

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Eduardo Mauro Baptista Bolonhez

**Racionalização no uso de diferentes
fontes de geração de energia
em grandes instalações**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Sergio Leal Braga

Rio de Janeiro

Maio de 2015



Eduardo Mauro Baptista Bolonhez

**Racionalização no uso de diferentes
fontes de geração de energia
em grandes instalações**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Sergio Leal Braga

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC-Rio

Prof. Mauricio Nogueira Frota

Departamento de Metrologia - PUC-Rio

Profa. Gisele Maria Ribeiro Vieira

CEFET/RJ

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador(a) Setorial do Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 22 de maio de 2015

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

Eduardo Mauro Baptista Bolonhez

Graduado em Engenharia Química e Estudos Complementares em Empreendedorismo (PUC-Rio) em 2009. Foi aluno de iniciação científica por dois anos, monitor de diversas disciplinas e ex-estagiário da Petrobrás e da Shell, além de trainee da Spirax Sarco.

Ficha Catalográfica

Bolonhez, Eduardo Mauro Baptista

Racionalização no uso de diferentes fontes de geração de energia em grandes instalações / Eduardo Mauro Baptista Bolonhez; orientador: Prof. Sergio Leal Braga. – 2015.

92 f. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2015.

Inclui bibliografia

1. Engenharia mecânica – Teses. 2. Perfil de demanda médio horário. 3. Sistemas híbridos. 4. Fotovoltaico. 5. Geração de energia. 6. Célula a combustível. I. Braga, Sergio Leal. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. III. Título.

CDD: 621

Aos meus pais e família, pelo suporte de toda uma vida. Em especial, dedico este trabalho ao meu avô Luiz Eduardo Sócrates Baptista;

Agradecimentos

Aos professores de pós-graduação do departamento de Mecânica, pelo conhecimento dividido durante os anos de curso;

Ao meu orientador, Sergio Leal Braga, por todo suporte fornecido durante o período;

À Eduardo Serra, que, indicado pelo meu orientador, me ajudou em momentos-chave;

Aos meus pais e avós, por todos os ensinamentos e suporte dados;

Resumo

Bolonhez, Eduardo Mauro Baptista; Braga, Sergio Leal. **Racionalização no uso de diferentes fontes de geração de energia em grandes instalações.** Rio de Janeiro, 2015. 92p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Neste trabalho, busca-se atender a demanda energética de grandes clientes através de um sistema híbrido de energias renováveis (HSRE, em inglês), com o mínimo custo e diminuindo as emissões de poluentes. O sistema é construído a partir do uso de células fotovoltaicas, células a combustível e chillers elétricos. Quatro tipos de célula a combustível são testadas e avaliadas quanto a viabilidade: PAFC (ácido fosfórico), SOFC (sólido óxido), MCFC (carbonato fundido) e PEMFC (membrana trocadora de prótons). Para o caso da última, geradores de hidrogênio são simulados para suprir a demanda. Os resultados são comparados com o caso base, de toda a demanda sendo atendida pela concessionária de energia elétrica local. Varia-se o custo de aquisição e instalação dos equipamentos, o custo de aquisição de gás natural e o custo da energia elétrica, além da variação da demanda e de simular o cliente em diferentes cidades. A demanda hipotética é calculada a partir de valores de iluminâncias segundo normas técnicas para cada sala de um laboratório em construção em Xerém, no Rio de Janeiro. A simulação indica como resultado a viabilidade econômica de abastecimento pelo sistema híbrido, com geradores do tipo PAFC, SOFC e MCFC. A alta demanda de hidrogênio, juntamente com o custo atual para geração do mesmo inviabiliza o retorno com uso de células PEMFC.

Palavras-chave

Perfil de demanda médio horário; sistemas híbridos; HSRE; fotovoltaico; simulação; geração de energia; célula a combustível estacionária; SOFC; PAFC; MCFC; PEMFC; eletrolisador; viabilidade econômica

Abstract

Bolonhez, Eduardo Mauro Baptista; Braga, Sergio Leal (advisor). **Rational use of different sources of power generation in large installations.** Rio de Janeiro, 2015. 92p. MSc. Dissertation - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In this work, we seek to meet the energy demand of large customers through a hybrid system of renewable energy (HRSE), with minimal cost and reducing emissions. The system is built from the use of photovoltaic cells, fuel cells and electric chillers. 4 fuel cell types are tested and evaluated for viability: PAFC (phosphoric acid) SOFC (solid oxide), MCFC (molten carbonate) and PEMFC (proton exchange membrane). In the case of the latter, hydrogen generators are simulated to meet demand. The results are compared with the base case, that includes all the demand being met by the local power company. The cost of purchase and installation of equipment, the cost of acquisition of natural gas and the cost of electricity, as well as the demand variation and simulate the client in different cities are analyzed under different values. The hypothetical demand is calculated from illuminance values according to technical standards for each room of a laboratory under construction in Xerém, in Rio de Janeiro. The simulation result shows the economic viability supply the hybrid system. The high demand for hydrogen with the current cost for generating the same prevents the payback from PEMFC fuel cells.

Keywords

Hourly load demand; hybrid systems; HSRE; photovoltaic; simulation; power generation; Stationary fuel cell; SOFC; MCFC; PEMFC; electrolyzer; economic viability

Sumário

1	Introdução	15
1.1.	Contexto Geral	15
1.2.	Motivação	17
1.3.	Objetivos	19
1.4.	Revisão bibliográfica	20
1.5.	Organização do trabalho	22
2	Desenvolvimento	23
2.1.	Fluxograma do trabalho	23
2.2.	O sistema HRES	27
2.3.	Componentes da demanda energética	28
2.4.	Demanda energética: Iluminação	28
2.5.	Demanda energética: Equipamentos	29
2.6.	Demanda energética: Resfriamento	29
2.7.	Conversão fotovoltaica (FV)	32
2.7.1.	Dados de entrada sistema FV	34
2.7.2.	Cálculos do sistema FV	35
2.8.	Módulo de geração de energia elétrica por hidrogênio	39
2.8.1.	Geração de hidrogênio no eletrolisador	39
2.8.2.	Geração de Hidrogênio	41
2.8.3.	Cálculo do fator de capacidade do eletrolisador	42
2.8.4.	Tanque de armazenamento de hidrogênio	43
2.8.4.1.	Variação diária de demanda	43
2.8.4.2.	Variação horária de demanda	44
2.8.4.3.	Interrupção da produção não planejada	44
2.9.	Célula a combustível (FC)	45
2.10.	Chiller elétrico	50
2.10.1.	Geração de Frio no Chiller	50
2.10.2.	Consumo de energia elétrica do Chiller	50
2.11.	Energia complementar da rede	51
2.11.1.	Componentes do cálculo de energia complementar da rede	52
2.11.1.1.	Consumo de energia elétrica complementar da rede	52

2.11.1.2. Custos anuais de demanda complementar	53
2.11.1.3. Custos anuais de energia complementar	53
2.11.2. CAPEX e OPEX do sistema	53
3 Resultados	55
3.1. Caso simulado: Perfil da demanda	55
3.2. Dados de radiação e temperatura	57
3.3. Tarifas	59
3.4. Taxas de câmbio utilizadas	60
3.5. Capital e tecnologia	61
3.6. Resultados da simulação	64
3.6.1. Caso 1 – 100% da demanda atendida pela concessionária	64
3.6.2. Caso 2 – 100% da demanda atendida pela concessionária e sistema fotovoltaico	65
3.6.3. Caso 3 – 100% da demanda atendida pelo sistema híbrido	67
3.6.3.1. Caso 3.1 – Célula SOFC	67
3.6.3.2. Caso 3.1 – Célula PAFC	68
3.6.3.3. Caso 3.2 – Célula MCFC	70
3.6.3.4. Caso 3.3 – Célula PEMFC	71
3.6.4. Período de retorno e custos totais dos casos	73
3.7. Análises de sensibilidade	75
3.7.1. Sensibilidade relacionada à variação do custo de gás natural	75
3.7.2. Sensibilidade relacionada à variação do custo de energia elétrica	77
3.7.3. Sensibilidade relacionada ao custo de investimento do sistema	79
3.7.4. Sensibilidade relacionada à demanda inicial do sistema	80
3.7.5. Sensibilidade causada pelo sistema aplicado em outras cidades	82
4 Conclusões	86
4.1. Recomendações para trabalhos futuros	88
5 Referências bibliográficas	89

Lista de figuras

Figura 1 – Fluxograma da organização da simulação	24
Figura 2 – Fluxograma do módulo de geração de energia elétrica fotovoltaica	33
Figura 3 – Diagrama de produção de hidrogênio no eletrolisador	39
Figura 4 – Fluxograma da produção de hidrogênio no eletrolisador	41
Figura 5 – Fluxograma do processo de decisão e dimensionamento das células a combustível	46
Figura 6 – Fluxograma do modelo de produção de energia elétrica na célula a combustível	49
Figura 7 – Curva de demanda do consumidor simulado	55
Figura 8 – Fluxo de caixa anual dos 15 anos com sistema híbrido (célula PAFC)	73
Figura 9 – Fluxo de caixa anual dos 15 anos com sistema híbrido (célula SOFC)	73
Figura 10 – Fluxo de caixa anual dos 15 anos com sistema híbrido (célula MCFC)	74
Figura 11 – Payback do investimento no sistema híbrido variando o custo do gás natural	75
Figura 12 – Diferença dos custos anuais do sistema híbrido e do convencional variando o custo do gás natural	76
Figura 13 – TIR do investimento no sistema híbrido variando o custo do gás natural	76
Figura 14 – Payback do investimento no sistema híbrido variando o custo da energia elétrica	77
Figura 15 – Diferença dos custos anuais do sistema híbrido e do convencional variando o custo da energia elétrica	78
Figura 16 – TIR do investimento no sistema híbrido variando o custo da energia elétrica	78
Figura 17 – Payback do investimento no sistema híbrido variando o custo de investimento do sistema	79
Figura 18 – TIR do investimento no sistema híbrido variando o custo de investimento do sistema	80
Figura 19 – Payback do investimento no sistema híbrido variando	

a demanda inicial do sistema	81
Figura 20 – Diferença dos custos anuais do sistema híbrido e do sistema convencional variando a demanda inicial do sistema	81
Figura 21 – TIR do investimento no sistema híbrido variando a demanda inicial do sistema	82
Figura 22 – Sensibilidade do período de retorno em cada uma das capitais simuladas	83
Figura 23 – Sensibilidade da taxa interna de retorno em cada uma das capitais simuladas	83
Figura 24 – Economia anual com o fornecimento de energia pelo sistema híbrido	84

Lista de tabelas

Tabela 1 – Dados de entrada do sistema FV	34
Tabela 2 – Dados de entrada dos painéis fotovoltaicos	34
Tabela 3 – Dados de entrada das centrais de monitoramento	35
Tabela 4 – Dados de entrada dos inversores	35
Tabela 5 – Dados de entrada do eletrolisador	40
Tabela 6 – Dados de entrada da célula a combustível	47
Tabela 7 – Dados de entrada do módulo convencional	51
Tabela 8 – Distribuição horária da demanda elétrica	55
Tabela 9 – Distribuição horária da demanda térmica	57
Tabela 10 – Dados de localização do cliente simulado	58
Tabela 11 – Perfil da radiação direta média horária mensal (W/m^2)	58
Tabela 12 – Perfil da radiação difusa média horária mensal (W/m^2)	59
Tabela 13 – Tarifas binomiais para a modalidade horo sazonal azul	59
Tabela 14 – Tarifas binomiais para a modalidade horo sazonal verde	60
Tabela 15 – Estrutura tarifária da CEG para consumidores tipo cogeração	60
Tabela 16 – Taxas de câmbio utilizadas	61
Tabela 17 – Descrição do sistema fotovoltaico proposto	62
Tabela 18 – Descrição das células a combustível propostas	62
Tabela 19 – Descrição do gerador de hidrogênio proposto	63
Tabela 20 – Descrição do chiller elétrico proposto	63
Tabela 21 – Balanço energético do caso 1 (demanda atendida pela concessionária)	64
Tabela 22 – Custo total de abastecimento do sistema convencional	65
Tabela 23 – Balanço energético do sistema híbrido (somente com fotovoltaico)	66
Tabela 24 – OPEX e amortização para o sistema híbrido (somente célula fotovoltaica)	66
Tabela 25 – Balanço energético do sistema híbrido com célula SOFC	67
Tabela 26 – OPEX e amortização para o sistema híbrido com célula SOFC	68
Tabela 27 – Balanço energético do sistema híbrido com célula PAFC	69
Tabela 28 – OPEX e amortização para o sistema híbrido com célula PAFC	69

Tabela 29 – Balanço energético do sistema híbrido com célula MCFC	70
Tabela 30 – OPEX e amortização para o sistema híbrido com célula MCFC	70
Tabela 31 – Balanço energético do sistema híbrido com célula PEMFC	71
Tabela 32 – OPEX e amortização para o sistema híbrido com célula PEMFC	72
Tabela 33 – Custo médio de gás natural para cada praça na simulação com PAFC	84
Tabela 34 – Custo médio de gás natural para cada praça na simulação com SOFC	84
Tabela 35 – Custo médio de gás natural para cada praça na simulação com MCFC	85
Tabela 36 – Custo médio de energia da concessionária para cada praça	85

Lista de símbolos

CAPEX	Investimento em bens de capital
Cdi	Custo de demanda de energia da concessionária
CEG	Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro
Cei	Custo de energia da concessionária
CEL	<i>Chiller</i> elétrico
COFINS	Contribuição para o financiamento da seguridade social
COP	Coeficiente de performance
FC	Célula a combustível
FV	Célula fotovoltaica
ICMS	Impostos sobre circulação de mercadorias e serviços
IPLV	Valor integrado de cargas parciais
kW	Quilowatt
kWe	Quilowatt elétrico
kWh	Quilowatt-hora
kWt	Quilowatt térmico
MCFC	Célula a combustível de carbonato fundido
MWh	Megawatt-hora
OPEX	Despesas operacionais
PAFC	Célula a combustível de ácido fosfórico
PEMFC	Célula a combustível de membrana de próton
SOFC	Célula a combustível de óxido sólido
TIR	Taxa interna de retorno
VBA	Visual Basic for Applications

1 Introdução

1.1. Contexto Geral

Desenvolver alternativas para a matriz energética atual deixou de ser uma opção para o futuro e já é uma necessidade. Muito embora os custos de aquisição/implementação/operação de algumas fontes primárias ainda apresentem restrições, o acoplamento correto das condições regionais do consumidor e das condições de fornecimento de uma fonte pode promover retornos de investimento consideráveis. Muitas indústrias já se utilizam de formas alternativas de fornecimento, como cogeração (seja em horário de ponta ou não), queima de biomassa, painéis fotovoltaicos etc.

A redução de emissões e a economia a médio-longo prazo gerada pela adoção de fontes alternativas são suficientes para justificar o investimento nas mesmas.

O desenvolvimento tecnológico e o crescimento populacional ajudaram a aumentar, de forma substancial, a demanda de energia elétrica a partir da metade do século passado. Como consequência, o desenvolvimento de novas e renováveis fontes de energia se tornou um assunto primordial em diversos países. Atender a esta demanda através da queima de combustíveis fósseis unicamente não é o caminho. É necessária uma matriz de fornecimento diversificada, tendo as emissões de poluentes na produção de energia e a contribuição destas para o aquecimento global, motivos de preocupação e força motriz para o estudo e desenvolvimento de fontes de energias renováveis.

Um sistema híbrido de fornecimento de energia (HRES, em inglês) é a combinação de uma ou mais fontes de energia renováveis, que fornecem potência a uma instalação, tendo um sistema de backup (como as próprias concessionárias). Estudar e implementar um sistema HRES visa a diminuição do custo total de fornecimento a esta instalação.

Estimava-se que a capacidade de projeção de renováveis (incluindo solar e eólica) aumente do valor de 8% em 2010, para 17% em 2030 (Bronzati, 2008).

No entanto, segundo o Balanço Energético Nacional (Empresa de pesquisa energética, 2014), houve um decréscimo em 2013 de 5,2% na participação de energias renováveis na matriz elétrica brasileira, com aumento de 6,7% nas emissões de CO₂. A participação da energia solar nesta matriz é bem pequena, inferior a 0,01%, embora venha crescendo nos últimos anos. O alto custo de investimento das fontes renováveis impede um crescimento maior, como na geração de energia diretamente por hidrogênio. Por outro lado, este método possui vantagens, como a baixíssima emissão (o subproduto do processo é vapor d'água) e a eficiência do mesmo (por volta de 60%, segundo Seattle City Light, 2010).

1.2. Motivação

Apesar de largamente dominada pela energia hidrelétrica, o Brasil está investindo em uma utilização mais eficiente de energia e em uma matriz mais diversificada.

Em 2012, segundo a Enerdata World 2011, o Brasil era o 7o maior consumidor de energia e o 9o maior produtor (Pottmaier, 2013).

Segundo o BEN (Balanço energético nacional, EPE, 2014), em 2014, o total de energias renováveis contribuiu com 46,4% do total de produção de energia primária. Porém, apenas 4,8% se refere a fontes como eólica e solar. 41% da oferta interna de energia se dá por fontes primárias renováveis.

Com números ainda mais baixos, a contribuição por energia solar representa 5,0MW de capacidade instalada de geração elétrica, menos de 1% dos 126.149MW totais do Brasil.

Melhorar estes números representa mais do que somente uma necessidade ambiental e de redução de custos. A aplicação de fontes de energias renováveis contribui significativamente com benefícios socioeconômicos, como diversificação da matriz energética, desenvolvimento rural e regional e criação de novos postos de trabalho. No entanto, tais benefícios dependem de diversos fatores e não somente do tipo de energia renovável a ser aplicada. Esta não deve, por exemplo, ser considerada uma solução final para áreas rurais/remotas, e sim como parte de uma solução que inclui políticas integradas que visam diminuir a disparidade regional de um país (Del Río, 2009).

Também é importante a “dissociação parcial” da dependência das concessionárias de energia elétrica no Brasil. As tarifas finais de energia pagas pelo consumidor industrial brasileiro são muito superiores às de consumidores industriais em diversos países, com projeção de se manter desta forma nos próximos anos. Também é importante ressaltar que as tarifas variam até 63% entre os estados brasileiros, sendo a média destas superior a de 27 outros países. O Brasil possui custos de geração, transmissão e distribuição superiores às tarifas finais de energia da China, Estados Unidos e Argentina (Firjan, 2011).

Algumas empresas já estão propondo mudanças, visando uma matriz energética mais equilibrada. A Apple está investindo U\$ 850.000.000,00 (oitocentos e cinquenta milhões) em um terreno de 1.300 (mil e trezentos) acres com células fotovoltaicas, visando abastecer seu novo campus (Verge, 2015). Já

o Facebook planeja que metade de seus data centers sejam abastecidos por energia renovável, já em 2018 (Engadget, 2015).

Uma das formas de mudar esta situação é promover a geração de energia elétrica de fontes alternativas, a exemplo do uso de HRES, assim reduzindo os custos de aquisição de energia elétrica, e também diminuindo as emissões na geração de uso da mesma.

1.3. Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo desenvolver um modelo de abastecimento energético que atenda uma demanda variável, visando a redução de custo e emissão de poluentes. A demanda energética deverá ser calculada a partir de valores de iluminância presentes em normas técnicas.

