semana no mês de julho

Cenário 2.3

Neste Cenário é analisado o investimento em fontes renováveis (WT e PV) e um SAE baseado em baterias com as considerações da Tabela 4.10. Os resultados mostram que com a diminuição nos custos de investimento das fontes renováveis estas passam a formar parte do conjunto ótimo de tecnologias, levando a uma diminuição no custo total em relação aos cenários anteriores devido à uma diminuição adicional na compra de eletricidade. A combinação de tecnologias ótimas inclui geradores térmicos (1 gerador a gás ICE_75 e 2 geradores a gás tipo ICE_500), geradores renováveis (WT e sistema fotovoltaico de 1.261 kWp) e um banco de baterias de 500 kWh.

A operação da microrrede com fontes renováveis conduz a uma menor dependência da distribuidora, cuja participação na oferta total de eletricidade anual é de apenas 2,9 %, os geradores térmicos contribuem com um 64,6 % e o restante é suprido pela geração renovável. Adicionalmente existem excedentes de eletricidade que são armazenados em um banco de baterias, cuja operação em dias típicos de semana é mostrada na Figura 4.20.

Similar ao apontado para o Cenário 1.3, o SAE baseado em baterias é carregado nos horários de menor demanda e início da operação do sistema fotovoltaico. Nas Figuras 4.21 e 4.22 é detalhada a forma como a demanda energética da microrrede é atendida.

A Figura 4.21, mostra o alto grau de inserção da geração renovável eólica e fotovoltaica, que além de cobrir grande parte da demanda, apresenta excedente principalmente ao meio dia, o qual é armazenado no banco de baterias para ser descarregado posteriormente, conforme indicado pela linha verde pontilhada.

A demanda térmica por outro lado passa a ser suprida em grande parte pela geração local, associada à recuperação de calor nos geradores térmicos como indicado na Figura 4.22.

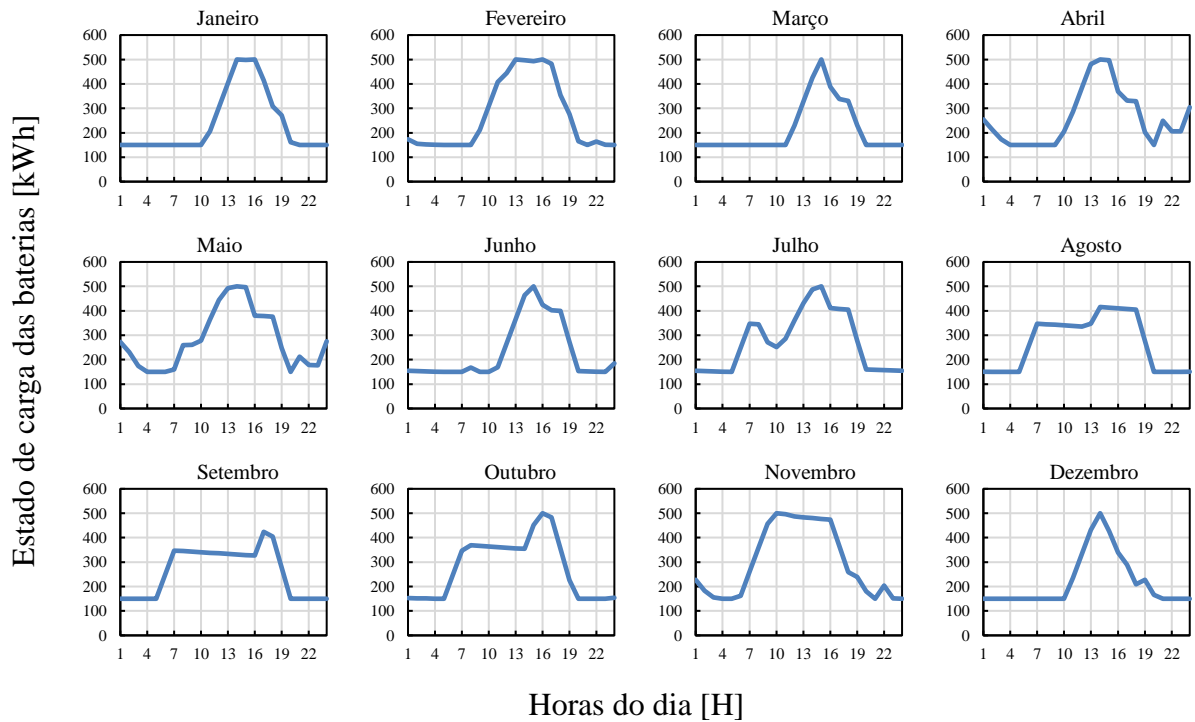


Figura 4.20: Estado de carga do SAE baseado em baterias em dias típicos de semana

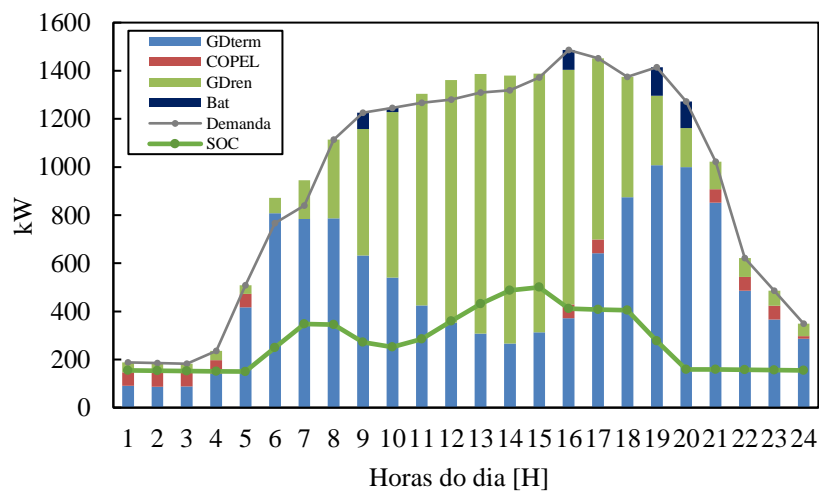


Figura 4.21: Programação ótima para o atendimento da demanda elétrica, dia típico de semana no mês de julho

Cenário 2.4

Neste cenário é analisado o custo da microrrede quando instalado um SAE baseado em H_2 , sob as considerações da Tabela 4.10. A combinação ótima de tecnologias consiste em dois geradores térmicos a gás do tipo ICE_500, geradores renováveis (WT e sistema fotovoltaico de 1.383 kWp), e um SAE baseado em H_2 que consiste em um eletrolisador de 200 kW, compressor, tanques de armazenamento com 1.291 kWh de capacidade, e uma célula a combustível tipo PEM de 250 kW.

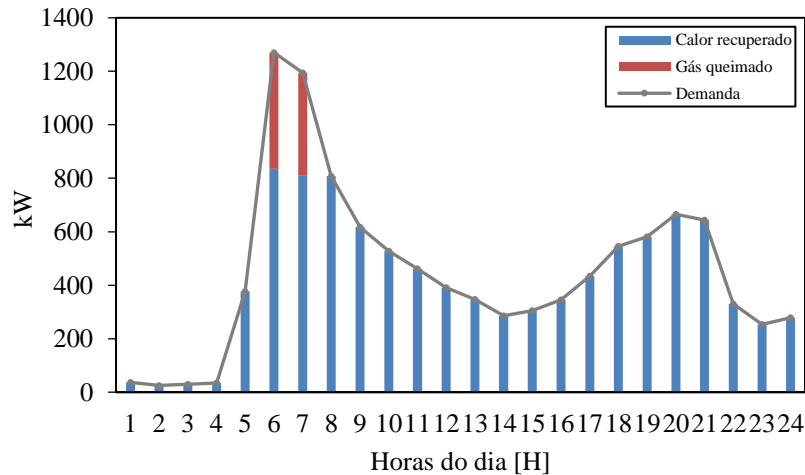


Figura 4.22: Programação ótima para o atendimento da demanda térmica, dia típico de semana no mês de julho

A operação do SAE baseado em H_2 é ilustrada na Figura 4.23 que mostra a variação no estado de carga dos tanques de armazenamento para dias típicos de semana.

