



ANÁLISE DA INSERÇÃO DE PILHAS A COMBUSTÍVEL DE ÓXIDO SÓLIDO  
(PACOS) EM EDIFICAÇÕES BRASILEIRAS: ESTUDO DE CASO DO MUSEU DO  
AMANHÃ

Gustavo Willy Froitzheim Roland Rodrigues da Silva

Dissertação de Mestrado apresentada ao  
Programa de Pós-graduação em Planejamento  
Energético, COPPE, da Universidade Federal do  
Rio de Janeiro, como parte dos requisitos  
necessários à obtenção do título de Mestre em  
Planejamento Energético.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo  
Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro  
Fevereiro de 2014

ANÁLISE DA INSERÇÃO DE PILHAS A COMBUSTÍVEL DE ÓXIDO SÓLIDO  
(PACOS) EM EDIFICAÇÕES BRASILEIRAS: ESTUDO DE CASO DO MUSEU DO  
AMANHÃ

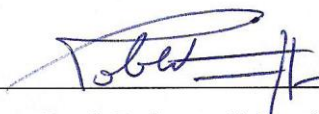
Gustavo Willy Froitzheim Roland Rodrigues da Silva

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA  
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE  
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE  
EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

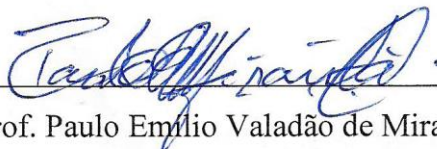
Examinada por:



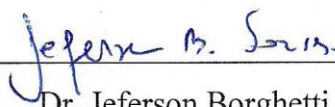
Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.



Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.



Prof. Paulo Emilio Valadão de Miranda, D.Sc.



Dr. Jeferson Borghetti Soares, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

FEVEREIRO DE 2014

Froitzheim Roland Rodrigues da Silva, Gustavo Willy

Análise da Inserção de Pilhas a Combustível de Óxido Sólido (PACOS) em Edificações Brasileiras: Estudo de Caso do Museu do Amanhã/ Gustavo Willy Froitzheim Roland Rodrigues da Silva. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XV, 188 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2014.

Referencias Bibliográficas: p. 138 - 147.

1. Planejamento Energético. 2. Pilhas a Combustível. 3. Edificações. 4. Economia do Hidrogênio. I. Szklo, Alexandre Salem *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Ao meu Avô (*in memoriam*) – Ernesto Willy Froitzheim – por  
ter sido meu verdadeiro pai,

À Minha mãe – Helena Froitzheim que sempre lutou por mim,

*“Feliz é aquele que transfere o que sabe e que aprende o que ensina”*  
Cora Coralina

## Agradecimentos

Este trabalho nasceu da vontade. A vontade de aprender, de ser útil à sociedade, de galgar à estrada a evolução, não só profissional, mas pessoal. E é essa vontade, é sempre confrontada pelas forças opostas, inerentes em cada ser humano, como, por exemplo, o medo, a tristeza, a preguiça.

Apesar dos percalços no caminho, a minha vontade se manteve firme graças a uma série de pessoas que tiveram a vontade de me apoiar, seja psicológica ou cientificamente. A força de cada uma dessas pessoas me deu o respaldo necessário a conclusão deste trabalho. E é por isso que agradeço.

Aos meus orientadores Alexandre Salem Szklo e Roberto Schaeffer que guiaram minhas pesquisas, emitiram singelas palavras de apoio e tiveram o trabalho de revisar cada parte da minha dissertação. Por intermédio deles, agradeço à toda a equipe da COPPE.

À comunidade de especialistas, pesquisadores e empresários, que contribuíram com alguns dados para a elaboração da pesquisa sobre os custos de materiais para o sistema de refrigeração e de eletricidade no Brasil.

Aos meus amigos Daniel de Berrêdo Viana, Jonny Ernesto da Silva, Alexandre Côrtes Santos Milagres, Pedro Silame F. Sampaio, Israel Mesquita Neto, Nayara Chianelli, Guilherme Barbosa Latt, Clarissa Mortari, Fernanda Maria da Silva e tantos outros que compartilharam horas de angústias e indefinições, trazendo sempre algo construtivo.

Ao meu avô (*in memoriam*) e à minha mãe, sempre presente naquilo que sou.