O modelo compreende sistema fotovoltaico, sistema de geração de energia por hidrogênio, chiller elétrico e energia da rede (concessionária).

1.4. Revisão bibliográfica

A NBR 5413 (Iluminância de interiores) fornece valores de iluminâncias médias mínimas para iluminação em interiores para diversos ambientes e atividades, como comércio, indústria, esporte, etc.

Rodrigues (2002) propõe alternativas simplificadas para se calcular o número de lâmpadas necessárias em um ambiente, e conseqüentemente a energia utilizada.

ASHRAE (1997) define métodos de cálculo para obtenção de demanda térmica, e (Suziyana et al) usam fatores correctivos para adequar um dos métodos propostos para qualquer latitude.

Pottmaier et al (2012) estudam a matriz energética brasileira e a disponibilidade e viabilidade de fontes de energia sustentáveis no Brasil.

Del Rio et al (2009) estudam as conseqüências socioeconômicas e o impacto no desenvolvimento em áreas onde há investimento em fontes de energia renovável.

Hossam-Eldin et al (2012) e Razak et al (2007) apresentam, em seus trabalhos, as definições de HRES e discutem a importância do melhor aproveitamento de toda energia gerada pelo sistema e a relação desta com o custo final do sistema. Razak et al desenvolvem modelo que visa minimizar a energia gerada em função da demanda do cliente.

Abarkan et al (2013) estudam as influências das variações demanda-consumo de um sistema HRES.

Al-Rawahi et al (2011) apresentam um modelo para o cálculo da radiação horária difusa, direta e global através de dados diários para superfície horizontal e também para superfícies inclinadas, sendo o modelo útil para uso dos parâmetros visando atender uma demanda energética através de painéis fotovoltaicos.

Perez et al (1987) apresentam um modelo revisado, mais simples e mais preciso, para obtenção de radiação em plano inclinado (horária global e direta ou difusa).

Hosseini et al (2013) realizam um estudo para suprir demandas elétrica/térmica através do uso da energia excedente de painéis fotovoltaicos diretamente acoplados a eletrolisadores, calculando o percentual de energia perdida no processo, gerando então hidrogênio para obter mais energia em uma célula a combustível.

Wang et al (2008) fazem um estudo semelhante ao de Hosseini et al (2013), detalhando os cálculos necessários para maximizar a transferência de energia entre as células fotovoltaicas e o eletrolisador, e acrescentando energia eólica como fonte primária no sistema.

Colpan et al (2008) fazem um resumo da tecnologia de células a combustível, fornecendo uma análise termodinâmica sobre todas as etapas da geração de energia no sistema, seja com hidrogênio como combustível, ou com gás natural.

NREL (2009) detalha, em seu trabalho, os custos da geração de hidrogênio em eletrolisadores usando eletrólise da água.

Marino et al (2013) analisam as variáveis energética, econômica e ambiental de um sistema HRES contendo células fotovoltaicas e célula a combustível, contendo a modelagem horária da simulação.

James et al (2012) realizam um estudo dos custos de aquisição, operação e manutenção de células a combustível, variando a potência nominal e número de células trabalhando em conjunto.

Trabalho publicado pela FuelCellIndustryReview (2014) discute o estado-da-arte da tecnologia de células a combustível no mundo, no ano de 2014.

CHP (2015) resume a tecnologia de células a combustível e fornece valores médios de custos de aquisição e manutenção das mesmas.

1.5. Organização do trabalho

A presente dissertação é dividida em quatro capítulos:

O capítulo 2 detalha os métodos utilizados para obtenção das demandas e todo o modelo de simulação.

O capítulo 3 contextualiza o consumidor escolhido para ter suas demandas atendidas pelo modelo proposto, além de apresentar os resultados da simulação e das análises de sensibilidade.

O capítulo 4 apresenta as conclusões do trabalho, propondo novos caminhos em futuros estudos.

2 Desenvolvimento

2.1. Fluxograma do trabalho

A figura 1 ilustra o fluxograma da simulação deste trabalho, já tendo a demanda elétrica sido obtida.

A segunda parte retorna a energia fornecida pelo sistema fotovoltaico proposto, a partir das configurações apresentadas.

Em seguida, é feito o cálculo da energia elétrica gerada pela célula a combustível, que retorna a energia fornecida pela célula a partir das condições e configurações do sistema. Para suprir a demanda térmica, chillers elétricos são utilizados.

O quarto módulo, de cálculo de geração de hidrogênio no eletrolisador, depende da configuração desejada: Se o gerador é abastecido eletricamente pelos painéis fotovoltaicos, ou pela rede. E retorna a quantidade de hidrogênio produzido. Também é obtido o fator de capacidade do gerador de hidrogênio, assim como, baseado na demanda de hidrogênio, a capacidade necessária de buffer do sistema.

A seguir, é calculada a quantidade de energia complementar da rede necessária para atender a demanda elétrica, caso necessária.

A demanda da instalação sendo totalmente atendida pela concessionária, sem participação dos painéis fotovoltaicos ou de hidrogênio, também é calculada separadamente, e seu resultado serve de base para a última etapa.

Na sequência, são feitos os cálculos dos custos de aquisição, operação e manutenção do sistema, assim como valores de valor presente líquido, taxa interna de retorno e a economia mensal (sistema convencional – sistema proposto).

Os possíveis caminhos percorridos pela simulação são:

Toda a demanda é atendida pelo sistema fotovoltaico, e nada é gerado nas células a combustível;

Parte da demanda é gerada pelo sistema fotovoltaico, e o restante na célula a combustível, sendo:

Geração ocorre em uma célula PAFC: Não há geração de hidrogênio, e há gasto de gás natural;

Geração ocorre em uma célula MCFC. Não há geração de hidrogênio, e há gasto de gás natural e água;

Geração ocorre em uma célula SOFC. Não há geração de hidrogênio, e há gasto de gás natural e água;

Geração ocorre em uma célula PEMFC. Há geração de hidrogênio em um eletrolisador, há gasto de água e não há gasto de gás natural.

Observações:

Cada tipo de demanda pode ser melhor atendida por um dos arranjos anteriores. No presente trabalho, todos são analisados para uma mesma demanda. O modelo está preparado para receber mais de uma demanda e efetuar, para cada uma, a simulação de cada um dos três subitens do item 2 anterior (geração de energia no SOFC, ou no MCFC, ou no PEMFC). O modelo, então, compila os dados em planilhas com os resultados obtidos.

Da forma como o modelo está escrito, o cálculo é automático, bastando apenas ao usuário fornecer ao sistema as diferentes demandas. Também é automático o cálculo de todas as variações anteriores de células a combustível, sendo possível e relativamente simples a mudança para que apenas uma delas seja considerada.

2.2. O sistema HRES

Um sistema HRES é composto por um grupo de fontes de energias renováveis que fornecem potência a uma instalação/rede, tendo um sistema de backup (concessionária ou geradores a diesel, por exemplo).

O sistema proposto no trabalho é composto das células fotovoltaicas (juntamente com central de monitoramento e inversores), eletrolisador para geração de hidrogênio (caso a célula a combustível o use), tanque de armazenamento do mesmo, célula a combustível e chiller elétrico.

Clarke et al (2009) recomendam o acoplamento direto do eletrolisador aos painéis fotovoltaicos. Esta medida visa diminuir os custos com conversores de potência e rastreadores de máxima potência (MPPT). No entanto, este método necessita alterar as características das curvas de potência de ambos os painéis e eletrolisadores, visando minimizar a perda de energia transferida do primeiro para o segundo.

No presente trabalho, mesmo que o custo seja uma variável da otimização, não é possível variar os parâmetros de um eletrolisador que permitiriam tal acoplamento (tal como número de células, e sua organização), assim como alterar estes parâmetros nas células fotovoltaicas alteraria consideravelmente a potência obtida por estas.

Em um trabalho de escala de bancada, este procedimento é recomendado. Aqui, opta-se pelo uso do controlador entre os painéis e o eletrolisador, garantindo a transferência da máxima potência das células fotovoltaicas.

2.3. Componentes da demanda energética

Como base para a carga elétrica a ser suprida neste trabalho, foi calculada a demanda de um prédio em construção no distrito de Xerém, no estado do Rio de Janeiro, que abrigará uma unidade da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

O cálculo utilizado, a partir das iluminâncias necessárias para cada ambiente, é uma aproximação pertinente para o caso presente. Trabalhos mais complexos se dedicam exclusivamente a metodologias para o cálculo, através de métodos iterativos, desenho da planta em 3D, dentre outros.

Uma vez obtida a demanda, a carga elétrica a ser suprida pelo sistema híbrido será utilizada da seguinte forma:

Caso 1: 100% da demanda em todo o horário sendo atendida pela concessionária;

Caso 2: 100% da demanda em todo o horário sendo atendida pela concessionária juntamente ao sistema fotovoltaico;

Caso 3: 100% da demanda em todo o horário sendo atendida pelo sistema híbrido;

A demanda elétrica a ser suprida é constituída de:

Iluminação dos ambientes, obtida através das normas vigentes e da eficiência luminosa;

Consumo dos equipamentos.

2.3.1. Demanda energética: Iluminação

No Brasil, a norma NBR 5413 fornece os valores necessários de iluminância para cada ambiente. A iluminância é a quantidade de luz ou fluxo luminoso que atinge uma unidade de área de uma superfície por segundo, em lux. 1 lux equivale a 1 lúmen por metro quadrado, sendo lúmen o fluxo luminoso, a quantidade total de luz emitida a cada segundo por uma fonte luminosa. O agrupamento de salas de uso semelhante – como escritórios e salas de reunião - e a área total de cada grupo de ambientes, com a iluminância média exigida pela NBR 5413 para estes, possibilitam o cálculo da demanda energética (kWh).

$$Demanda (W): \frac{E(lux).A(m^2)}{\eta \left(\frac{lum}{W}\right)} \quad (1)$$

Sendo:

E – Iluminância;

η – eficiência luminosa;

A - área total do grupo de ambiente.

A eficiência luminosa é a relação entre o fluxo luminoso (em unidades lúmen [lm]) e a potência consumida pela lâmpada (em Watts). A sua unidade é lm/W. A eficiência luminosa é maior para uma lâmpada com fluxo luminoso menor.

Dois tipos de lâmpadas são consideradas:

Lâmpada incandescente de 60 W, de fluxo luminoso de 864 lm, e eficiência luminosa de 14,4 lm/W;

Lâmpada fluorescente de 15 W, de fluxo luminoso de 900 lm, e eficiência luminosa de 60 lm/W

2.3.2. Demanda energética: Equipamentos

O prédio de Xerém contém 5 equipamentos:

5 dinos de bancada;

3 dinos de chassis e

1 câmara climática.

2.3.3. Demanda energética: Resfriamento

Muitos trabalhos de pós-graduação versam exclusivamente sobre este tópico. Através de simulação computacional e cálculos iterativos, os resultados são específicos a cada local estudado, portanto não sendo simples de replicar. A ASHRAE (Associação Americana de Aquecimento, Arrefecimento e de Engenheiros de climatização, em inglês), em seu livro sobre fundamentos de aquecimento, ventilação e ar condicionado (ASHRAE, 1997) indica alguns

métodos de cálculo para resfriamento. Um deles, o CLTD/SCL/CLF, é usado neste trabalho.

Este é um método de cálculo em uma etapa, sem precisar de repetidas iterações para atingir uma convergência, e baseado no método da função de transferência (TFM). É composto da diferença de temperatura da carga de arrefecimento (CLTD), carga de arrefecimento solar (SCL) e fator da carga de arrefecimento (CLF). E estes compreendem ganho de calor por radiação solar, pelas paredes e tetos, por superfícies internas, dentre outros.

O método CLTD/SCL/CLF também pode ganhar extrema complexidade ao se aplicar a cada ambiente de uma edificação. Como simplificação para este trabalho, cada prédio que compõe o conjunto do laboratório em xerém tem seus parâmetros calculados em bloco, sem a diferenciação por ambientes.

Como as tabelas da ASHRAE fornecem valores de CLTD somente para as latitudes 24°, 36° e 48°, uma fórmula de correção é necessária (Suziyana, 2013):

$$CLTD_c = CLTD + (25,5 - T_i) + (T_a - 29,4) \quad (2)$$

$$T_a = T_m - \frac{\Delta tM}{2} \quad (3)$$

Onde:

T_i – Temperatura interna do edifício, °C;

T_m – Temperatura de bulbo seco externa, °C;

ΔtM – Variação máxima de temperatura diária, °C

Com isto, é possível calcular a carga associada à presença das paredes e telhados:

$$q = U * A * CLTD_c \quad (4)$$

Onde:

U – Coeficiente de transferência de calor por convecção, m².K/W;

A – Área da parede ou do telhado, m²

Os valores de U são obtidos, para cada material, através dos valores da resistência térmica de cada um na tabela em anexo (11) (ASHRAE, 1997).

A carga obtida pelas pessoas presentes no edifício é dividida em contribuições por calor sensível e calor latente. CLF, para edifícios com alta densidade de pessoas e/ou períodos diários longos de ocupação, é 1,0. E assim é usado neste trabalho:

$$Q_S = q_S * N * CLF \quad (5)$$

$$Q_L = q_L * N \quad (6)$$

Onde:

q_S é o calor sensível, W;

q_L é o calor latente, W;

N é o número médio de pessoas no local.

q_S e q_L são fornecidos para diferentes tipos de ambientes, e seguindo a diferenciação feita no capítulo de obtenção da demanda elétrica para o laboratório em Xerém, um valor médio foi usado para cada unidade do mesmo.

Os equipamentos presentes na instalação fornecem quantidade elevada de calor, e sua contribuição é representada pela equação:

$$Q_e = q_u * n * CLF \quad (7)$$

Onde:

q_u – Contribuição ganha por cada equipamento, W;

N – Número de equipamentos do mesmo tipo;

Os equipamentos considerados para este cálculo são os mesmos do capítulo de obtenção da demanda elétrica (dinos de chassis, bancada, e câmaras climáticas), mais uma estimativa de 100 computadores desktop presentes, que consomem aproximadamente 155 W (ASHRAE, 1997).

Cálculos para a contribuição de radiação solar (SCL) não são efetuados, pois a simplificação admite as unidades do laboratório de Xerém como blocos, não considerando as janelas.

2.4. Conversão fotovoltaica (FV)

Neste módulo, é calculada a energia elétrica gerada média em cada hora, pelos painéis fotovoltaicos. Os dados de radiação global horária na superfície fornecidos pela SWERA são os dados de entrada para o cálculo.

A radiação solar é dividida em dois componentes: radiação solar direta, a radiação recebida do sol sem dispersão na atmosfera, e a radiação solar difusa, recebida após a dispersão da atmosfera. Um corpo recebe, além destes dois componentes, a radiação refletida por corpos vizinhos.

A radiação solar global horária incidente em uma superfície é obtida através de cálculos, tendo conhecida a radiação global em superfície horizontal, juntamente de informação dos painéis, como ângulo e local de instalação.

As centrais inversoras de corrente contínua para corrente alternada não possuem transformador de baixa para média tensão, fornecendo energia elétrica na tensão de 120 V.

O consumidor a ser atendido possui uma área de aproximadamente 1000 m² em seu telhado possível para instalação dos módulos. Em uma projeção conservadora, este trabalho considera 60% do mesmo disponível para o cálculo do sistema fotovoltaico.

A figura 2 mostra o fluxograma do presente módulo.

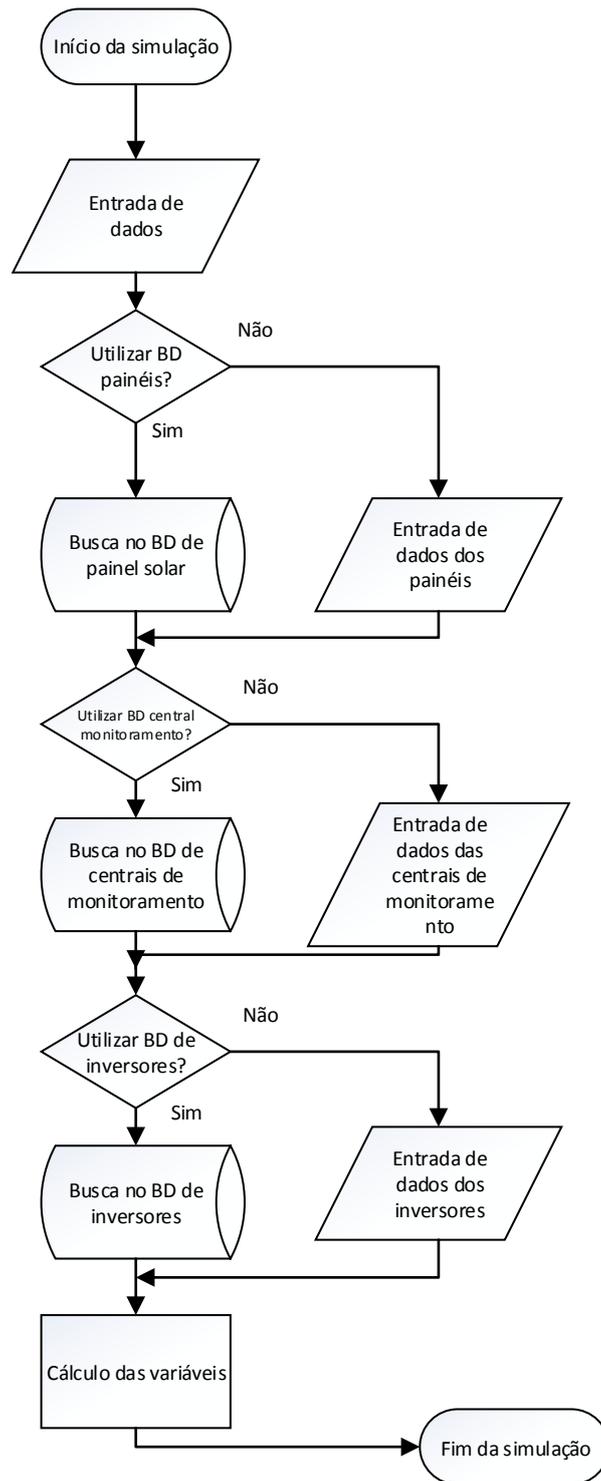


Figura 2 - Fluxograma do módulo de geração de energia elétrica fotovoltaica

2.4.1. Dados de entrada sistema FV

Dados de entrada do sistema FV:

Tabela 1 - Dados de entrada do sistema FV

A_T	Área efetiva disponível para instalação dos painéis	[m ²]
D_{FV}	Disponibilidade média do sistema fotovoltaico	[%]
H_S	Radiação média horária mensal em superfície horizontal	[kWh/m ²]
H_D	Radiação difusa média horária mensal em superfície horizontal	[kWh/m ²]
T_{BS}	Temperatura de bulbo seco média horária mensal do ambiente	[°C]
Lat	Latitude do local de instalação dos painéis	[°]
Inc	Ângulo de inclinação dos painéis em relação a horizontal	[°]
F_{SUJ}	Fato de redução da P_{mp} devido à presença de sujeira na superfície dos painéis	[%]
η_{FV}	Eficiência elétrica dos demais componentes do sistema	[%]

Dados de entrada dos painéis fotovoltaicos:

Tabela 2 - Dados de entrada dos painéis fotovoltaicos

A_{FV}	Área unitária dos painéis	[m ²]
P_{MP}	Potência elétrica máxima dos painéis fotovoltaicos em condição padrão	[W ^p]
$C_{T.PMP}$	Coefficiente de temperatura para a PMP	[-]
H_{fv}	Eficiência elétrica dos painéis solares	[m ²]
ANO1	Primeiro ano de potência garantida informada	[-]
ANO2	Segundo ano de potência garantida informada	[-]
$P_{MP.1}$	Percentual da PMP garantida pelo fabricante no Ano 1	[%]
$P_{MP.2}$	Percentual da PMP garantida pelo fabricante no Ano 2	[%]
V_{FV}	Tensão dos painéis para a PMP	[V]
$CAPEX_{FV}$	Custo unitário de compra dos painéis	[R\$]
$OPEX_{FV}$	Custo anual unitário de operação dos painéis	[R\$]

Dados de entrada das centrais de monitoramento:

Tabela 3 - Dados de entrada das centrais de monitoramento

$P_{CM.MAX}$	Potência elétrica máxima unitária admitida na central por painel	[W]
$Q_{tCM.MAX}$	Quantidade máxima de painéis fotovoltaicos admitida na central	[-]
$CAPEX_{CM}$	Custo unitário de compra da central de monitoramento	[R\$]
$OPEX_{CM}$	Custo anual unitário de operação da central de monitoramento	[R\$]

Dados de entrada dos inversores de corrente contínua:

Tabela 4 - Dados de entrada dos inversores

$P_{INV.MAX}$	Potência elétrica máxima unitária do inversor	[W]
η_{INV}	Eficiência elétrica do(s) inversor(es)	[%]
$\eta_{FV.OUT}$	Eficiência elétrica dos demais itens do sistema, como cabos, conectores, entre outros	[%]
$E_{INV.CON}$	Consumo de energia máxima por inversor	[W]
$CAPEX_{INV}$	Custo unitário de compra do(s) inversor(es)	[R\$]
$OPEX_{INV}$	Custo anual unitário de operação do(s) inversor(es)	[R\$]

2.4.2. Cálculos do sistema FV

A entrada dos dados para cada componente do sistema FV é a primeira etapa da simulação do modelo. Os cálculos para a geração de energia elétrica são realizados como mostrado a seguir.