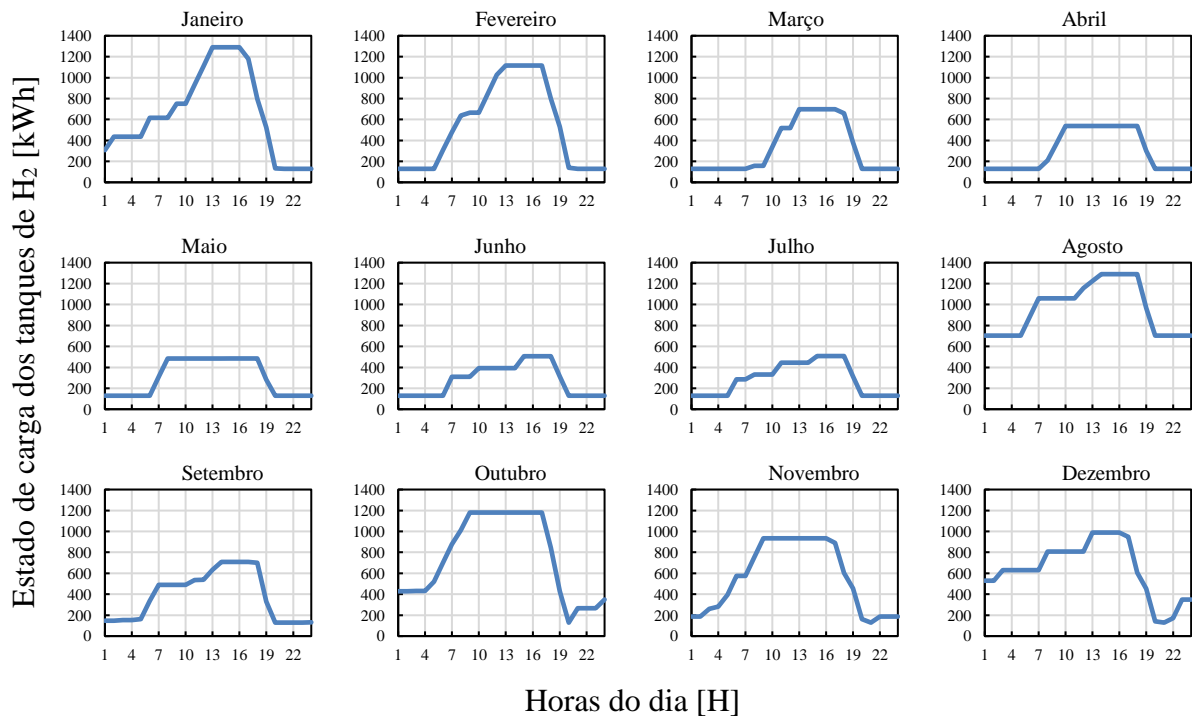


Figura 4.23: Variação no estado de carga dos tanques de H_2 em dias típicos de semana

De acordo com a Figura 4.23, os tanques de H_2 atingem um maior estado de carga principalmente nos dias mais frios, quando a demanda de eletricidade para os sistemas de resfriamento é menor, sendo o excedente de geração utilizado no processo de eletrólise. Por outro lado, nos dias mais quentes ocorre menor utilização do SAE baseado em H_2 , o que pôde ser explicado ao considerar a grande demanda de eletricidade para resfriamento nesses dias, em horários coincidentes com os períodos de maior geração renovável; a decisão do modelo é atender esta demanda em detrimento da produção de H_2 .

A programação ótima das unidades de geração e a compra de eletricidade para este cenário em um dia típico de semana é mostrada na Figura 4.24. Nota-se que a maior parte de demanda é atendida pelos geradores locais, tanto convencionais como renováveis cuja participação na oferta de eletricidade anual é de 59,0 % e 32,5 %, respectivamente, e uma menor porção é atendida pela célula a combustível no horário de ponta. Existe ainda uma porção de energia excedente em alguns horários, a qual é usada para acionar o eletrolisador e produzir H_2 . A linha verde pontilhada indica o estado de carga do sistema de armazenamento o qual aumenta no início e ao meio dia quando há produção de H_2 , para ser descarregado no horário de ponta quando é despachada a célula a combustível.

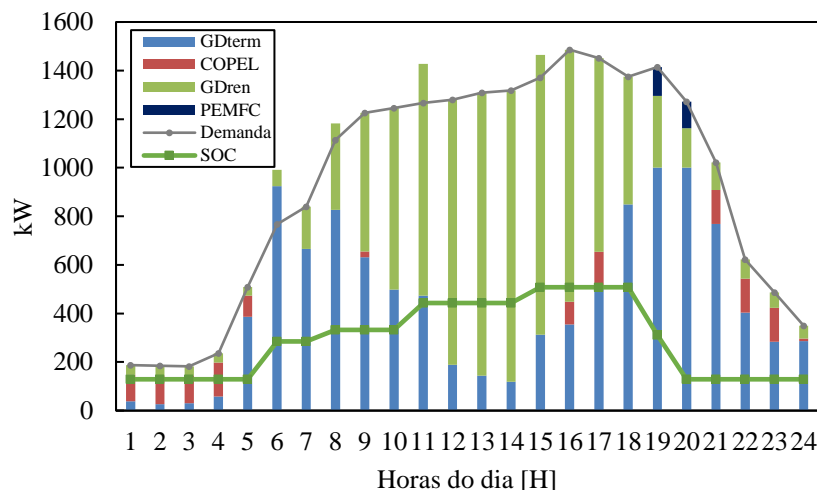


Figura 4.24: Programação ótima para o atendimento da demanda elétrica, dia típico de semana no mês de julho

Na Figura 4.25 é mostrada a programação do despacho térmico em que novamente a maior quantidade da demanda é suprida pela energia térmica recuperada nas tecnologias de geração que operam com gás natural, devendo ser somada a energia térmica em forma de água quente que é produzida na PEMFC.

Comparação de resultados no Caso 2

Na Figura 4.26 é mostrada a composição dos custos para cada um dos cenários do Caso 2, assim como a quantidade de emissões; neste caso a taxação por emissões de CO_2 (custo ambiental) é adicionada aos custos de investimento, O&M e compra de energia levados em consideração normalmente. Tanto do ponto de vista econômico como ambiental todos os

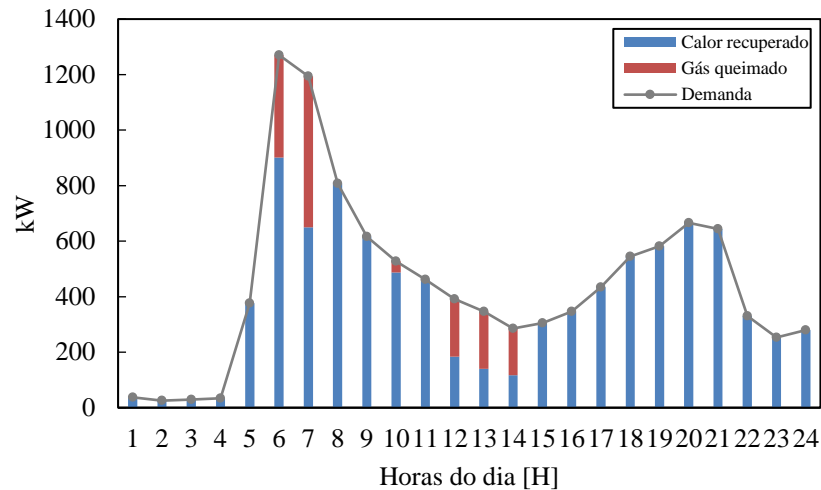


Figura 4.25: Programação ótima para o atendimento da demanda térmica, dia típico de semana no mês de julho

cenários resultam atrativos em relação ao cenário de referência em que não há nenhum investimento.

O Cenário 2.2 que representa o investimento em geração térmica é o cenário que oferece menor retorno, uma vez que a dependência da distribuidora é maior em relação aos cenários com geração renovável e os custos associados à queima de combustível e a taxação por emissões também são maiores.

O Cenário 2.3 apresenta maior benefício econômico em relação ao Cenário 2.2, dado pela diminuição do custo pela compra de combustível para geração termelétrica, diminuição do custo pela compra de eletricidade da distribuidora e, portanto, um custo ambiental menor.

Do ponto de vista econômico o Cenário 2.4, que representa o investimento em H₂ como SAE, é a melhor opção levando a uma redução no custo total anual de 22,3 % em relação ao cenário de referência. O custo de investimento inicial neste cenário é o maior, porem quando este custo é anualizado torna-se competitivo frente ao Cenário 2.3, justificado pelo tempo de vida útil maior do SAE baseado em H₂ em comparação às baterias.

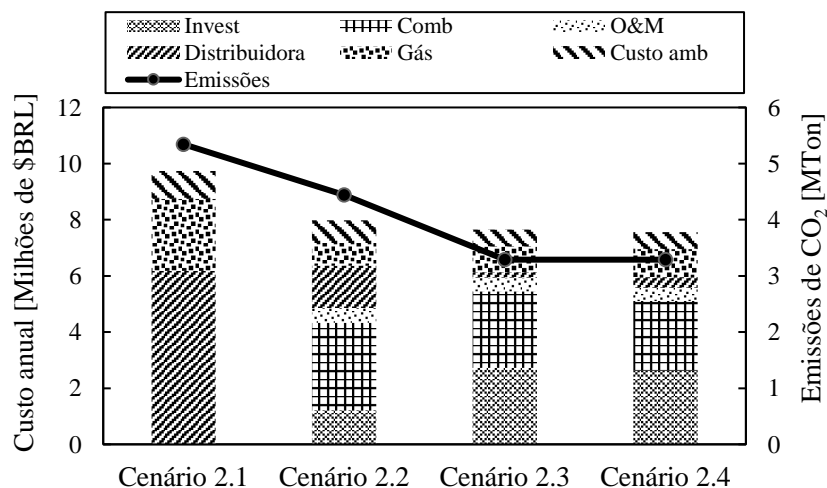


Figura 4.26: Comparação de resultados Caso 2

A alta penetração de fontes renováveis e o aumento na eficiência de equipamentos como o eletrolisador e as células a combustível, levam a uma diminuição nas emissões de CO₂ de 38,5 % em relação ao cenário de referência, sendo o Cenário 2.4 também a melhor opção do ponto de vista ambiental.