A todos que compartilharam com suas competências, habilidades e solidariedade, meus eternos agradecimentos.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE DA INSERÇÃO DE PILHAS A COMBUSTÍVEL DE ÓXIDO SÓLIDO  
(PACOS) EM EDIFICAÇÕES BRASILEIRAS: ESTUDO DE CASO DO MUSEU DO  
AMANHÃ

Gustavo Willy Froitzheim Roland Rodrigues da Silva

Fevereiro/2014

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

O objetivo principal deste trabalho é a realização um estudo de viabilidade das pilhas a combustível de óxido sólido (PACOS) para edificações brasileiras, sendo realizado um estudo de caso de uma planta de trigeração para fornecimento de energia elétrica e térmica ao Museu do Amanhã, edificação que está sendo construída na zona portuária da cidade do Rio de Janeiro.

Para tal, foram elaborados possíveis cenários quanto à implementação da PACOS no Museu do Amanhã. A análise de viabilidade foi feita com o auxílio de um programa canadense, conhecido como RetScreen, que correlaciona os vários parâmetros financeiros e econômicos de cada cenário com o objetivo de clarificar a tomada de decisão da implantação da referida pilha a combustível.

A análise de sensibilidade que foi realizada para as variáveis mais importantes permitiu identificar os pontos críticos existentes em cada um dos cenários, correlacionando um determinado parâmetro sobre o resultado final de outro e definindo assim, sua importância. Com isso, pôde-se ter uma ideia geral de quais seriam os incentivos fiscais e políticas públicas possíveis de serem adotados que impactariam positivamente na movimentação do mercado das pilhas a combustível no Brasil.

Abstract of Dissertation presented to COPPE / UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ANALYSIS OF THE SOLID OXIDE FUEL CELL (SOFC) INSERTION IN  
BRAZILIAN BUILDINGS: A CASE STUDY OF THE BUILDING OF MUSEU DO  
AMANHÃ

Gustavo Willy Froitzheim Roland Rodrigues da Silva

February/2014

Advisors: Alexandre Salem Szklo  
Roberto Schaeffer

Program: Energy Planning

The main objective of this work is to conduct a feasibility study of Oxide Solid Fuel Cells (SOFC) for Brazilian buildings, based on a case study of a trigeneration plant to supply electricity and heat to the *Museu do Amanhã*, a building in the port area of the city of Rio de Janeiro who is in the construction phase.

To do so, scenarios regarding the implementation of the SOFC in *Museu do Amanhã* were prepared. The feasibility analysis was performed with the aid of a Canadian program, known as RETScreen, which correlates the various financial and economic parameters of each scenario in order to clarify the decision of the insertion of SOFC in the energetic matrix of *Museu do Amanhã*.

A sensitivity analysis was performed correlating the most important variables of each scenario for the purpose to identify the existing critical points and thus defines its importance. With that, it could get a general idea of what possible tax incentives and public policies would be adopted and provide a positive impact to the market of fuel cells in Brazil.

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS.....</b>	<b>1</b>
<b>2. REVISÃO DA LITERATURA .....</b>	<b>7</b>
<b>2.1. História das pilhas combustíveis .....</b>	<b>8</b>
<b>2.2. Descrição tecnológica das Pilhas a Combustível (PaCs) .....</b>	<b>14</b>
2.2.1. PEMFC - Pilha a Combustível de Membrana Polimérica.....	19
2.2.2. AFC - Pilha a Combustível Alcalina .....	22
2.2.3. PAFC - Pilha a Combustível de Ácido Fosfórico.....	24
2.2.4. MCFC - Pilha a Combustível de Carbonato Fundido .....	25
2.2.5. PACOS - Pilha a Combustível de Óxido Sólido .....	28
2.2.6. DMFC – Pilha a Combustível de Metanol Direto .....	32
<b>2.3. Sistemas de pilha a combustível .....</b>	<b>32</b>
2.3.1. Princípios básicos de uma PaC .....	34
2.3.2. Unidade de Processamento do Combustível.....	38
2.3.3. Armazenamento de Hidrogênio.....	50
2.3.4. Inversor.....	51
2.3.5. Trocador de calor .....	52
2.3.6. Sistema operacional.....	53
<b>2.4. Cogeração.....</b>	<b>53</b>
2.4.1. Regimes e estratégias de uma planta de cogeração .....	55
2.4.2. Barreiras à cogeração.....	61
2.4.3. Cogeração das PaCs .....	63
<b>2.5. Sistemas de Refrigeração .....</b>	<b>64</b>
2.5.1. Ciclo de refrigeração por absorção .....	64
2.5.2. Ciclo de refrigeração por compressão .....	66
2.5.3. Sistema de Refrigeração por adsorção .....	67
<b>2.6. Experiência Internacional.....</b>	<b>68</b>
2.6.1. Estados Unidos .....	71
2.6.2. Coreia do Sul.....	76
2.6.3. Alemanha .....	77
2.6.4. Avanços tecnológicos .....	79
<b>2.7. Experiência Brasileira .....</b>	<b>81</b>
2.7.1. Marco Regulatório .....	83