A quantidade de painéis exigida no sistema é função da área efetiva disponível e da área de um painel fotovoltaico.

$$Qt_{FV} = \frac{A_T}{A_{FV}} \quad (8)$$

A quantidade de centrais de monitoramento é função da quantidade de painéis FV no sistema e da quantidade máxima de painéis por cada central de monitoramento.

$$Qt_{CM} = \frac{Qt_{FV}}{Qt_{CM.MAX}} \quad (9)$$

A quantidade de inversores DC/AC instalados no sistema é função da quantidade de painéis FV, da potência máxima dos painéis nas condições padrão e da potência máxima admitida no inversor.

$$Qt_{INV} = \frac{P_{MP} * Qt_{FV}}{P_{INV.MAX}} \quad (10)$$

O ângulo de incidência médio horário é o ângulo formado entre o vetor da incidência dos raios solares na superfície e a normal desta. Como parâmetros, tem-se o ângulo de declinação solar (δ_D), latitude do local, inclinação dos painéis FV e do ângulo horário solar (W_H).

$$\delta_D = 23,45 * \text{sen} \left[360 * \frac{284 + dia}{365} \right] \quad (11)$$

$$W_H = \left(\frac{360}{24} \right) * (h - 12) \quad (12)$$

$$\begin{aligned} \cos(\theta_H) = & \text{sen}(\delta) * \text{sen}(Lat) * \cos(Inc) + \\ & \text{sen}(\delta) * \cos(Lat) * \text{sen}(Inc) + \\ & \text{sen}(\delta) * \cos(Lat) * \cos(Inc) * \cos(W_H) - \\ & \cos(\delta) * \text{sen}(Lat) * \text{sen}(Inc) * \cos(W_H) - \\ & \cos(Lat) * \text{sen}(Inc) * \text{sen}(W_H) \end{aligned} \quad (13)$$

O ângulo de zenit é formado entre o vetor que liga os centros da terra e do sol e o zênite do local de instalação dos painéis.

$$\cos(Z_H) = \cos(Lat) * \cos(\delta) * \cos(W_H) + \sin(Lat) * \sin(\delta) \quad (14)$$

O fator de modulação para atenuar o efeito do horizonte pelo aumento da nebulosidade é chamado de fator geométrico.

$$Rn_{H_M} = \frac{\cos(\theta)}{\cos(Z)} \quad (15)$$

O fator de clareza do céu é necessário para cálculo da radiação difusa. Segundo (Perez et al., 1987):

$$\epsilon = \left[\frac{(H_S + H_D)}{(H_S + k * Z_H^3)} + k * Z_H^3 \right] / [k * Z_H^3] \quad (16)$$

Sendo k uma constante, com valor igual a 1,041.

Assim como o fator de brilho do céu (Perez et al., 1987):

$$\Delta = H_S * m / I_0 \quad (17)$$

Sendo m a massa de ar óptica relativa e I_0 a radiação extraterrestre (Kasten et al., 1966).

F1' e F2' os fatores de brilho circunsolar e de horizonte, e são tabelados segundo (Perez et al., 1987) para diferentes valores de ϵ e Δ .

Desta forma, é possível obter a radiação direta média horária mensal em superfície inclinada:

$$H_{S,M} = H_D * Rn_{H_M} \quad (18)$$

E a radiação difusa média horária mensal em superfície inclinada, obtida pelo modelo anisotrópico (Perez et al., 1987):

$$H_{D.M} = H_S * \left[0,5 * \left(1 + \cos(\Delta inc) * (1 - F'_1) + F'_1 * \frac{a}{c} + F'_2 * \sin(\Delta inc) \right) \right] \quad (19)$$

Sendo a o cosseno do ângulo incidente ou 0 (zero), o que for maior, e c sendo 0,087 ou o cosseno do ângulo de zênite horário mensal, o que for maior.

Desta forma, é obtida a radiação total em superfície inclinada:

$$H_{I.M} = H_{S.M} + H_{D.M} \quad (20)$$

O fator de temperatura do painel FV é calculado através do coeficiente de temperatura para ajuste da PMP, fornecido pelas fabricantes dos painéis FV.

$$F_{COEF.T.FV} = \frac{P_{MP} + [C_{T.PMP} * (25^\circ C - T_{BS})]}{P_{MP}} \quad (21)$$

Já o fator degenerativo é calculado pelo método dos mínimos quadrados para otimizar o conjunto de dados (percentual da PMP garantida pelas fabricantes dos painéis para 10, 15, 20, 30 anos) para ser possível o cálculo de valores intermediários.

$$F_{DEG.FV.M} = \frac{\sum_{A=0}^{ANOOP} F_{DEG.FV}}{ANOOP} \quad (22)$$

A eficiência elétrica global do sistema fotovoltaico é calculada através das eficiências de cada componente do sistema.

$$\eta_{FV} = \eta_{FV} * \eta_{INV} * \eta_{OUT} \quad (23)$$

A energia gerada no sistema fotovoltaico é função da radiação global horaria incidente na superfície dos painéis, do fator de temperatura e degenerativos destes, da área e da quantidade dos mesmos e do fator de redução da PMP devido à sujeira.

$$E_{GER.FV} = H_{I.M} * F_{DEG.FV.M} * F_{COEF.T.FV} * A_{FV} * Q_{t_{FV}} * F_{SUJ} \quad (24)$$

2.5. Módulo de geração de energia elétrica por hidrogênio

O presente módulo apresenta os cálculos e a metodologia necessária para a obtenção de energia elétrica através da eletrólise do átomo de hidrogênio.

2.5.1. Geração de hidrogênio no eletrolisador

Hidrogênio é produzido por eletrólise pela passagem direta de corrente em dois eletrodos, em meio aquoso, produzindo oxigênio no anodo e hidrogênio no catodo. São três os tipos de eletrolisadores de baixa temperatura industriais: eletrolisador unipolar, bipolar, e o de eletrodo de polímero sólido (SPE, em inglês). Este último tipo também é conhecido como eletrodo de membrana polimérica (PEM, em inglês). Os do tipo alcalino (os dois primeiros) incluem uma solução de hidróxido de sódio (KOH), devido à sua alta condutividade. O PEM utiliza somente água em sua alimentação.

Uma unidade eletrolisadora pode produzir entre 10 e 1500 kg/dia de hidrogênio. Tradicionalmente, maiores capacidades de produção estão associadas aos eletrolisadores alcalinos.

A figura 3 mostra um diagrama típico de funcionamento de um eletrolisador. Para o do tipo PEM, o tanque de mistura de KOH não é necessário.

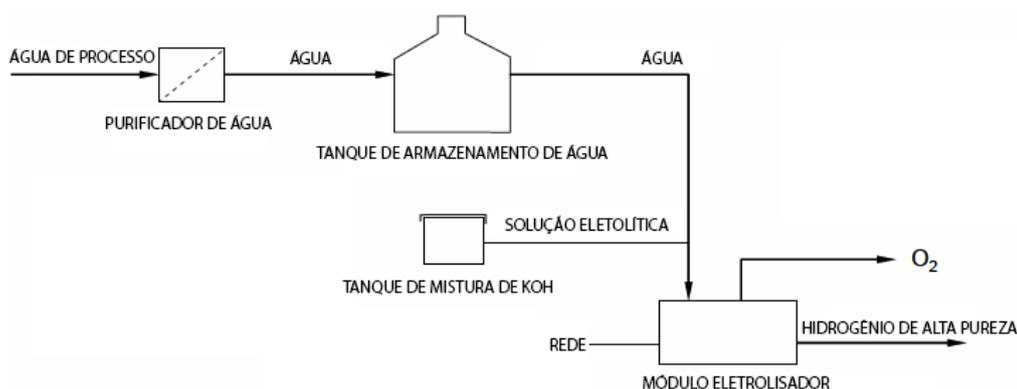


Figura 3- Diagrama de produção de hidrogênio no eletrolisador

Os dados do módulo do eletrolisador são:

Tabela 5 - Dados de entrada do eletrolisador

$QT_{AGUA.ELE}$	Quantidade de água requerida	[kg/kgH ₂]
D_E	Demanda total de energia elétrica	[kW]
$D_{E.P.FV}$	Demanda total de energia elétrica pós FV	[kW]
E_{FV}	Energia elétrica fornecida pelo sistema FV	[kW]
P_{FC}	Potência nominal da célula a combustível	[kW]
$E_{ELE.CON}$	Consumo de energia	[kW]
m_{H_2N}	Quantidade de hidrogênio necessário pós FV	[kg/hr]
m_{H_2}	Quantidade de hidrogênio nominal do gerador	[kg/hr]
LHV_{H_2}	Poder calorífico inferior do hidrogênio	[kWh/Nm ³]
V_{ELE}	Voltagem	[V AC]
$H_{2.ELE}$	Produção de H ₂	[kg/hr]
$P_{H_2.ELE}$	Pressão de H ₂ fornecido	[PSI]

2.5.2. Geração de Hidrogênio

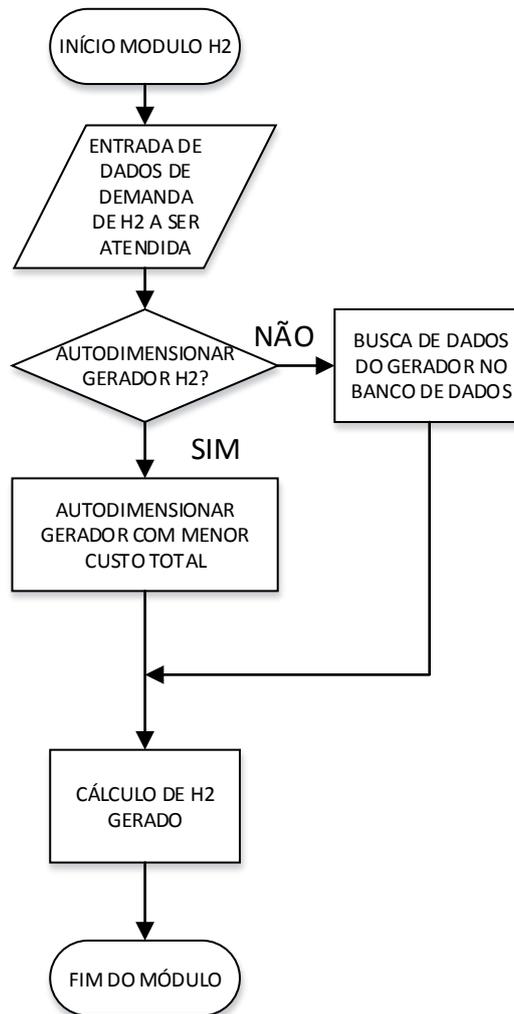


Figura 4 - Fluxograma da produção de hidrogênio no eletrolizador

Aqui, o total de hidrogênio gerado é proporcional à demanda de energia após o sistema fotovoltaico (e que será gerada pela célula a combustível), à eficiência da célula, e ao poder calorífico inferior do hidrogênio.

$$mH_{2N} = \frac{D_{E.P.PV}}{\eta_{FC}} * \frac{1}{LHV_{H_2}} \quad (25)$$

A demanda de hidrogênio ocorre após o começo da modelagem da célula a combustível, sendo, portanto, dependente dos parâmetros desta.

A energia horária efetivamente utilizada pelos eletrolisadores é função da energia consumida por eletrolisador para a dada massa de hidrogênio e da quantidade de eletrolisadores.

$$E_{ELE} = E_{ELE.CON} * mH_{2N} \quad (26)$$

A quantidade de água utilizada pelos eletrolisadores é função da vazão de água consumida por um eletrolisador para uma dada quantidade de hidrogênio gerado e do número de eletrolisadores (neste caso, 1).

$$QT_{AGUA.U} = QT_{AGUA.ELE} * mH_{2N} \quad (27)$$

O número necessário de eletrolisadores é igual ao resultado da divisão da quantidade de hidrogênio, gerado pela capacidade unitária de cada gerador.

$$QT_{ELE} = \frac{(mH_{2N})}{(mH_2)} \quad (28)$$

2.5.3. Cálculo do fator de capacidade do eletrolisador

O fator de capacidade do eletrolisador (C_p) possui impacto direto no custo de geração, armazenamento e entrega de hidrogênio. O C_p também influencia o tipo de armazenamento (tanque) que será utilizado.

$$CF = \frac{\left[1 - \frac{H_d}{24} * \frac{1}{D_{op}}\right] * [(365 - D_v - D_i - D_o) + (1 + P_v) * (D_v) + (1 - P_i) * (D_i)]}{(1 + P_v) * (365)} \quad (29)$$

Onde:

H_d é o número de horas do eletrolisador em stand by;

D_{po} é o mínimo número de dias entre paradas de operação;

D_v é o número típico de dias no verão;

D_i é o número típico de dias no inverno;

D_o é o número de dias da planta em manutenção;

P_v é o percentual de aumento de demanda no verão, em comparação à demanda média diária;

P_i é o percentual de decréscimo de demanda no verão, em comparação à demanda média diária;

2.5.4. Tanque de armazenamento de hidrogênio

Variações de demanda de hidrogênio horárias e diárias são esperadas, além de manutenções não planejadas. Um sistema de armazenamento (buffer storage) é usado para absorver a produção excedente em épocas de baixa demanda e fornecer hidrogênio em períodos de alta demanda, o que ajuda a manter a eficiência do sistema HRES e ameniza os efeitos da própria variação da demanda. Para atingir o maior valor de CF, o sistema de armazenamento deve ser propriamente calculado.

Todos os valores abaixo são calculados para o caso de maior demanda, ou seja, no verão.

2.5.4.1. Variação diária de demanda

A partir dos dados de demanda em uma semana (de segunda a sexta), obtém-se a média demandada diária, e calcula-se o percentual da demanda que é excedente no total dos 5 dias. Assim, o valor de P_s (em porcentagem) é encontrado.

$$P_s = \frac{\sum_1^5 D_{sm}}{\sum_1^5 D_{meH}} \quad (30)$$

2.5.4.2. Variação horária de demanda

O raciocínio anterior é aplicado às 24 horas de um dia, e assim, é encontrado:

$$P_d = \sum_1^{24} \max[(D_{hH} - D_{meH}), 0] \quad (31)$$

Onde:

P_d é o valor, em porcentagem, da demanda máxima necessária para suprir as variações horárias;

D_{sm} é a demanda acima da média diária;

D_{hH} é a demanda para dado horário do dia de hidrogênio e

D_{meH} é a demanda média de hidrogênio para um dia (24 horas).

2.5.4.3. Interrupção da produção não planejada

Interrupções não planejadas na produção precisam ser amenizadas pelo buffer de armazenamento, considerando-se o pior cenário da não-produção de hidrogênio, ou seja, quando a demanda é máxima. O pior caso compreende o período entre 8:00am e 10:00pm, fornecendo um valor de H_d de 14 horas.

Desta forma, o armazenamento máximo necessário corresponde a:

$$Amn = [P_s + \max(P_d, P_{int})] * (1 + P_v) * D_{op} \quad (32)$$

Onde:

P_{int} é o percentual de demanda compreendida nos horários de H_d e

D_{op} é a demanda típica diária, por exemplo, nas estações outono-primavera.

Como todos os valores fornecidos na equação estão em termos percentuais, o resultado será, logicamente, o percentual de demanda que o tanque deve possuir, da maior demanda exigida. No caso, de um dia de verão (NREL, 2009).

2.6. Célula a combustível (FC)

Células a combustível são dispositivos que contam com um anodo e um catodo, e um eletrólito entre estes. Combustíveis (como gás natural, metano e hidrogênio) percorrem o lado do anodo, e um oxidante o lado do catodo, movendo elétrons no circuito da célula, produzindo eletricidade sem combustão. Tais tipos de células começaram seu desenvolvimento por volta da década de 1930.

As células a combustível podem ser do tipo portáteis (com potência nominal de até 20kW, servindo barcos, eletrônicos portáteis e aplicações militares), estacionárias (provém eletricidade, e muitas vezes calor) e de transporte (fornecem potência a um veículo).

Este trabalho utiliza as tecnologias encontradas no segundo tipo: as de células estacionárias. Estas representam aproximadamente 86% do total de energia produzida por células a combustível em 2013 (E4Tech, 2014), e possuem como grande vantagem a geração conjunta de energia elétrica e térmica. Porém, nem todas as células estacionárias oferecem esta geração conjunta de energia e calor (CHP, em inglês).

Dentro das opções de célula estacionária, se encontram as PEM (células de membrana de próton), as PAFC (célula a combustível de ácido fosfórico), as MCFC (célula a combustível de carbonato fundido) e as SOFC (célula a combustível de óxido sólido).

As PEM (também conhecidas como PEMFC) usam hidrogênio puro (99,99%) como combustível, combinando este com oxigênio da atmosfera, produzindo água, calor e energia. Possuem a maior densidade energética das células a combustível e o menor tempo de start up.

As células PAFC utilizam gás natural como combustível, operando a média temperatura (por volta de 200 °C) e são resistentes ao chamado “envenenamento por CO”.

As células MCFC possuem potencial para geração multi-megawatt e são adequadas para geração em larga escala. Operam com uma variedade de combustíveis (gás natural, biogás, gás de síntese, metano e propano) e com catalisadores de baixo valor. A alta temperatura de operação da célula (por volta de 650 °C) evita a necessidade de um reformador externo, porém aumenta a incidência de corrosões nos equipamentos.