4.4. Considerações finais

O conjunto de simulações realizadas mostram as funcionalidades do modelo, o qual a partir de um conjunto de entradas específicas do tipo de consumidor e suas necessidades energéticas ao longo de um ano, permite obter um conjunto de resultados com as informações necessárias do tipo de investimento a ser realizado e a forma como deve ser operada a microrrede a fim de minimizar o custo total. Alguns aspectos a destacar na implementação e testes do modelo são colocados a seguir:

- O GAMS mostrou ser uma ferramenta computacional adequada para o problema de otimização da microrrede, permitindo implementar o modelo matemático de forma amigável, integrando o EXCEL como interface para visualização de dados de entrada e saída, e o CPLEX como *solver* para solucionar o problema de programação linear. Assim foi resolvido com rapidez um problema de grande porte envolvendo uma grande quantidade de variáveis;
- Os resultados dos testes mostraram concordância em relação ao atendimento das restrições no modelo matemático;
- As curvas de carga, de velocidade do vento e de radiação solar correspondem a dados de instalações e condições representativas em um ano típico, desta forma o problema de otimização foi tratado de forma determinística;
- Foram estudados dois casos, os quais se diferenciam pelas considerações e dados de entrada usados. No Caso 1 foram consideradas as condições de mercado atuais e no Caso 2 foram consideradas possíveis condições futuras de amplo desenvolvimento das tecnologias referentes ao SAE baseado em H₂. Deste modo no Caso 1 foram usados dados de artigos referentes às tecnologias atuais e no Caso 2 foram usados dados de reportes com projeções de cenários futuros;
- Como saídas do modelo de otimização, e dadas as restrições, foram obtidos o conjunto ótimo de tecnologias a serem instaladas e a forma ótima de operação da microrrede ao longo de um ano, desta forma tem-se perfis de geração, compra de eletricidade, compra de gás, calor recuperado e operação do SAE, para cada dia típico de semana e final de semana de cada mês ao longo de um ano. Entretanto, neste trabalho foi colocado apenas o resultado de um dia típico para cada cenário a fim de exemplificação;
- Os resultados econômicos para o Caso 1 mostram que as tecnologias de geração térmica com capacidade de recuperação de calor são a melhor opção para minimizar o custo total. As tecnologias de geração renovável também permitem

reduzir o custo total anual em relação ao cenário sem investimentos, devendo ser somados os benefícios ambientais; adicionalmente o SAE baseado em baterias melhora a gestão energética destas fontes. Por outro lado, o SAE baseado em H₂ se apresenta como uma alternativa para melhorar a gestão das fontes intermitentes, porém com custos de investimento elevados;

- Quando consideradas condições de mercado como custos de investimento e estruturas tarifárias, em cenários com alta penetração de fontes renováveis e incentivos ambientais dadas no Caso 2, a melhor combinação de tecnologias que minimiza o custo total está baseada em sistemas fotovoltaicos principalmente, com geradores térmicos capazes de aproveitar calor residual operando na base e com SAEs que permitem a gestão energética das fontes intermitentes;
- No Caso 2, o H₂ passa a ser a melhor opção de SAE, tanto do ponto de vista econômico como ambiental. A redução nos custos de investimento, a alta eficiência elétrica dos componentes e a possibilidade de aproveitamento de água quente na PEMFC levam ao menor custo total anual da microrrede e à menor quantidade de emissões de CO₂.

Capítulo 5

5. Conclusões

Esta dissertação teve como objetivo desenvolver e implementar um modelo de otimização que permita avaliar a viabilidade da inserção do H₂ como SAE de fontes intermitentes no contexto de uma microrrede. Deste modo foi seguida a formulação do DER-CAM, baseado em programação linear, para obter um modelo que leva em consideração as características técnicas e econômicas de um SAE baseado em H₂, complementando as opções existentes para avaliar SAEs baseados em baterias.

A finalidade do modelo é minimizar o custo total anual de fornecimento de serviços energéticos para um consumidor específico. Consequentemente, o modelo desenvolvido indica o conjunto ótimo de tecnologias de geração e armazenamento a serem instaladas em uma microrrede, assim como sua forma de operação em dias típicos de cada mês ao longo de um ano. As unidades de geração são selecionadas e programadas para atender de forma ótima tanto a demanda elétrica quanto térmica (aquecimento e resfriamento). No mesmo sentido é indicada a quantidade de eletricidade e gás natural a serem comprados.

De posse do modelo implementado computacionalmente em GAMS/CPLEX foram sistematicamente investigados diferentes casos de estudo em uma microrrede visando avaliar a atratividade da utilização do H₂ como SAE em comparação a outras tecnologias. Para fins de análise foi considerada uma microrrede hipotética agrupando um conjunto de instalações comerciais com perfis de demanda energética anuais conhecidos, e como tecnologias candidatas a serem instaladas foram consideradas tecnologias de geração e armazenamento disponíveis comercialmente.

Através do modelo de otimização foi possível quantificar os impactos técnicos e econômicos da implantação de REDs em uma microrrede, especificamente a adoção de tecnologias de geração renováveis e SAEs, em comparação com cenários em que não nenhum tipo de investimento, ou este é feito em tecnologias de geração convencionais.

Para o Caso 1 foi verificado que a adoção de geradores térmicos com capacidade de recuperação de calor reduz simultaneamente a compra de eletricidade e gás natural para aquecimento, fazendo de estas tecnologias a melhor opção de investimento, com uma redução no custo total anual de 13,7 % em relação ao cenário de referência sem nenhum investimento. Para o Caso 2 o investimento em geradores convencionais mostrou também ser atrativo em relação ao cenário de referência, porém, na medida em que estas tecnologias usam um

combustível fóssil, os custos de geração e custos ambientais aumentam, tornando as tecnologias de geração renovável uma melhor opção de investimento.

De acordo com os resultados da simulação percebe-se que os SAEs têm um papel fundamental na gestão energética de uma microrrede contribuindo do ponto de vista técnico, econômico e ambiental uma vez que permitem a integração em grande escala de fontes renováveis mitigando sua intermitência, minimizam a dependência da rede da distribuidora e contribuem na diminuição de emissões de CO₂. Para o Caso 1 as baterias aparecem como a melhor opção de SAE, devido aos menores custos de investimento em relação ao H₂, porém custos elevados frente aos geradores convencionais. Já no Caso 2 a situação inverte-se fazendo do H₂ a melhor opção de SAE, levando a uma redução de 22,3 % no custo total anual, sendo este custo menor inclusive que aquele obtido com a instalação de geradores convencionais.

Os casos de estudo indicam que a seleção ótima das tecnologias e sua forma de operação é influenciada tanto pelos fatores do mercado como pelas características do consumidor; deste modo o tipo de curva de carga e as características do local são determinantes nos resultados. A microrrede considerada, apresenta uma grande demanda energética no horário do meio dia, devido à existência de instalações comerciais como o escritório, restaurante e supermercado, sendo menor a contribuição do edifício residencial; deste modo uma aplicação interessante do modelo consiste em estudar opções de investimento variando o tipo de instalações e conseqüentemente os perfis de carga. De maneira similar podem ser estudados casos variando a localização da microrrede e, portanto, o potencial de geração renovável, ou analisando este potencial de forma estocástica.

Por outro lado, foi observado que os REDs considerados têm particularidades, como os limites de operação, eficiência, vida útil, capacidade de recuperação de calor, peculiaridades dos SAEs, entre outros, que influenciam a modelagem tanto do ponto de vista da seleção como da operação. Há ainda algumas características que devem ser incorporadas para obter resultados mais detalhados quanto a formas específicas de operação, por exemplo o comportamento durante a partida, e a inclusão das não linearidades na formulação matemática.

O modelo permite a incorporação de outros tipos de tecnologias disponíveis no mercado tais como sistemas solares térmicos, *chillers* de absorção, sistemas de armazenamento térmico, entre outros, que podem ser parte da solução ótima. Para este tipo de análises não são necessárias mudanças no algoritmo já que a formulação matemática contempla a inserção de vários tipos de tecnologias. Isto torna o modelo uma ferramenta útil na tomada de decisões contemplando variadas opções de investimento.