2.7.2.	Gargalos e propostas .....	85
3.	ESTUDO DE CASO .....	90
3.1.	Museu do Amanhã.....	90
3.1.1.	Instalações elétricas.....	93
3.2.	Metodologia .....	94
3.3.	Cenários .....	97
3.3.1.	Carga e rede .....	99
3.3.2.	Modelos energéticos .....	103
3.3.3.	Análise de custos .....	107
3.3.4.	Análise de emissões de GEE .....	113
3.3.5.	Análise financeira.....	114
4.	RESULTADOS E ANÁLISES.....	117
4.1.	Resultados dos cenários .....	117
4.2.	Análise de Sensibilidade.....	123
4.2.1.	Cenário A – Caso base.....	126
4.2.2.	Cenário B – Paridade térmica .....	127
4.2.3.	Cenário B.1 – Paridade térmica com net metering .....	129
4.2.4.	Cenário C – Paridade elétrica.....	130
4.2.5.	Cenário C.1 – Paridade elétrica com net metering.....	131
5.	CONCLUSÕES .....	133
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	138
	ANEXO 1 - Dados de entrada do RetScreen dividido por categorias .....	148
	ANEXO 2 - Tabelas do RetScreen dos Cenários A, B e C.....	150

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Linha histórica das Pilhas a combustível .....	14
Figura 2: Funcionamento da pilha a combustível de fluxo positivo .....	16
Figura 3: Pilha tubular comercializada pela Siemens .....	30
Figura 4: Pilha planar circular .....	31
Figura 5: Pilha planar retangular .....	32
Figura 6: Esquema de um sistema de PaCs do tipo PEM .....	34
Figura 7: Possíveis rotas para produção e utilização do hidrogênio como vetor energético .....	39
Figura 8: Diagrama de blocos de um sistema de reforma do gás natural em PEMFC .....	42
Figura 9: Esquema do processo de reforma a vapor do etanol .....	45
Figura 10: Esquema do processo de reforma autotérmica do etanol .....	46
Figura 11: Esquema simplificado do processo de eletrólise padrão .....	48
Figura 12: Resultado sobre a densidade de corrente com a introdução de uma mistura de H <sub>2</sub> / H <sub>2</sub> S umidificado, diretamente no anodo de uma PEMFC .....	49
Figura 13: Sistema de trigerção possuindo turbina a vapor e PACOS. ....	55
Figura 14: Níveis de geração em regime bottoming e topping. ....	56
Figura 15: Princípio básico de uma máquina de refrigeração por absorção .....	65
Figura 16: Clico de refrigeração por compressão .....	66
Figura 17: Esquema do sistema de resfriamento de água utilizando um chiller adsorativo .....	68
Figura 18: Vista do Museu do Amanhã quando estiver pronto .....	91
Figura 19: Esquemmatização da coleta da água de reuso do museu do amanhã .....	92
Figura 20: Esquemmatização da utilização da agua de reuso do museu do amanhã .....	92
Figura 21: Fluxograma utilizado para simulação do sistema proposto .....	95
Figura 22: PACOS anunciada pela Redox Power System .....	111