As células SOFC funcionam com combustíveis semelhantes a MCFC, e a célula produz eletricidade eletroquimicamente convertendo a energia de queima do combustível, aumentando a eficiência do sistema. Operam a altas temperaturas (800 – 1000 °C) e são tipos de células adequadas para uso estacionário, em veículos e para geração portátil.

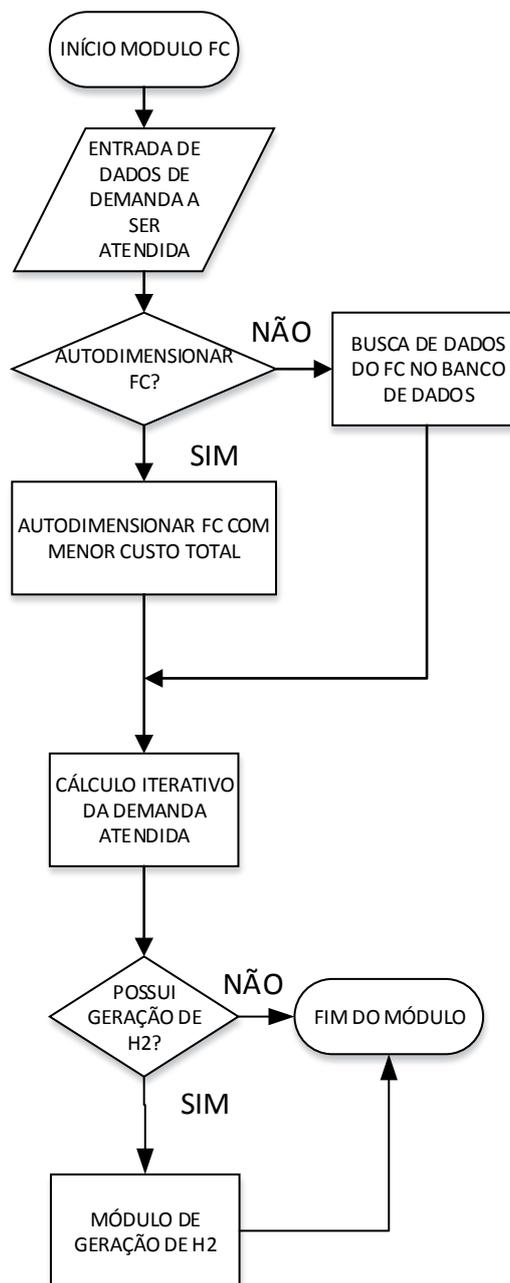


Figura 5- Fluxograma do processo de decisão e dimensionamento das células a combustível

Os dados do módulo da célula a combustível são:

Tabela 6 - Dados de entrada da célula a combustível

P_{FC}	Potência nominal da célula	[kW]
$D_{E.P.FV}$	Demanda total de energia elétrica pós FV	[kW]
ϵ_{FC}	Eficiência elétrica da célula	[%]
V_{FC}	Voltagem de saída	[V AC]
PCS	Poder calorífico superior do gás natural	[kWh/Nm ³]
PCI	Poder calorífico inferior do gás natural	[kWh/Nm ³]
PCR	Poder calorífico de referência do gás natural	[kWh/Nm ³]
F_{FC}	Frequência de saída	[Hz]
$CONS_{FC}$	Consumo de combustível	[kg/hr]
$E_{CONS.FC}$	Consumo de energia dos equipamentos da célula	[kW]

Geração de energia elétrica média horária mensal na célula a combustível

Caso a capacidade máxima de geração de energia elétrica da célula seja superior à demanda elétrica horária, a energia elétrica gerada pela célula será igual à demanda:

$$P_{FC} * QT_{FC} \geq D_{E.P.PV} \quad (33)$$

Então:

$$E_{FC} = D_{E.P.PV} \quad (34)$$

Caso contrário, a geração de energia elétrica da célula será aquela referente à potência nominal, multiplicada pelo número de células em operação.

$$E_{FC} = P_{FC} * QT_{FC} \quad (35)$$

A geração horária de energia por cada uma das células é definida através de um cálculo iterativo, que considera consumos extras (de geradores de hidrogênio, se for o caso, e de equipamentos auxiliares) para atender a demanda, minimizando a compra de energia da concessionária.

Sendo a quantidade de células a combustível utilizadas obtidas pela razão entre:

$$QT_{FC} = \frac{D_{E.P.PV}}{P_{FC}} \quad (36)$$

O fator de carga da célula, em qualquer hora, é proporcional à geração de energia nesta, à quantidade de células a combustível instaladas e à capacidade máxima unitária de geração de energia elétrica da mesma:

$$F_{C.FC} = \frac{E_{FC}}{QT_{FC} * P_{FC}} \quad (37)$$

Os fornecedores de células a combustível não informam a relação entre fator de carga e eficiência dos seus produtos, pelo menos não sem uma proposta comercial. Informam apenas a potência nominal e a eficiência máxima que a célula, neste caso, pode atingir. Para o cálculo do consumo de gás natural pela célula, então, usa-se sempre o valor da máxima eficiência da célula. O cálculo também utiliza os valores do poder calorífico inferior (PCI) e do poder calorífico superior do gás natural (PCS), mas tendo em vista que o valor médio do PCS entregue pela distribuidora (CEG) é diferente do valor PCR (poder calorífico de referência), é necessária a correção através do fator a seguir:

$$F_{cor} = \frac{PCS}{PCR} \quad (38)$$

E o consumo de gás natural se dá por:

$$v_{gn} = \left(\frac{E_{FC}}{\epsilon_{FC} * PCI} \right) * F_{cor} \quad (39)$$

A figura 6 mostra o fluxograma do processo de cálculo iterativo:

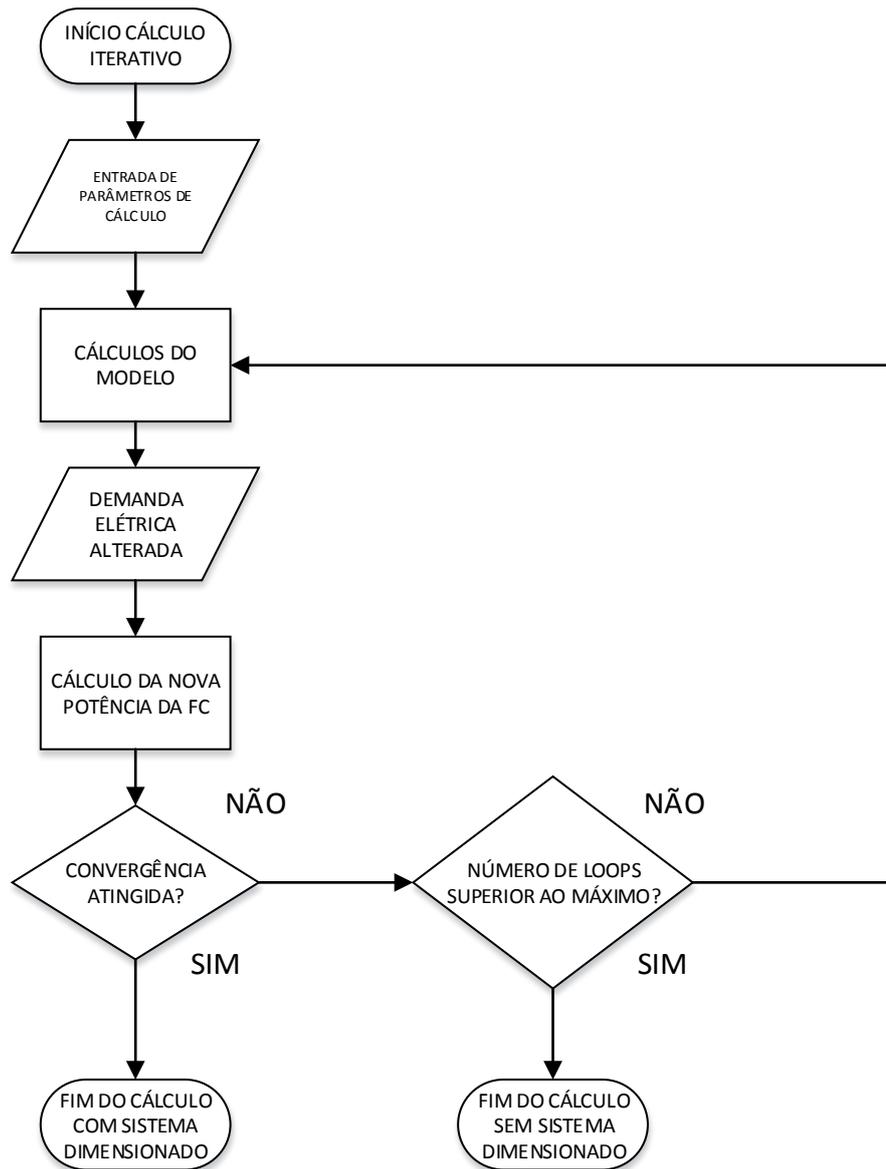


Figura 6- Fluxograma do modelo de produção de energia elétrica na célula a combustível

2.7. Chiller elétrico

O uso do chiller será necessário se a energia térmica produzida pela célula a combustível não for suficiente para suprir a demanda térmica, sem assim alterar a otimização da célula para demanda energética.

Algumas células a combustível utilizadas neste trabalho (como as SOFC) reaproveitam calor e água dentro da mesma, e muitos fornecedores não informam vazões de fluidos de exaustão. Logo, há a necessidade de uso dos chillers elétricos.

Esta etapa tem como dados de entrada a potência térmica do chiller à plena carga (P_{CEL} , [kW]), a energia térmica demandada pelo cliente ($E_{TER.DEM}$, [kW]) e o coeficiente de performance do chiller no padrão IPLV (COP_{CEL} , [W/W]). O padrão IPLV (valor integrado de carga parcial, em inglês) descreve a performance de um chiller de capacidade modular, e é calculado através da eficiência do mesmo a cargas de 25%, 50%, 75% e 100% (Ashrae, 2010).

Como o chiller está presente tanto no caso simulado quanto no caso base, seus custos de aquisição e de operação não são considerados.

2.7.1. Geração de Frio no Chiller

A geração de frio no chiller por hora é função da demanda de frio do consumidor não atendida pela energia térmica gerada na célula a combustível:

$$Q_{CEL,H} = E_{TER.DEM} - E_{TER.FC} \quad (41)$$

2.7.2. Consumo de energia elétrica do Chiller

A energia elétrica consumida no chiller é função da geração de frio no mesmo e do seu coeficiente de performance no padrão IPLV:

$$E_{CONS,CEL} = Q_{CEL,H} * COP_{CEL} \quad (42)$$

2.8. Energia complementar da rede

Para cada um dos casos analisados neste trabalho, seja a energia total gerada pelo sistema híbrido menor do que a demanda a cada hora, por qualquer motivo, é necessária a compra de energia complementar da concessionária distribuidora de energia elétrica.

Os dados de entrada para o módulo são:

Tabela 7 - Dados de entrada do módulo convencional

$TD_{P,AZ}$	Tarifa de demanda para horário de ponta na modalidade horo sazonal azul [R\$/kW.mês]
$TD_{FP,AZ}$	Tarifa de demanda para horário fora de ponta na modalidade horo sazonal azul [R\$/kW.mês]
$TE_{P,S,AZ}$	Tarifa de energia para horário de ponta no período seco na modalidade horo sazonal azul [R\$/kW.mês]
$TE_{P,U,AZ}$	Tarifa de energia para horário de ponta no período úmido na modalidade horo sazonal azul [R\$/kW.mês]
$TE_{FP,S,AZ}$	Tarifa de energia para horário fora de ponta no período seco na modalidade horo sazonal azul [R\$/kW.mês]
$TE_{FP,U,AZ}$	Tarifa de energia para horário fora de ponta no período úmido na modalidade horo sazonal azul [R\$/kW.mês]
TD_{VE}	Tarifa de demanda para horário de ponta na modalidade horo sazonal verde [R\$/kW.mês]
$TE_{P,S,V}$	Tarifa de energia para horário de ponta no período seco na modalidade horo sazonal verde [R\$/kW.mês]
$TE_{P,U,V}$	Tarifa de energia para horário de ponta no período úmido na modalidade horo sazonal verde [R\$/kW.mês]
$TE_{FP,S,V}$	Tarifa de energia para horário fora de ponta no período seco na modalidade horo sazonal verde [R\$/kW.mês]
$TE_{FP,U,V}$	Tarifa de energia para horário fora de ponta no período úmido na modalidade horo sazonal verde [R\$/kW.mês]
$ALIQ_{ICMS}$	Alíquota de ICMS incidente sobre energia elétrica do cliente [%]
$ALIQ_{PIS,E}$	Alíquota de PIS efetiva incidente sobre energia elétrica do cliente [%]
$ALIQ_{COFINS,E}$	Alíquota de COFINS efetiva incidente sobre energia elétrica do cliente [%]

2.8.1. Componentes do cálculo de energia complementar da rede

A energia elétrica fornecida pela concessionária no Rio de Janeiro (Light AS) possui diferenciação por horário (ponta/fora de ponta), demanda energética e período do ano (seco/úmido).

O horário de ponta contém 3 horas consecutivas (exceto sábados, domingos e feriados), sendo de 17:30 até as 20:30 (horário de Brasília). Todo o restante do dia se encaixa na modalidade fora de ponta.

O consumidor presumido se conectará à rede na tensão de 13,8kV, se enquadrando no subgrupo A4, e por possuir demanda maior do que 300kW, não se enquadra na modalidade tarifária convencional binômia.

O período seco do ano equivale aos 7 meses (de maio a novembro) do ano em que os reservatórios das hidroelétricas estão mais vazios.

A partir de 2015, a conta de energia conta com um novo fator no Brasil: As bandeiras tarifárias (verde, amarela e vermelha). Cada cor é análoga às cores dos semáforos de trânsito, e servem para facilitar a analogia de dificuldade de geração de energia elétrica no país (verde, condições favoráveis de geração de energia; amarela, condições de geração menos favoráveis; vermelha, condições mais custosas de geração). Próximo da data de envio da fatura dos consumidores, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) informa qual será a bandeira tarifária do mês.

Pela imprevisibilidade deste modelo, este trabalho adota, de forma conservadora, todos os cálculos em bandeira verde.

2.8.1.1. Consumo de energia elétrica complementar da rede

O consumo de energia elétrica complementar (a ser adquirida da concessionária), em qualquer horário, é diretamente proporcional à demanda energética horária e à produção de energia nos módulos fotovoltaicos e na célula a combustível:

$$E_{CON,H} = E_{D,H} - E_{FV,H} - E_{FC,H} \quad (43)$$

2.8.1.2. Custos anuais de demanda complementar

Os custos de demanda para as duas modalidades, em horário de ponta e fora de ponta, seguem o modelo a seguir:

$$CD_i = \frac{DEM_C \cdot TD_i}{1 - (ALIQ_{PIS.E} + ALIQ_{COFINS.E} + ALIQ_{ICMS})} \quad (44)$$

Sendo TD_i a tarifa de demanda correspondente (verde ou azul) e DEM_C a demanda referente a horário de ponta e fora de ponta.

2.8.1.3. Custos anuais de energia complementar

Os custos de energia para as duas modalidades, em horário de ponta e fora de ponta, seguem o modelo a seguir:

$$CE_i = \frac{E_{CON,H} \cdot D_j \cdot TE_i}{1 - (ALIQ_{PIS.E} + ALIQ_{COFINS.E} + ALIQ_{ICMS})} \quad (45)$$

Sendo D_j o número de dias no período analisado (seco ou úmido) em um ano, e TE_i a tarifa de energia correspondente (verde ou azul) a horário de ponta e fora de ponta.

2.8.2. CAPEX e OPEX do sistema

O CAPEX (custo de aquisição e instalação) total é a soma do CAPEX individual do sistema fotovoltaico e da célula a combustível:

$$CAPEX_{SFV} = CAPEX_{FV.U} \cdot QTD_{FV} + CAPEX_{CM.U} \cdot QTD_{CM} + CAPEX_{DEMAIS.FV}$$

$$CAPEX_{FC} = CAPEX_{FC.U} \cdot QTD_{FC} + CAPEX_{DEMAIS.FC} \quad (46)$$

$$CAPEX_{GERH} = CAPEX_{GERH.U} \cdot QTD_{FC} + CAPEX_{DEMAIS.GERH}$$

O custo anual de operação e manutenção do sistema da célula a combustível e do sistema fotovoltaico são diretamente proporcionais à energia gerada por hora pelo sistema:

$$OPEX_{FC} = \sum_{H=0}^{24} E_{FC.H} \cdot OPEX_{FC.U} \quad (47)$$

$$OPEX_{SFV} = OPEX_{FV.U} + OPEX_{CM.U} + OPEX_{INV.U} \quad (48)$$

Já o custo de operação e manutenção dos geradores de hidrogênio é calculado de forma semelhante, porém é diretamente proporcional à energia gasta por hora para geração do combustível:

$$OPEX_{GERH} = \sum_{H=0}^{24} E_{ELE.CON} \cdot OPEX_{GERH.U} \quad (49)$$

3 Resultados

3.1. Caso simulado

3.1.1. Perfil da demanda

Como anteriormente explicitado, este trabalho usa como base a demanda energética aproximada encontrada pelas iluminâncias necessárias em cada ambiente de um laboratório que está sendo construído em Xerém, na cidade do Rio de Janeiro.

Admite-se, no último andar deste laboratório, uma área total de 800 m² disponível para o uso para os painéis fotovoltaicos.

Assim, a demanda total a ser atendida pelo sistema híbrido é fornecida pela tabela:

Tabela 8 - Distribuição horária da demanda

Horário			Demanda energética	
			% da demanda máxima	kWe
0	-	1	25%	500
1	-	2	25%	500
2	-	3	25%	500
3	-	4	25%	500
4	-	5	25%	500
5	-	6	25%	500
6	-	7	50%	1000
7	-	8	90%	1800
8	-	9	90%	1800
9	-	10	90%	1800
10	-	11	90%	1800
11	-	12	90%	1800
12	-	13	90%	1800

13	-	14	90%	1800
14	-	15	90%	1800
15	-	16	90%	1800
16	-	17	90%	1800
17	-	18	90%	1800
18	-	19	90%	1800
19	-	20	50%	1000
20	-	21	25%	500
21	-	22	25%	500
22	-	23	25%	500
23	-	24	25%	500

As premissas a seguir serviram de base para análise dos percentuais de energia da demanda máxima utilizada em cada horário:

0h até 6h – Laboratórios que necessitam de ares-condicionados ligados, assim como alguns equipamentos;

6h até 7h – Início do horário de trabalho

7h até 19h – Horário em que praticamente todas as luzes, ares-condicionados e equipamentos estão ligados.

19h até 20h – O prédio é desocupado pelo dia;

21h até 24h – Perfil semelhante a 0h até 6h.



Figura 7- Curva de demanda do consumidor simulado

O cálculo feito pelo método CLTD/SCL/CFL descrito no capítulo 8 forneceu a demanda térmica máxima, necessária a ser suprida na instalação de 3400 kWt.

A distribuição diária da demanda térmica segue a mesma regra apresentada para a demanda elétrica, visto que a mesma é proporcional à ocupação de pessoas e equipamentos em funcionamento no ambiente.