Neste trabalho foi abordado exclusivamente o armazenamento do H₂ em estado gasoso e seu uso em células a combustível para geração de eletricidade, no entanto, o H₂ é um vector energético que apresenta versatilidade de usos além da reconversão em eletricidade, como abastecimento de veículos, obtenção de outros combustíveis e injeção na rede de gás natural. Por outro lado, o processo de eletrólise tem como subproduto gás oxigênio de alta pureza com

potencial de ser comercializado. Trabalhos futuros devem envolver a expansão do modelo para incluir estas possibilidades de usos e avaliar os impactos técnicos, econômicos e ambientais em uma microrrede.

A decisão final sobre o investimento adequado depende da análise dos fatores mencionados anteriormente, assim como da obtenção de outros indicadores econômicos. Para os casos estudados foi comprovada a viabilidade do H₂ como SAE em cenários com alta penetração de fontes renováveis, juntamente com custos de investimento menores devido à massificação deste tipo de tecnologias. Se somados os benefícios obtidos pela diversificação no uso do H₂, sua adoção pode resultar ainda mais atrativa, tanto econômica como ambientalmente.

Referências Bibliográficas

- Alvez, C. (2015). *Seleção e Operação Ótima de Recursos Energéticos Distribuídos Inseridos em uma Microrede de Energia Elétrica*. Dissertação de Mestrado, UNIOESTE, Foz do Iguaçu.
- Arlt, M.-L., Cardoso, G., & Weng, D. (2017). Hydrogen Storage Applications in Industrial Microgrids. *Green Energy and Smart Systems Conference (IGESSC)* (págs. 1-6). IEEE.
- Bailey, O., Creighton, C., Firestone, R., Marnay, C., & Stadler, M. (2003). *Distributed Energy Resources in Practice: A Case Study Analysis and Validation of LBNL's Customer Adoption Model*. Ernesto Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley.
- Bamberger, C., & Richardson, D. (1976). Hydrogen Production from Water by Thermochemical Cycles. *Cryogenics*, 16(4), 197-208.
- Battelle Memorial Institute. (2016). *Manufacturing Cost Analysis of 100 and 250 kW Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications*. Report, Columbus, OH.
- Battelle Memorial Institute. (2017). *Manufacturing Cost Analysis of 1, 5, 10 and 25 kW Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications*. Report, Columbus, OH.
- Binotto, J. (2017). *Seleção e Operação Ótima de Tecnologia Para o Aproveitamento de Biogás na Geração de Energia Elétrica*. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Oeste de Paraná, Foz do Iguaçu.
- Bruijn, A., & Janssen, G. (2019). PEM Fuel Cell Materials: Costs, Performance, and Durability. En T. Lipman, & A. Weber, *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology Series* (págs. 195-234). New York, NY: Springer.
- Buttler, A., & Spliethoff, H. (2018). Current Status of Water Electrolysis for Energy Storage, Grid Balancing and Sector Coupling Via Power-to-Gas and Power-to-Liquids: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 2440-2454.
- Cardoso, G., Stadler, M., Mashayekh, S., & Hartvigsson, E. (2017). *The impact of Ancillary Services in optimal DER investment decisions*. Lawrence Berkeley National Laboratory, California.
- Chang, L., Zhang, W., Xu, S., & Spence, K. (2017). Review on Distributed Energy Storage Systems for Utility Applications. *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, 2(4), 267-276.
- Chen, C., Duan, S., Cai, T., & Liu, B. (2011). Optimal Allocation and Economic Analysis of Energy Storage System in Microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 26(10), 2762-2773.
- COMGAS. (2019). *Histórico de tarifas*. Obtido de <https://www.comgas.com.br/tarifas/historico-de-tarifas>.

- COMGAS. (2019). *Tarifas do Gás Natural Canalizado - Cogeração*. Obtenido de <https://www.comgas.com.br/tarifas/cogeracao/>.
- COPEL. (2019). *COPEL Tarifas*. Obtido de https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpag_copel2.nsf%2Fdocs%2FCDA0A6C0E19F787803257EBB00451CC5.
- Cutler, D., Olis, D., Elgqvist, E., Li, X., Laws, N., DiOro, N., . . . Anderson, K. (2017). *REopt: A Platform for Energy System Integration and Optimization*. Reporte Técnico, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
- Darrow, K., Tidball, R., Wang, J., & Hampson, A. (2017). *Catalog of CHP Technologies*. U.S. Environmental Protection Agency and U.S. Department of Energy.
- EnergyPlus. (2019). *Weather Data*. Recuperado el 14 de 07 de 2019, de <https://energyplus.net/weather>
- Engenharia e Arquitetura. (19 de Abril de 2018). Obtenido de Funcionamento e aplicações dos chillers por absorção: <http://www.engenhariaearquitectura.com.br/2018/04/funcionamento-e-aplicacoes-dos-chillers-por-absorcao>.
- Erikson, E., & Gray, E. (2017). Optimization and Integration of Hybrid Renewable Energy Hydrogen fuel cell Energy Systems – A Critical Review. *Applied Energy*, 202, 348-364.
- Felgenhauer, M., & Hamacher, T. (2015). State-of-the-art of Commercial Electrolyzers and On-Site Hydrogen Generation for Logistic Vehicles in South Carolina. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40, 2084-2090.
- Fossati, J. P., Galarza, A., Martín-Villate, A., & Fontán, L. (2015). A Method for Optimal Sizing Energy Storage Systems for Microgrids. *Renewable Energy*, 77, 539-549.
- Fu, R., Feldman, D., & Margolis, R. (2018). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
- Fuel Cell Technologies Office. (2016). *Multi-Year Research, Development, and Demonstration Plan - 3.4 Fuel Cells*. Washington, DC.
- Gahleitner, G. (2013). Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38, 2039-2061.
- Gao, D., Jiang, D., Liu, P., Li, Z., Hu, S., & Xu, H. (2014). An integrated energy storage system based on hydrogen storage: Process configuration and case studies with wind power. *Energy*, 66, 332e341.
- GAMS Development Corp. (2020). *GAMS, System Overview*. Obtenido de GAMS: <https://www.gams.com/products/gams/gams-language/>.
- Haghi, E., Fowler, M., & Raahemifar, K. (2017). Economic Analysis of Hydrogen Production in Context of a Microgrid. *The 5th IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering*, (págs. 79-84).
- International Energy Agency. (2019). *The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities*.
- Ivy, J. (2004). *Summary of Electrolytic Hydrogen Production*. National Renewable Energy Laboratory, U. S. Department of Energy, Golden, CO.

- Kahn, A., Naeem, M., Iqbal, M., & Qaisar, S. (2016). A Compendium of Optimization Objectives, Constraints, Tools and Algorithms for Energy Management in Microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 1664–1683.
- Lasseter, R., & Piagi, P. (2004). Microgrid: A Conceptual Solution. *PESC - Power Electronics Specialists Conference*, (págs. 1 - 6). Aachen, Germany.
- Lasseter, R. H. (2002). Microgrids. *Power Engineering Society Winter Meeting* (págs. 305-308). IEEE.
- Lawrence Berkeley National Laboratory. (Novembro de 2018). *Distributed Energy Resources - Customer Adoption Model (DER-CAM)*. Obtenido de <https://building-microgrid.lbl.gov/projects/der-cam>.
- Lawrence Berkeley National Laboratory. (2019, Fevereiro 01). *Microgrids at Berkeley Lab*. Retrieved from Berkeley Lab: <https://building-microgrid.lbl.gov/node/3635>.
- Lyseng, B., Niet, T., English, J., Keller, V., Palmer-Wilson, K., Robertson, B., . . . Wild, P. (2018). System-Level Power to Gas Energy Storage for High Penetrations of Variable Renewables. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(4), 1966-1979.
- Marchenko, O., & Solomin, S. (2017). Modeling of Hydrogen and Electrical Energy Storages in Wind/PV Energy System on the Lake Baikal Coast. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(15), 9361-9370.
- Marnay, C., Blanco, R., Hamachi, K., Kawann, C., Osborn, J., & Rubio, J. (2000). *Integrated Assessment of Dispersed Energy Resources Deployment*. Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, Berkeley.
- Marnay, C., Chard, J., & Hamachi, K. (2001). *Modeling of Customer Adoption of Distributed Energy Resources*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Ca.
- Mashayekh, S., Stadler, M., Cardoso, G., & Heleno, M. (2017). A mixed integer linear programming approach for optimal DER portfolio, sizing, and placement in multi-energy microgrids. *Applied Energy*, 187, 154-168.
- Mayyas, A., & Mann, M. (2019). Manufacturing Competitiveness Analysis for Hydrogen Refueling Stations. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(18), 9121-9142.
- Mayyas, A., Ruth, M., Pivovar, B., Bender, G., & Wipke, K. (2019). *Manufacturing Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers*. Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
- Mukherjee, U., Maroufmasha, A., Ranisau, J., Barbouti, M., Trainor, A., Juthani, N., & El-Shayeb, H. (2017). Techno-Economic, Environmental, and Safety Assessment of Hydrogen Powered Community Microgrids; Case Study in Canada. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(20), 14333-14349.
- Nikolaidis, P., & Poullikkas, A. (2017). A comparative Overview of Hydrogen Production Processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 597-611.
- Office of Electricity Delivery & Energy Reliability. (2018). *DOE Global Energy Storage Database*. Obtido de https://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization.
- Plumer, B., & Popovich, N. (2 de Abril de 2019). These Countries Have Prices on Carbon. Are They Working? *The New York Times*. Recuperado el 06 de Novembro de 2019.