Tabela 9 - Distribuição horária da demanda térmica

Horário			Demanda térmica	
			% da demanda máxima	kWt
0	-	1	25%	1360
1	-	2	25%	1360
2	-	3	25%	1360
3	-	4	25%	1360
4	-	5	25%	1360
5	-	6	25%	1360
6	-	7	50%	2040
7	-	8	90%	3060
8	-	9	90%	3060
9	-	10	90%	3060
10	-	11	90%	3060
11	-	12	90%	3060
12	-	13	90%	3060
13	-	14	90%	3060
14	-	15	90%	3060
15	-	16	90%	3060
16	-	17	90%	3060
17	-	18	90%	3060
18	-	19	90%	3060
19	-	20	50%	2040
20	-	21	25%	1360
21	-	22	25%	1360
22	-	23	25%	1360
23	-	24	25%	1360

3.1.2. Dados de radiação e temperatura

A temperatura de bulbo seco, a radiação direta e a radiação difusa para cálculo da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos foram obtidas através do programa de Avaliação de Recursos Solares e Eólicos (Solar and Wind Energy Resource Assessment – Swera). Os dados são fornecidos em base horária para o Rio de Janeiro.

Tabela 10 - Dados de localização do cliente simulado

Latitude	-22.90
Longitude	-43.17
Altitude	3,00m
Periodicidade dos dados	Horária
Dias analisados	365
Quantidade de horas	8760

Tabela 11 - Perfil da radiação direta média horária mensal (W/m²)

Horário (h)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	28	13	2	0	0	0	0	0	1	19	45	51
6	175	230	120	107	39	19	19	37	63	151	181	188
7	334	433	267	329	186	180	209	240	208	284	276	315
8	448	525	375	457	352	306	350	361	303	333	342	378
9	506	575	437	535	401	409	427	448	349	409	377	453
10	538	573	481	545	464	476	470	507	401	434	495	509
11	600	564	498	519	576	540	519	529	496	447	496	487
12	542	592	550	536	544	550	519	539	481	440	566	461
13	454	599	521	516	541	506	521	503	477	401	565	428
14	489	546	465	452	504	464	454	477	432	331	470	376
15	406	506	404	388	384	374	375	387	384	303	379	313
16	281	387	321	255	204	179	187	236	221	204	232	188
17	131	232	151	58	11	6	14	24	30	41	95	73
18	16	29	5	0	0	0	0	0	0	0	3	4
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 12 - Perfil da radiação difusa média horária mensal (W/m2)

Horário (h)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	13	3	0	0	0	0	0	0	1	15	34	31
6	85	53	42	25	14	6	6	17	48	87	113	105
7	144	114	108	91	74	57	56	84	121	168	186	181
8	207	167	180	139	120	132	106	141	188	236	245	229
9	251	208	223	186	159	172	148	186	206	292	313	273
10	294	257	249	227	199	192	186	213	256	324	315	303
11	298	302	278	247	188	186	204	229	263	305	330	335
12	292	298	249	217	198	184	186	222	268	301	293	342
13	307	267	252	232	175	166	182	200	235	290	274	318
14	269	230	229	175	133	147	148	167	190	248	243	304
15	218	209	166	140	99	98	104	126	154	182	204	224
16	169	145	104	74	49	44	54	71	88	106	131	163
17	90	71	38	14	3	1	4	12	20	33	56	81
18	17	9	1	0	0	0	0	0	0	0	1	9
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

3.1.3. Tarifas

As tabelas a seguir apresentam as tarifas da concessionária de energia elétrica (Light Serviços de Eletricidade – LIGHT) que atende ao consumidor (tensão de 13,8kV, demanda acima de 300 kW) e de fornecimento de gás natural (CEG):

Tabela 13 - Tarifas binomiais para a modalidade horo sazonal azul

TARIFA HOROSAZONAL AZUL - ENERGIA				
Subgrupo	kV	DEMANDA R\$/kW	CONSUMO R\$/MWh	
			PONTA	F. PONTA

			PONTA	F. PONTA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A2	88	138	9,42	5,55	317,6	317,57	200	199,95
A3a	30	44	22,41	12,06	335,9	335,85	218,2	218,23
A4	2,3	25	22,41	12,06	341,8	341,75	224,1	224,13
AS	subterrâneo		36,26	18,89	381,5	381,54	263,9	263,92

Tabela 14 - Tarifas binomiais para a modalidade horo sazonal verde

TARIFA HOROSAZONAL VERDE - ENERGIA							
Subgrupo	kV		DEMANDA R\$/kW	CONSUMO R\$/MWh			
				PONTA		F. PONTA	
				SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A3a	30	44	12,06	880,92	880,92	218,23	218,23
A4	2	25	12,06	886,81	886,81	224,13	224,13
AS	subterrâneo		18,89	1263,63	1263,63	263,92	263,92

Há, ainda, a incidência das alíquotas de ICMS, PIS e COFINS sobre os valores acima, que são consideradas (para a cidade do Rio de Janeiro) no cálculo final.

Tabela 15 - Estrutura tarifária da CEG para consumidores tipo cogeração

Faixa de consumo (m ³ /Mês)	Tarifa limite (R\$/m ³)
0 a 200	2,5999
201 a 5000	1,6678
5001 a 20000	1,4973
200001 a 70000	1,279
70001 a 120000	1,1929
120001 a 300000	1,1865
300001 a 600000	1,1592
600001 a 1500000	1,155
Acima de 1500000	1,1143

3.1.4. Taxas de câmbio utilizadas

As taxas de câmbio de dólar e euro a seguir foram obtidas pela média da taxa de venda dos doze meses do ano de 2014, no Brasil:

Tabela 16 – Taxas de câmbio utilizadas

Moeda	Taxa de câmbio (R\$)
Dólar Americano (USD)	2,3667
Euro (€)	3,1206

3.1.5. Capital e tecnologia

Para cada tecnologia utilizada neste trabalho (célula fotovoltaica, geradores, células a hidrogênio e chillers elétricos) pelo menos duas opções de equipamento são levadas em consideração (sejam do mesmo fornecedor ou não). Para todos os casos, o critério de escolha é o menor custo na utilização no sistema híbrido.

Nas células a combustível, é calculado de forma direta o custo total de aquisição e manutenção da mesma para atender a demanda elétrica de um ano (desconsiderando otimizações horárias). A de menor valor é a escolhida. O mesmo ocorre para os geradores de hidrogênio, buscando atender a demanda do mesmo. No caso dos painéis fotovoltaicos, aquele que apresenta o menor custo total unitário é o escolhido.

Todos os custos (aquisição, operação, manutenção) utilizados neste trabalho foram obtidos diretamente com fornecedores ou em papers e trabalhos compilatórios da tecnologia (ABINEE, 2012; CHP, 2015; NRC, 2004; SAINK, 2012), quando o fornecedor da mesma não os informou. São adicionados, também, custos de importação e os impostos correspondentes à mesma (frete, IPI, etc.).

Desta forma, as tabelas a seguir informam, respectivamente, o modelo de equipamento utilizado em cada caso (célula fotovoltaica, os 3 tipos de célula a combustível e o gerador de hidrogênio) da simulação, juntamente com os custos unitários:

Tabela 17 - Descrição do sistema fotovoltaico proposto

CÉLULA FOTOVOLTAICA (FV)		
Módulo		
Fabricante	Yngli	
Área do módulo	1,624	m2
Pmp	250	W
Investimento por módulo	999,00	R\$
Investimento total	430.569,00	R\$
Custo de O&M	1%	Investimento
Quantidade de painéis	431	#
Central monitoramento		
Fabricante	SMA	
Pmp por módulo	240	W
Quantidade máxima de módulos	64	#
Investimento por central	17.907,25	R\$
Investimento total	125.350,77	R\$
Custo de O&M	1%	Investimento
Central Inversora		
Fabricante	SMA	
Pmp por módulo	565	W
Tipo de central	Off Grid	
Consumo máximo de energia	1600	W
Eficiência	98	%
Investimento por central	391.534,02	R\$
Investimento total	330.691,89	R\$

Tabela 18 - Descrição das células a combustível propostas

Célula a combustível		
Fabricante	BloomEnergy	
Modelo	ES-5700	
Tecnologia	SOFC	
Combustível	Gás Natural	
Potência nominal	200	W
Número de células	13	#
Investimento por célula	1.573,51	R\$
Investimento total	20.455,60	R\$
Custo de O&M	11,36	R\$/kWh
Célula a combustível		
Fabricante	Ballard	

Modelo	ClearGen	
Tecnologia	PEMFC	
Combustível	Hidrogênio	
Potência nominal	1000	W
Número de células	2	#
Investimento por célula	4.499.200,00	R\$
Investimento total	8.998.400,00	R\$
Custo de O&M	23,00	R\$/kWh
Fabricante	ClearEdge	
Modelo	MODEL400	
Tecnologia	PAFC	
Combustível	Gás Natural	
Potência nominal	400	W
Número de células	7	#
Investimento por célula	3.147.008,00	R\$
Investimento total	22.029.056,00	R\$
Custo de O&M	23,00	R\$/kWh
Fabricante	FuelCellEnergy	
Modelo	DFC300	
Tecnologia	MCFC	
Combustível	Gás Natural	
Potência nominal	300	W
Número de células	9	#
Investimento por célula	3.648.000,00	R\$
Investimento total	32.832.000,00	R\$
Custo de O&M	31,95	R\$/kWh

Tabela 19 - Descrição do gerador de hidrogênio proposto

Gerador Hidrogênio		
Fabricante	Hydrogenics	
Modelo	HYySTAT 10 10	
Geração de hidrogênio	10	m3/h
Consumo de energia	5,4	kWh/m3
Consumo de água	0,022	kgH2O/m3H2
Investimento por gerador	668.595,40	R\$
Investimento total	100.289.310,11	R\$
Custo de O&M	0,10	R\$/kWh

Tabela 20 - Descrição do chiller elétrico proposto

Chiller Elétrico	
Fabricante	Carrier
Modelo	Aquasnap 30RB 100

Capacidade	337	kW
COP IPVL	3,99	Wt/We
Quantidade	10	#
Investimento Unitário	-	R\$

3.2. Resultados da simulação

Aqui, apresentam-se os resultados da simulação para cada caso previamente discutido com cada um dos três tipos diferentes de geradores.

Os casos 1 (toda demanda atendida pela concessionária), 2 (toda demanda sendo atendida pela concessionária e pelo sistema fotovoltaico) e o caso 3 (toda demanda sendo atendida pelo sistema híbrido) são os casos analisados. Para o caso 3, ocorre a variação de célula (PEMFC, PAFC, SOFC e MCFC).

3.2.1. Caso 1 – 100% da demanda atendida pela concessionária

Neste caso, não há a presença das células a combustível nem do sistema fotovoltaico, e a simulação ocorre como de um cliente normal da concessionária (dentro dos padrões de tensão e demanda mínima):

Tabela 21 - Balanço energético do caso 1 (demanda atendida pela concessionária)

Mês	Balanço Energético Médio Diário (kWh)					
	Energia Elétrica			Energia térmica		
	Consumo	FV	FC	Rede	Consumo	CEL
Janeiro	43.181	0	0	43.181	55.760	55.760
Fevereiro	43.181	0	0	43.187	55.760	55.760
Março	43.181	0	0	43.187	55.760	55.760
Abril	43.181	0	0	43.187	55.760	55.760
Maiο	43.181	0	0	43.187	55.760	55.760
Junho	43.181	0	0	43.187	55.760	55.760
Julho	43.181	0	0	43.187	55.760	55.760
Agosto	43.181	0	0	43.187	55.760	55.760
Setembro	43.181	0	0	43.187	55.760	55.760

Outubro	43.181	0	0	43.187	55.760	55.760
Novembro	43.181	0	0	43.187	55.760	55.760
Dezembro	43.181	0	0	43.187	55.760	55.760

Tabela 22 - Custo total de abastecimento do sistema convencional

Ano	Sistema Convencional (milhares de reais)					
	Horosazonal Azul			Horosazonal Verde		
	Demanda	Consumo	Total	Demanda	Consumo	Total
2015	3.390,1	6.529,8	9.919,9	883,0	9.210,1	10.093,1
2016	3.390,1	6.548,1	9.938,1	883,0	9.238,7	10.121,7
2017	3.390,1	6.529,8	9.919,9	883,0	9.210,1	10.093,1
2018	3.390,1	6.531,2	9.921,2	883,0	9.221,7	10.104,8
2019	3.390,1	6.531,2	9.921,2	883,0	9.221,7	10.104,8
2020	3.390,1	6.549,5	9.939,5	883,0	9.250,3	10.133,4
2021	3.390,1	6.531,2	9.921,2	883,0	9.221,7	10.104,8
2022	3.390,1	6.529,8	9.919,9	883,0	9.210,1	10.093,1
2023	3.390,1	6.529,8	9.919,9	883,0	9.210,1	10.093,1
2024	3.390,1	6.549,5	9.939,5	883,0	9.250,3	10.133,4
2025	3.390,1	6.531,2	9.921,2	883,0	9.221,7	10.104,8
2026	3.390,1	6.531,2	9.921,2	883,0	9.221,7	10.104,8
2027	3.390,1	6.531,2	9.921,2	883,0	9.221,7	10.104,8
2028	3.390,1	6.546,7	9.936,8	883,0	9.227,0	10.110,0
2029	3.390,1	6.531,2	9.921,2	883,0	9.221,7	10.104,8
2030	3.390,1	6.531,2	9.921,2	883,0	9.221,7	10.104,8
2031	3.390,1	6.531,2	9.921,2	883,0	9.221,7	10.104,8
2032	3.390,1	6.549,5	9.939,5	883,0	9.250,3	10.133,4
2033	3.390,1	6.529,8	9.919,9	883,0	9.210,1	10.093,1
MÉDIA	3.390,1	6.535,4	9.925,5	883,0	9.224,3	10.107,4

3.2.2.

Caso 2 – 100% da demanda atendida pela concessionária e sistema fotovoltaico

Neste caso, é adicionado o sistema fotovoltaico para ajudar a suprir a demanda horária da instalação.

Tabela 23 - Balanço energético do sistema híbrido (somente com fotovoltaico)

Mês	Balanço Energético Médio Diário (kWh)					
	Energia Elétrica				Energia térmica	
	Consumo	FV	FC	Rede	Consumo	CEL
Janeiro	43.181	436	0	42.745	55.760	55.760
Fevereiro	43.181	512	0	42.675	55.760	55.760
Março	43.181	396	0	42.791	55.760	55.760
Abril	43.181	526	0	42.661	55.760	55.760
Maio	43.181	439	0	42.748	55.760	55.760
Junho	43.181	426	0	42.760	55.760	55.760
Julho	43.181	421	0	42.766	55.760	55.760
Agosto	43.181	422	0	42.765	55.760	55.760
Setembro	43.181	386	0	42.801	55.760	55.760
Outubro	43.181	353	0	42.834	55.760	55.760
Novembro	43.181	396	0	42.790	55.760	55.760
Dezembro	43.181	396	0	42.791	55.760	55.760

A tabela a seguir mostra os custos de operação e amortização de capital para este caso:

Tabela 24 - OPEX e amortização para o sistema híbrido (somente célula fotovoltaica)

Ano	Sistema Simulado (milhares de reais)		
	OPEX	Amortização	Total
2015	17.932,1	93,6	18.025,7
2016	17.977,4	93,6	18.070,9
2017	17.932,1	93,6	18.025,7
2018	17.924,4	93,6	18.018,0
2019	17.924,4	93,6	18.018,0
2020	17.969,7	93,6	18.063,2
2021	17.924,4	93,6	18.018,0
2022	17.932,1	93,6	18.025,7
2023	17.932,1	93,6	18.025,7
2024	17.969,7	93,6	18.063,2
2025	17.924,4	93,6	18.018,0
2026	17.924,4	93,6	18.018,0

2027	17.924,4	93,6	18.018,0
2028	17.985,1	93,6	18.078,7
2029	17.924,4	93,6	18.018,0
2030	17.924,4	93,6	18.018,0
2031	17.924,4	93,6	18.018,0
2032	17.969,7	93,6	18.063,2
2033	17.932,1	93,6	18.025,7
MÉDIA	17.939,5	93,6	18.033,1

3.2.3.

Caso 3 – 100% da demanda atendida pelo sistema híbrido

Os resultados deste caso seguem o mesmo padrão do caso 2, com a adição da célula a combustível. Este caso se subdivide pelo tipo de célula escolhida:

3.2.3.1.

Caso 3.1 – Célula SOFC

A tabela mostra o balanço energético diário, com consumo e geração de energia através do sistema híbrido:

Tabela 25 - Balanço energético do sistema híbrido com célula SOFC

Mês	Balanço Energético Médio Diário (kWh)					
	Energia Elétrica				Energia térmica	
	Consumo	FV	FC	Rede	Consumo	CEL
Janeiro	43.181	436	41.837	908	55.760	55.760
Fevereiro	43.181	512	41.801	874	55.760	55.760
Março	43.181	396	41.862	929	55.760	55.760
Abril	43.181	526	41.837	824	55.760	55.760
Maiο	43.181	439	41.886	862	55.760	55.760
Junho	43.181	426	41.898	863	55.760	55.760
Julho	43.181	421	41.897	869	55.760	55.760
Agosto	43.181	422	41.889	876	55.760	55.760
Setembro	43.181	386	41.892	909	55.760	55.760
Outubro	43.181	353	41.845	988	55.760	55.760
Novembro	43.181	396	41.837	953	55.760	55.760

Dezembro	43.181	396	41.830	961	55.760	55.760
----------	--------	-----	--------	-----	--------	--------

A tabela a seguir mostra os custos de operação e amortização de capital:

Tabela 26 - OPEX e amortização para o sistema híbrido com célula SOFC

Ano	Sistema Simulado (milhares de reais)		
	OPEX	Amortização	Total
2015	3.015,3	94,5	3.109,8
2016	3.016,2	94,5	3.110,7
2017	3.134,0	94,5	3.228,5
2018	3.252,3	94,5	3.346,8
2019	3.252,3	94,5	3.346,8
2020	3.253,1	94,5	3.347,6
2021	3.015,0	94,5	3.109,5
2022	3.015,3	94,5	3.109,8
2023	3.134,0	94,5	3.228,5
2024	3.253,1	94,5	3.347,6
2025	3.252,3	94,5	3.346,8
2026	3.133,7	94,5	3.228,2
2027	3.015,0	94,5	3.109,5
2028	3.016,5	94,5	3.111,0
2029	3.252,3	94,5	3.346,8
2030	3.252,3	94,5	3.346,8
2031	3.252,3	94,5	3.346,8
2032	3.134,5	94,5	3.229,0
2033	3.015,3	94,5	3.109,8
MÉDIA	3.140,2	94,5	3.234,8

3.2.3.2. Caso 3.1 – Célula PAFC

A tabela mostra o balanço energético diário, com consumo e geração de energia através do sistema híbrido:

Tabela 27 - Balanço energético do sistema híbrido com célula PAFC

Mês	Balanço Energético Médio Diário (kWh)					
	Energia Elétrica				Energia térmica	
	Consumo	FV	FC	Rede	Consumo	CEL
Janeiro	43.181	436	42.745	0	55.760	55.760
Fevereiro	43.181	512	42.675	0	55.760	55.760
Março	43.181	396	42.791	0	55.760	55.760
Abril	43.181	526	42.661	0	55.760	55.760
Maior	43.181	439	42.748	0	55.760	55.760
Junho	43.181	426	42.760	0	55.760	55.760
Julho	43.181	421	42.766	0	55.760	55.760
Agosto	43.181	422	42.765	0	55.760	55.760
Setembro	43.181	386	42.801	0	55.760	55.760
Outubro	43.181	353	42.834	0	55.760	55.760
Novembro	43.181	396	42.790	0	55.760	55.760
Dezembro	43.181	396	42.791	0	55.760	55.760

A tabela a seguir mostra os custos de operação e amortização de capital:

Tabela 28 - OPEX e amortização para o sistema híbrido com célula PAFC

Ano	Sistema Simulado (milhares de reais)		
	OPEX	Amortização	Total
2015	3.198,8	94,6	3.293,4
2016	3.198,8	94,6	3.293,5
2017	3.343,5	94,6	3.438,1
2018	3.488,2	94,6	3.582,8
2019	3.488,2	94,6	3.582,8
2020	3.488,2	94,6	3.582,8
2021	3.198,8	94,6	3.293,4
2022	3.198,8	94,6	3.293,4
2023	3.343,5	94,6	3.438,1
2024	3.488,2	94,6	3.582,8
2025	3.488,2	94,6	3.582,8
2026	3.343,5	94,6	3.438,1
2027	3.198,8	94,6	3.293,4
2028	3.198,8	94,6	3.293,5
2029	3.488,2	94,6	3.582,8

2030	3.488,2	94,6	3.582,8
2031	3.488,2	94,6	3.582,8
2032	3.343,5	94,6	3.438,1
2033	3.198,8	94,6	3.293,4
MÉDIA	3.351,1	94,6	3.445,7

3.2.3.3. Caso 3.2 – Célula MCFC

A tabela mostra o balanço energético diário, com consumo e geração de energia através do sistema híbrido:

Tabela 29 - Balanço energético do sistema híbrido com célula MCFC

Mês	Balanço Energético Médio Diário (kWh)					
	Energia Elétrica				Energia térmica	
	Consumo	FV	FC	Rede	Consumo	CEL
Janeiro	43.181	436	42.719	26	55.760	55.760
Fevereiro	43.181	512	42.645	30	55.760	55.760
Março	43.181	396	42.754	37	55.760	55.760
Abril	43.181	526	42.633	28	55.760	55.760
Maior	43.181	439	42.713	35	55.760	55.760
Junho	43.181	426	42.723	37	55.760	55.760
Julho	43.181	421	42.731	34	55.760	55.760
Agosto	43.181	422	42.737	28	55.760	55.760
Setembro	43.181	386	42.773	28	55.760	55.760
Outubro	43.181	353	42.797	37	55.760	55.760
Novembro	43.181	396	42.754	37	55.760	55.760
Dezembro	43.181	396	42.756	35	55.760	55.760

A tabela a seguir mostra os custos de operação e amortização de capital:

Tabela 30 - OPEX e amortização para o sistema híbrido com célula MCFC

Ano	Sistema Simulado (milhares de reais)		
	OPEX	Amortização	Total
2015	3.350,0	95,3	3.445,3

2016	3.350,0	95,3	3.445,4
2017	3.501,4	95,3	3.596,8
2018	3.652,9	95,3	3.748,2
2019	3.652,9	95,3	3.748,2
2020	3.652,9	95,3	3.748,2
2021	3.350,0	95,3	3.445,3
2022	3.350,0	95,3	3.445,3
2023	3.501,4	95,3	3.596,8
2024	3.652,9	95,3	3.748,2
2025	3.652,9	95,3	3.748,2
2026	3.501,4	95,3	3.596,8
2027	3.350,0	95,3	3.445,3
2028	3.350,0	95,3	3.445,4
2029	3.652,9	95,3	3.748,2
2030	3.652,9	95,3	3.748,2
2031	3.652,9	95,3	3.748,2
2032	3.501,4	95,3	3.596,8
2033	3.350,0	95,3	3.445,3
MÉDIA	3.509,4	95,3	3.604,7

3.2.3.4.

Caso 3.3 – Célula PEMFC

A tabela a seguir mostra o balanço energético diário, com consumo e geração de energia através do sistema híbrido:

Tabela 31 - Balanço energético para o sistema híbrido com célula PEMFC

Mês	Balanço Energético Médio Diário (kWh)					
	Energia Elétrica				Energia térmica	
	Consumo	FV	FC	Rede	Consumo	CEL
Janeiro	174.131	436	35.150	137.131	55.760	55.760
Fevereiro	174.131	512	35.150	137.137	55.760	55.760
Março	174.131	396	35.150	137.137	55.760	55.760
Abril	174.131	526	35.150	137.137	55.760	55.760
Mai	174.131	439	35.150	137.137	55.760	55.760
Junho	174.131	426	35.150	137.137	55.760	55.760
Julho	174.131	421	35.150	137.137	55.760	55.760

Agosto	174.131	422	35.150	137.137	55.760	55.760
Setembro	174.131	386	35.150	137.137	55.760	55.760
Outubro	174.131	353	35.150	137.137	55.760	55.760
Novembro	174.131	396	35.150	137.137	55.760	55.760
Dezembro	174.131	396	35.150	137.137	55.760	55.760

A tabela a seguir mostra os custos de operação e amortização de capital:

Tabela 32 - OPEX e amortização para o sistema híbrido com célula PEMFC

Ano	Sistema Simulado (milhares de reais)		
	OPEX	Amortização	Total
2015	59.817,9	96,6	59.914,4
2016	59.976,8	96,6	60.073,4
2017	59.819,1	96,6	59.915,7
2018	59.803,1	96,6	59.899,7
2019	59.803,1	96,6	59.899,7
2020	59.961,7	96,6	60.058,3
2021	59.800,6	96,6	59.897,2
2022	59.817,9	96,6	59.914,4
2023	59.819,1	96,6	59.915,7
2024	59.962,0	96,6	60.058,6
2025	59.802,8	96,6	59.899,4
2026	59.801,6	96,6	59.898,1
2027	59.800,6	96,6	59.897,2
2028	59.994,4	96,6	60.090,9
2029	59.803,1	96,6	59.899,7
2030	59.803,1	96,6	59.899,7
2031	59.802,8	96,6	59.899,4
2032	59.960,8	96,6	60.057,3
2033	59.817,9	96,6	59.914,4
MÉDIA	59.851,0	96,6	59.947,5

3.2.4. Período de retorno e custos totais dos casos

A análise da viabilidade econômica ocorre comparando-se os custos anuais de cada sistema simulado (levando-se em conta o investimento inicial) e com os custos do sistema convencional:

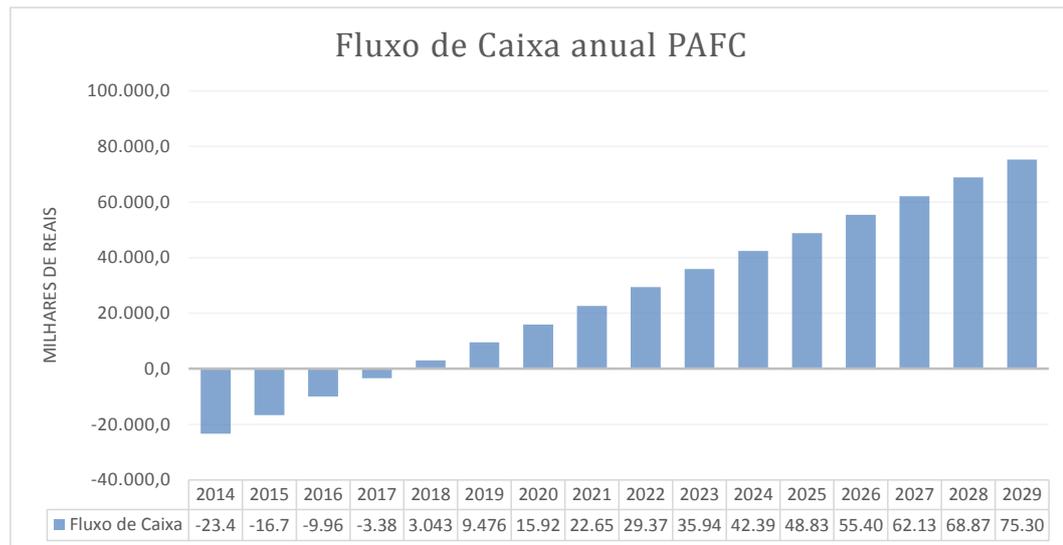


Figura 8- Fluxo de caixa anual dos 15 anos com sistema híbrido (célula PAFC)

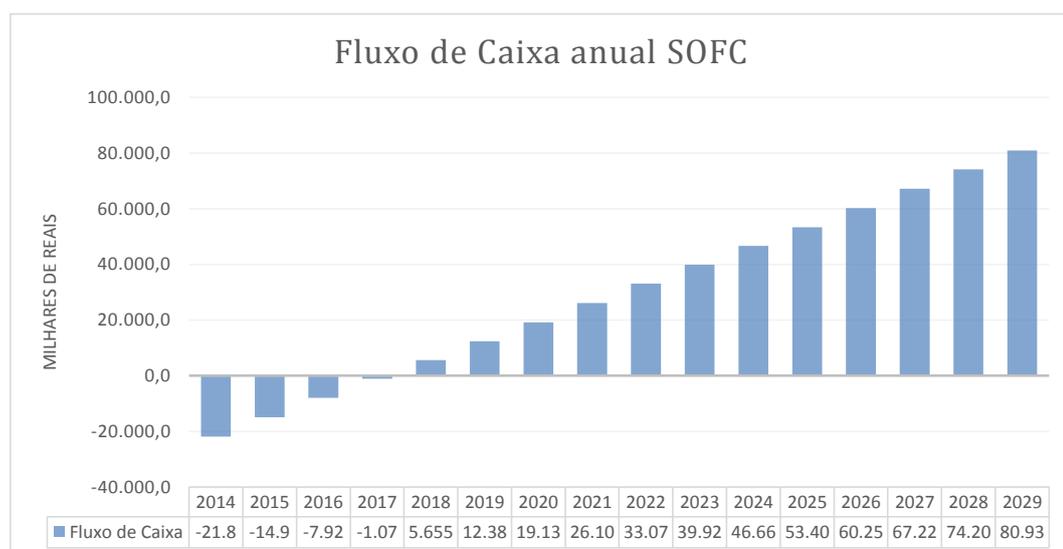
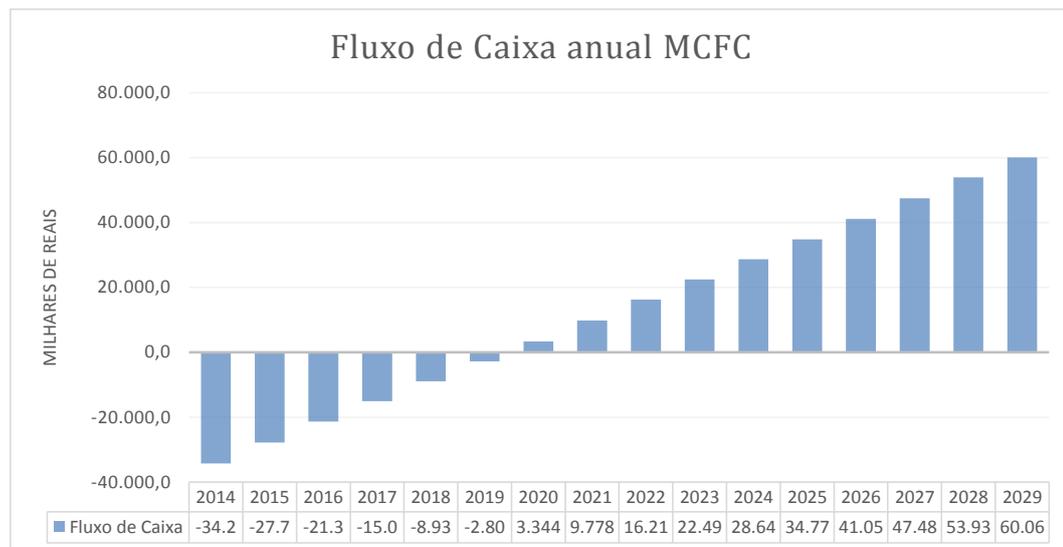


Figura 9- Fluxo de caixa anual dos 15 anos com sistema híbrido (célula SOFC)



**Figura 10- Fluxo de caixa anual dos 15 anos com sistema híbrido
(célula MCFC)**

O payback do caso simulado com célula PAFC é de 3,2 anos e meio, com taxa interna de retorno (TIR) de 27,5%.

O payback do caso simulado com célula SOFC é de 3,2 anos, com taxa interna de retorno (TIR) de 31%.

Já o payback do caso simulado com célula MCFC é de 5 anos e meio, e a taxa interna de retorno (TIR) é de 16,6%.

3.3. Análises de sensibilidade

O caso 1 é o caso base, sendo o cenário atual sem o investimento no sistema híbrido. O caso 2 não possui retorno de investimento pelos limites inerentes à tecnologia dos painéis fotovoltaicos. Já o caso 3, utilizando células PEMFC, não é economicamente viável pelos altos custos de geração de hidrogênio. Logo, o caso 3, utilizando as células PAFC, SOFC e PEMFC, serve de base para as análises de sensibilidade deste capítulo.

3.3.1. Sensibilidade relacionada à variação do custo de gás natural

A compra de gás natural representa o maior custo anual isolado da simulação. Assim, a sensibilidade apresentada busca variar o custo deste e observar a influência do mesmo nos parâmetros econômicos:

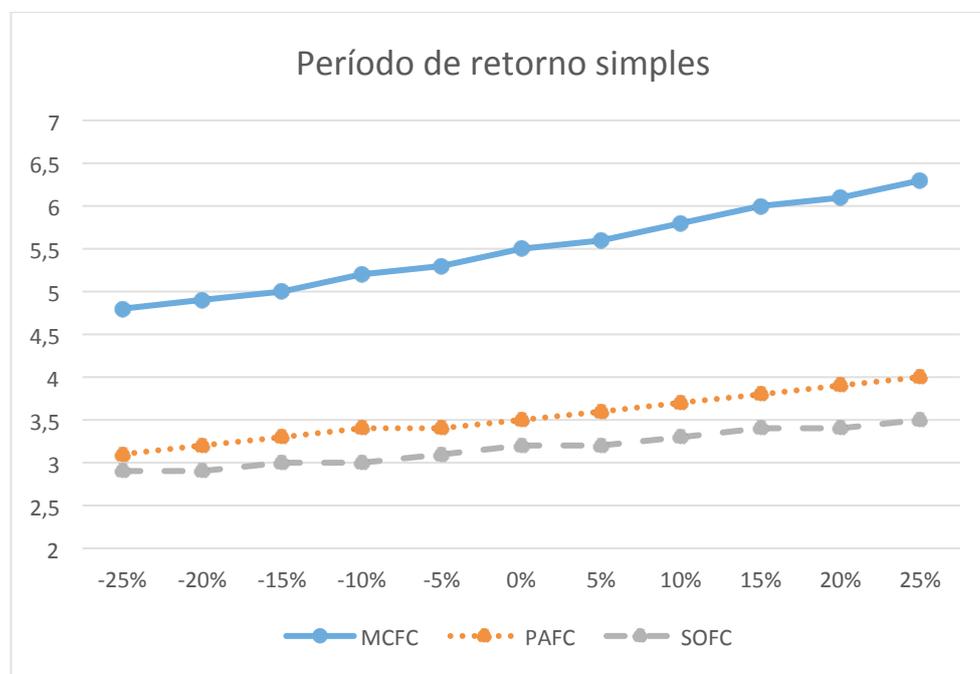


Figura 11- Payback do investimento no sistema híbrido variando o custo do gás natural

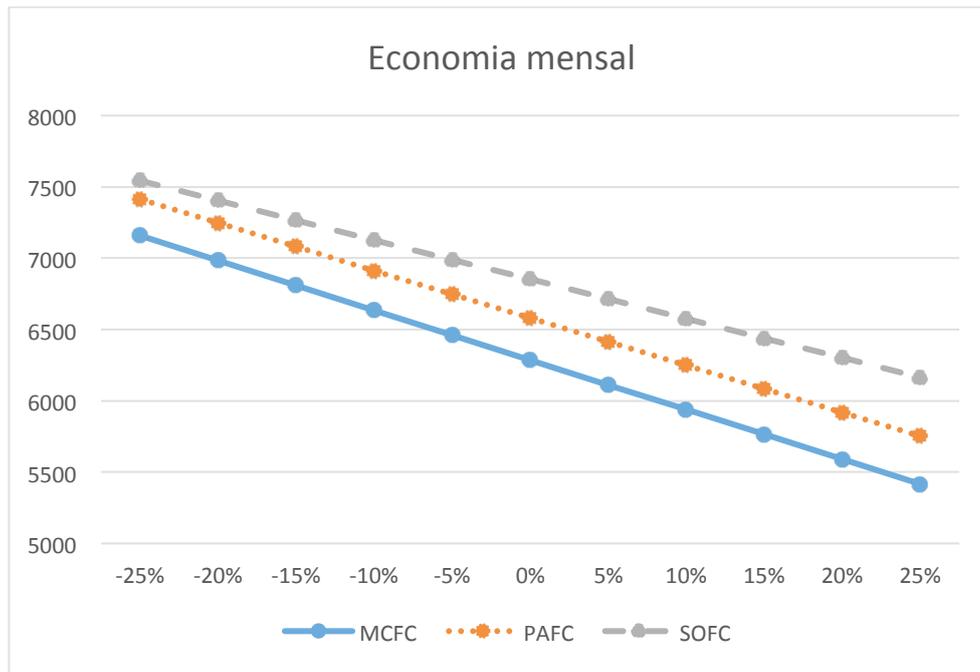


Figura 12- Diferença dos custos anuais do sistema híbrido e do convencional variando o custo do gás natural

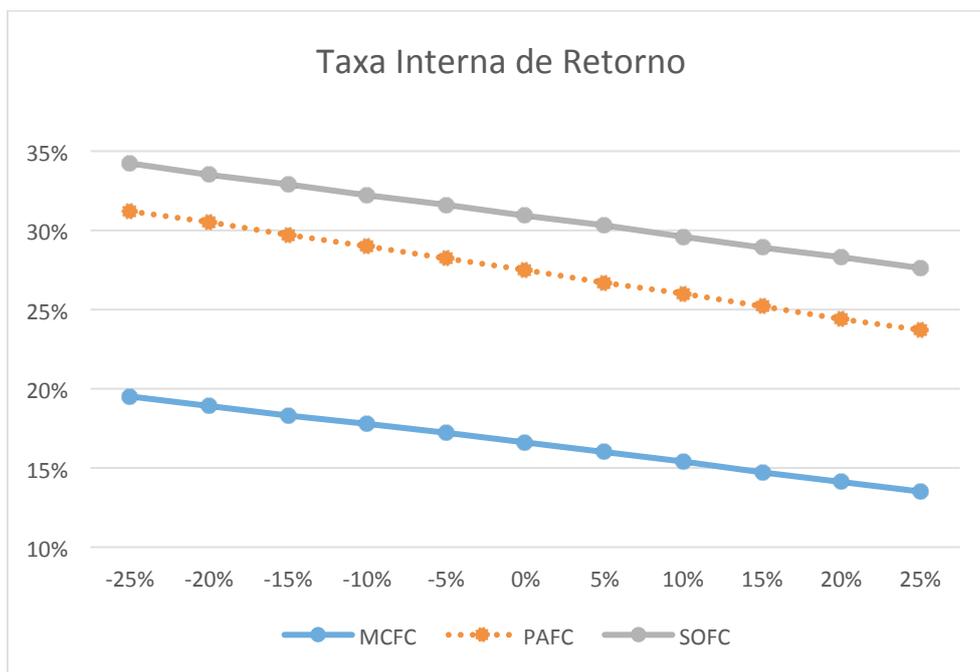


Figura 13- TIR do investimento no sistema híbrido variando o custo do gás natural

A variação do custo de aquisição de gás natural mostra um resultado esperado: quanto menor este custo, melhor o retorno do investimento (menor o payback e maiores a TIR e a economia mensal).