- Robinius, M., Welder, L., Ryberg, D., Simon, J., Dichinson, R., Gammon, R., . . . Valentin, S. (2017). Power-to-Hydrogen and Hydrogen-to-X: Which markets? Which economic potential? Answers from the literature. *14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Dresden, Alemanha: IEEE.
- Robinius, M., Raje, T., Nycamp, S., Rott, T., Müller, M., Grube, T., . . . Stolten, D. (2018). Power-to-Gas: Electrolyzers as an alternative to Network Expansion - An Example From Distribution System Operator. *Applied Energy*, 210, 182-197.
- Rossmesl, J., Logadottir, A., & Nørskov, J. (2005). Electrolysis of Water on (Oxidized) Metal Surfaces. *Chemical Physics*, 319(1-3), 178-184.
- Ruth, M., Mayyas, A., & Mann, M. (2017). Manufacturing Competitiveness Analysis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems. *Fuel Cell Seminar and Energy Expo*.
- Schittekatte, T. (2015). *The Impact of Stochastic Variability in Insolation and Capital Cost of Bateires on Optimal Microgrid Design*. Disertação de Mestrado, Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- Shahidehpour, M., & Li, Z. (2016). *Applying DER-CAM for IIT Microgrid Expansion Planning*. Argonne National Laboratory, Chicago.
- Siddiqui, A., Marnay, C., Firestone, R., & Zhou, N. (2007). Distributed Generation with Heat Recovery and Storage. *Journal of Energy Engineering*, 133(3), 181-210.
- Sorensen, B. (2004). *Renewable Energy Its physics, engineering, use.*, 927 p. United States of America: Books.elsevier.com.
- Stadler, M., Marnay, C., Siddiqui, A., Lai, J., Coffey, B., & Aki, H. (2009). *Effect of Heat and Electricity Storage and Reliability on Microgrid Viability: A Study of Commercial Buildings in California and New York States*. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley.
- The World Bank Group. (2019). Obtenido de Carbon Pricing Dashboard: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>.
- U. S. Department of Energy. (s.f.). *Commercial Reference Buildings*. Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/buildings/commercial-reference-buildings>.
- U. S. Energy Information Administration. (2019). *Annual Energy Outlook 2019 with projections to 2050*. Washington, DC.
- U.S. Environmental Protection Agency. (2019). *CHP Benefits*. Obtenido de <https://www.epa.gov/chp/chp-benefits>.
- Vivas, F., De las Heras, A., Segura, F., & Andújar, J. (2018). A Review of Energy Management Strategies for Renewable Hybrid Energy Systems With Hydrogen Backup. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 126-155.
- Wiser, R., & Bolinger, M. (2018). *2018 Wind Technologies Market Report*. Wind Energy Technologies Office.

Apêndice A

Curvas de demanda energética usadas como dados de entrada nas simulações

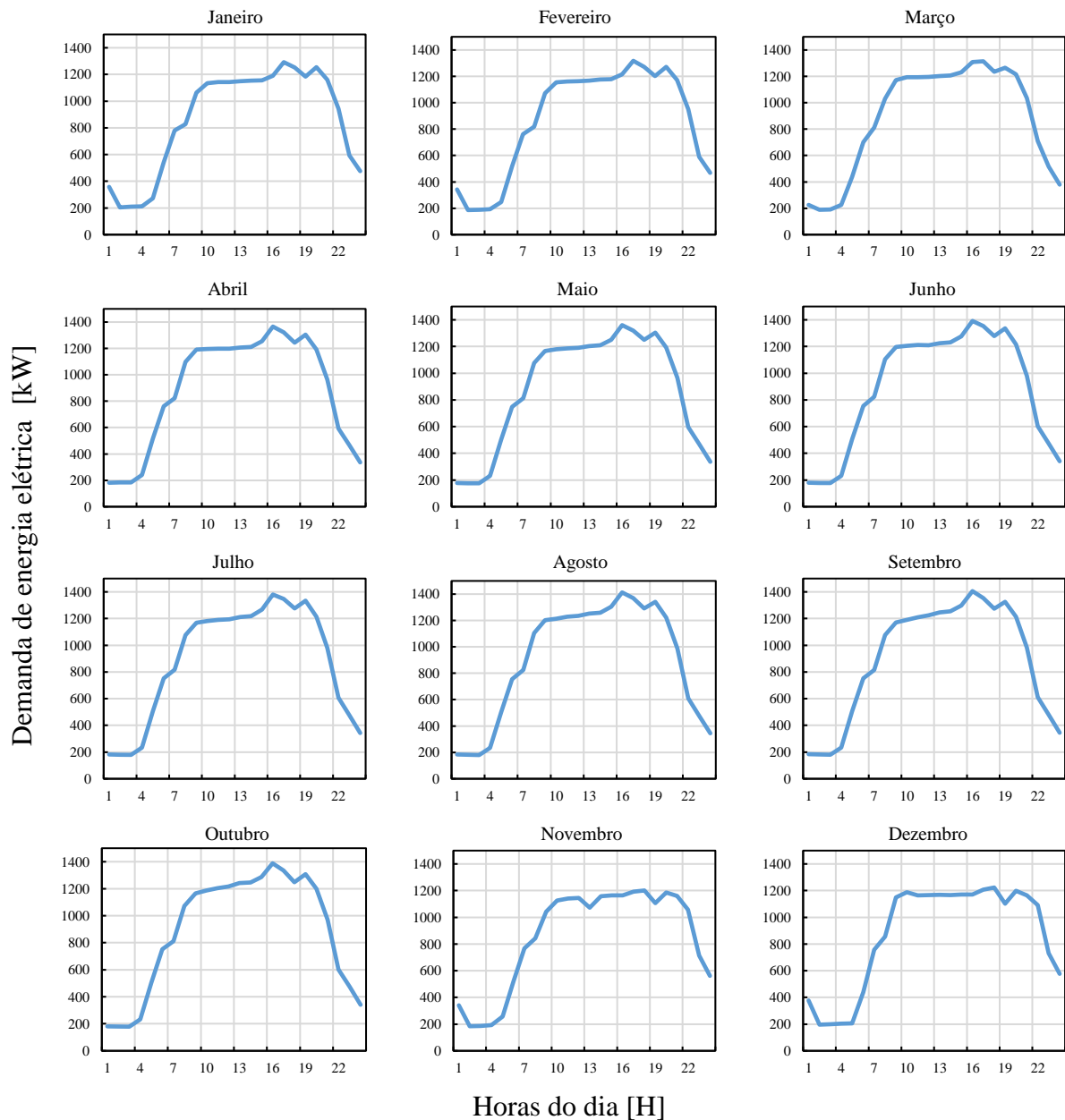


Figura A.1: Demanda de energia elétrica em dias típicos de semana ao longo de um ano