3.3.2. Sensibilidade relacionada à variação do custo de energia elétrica

A variação do custo de energia da concessionária impacta diretamente o sistema convencional e a economia anual do sistema simulado, e, por este motivo, também é analisada:

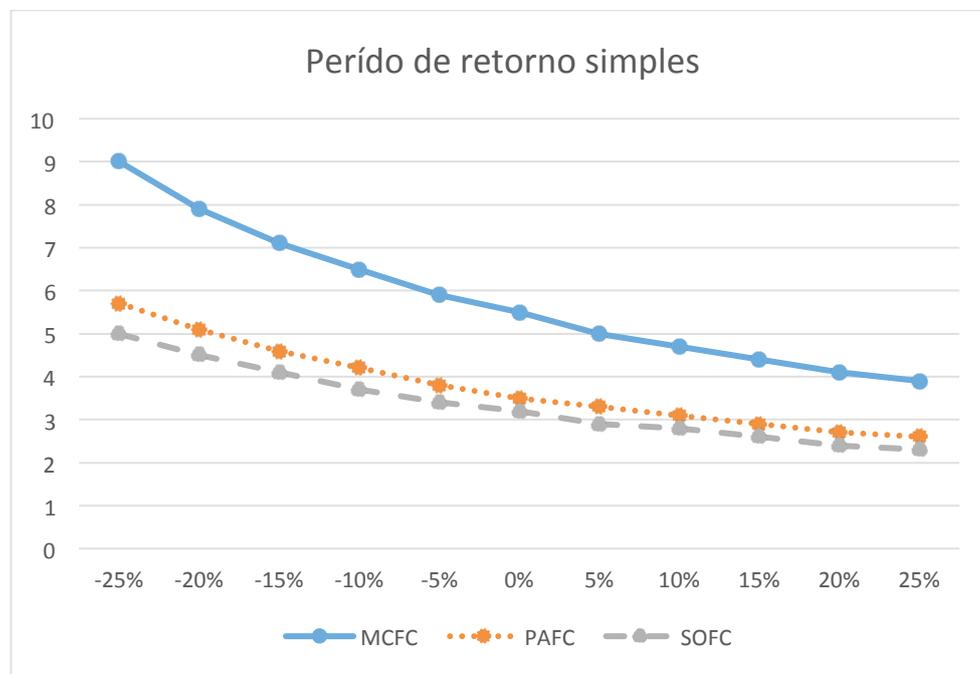


Figura 14- Payback do investimento no sistema híbrido variando o custo da energia elétrica

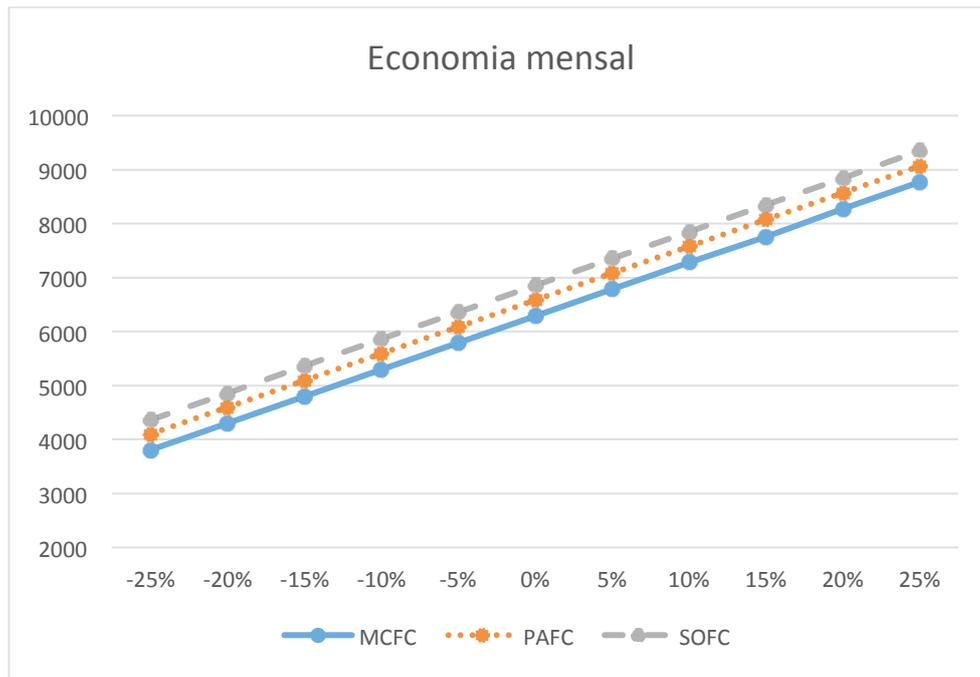


Figura 15- Diferença dos custos anuais do sistema híbrido e do convencional variando o custo da energia elétrica

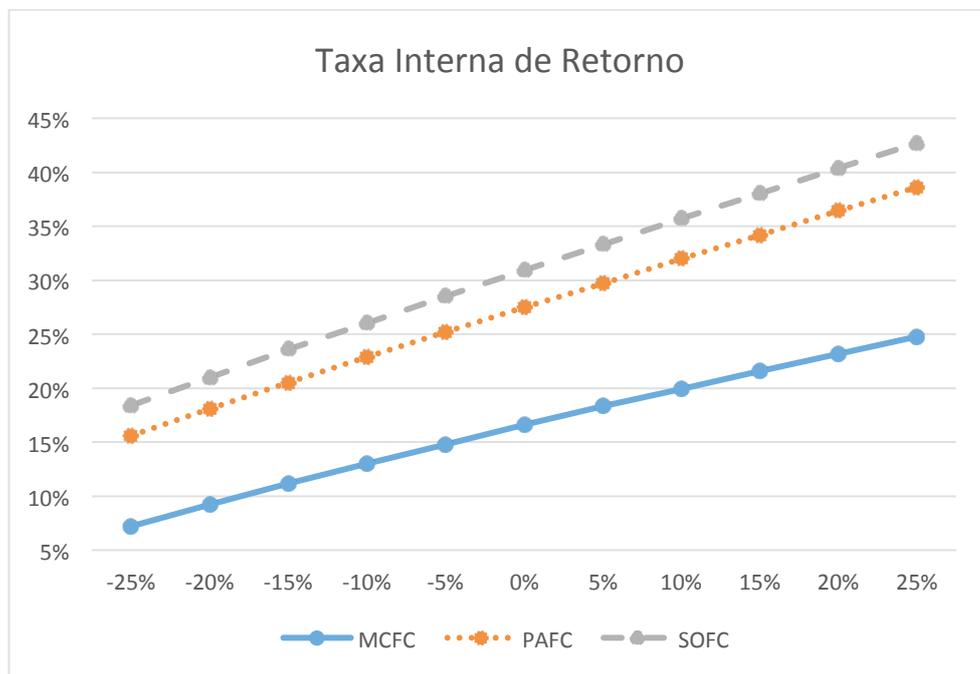


Figura 16- TIR do investimento no sistema híbrido variando o custo da energia elétrica

A variação do custo de energia elétrica gera uma alteração de forma linear (como na variação do custo de gás natural), provavelmente pela influência

tanto no sistema convencional (caso base de comparação) como no excedente de energia adquirido anualmente através da concessionária (se esta aquisição for necessária). O seu valor absoluto (de anos de payback e da TIR) também varia em intervalos maiores, o que demonstra que seu impacto na viabilidade do sistema é elevado.

Quanto maior o custo da energia elétrica, menor o payback e maior a taxa interna de retorno. Este se mostra o fator que possui a maior influência na economia geral do sistema (em comparação ao sistema convencional).

3.3.3. Sensibilidade relacionada ao custo de investimento do sistema

Os valores referentes à aquisição dos equipamentos neste trabalho (custo de aquisição, impostos de importação, frete, instalação, etc.) provêm de consultas diretas a fornecedores e a valores médios da indústria, presentes em trabalhos e artigos publicados. Portanto, podem sofrer aumento (por um projeto de engenharia completo) ou diminuição (por negociação direta com os fornecedores). Logo, a análise de sensibilidade é justificada (esta variação não produz diferença na economia mensal do sistema, já que esta leva em conta os gastos mensais, fora o custo de investimento):

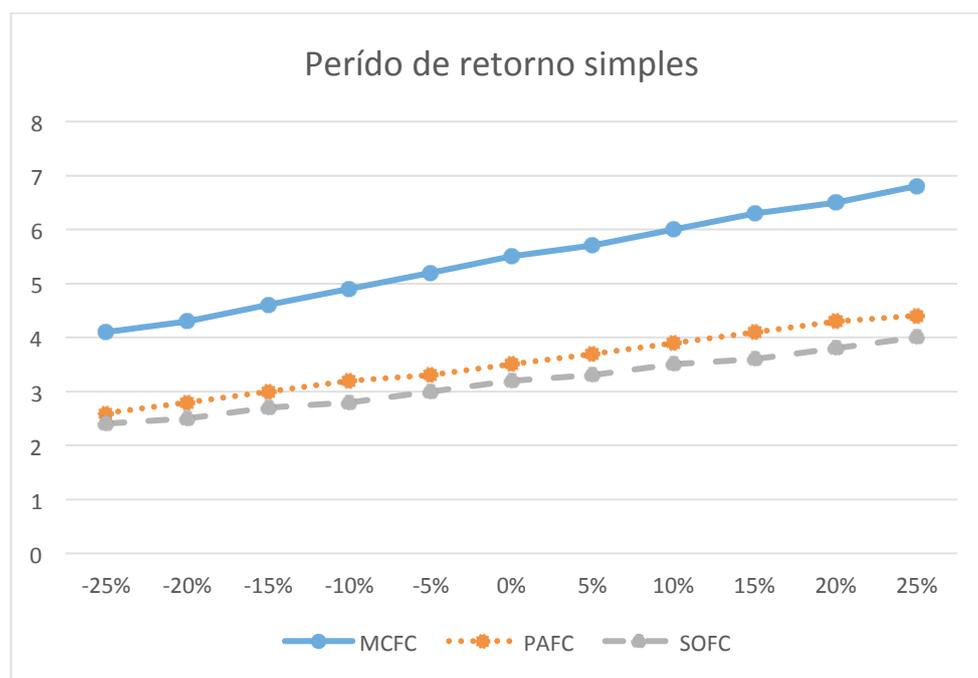


Figura 17- Payback do investimento no sistema híbrido variando o custo de investimento do sistema

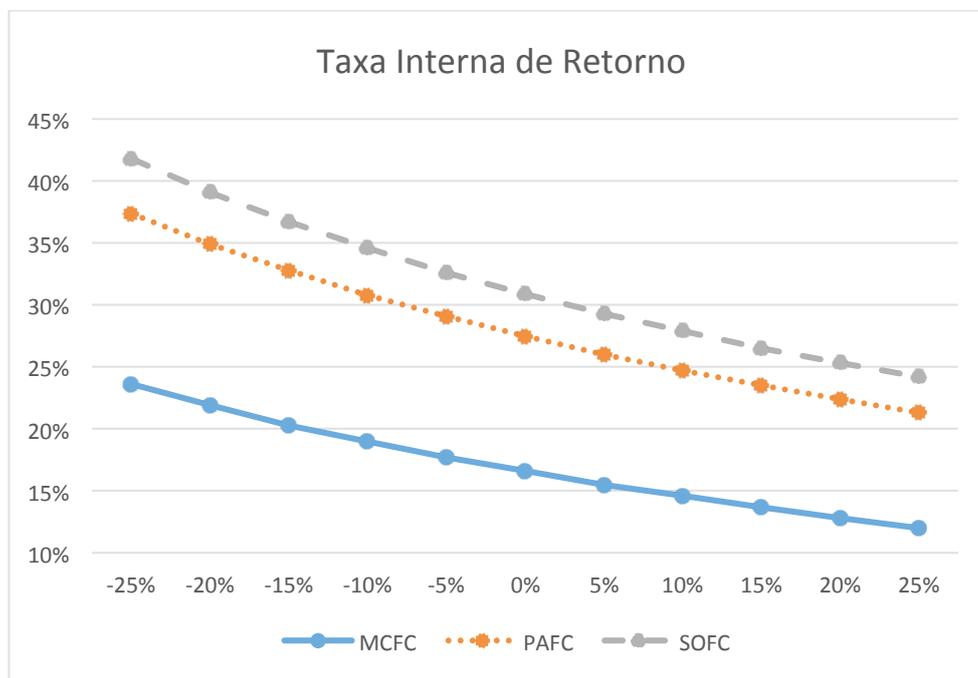


Figura 18- TIR do investimento no sistema híbrido variando o custo de investimento do sistema

Assim, não há alteração anual da economia gerada variando-se o custo de investimento do sistema (esta é a diferença entre os gastos anuais – opex, gás natural etc. – e o custo do sistema convencional). Já o payback se comporta de forma esperada: quanto maior o custo inicial, maior o período de retorno do investimento, e menor a taxa de retorno correspondente (TIR).

3.3.4. Sensibilidade relacionada à demanda inicial do sistema

O presente trabalho desenvolveu um modelo que visa atender a grandes consumidores, e para tanto, é importante simular variações em relação à demanda do caso estudado:

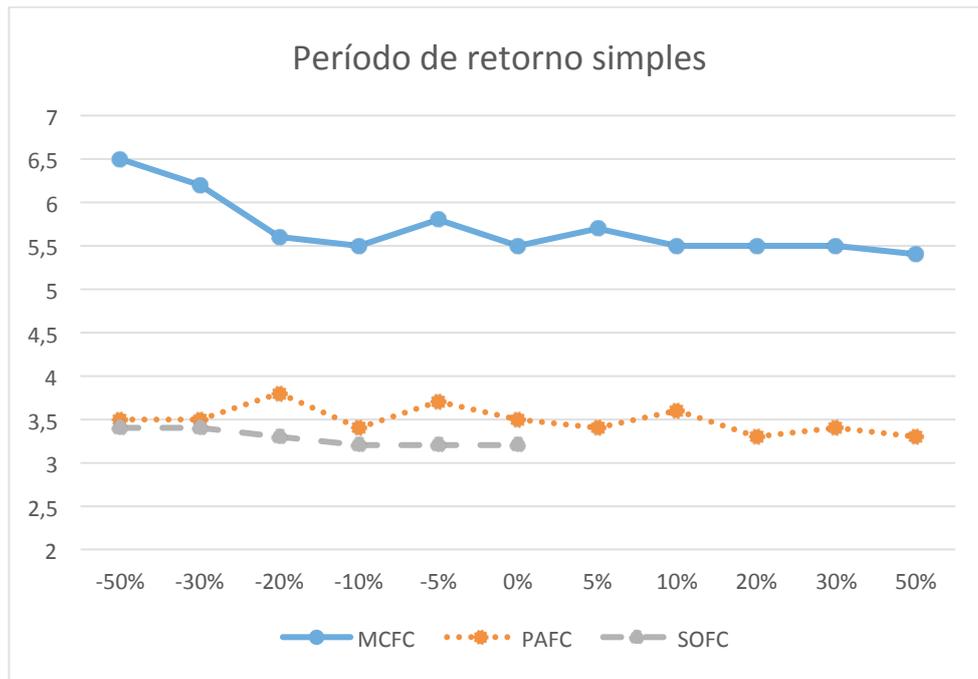


Figura 19- Payback do investimento no sistema híbrido variando a demanda inicial do sistema

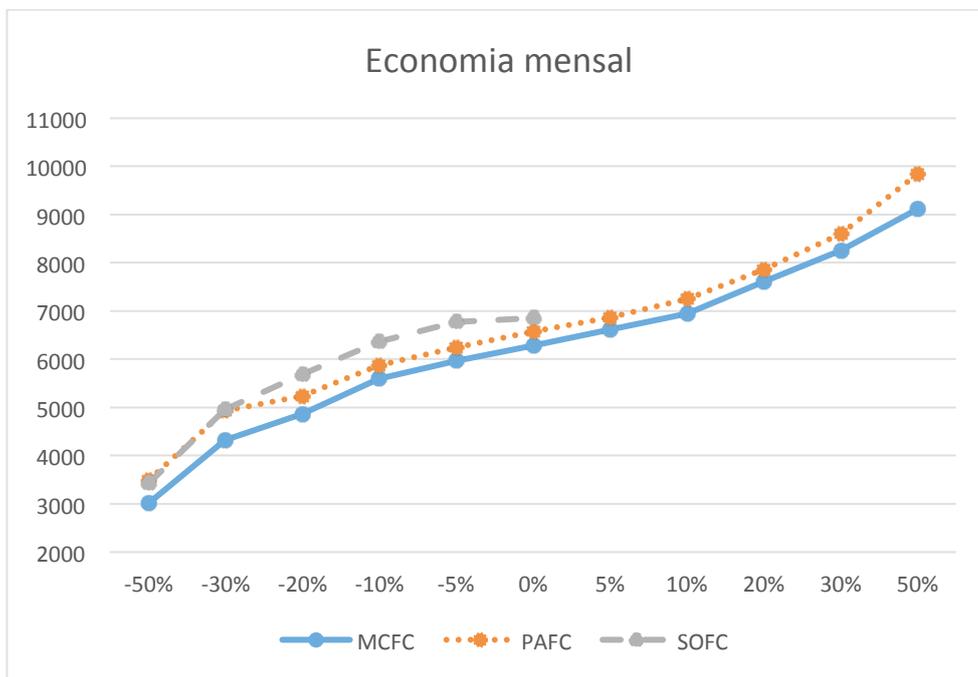


Figura 20- Diferença dos custos anuais do sistema híbrido e do convencional variando a demanda inicial do sistema

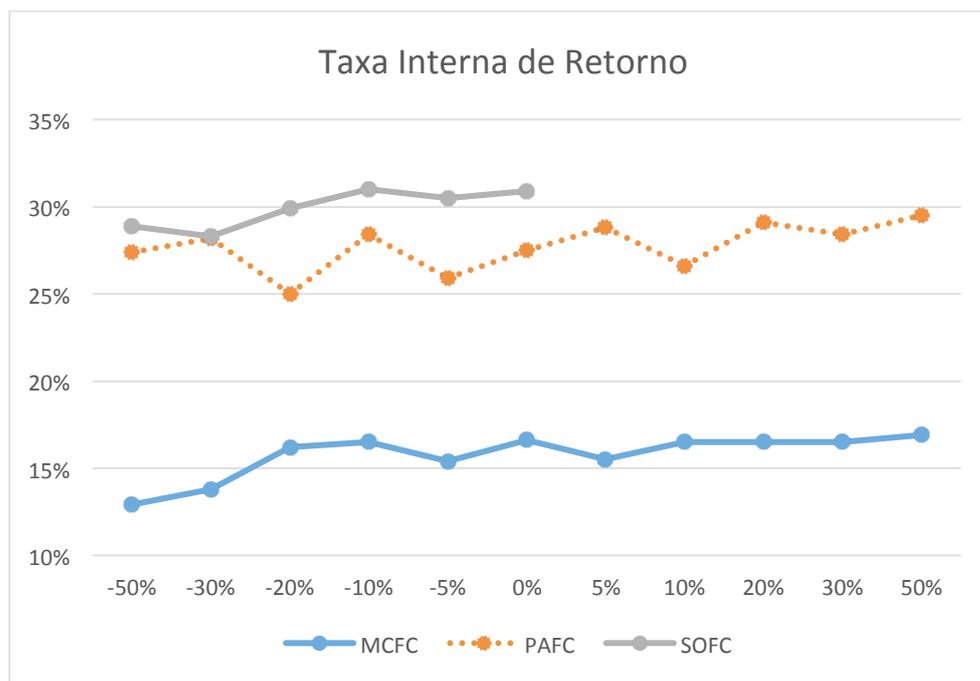


Figura 21- TIR do investimento no sistema híbrido variando a demanda inicial do sistema

Alterar a demanda elétrica a ser suprida pelo sistema híbrido altera todas as variáveis subsequentes: quantidade de gás natural adquirido, sistema convencional a ser comparado, custo de aquisição do sistema híbrido, custo de operação e manutenção de cada uma das partes etc.

Para o caso da célula SOFC, variações positivas da demanda inicial não geram retornos de investimento no período de 15 anos, e desta forma, não são representados nos resultados.

Como mostrado nas análises anteriores, a variação de parâmetros isolados não necessariamente produz efeitos lineares, e a sobreposição de todos gera resultados que não produzem tendência definida.

3.3.5. Sensibilidade causada pelo sistema aplicado em outras cidades

Este trabalho visa desenvolver um modelo que atenda, não importando o local, a uma demanda elétrica. Assim, o caso simulado é analisado em 4 outras cidades do Brasil (que possuam dados solarimétricos SWERA e distribuidora

sem interrupção de fornecimento de gás natural da Bolívia). Estas cidades são: Belo Horizonte, Curitiba, Salvador e São Paulo.

Os seguintes resultados foram obtidos:

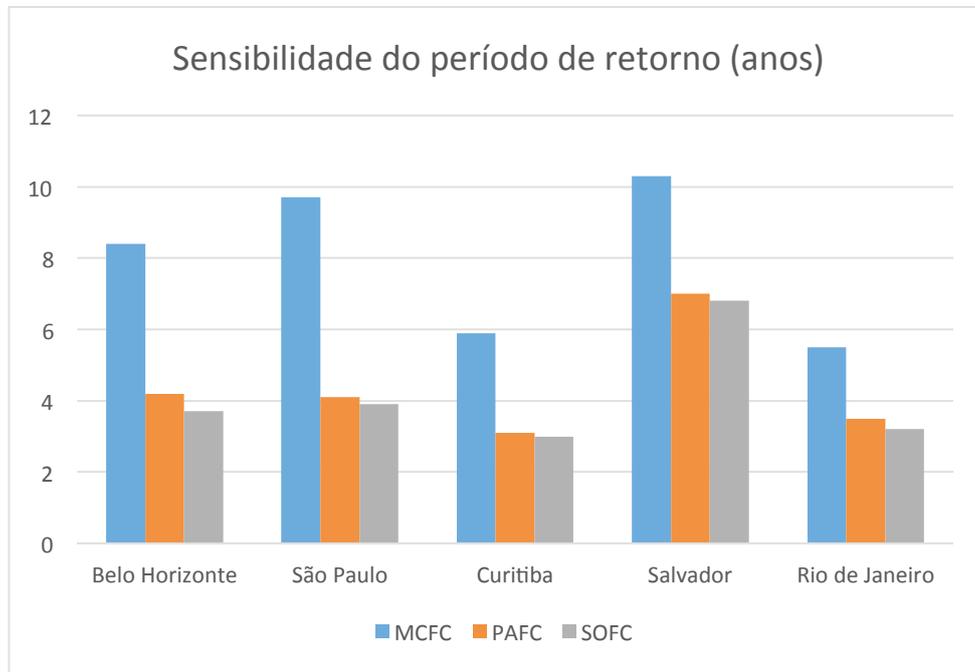


Figura 22- Sensibilidade do período de retorno em cada uma das capitais simuladas

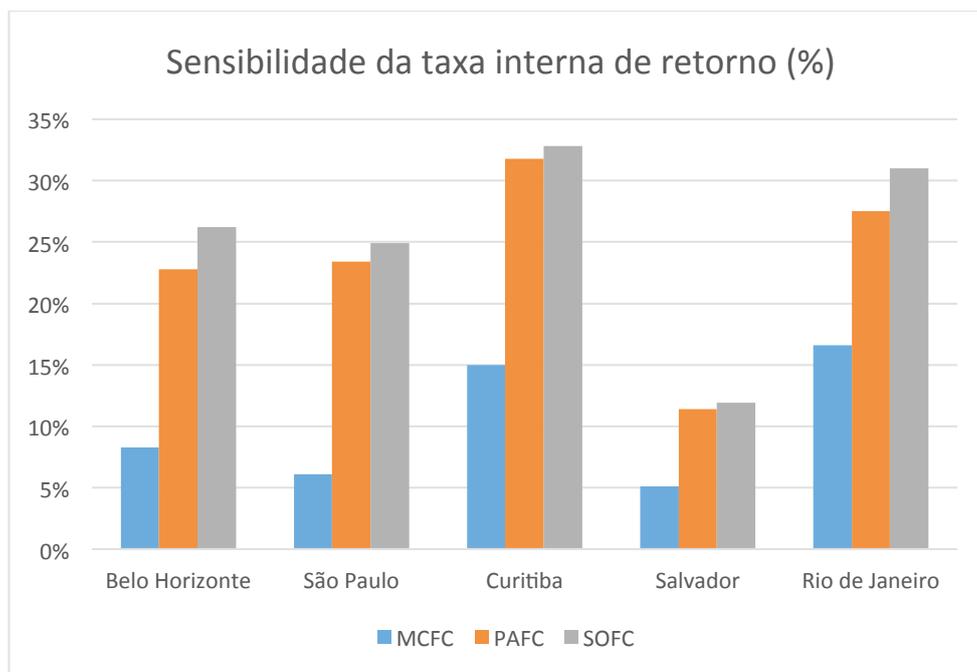


Figura 23- Sensibilidade da taxa interna de retorno em cada uma das capitais simuladas

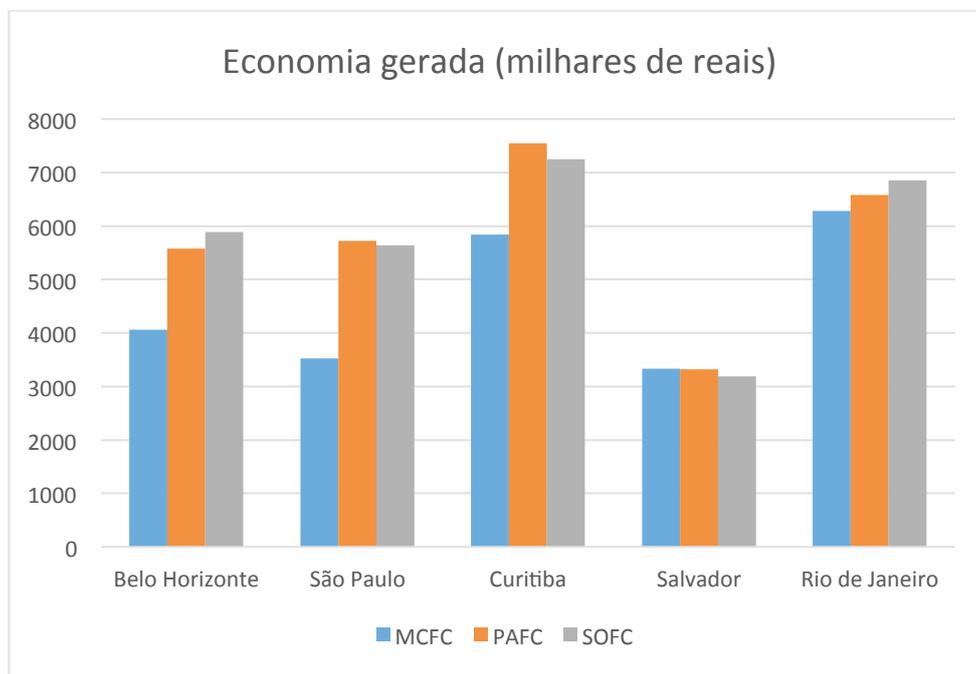


Figura 24- Economia anual com o fornecimento de energia pelo sistema híbrido

Levando em consideração o custo médio de energia e gás natural para cada praça:

Tabela 33 - Custo médio de gás natural para cada praça na simulação com PAFC

PAFC					
Média (R\$/m ³)	BA	RJ	MG	PR	SP
Custo anual	1,00	1,20	1,40	1,30	0,40
Variação RJ	-17%	0%	17%	8%	-67%

Tabela 34 - Custo médio de gás natural para cada praça na simulação com SOFC

SOFC					
Média (R\$/m ³)	BA	RJ	MG	PR	SP
Custo anual	0,80	1,3	1,30	1,20	0,30
Variação RJ	-38%	0%	0%	-8%	-77%

Tabela 35 - Custo médio de gás natural para cada praça na simulação com MCFC

MCFC					
Média (R\$/m ³)	BA	RJ	MG	PR	SP
Custo anual	0,90	1,20	1,30	1,16	0,40
Variação RJ	-25%	0%	8%	-3%	-67%

Tabela 36 - Custo médio de energia da concessionária para cada praça

Custo médio (R\$/MWh)		BA	RJ	MG	PR	SP
Horossazonal azul		181,75	229,85	264,03	251,70	148,23
Horossazonal verde		126,80	234,07	221,20	245,30	147,84
Variação RJ	azul	-21%	0%	15%	10%	-36%
	verde	-46%	0%	-5%	5%	-37%

Constata-se que a influência do preço do gás natural (variando negativamente em relação ao preço do Rio) possui menor influência na viabilidade do projeto do que o custo de energia.

Curitiba apresenta um custo de energia da concessionária um pouco superior a do Rio, porém isto se traduz positivamente (tendo o menor payback) pois, desta forma, o custo do sistema convencional aumenta. Como no caso estudado (100% da energia fornecida pelo sistema híbrido) não há fornecimento da concessionária, a economia gerada é ainda maior.

Desta forma, conclui-se que o custo da energia elétrica é a variável que influencia mais fortemente no retorno do sistema, não importando o local onde este é instalado.

Salvador apresenta um período de retorno demasiadamente longo (superior a 10 anos), sendo que possui a maior redução percentual do custo de energia em comparação ao Rio.

4 Conclusões

O presente trabalho alcançou os objetivos de:

Atender uma demanda elétrica aproximada coerente para uma grande instalação através de iluminância;

Propor um modelo de simulação de sistemas híbridos que atenda estes grandes consumidores com sistema fotovoltaico e células a combustível;

Verificar a viabilidade de diferentes tipos de células a combustível;

Variar fatores sensíveis ao período de retorno de investimento e estudar suas consequências.

Pelos resultados apresentados na simulação, observa-se que:

O gasto energético para suprir uma demanda como a deste trabalho para as células a combustível é muito alto. No caso da célula PEMFC, a demanda total passa a ser a demanda energética mais o gasto para produção de hidrogênio. Esta segunda parte, seja pela rede, seja pelo próprio sistema híbrido, causa gastos mensais muito superiores em comparação ao sistema convencional. Desta forma, um sistema híbrido com esta configuração se torna economicamente inviável. Por outro lado, pela maior capacidade nominal, o sistema com PEMFC exige menos geradores simultâneos e, conseqüentemente, um menor investimento inicial de capital;

Células SOFC e PAFC possuem períodos de retorno muito próximos, e isto se deve à semelhança de seus custos de investimento, de O&M e da potência nominal das células;

Simulações envolvendo uso de energia da concessionária, mesmo que somente fora do horário de pico, inviabilizam economicamente o projeto, para qualquer tipo de célula usada;

Isso inclui, também, a opção de concessionária juntamente com o sistema fotovoltaico (que não possui capacidade para atender a demanda deste trabalho);

Menores custos de gás natural e de investimento inicial do sistema, assim como maiores tarifas de energia da concessionária diminuem, como esperado, o tempo de retorno do sistema, pois aumentam a economia anual gerada;

A avaliação de diferentes demandas iniciais não produz um resultado com padrão definido, pois a cada uma das influências seguem padrões diferentes, o que causa imprevisibilidade no resultado;

Das cidades avaliadas, Curitiba seria a mais indicada para instalação do sistema proposto, pois possui o menor período de retorno de investimento (em anos) e a maior economia anual gerada.

4.1. Recomendações para trabalhos futuros

Com base nas conclusões obtidas neste trabalho, recomenda-se para estudos futuros:

Uso de instalação com demanda elétrica e térmica conhecida;

Estudar formas de acoplar os módulos fotovoltaicos diretamente aos geradores de hidrogênio, diminuindo os gastos e otimizando a geração do mesmo. O mesmo aplica-se às células a combustível, podendo assim otimizar um sistema em função da máxima demanda possível a ser alcançada, e não a partir de uma demanda fixa inicial a ser suprida;

Adição de equipamentos que aproveitem fluidos de exaustão das células a combustível para produzir calor, além do chiller elétrico, quando for possível;

5 Referências bibliográficas

ABARKAN, MOUNA.; ERRAHIMI, F.; M'SIRDI, N. K., NAAMANE, A. **Analysis of energy consumption of a building using Wind and solar energy sources.** Energy Procedia, vol. 42, 567-576, 2013.

ABINEE (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA), **Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira**, 2012.

AL-RAWAHI, N.Z.; ZURIGAT, Y.H.; AL-AZRI, N.A. **Prediction of Hourly Solar Radiation on Horizontal and Inclined Surfaces for Muscat/Oman.** The Journal of Engineering Research, vol.8, 19-31, 2011.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.858**, 02/2015.

ASHRAE. **O que é o coeficiente IPLV.** Acessado em abril de 2015. <http://ashrae-cfl.org/2010/03/understanding-iplvnplv/>

ASHRAE, **HVAC fundamentals handbook**, 1997.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5413 – Iluminância de Interiores.** Rio de Janeiro, 1992.

BRONZATTI, F. L.; NETO, A. I. **Matrizes Energéticas no Brasil: Cenário 2010-2030.** XXVII Encontro Nacional de Engenharia de Produção, 2008.

CLARKE, R. E.; GIDDEY, S.; CIACCHI, F. T.; BADWAL, S. P. S.; PAUL, B.; ANDREWS, J. **Direct Coupling of an electrolyser to a solar PV system for generating hydrogen.** International Journal of Hydrogen Energy, vol.34, 2531-2542, 2009.

COLPAN, C. O.; DINCER, I.; HAMDULLAHPUR, F. **A review on macro-level modeling of planar solid oxide fuel cells**. International Journal of Energy Research, vol.32, 336-355, 2008.

CHP. **Catalog of CHP technologies**. Section 6. Technology Characterization – Fuel Cells. 2015.

DEL RIO, P.; BURGUILLO, M. **An empirical analysis of the impact of renewable energy deployment on local sustainability**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, 1314-1325, 2009.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanco Energético Nacional (BEM)**, relatório Final. 2014.

FIRJAN. **Quanto custa a energia elétrica para a indústria no Brasil?** Rio de Janeiro, 2011.

E4Tech. **The Fuel Cell Industry Review**. 2014.

Engadget. **Facebook says renewables will power 50% of its data centers by 2018**. Acessado em Julho de 2015.

http://www.engadget.com/2015/07/07/facebook-clean-energy-2018/?ncid=txtlnkusaolp00000602&utm_medium=referral&utm_source=pulsenews

FuelCellToday. **The Fuel Cell Industry Review**. Royston, 2013.

HOSSAM-ELDIN A; EL-NASHAR A.M.; ISMAIEL A. **Investigation into economical desalination using optimized hybrid renewable energy system**. Electrical Power and Energy Systems, vol. 43, 1393-1400, 2012.

HOSSEINI M.; DINCER, I.; ROSEN, M. A. **Hybrid Solar-fuel cell combined heat and power systems for residential applications: Energy and exergy analyses**. Journal of Power Sources, 221, 372-380, 2013.

JAMES, B. D.; SPISAK, A. B.; COLELLA, W. G.; **Cost Estimates of Stationary Fuel Cell Systems**, Strategic Analysis, 2012.

KASTEN, F. **A new table and approximation formula for the Relative Optical Air Mass.** Arch. Meteorol. Geophys. Bioklimatol. Ser. B, vol 14, 206-223, 1966.

MARINO, C.; NUCARA, M.; PIETRAFESA, M.; PUDANO, A.; **An energy self-sufficient public building using integrated renewable sources and hydrogen storage.** Energy, vol. 57, 95-105.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL (NRC) AND NATIONAL ACADEMY OF ENGINEERING; **the Hydrogen Economy. Oportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs.** Washington, 2004.

NREL (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY), Current (2009) **State-of-the-Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis,** Colorado, 2009.

NOORIAN, A.M; MORADI, I.; KAMALI, G. A. **Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces.** Renewable Energy, vol.33, 1406-1412, 2008.

PEREZ, R.; SEALS, R.; INEICHENT, P.; STEWART, R.; MENIICUCCI, D.; **A New and simplified version of the Perez Diffuse Irradiance model for tilted surfaces.** Solar Energy, vol. 19, 221-231, 1987.

POTTMAIER, D.; MELLO, C.R.; SARTOR M.N.; KUESTER S.; AMADIO T.M.; FERNANDES C.A.H.; MARINHA D.; ALARCON O.E. **The Brazilian Energy Matrix: From a materials Science and engineering perspective.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 19, 678-691, 2013.

RAZAK, J. A.; SOPIAN K.; ALI Y. **Optimization of Renewable Energy Hybrid System by Minimizing Excess Capacity.** International Journal of Energy, vol.1, Issue 3, 2007.

SAINK (STRATEGIC ANALYSIS INC.). **Cost Estimates of Stationary Fuel Cell Systems.** 2012.

Suziyana, M. D.; Nina, S. N.; Yusof, T. M.; Basirul, A. A. S. **Analysis of Heat Gain in Computer Laboratory and Excellent Centre by using CLTD/CLF/SCL Method**. Procedia Engineering, vol. 53, 644-664, 2013.

RÍO, P.; BURGUILLO, M. **An Empirical Analysis of the impact of renewable energy deployment on local sustainability**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, 1314-1325, 2019.

RODRIGUES, P. **Manual de Iluminação Eficiente**. PROCEL, Julho 2002.

SEATTLE'S MUNICIPALELECTRIC UTILITY. **Seattle City Light 2010 Integrated Resource Plan**, Appendix I, 2010.

VERGE, T. **Apple is investing \$850 million to build a giant solar farm that will power its new headquarters**. Acessado em Julho de 2015. <http://www.theverge.com/2015/2/10/8015185/apple-solar-one-solar-farm-renewable-energy>

WANG, C.; NEHRIR, M. H. **Power management of a Stand-Alone Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System**. IEEE Transactions of Energy Conversion, vol.23, 2008.