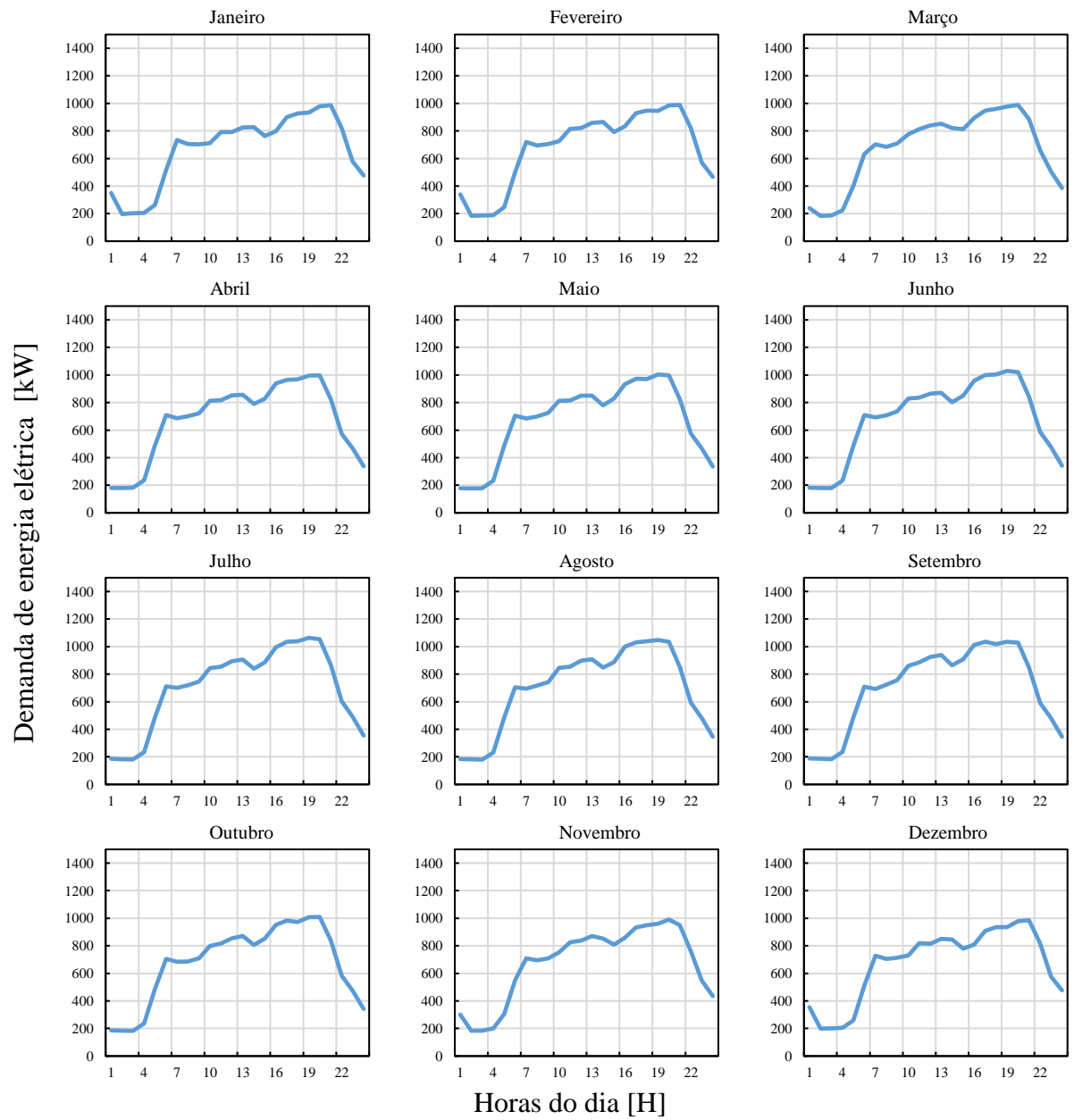


Figura A.2: Demanda de energia elétrica em dias típicos de final de semana ao longo de um ano

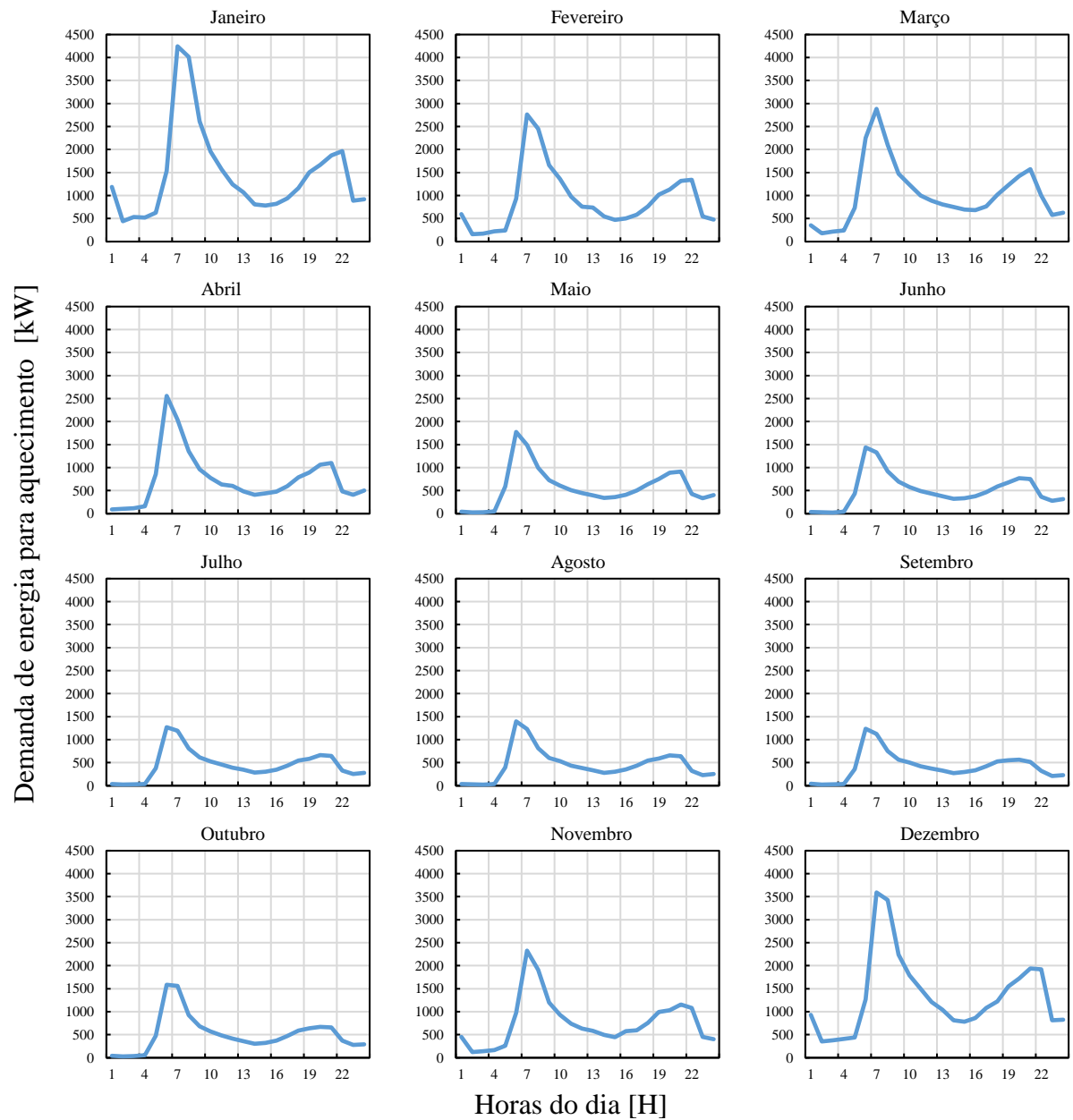


Figura A.3: Demanda de energia para aquecimento em dias típicos de semana ao longo de um ano

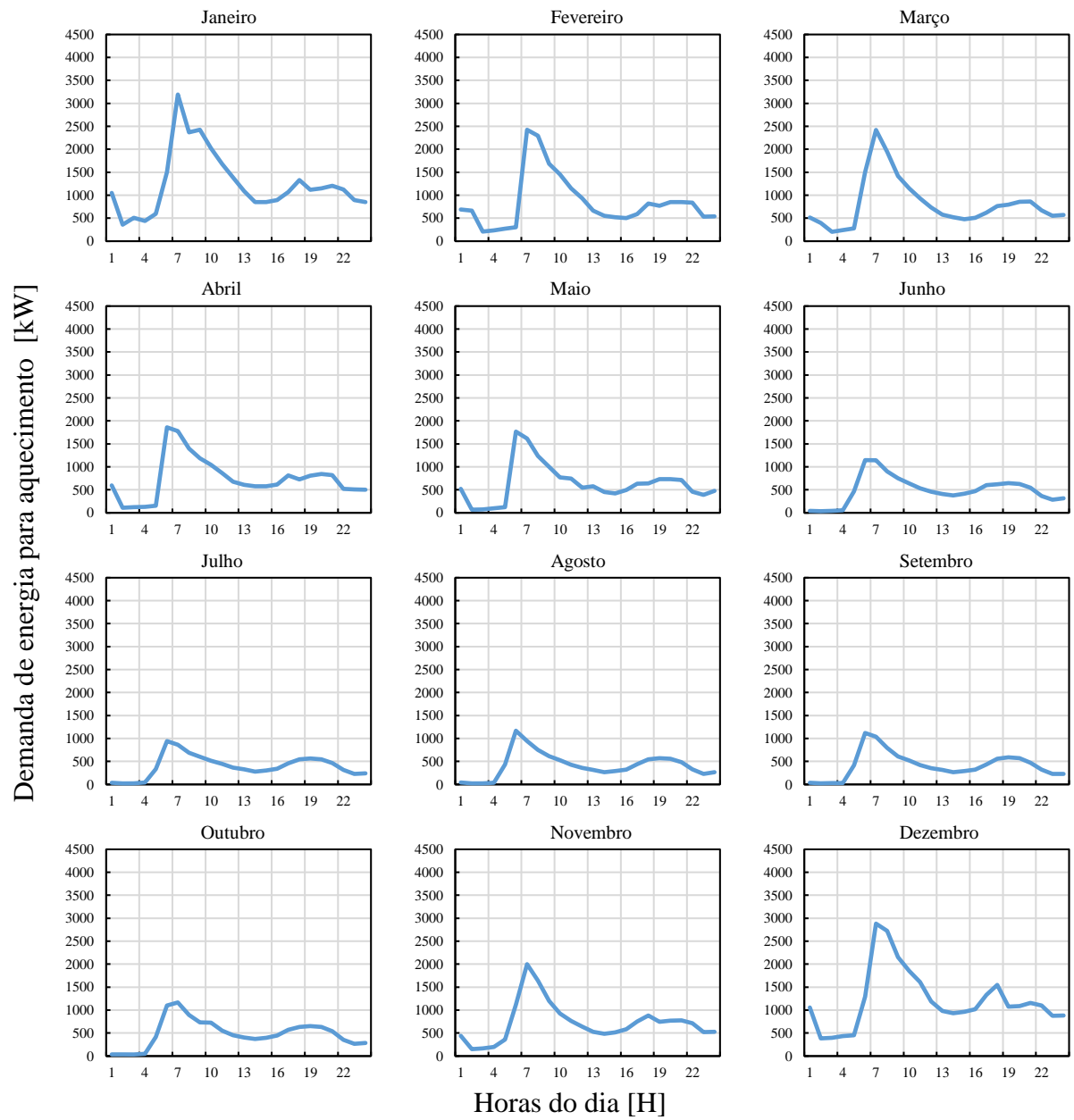


Figura A.4: Demanda de energia para aquecimento em dias típicos de final de semana ao longo de um ano

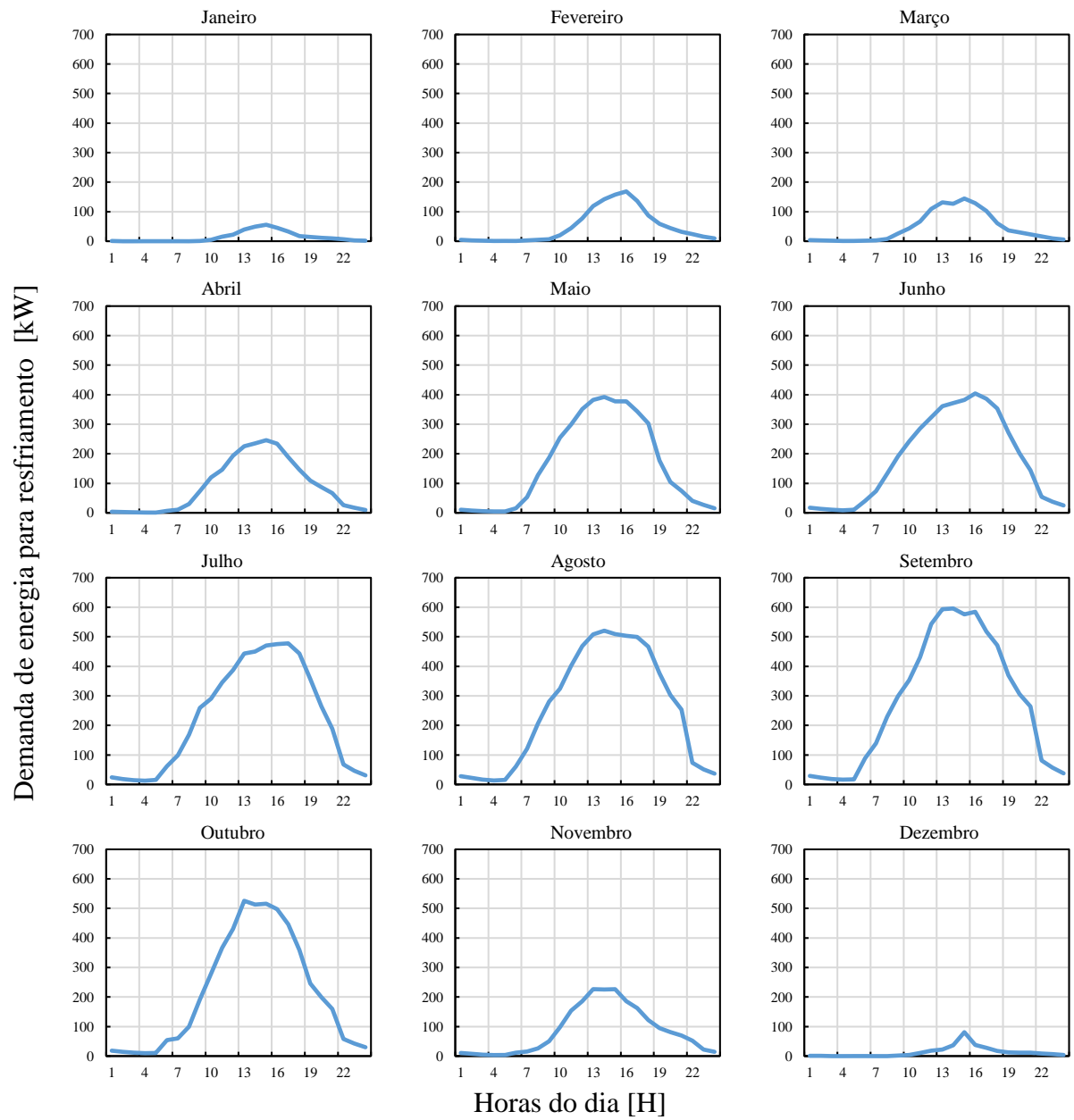


Figura A.5: Demanda de energia para resfriamento em dias típicos de semana ao longo de um ano

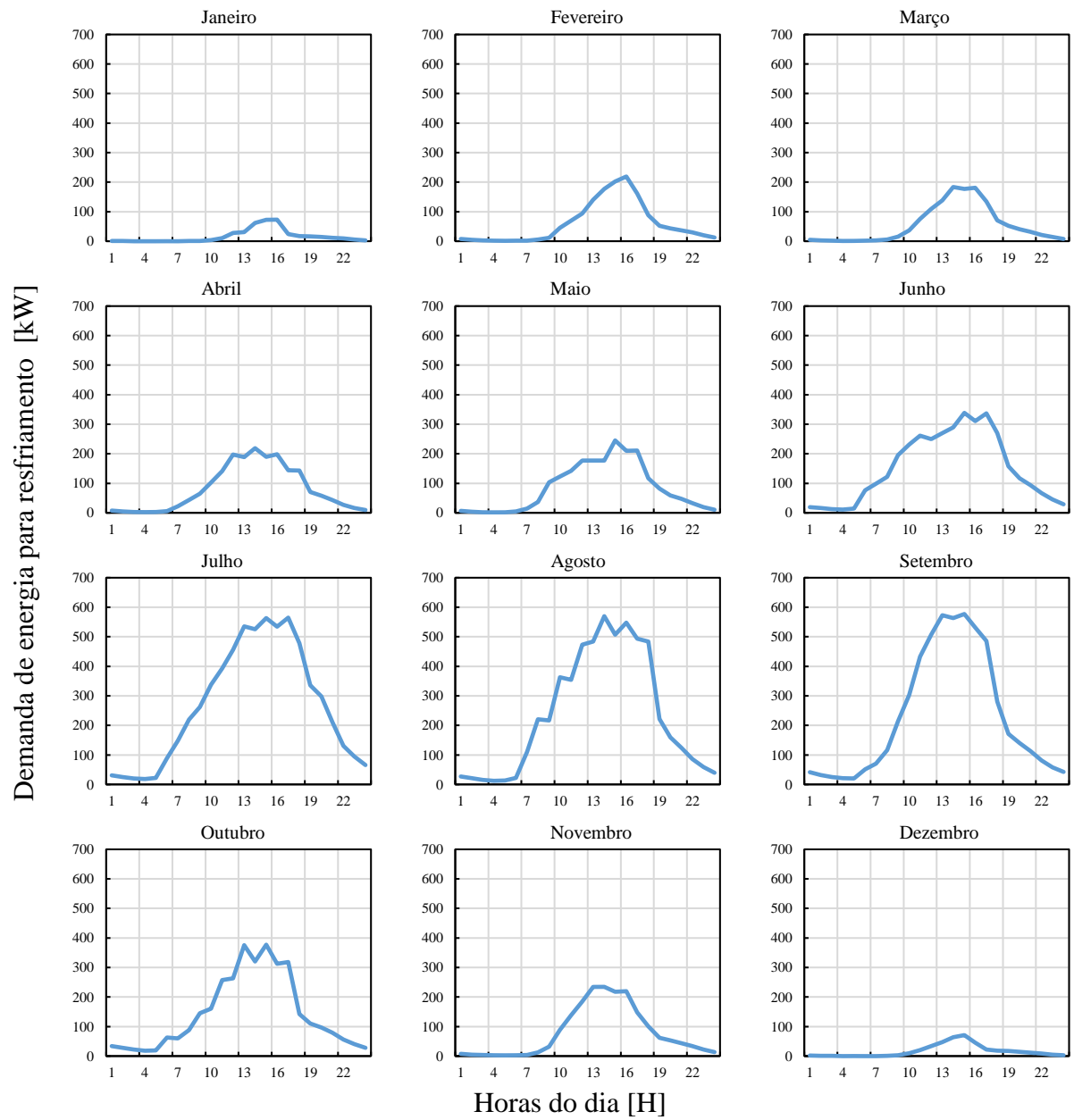


Figura A.6: Demanda de energia para resfriamento em dias típicos de final de semana ao longo de um ano

Apêndice B

Curvas de irradiação solar e velocidade do vento usadas como dados de entrada para calcular a potência de saída dos geradores renováveis.

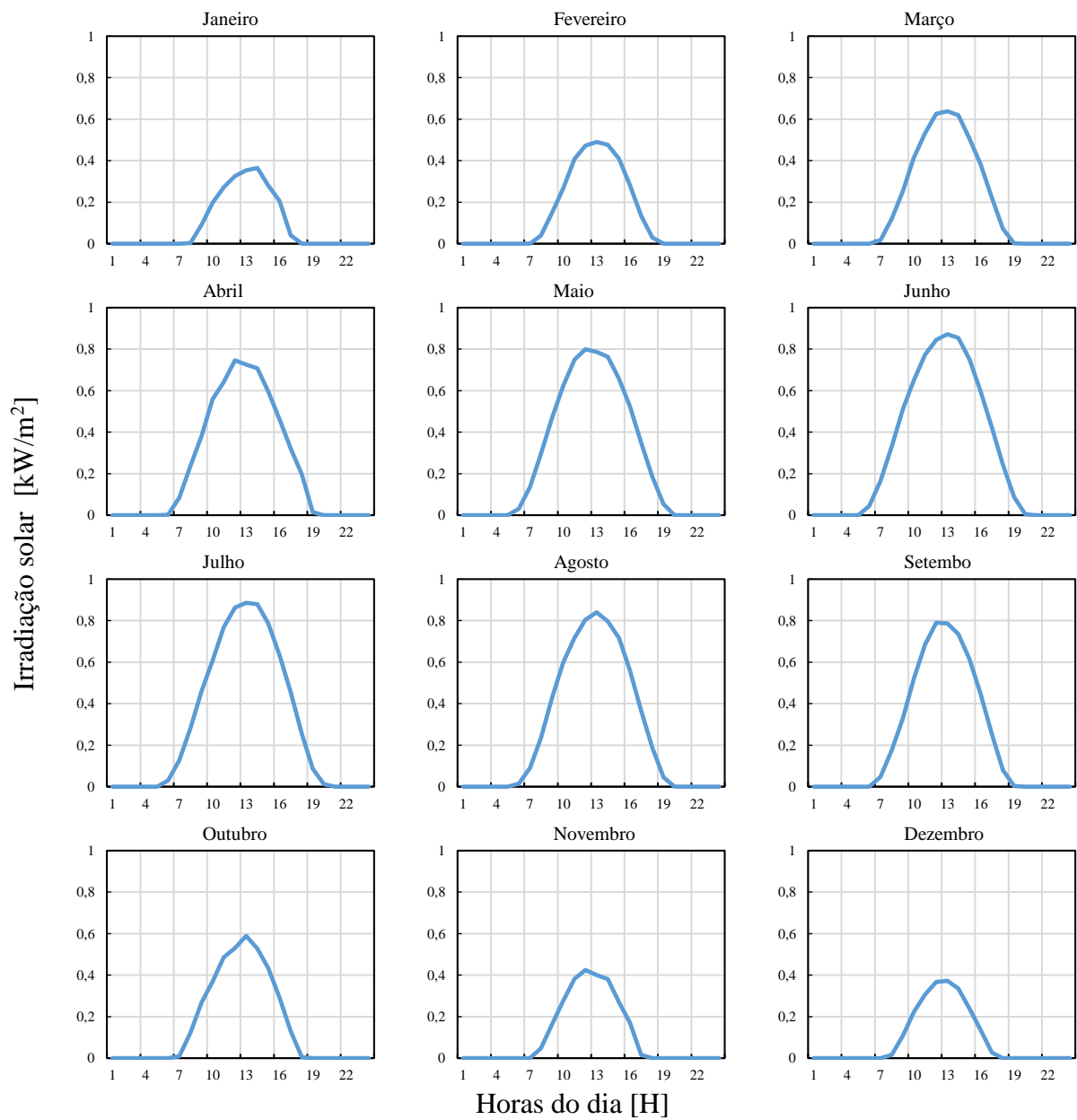


Figura B.1: Perfis de irradiação solar para um ano típico

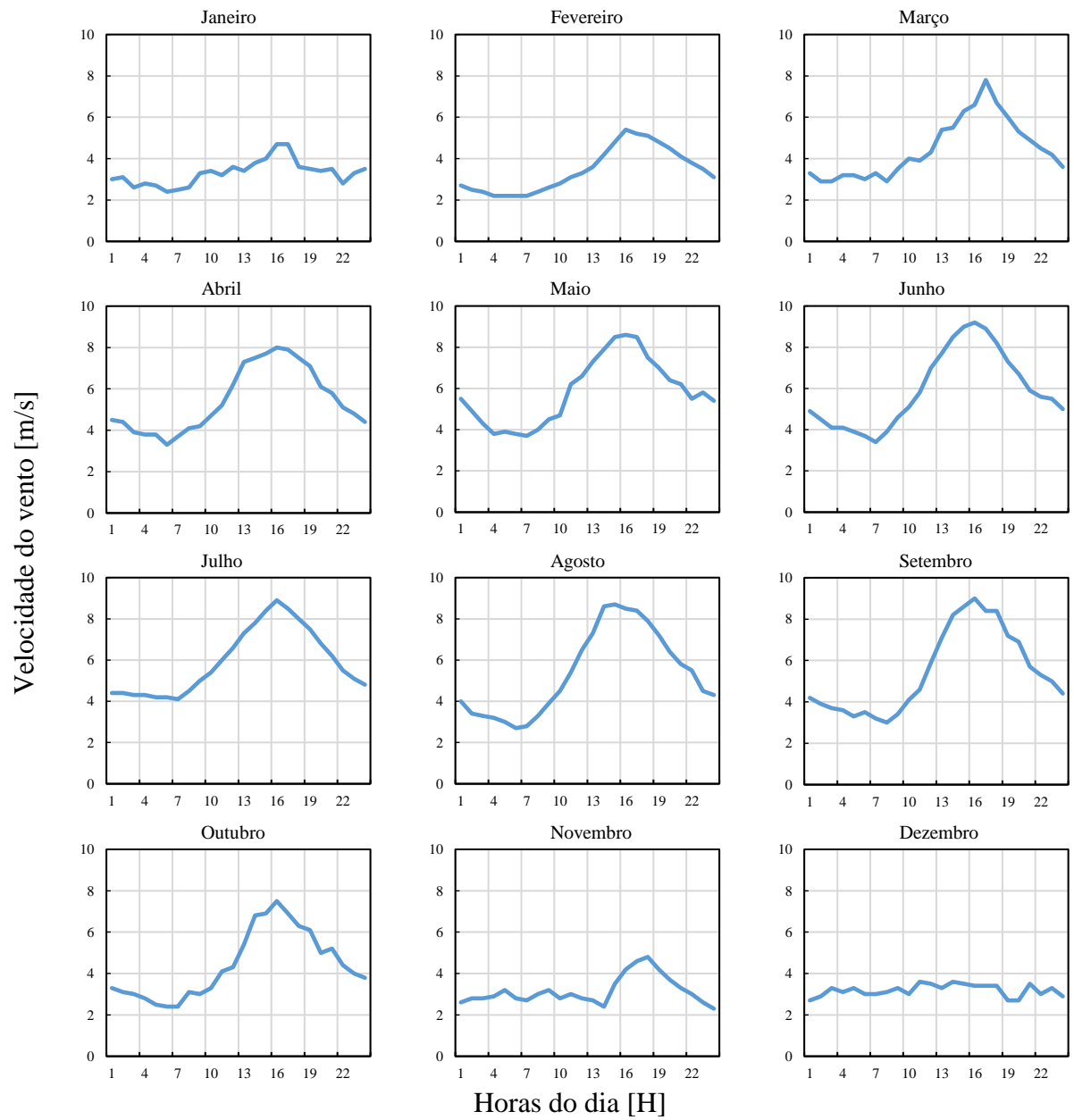


Figura B.2: Perfis de velocidade do vento para um ano típico