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Resumo das principais características e desafios das PaCs.....	18
Tabela 2: Principais processos de geração de hidrogênio .....	38
Tabela 3: Conservação de energia via cogeração.....	58
Tabela 4: Comparação entre sistemas de cogeração e geração convencional de eletricidade e vapor.....	60
Tabela 5: Geradores de PaCs estacionários para energia primária e cogeração.....	72
Tabela 6: Geradores de PaCs estacionários para emergência e geração remota disponíveis nos EUA.....	73
Tabela 7: Projetos de PaCs desenvolvidos .....	75
Tabela 8: Projeção de custos da PEMFC na Coreia do Sul.....	77
Tabela 9: Porcentagem de geração de energias renováveis e seu crescimento nos países da união europeia .....	78
Tabela 10: Recomendações para o incentivo à produção do hidrogênio .....	86
Tabela 11: Recomendações para o incentivo à economia do hidrogênio.....	87
Tabela 12: Recomendações para o incentivo à economia do hidrogênio.....	88
Tabela 13: Recomendações para o incentivo à economia do hidrogênio.....	89
Tabela 14: Dados necessários para o RetScreen (Carga e Rede) .....	102
Tabela 15: Tarifa de Gás Natural vigente. ....	103
Tabela 16: Dados necessários para o RetScreen (Modelos Energéticos).....	106
Tabela 17: Base de dados utilizados para o cálculo do FCC.....	109
Tabela 18: Dados necessários para o RetScreen (Análise de Custos).....	113
Tabela 19: Dados necessários para o RetScreen (Análise de GEE) .....	114
Tabela 20: Serie histórica da taxa de inflação e suas metas .....	115
Tabela 21: Dados necessários para o RetScreen (análise financeira).....	116
Tabela 22: Capacidade dos Sistemas de Refrigeração e de Eletricidade (kW) .....	118
Tabela 23: Especificações e dimensionamento do sistema de absorção de duplo efeito .....	118
Tabela 24: Especificações e dimensionamento do sistema de compressão .....	119
Tabela 25: Características do financiamento dos cenários.....	120

Tabela 26: custo do projeto e sumário econômico .....	121
Tabela 27: Emissões totais de Gases de Efeito Estufa em cada cenário .....	121
Tabela 28: Fluxo de Caixa Anual Cumulativo .....	122
Tabela 29: Viabilidade Financeira dos cenários.....	123
Tabela 30: Matriz para avaliar o intervalo de precisão das estimativas de custo (dados em porcentagem).....	124
Tabela 31: Análise de sensibilidade do cenário A - Preço da eletricidade x Custo inicial .....	126
Tabela 32: Análise de sensibilidade do cenário A - Taxa de juros da dívida x Custo inicial ...	127
Tabela 33: Análise de sensibilidade do cenário B - Custo do gás natural x Custo inicial .....	128
Tabela 34: Análise de sensibilidade do cenário B - Taxa de juros da dívida x Custo inicial....	128
Tabela 35: Análise de sensibilidade do cenário B - Preço da eletricidade x Custo inicial.....	128
Tabela 36: Análise de sensibilidade do cenário B.1 - Custo do gás natural x Custo inicial .....	129
Tabela 37: Análise de sensibilidade do cenário B.1 - Taxa de juros da dívida x Custo inicial.	129
Tabela 38: Análise de sensibilidade do cenário B.1 - Preço da eletricidade x Custo inicial.....	129
Tabela 39: Análise de sensibilidade do cenário B.1 - Preço da eletricidade exportada x Custo inicial.....	130
Tabela 40: Análise de sensibilidade do cenário C - Custo do gás natural x Custo inicial .....	130
Tabela 41: Análise de sensibilidade do cenário C - Taxa de juros da dívida x Custo inicial....	131
Tabela 42: Análise de sensibilidade do cenário C - Preço da eletricidade x Custo inicial.....	131
Tabela 43: Análise de sensibilidade do cenário C.1 - Custo do gás natural x Custo inicial .....	132
Tabela 44: Análise de sensibilidade do cenário C.1 - Taxa de juros da dívida x Custo inicial.	132
Tabela 45: Análise de sensibilidade do cenário C.1 - Preço da eletricidade x Custo inicial.....	132
Tabela 46: Análise de sensibilidade do cenário C.1 - Preço da eletricidade exportada x Custo inicial.....	133

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Evolução do custo de hidrogênio e projeções de geração distribuída para diferentes tecnologias comparado à produção de SMR com eficiência de 69-83%. ....	40
Gráfico 2: Curvas de potencial e de densidade de potência em função da densidade de corrente para PACOS com configuração [Cu (CeO <sub>2</sub> -Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ) - (CeO <sub>2</sub> -Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /YSZ)] / ZEI / LSM alimentada com etanol.....	81
Gráfico 3: Consumo Anual de Energia estimada do museu do amanhã .....	101

## SIGLAS

**ABNT** – Associação Brasileira de Normas Técnicas

**AFC** - *Alkaline Fuel Cell*

**AIE** – Agência Internacional de Energia

**CA** – Corrente Alternada

**CC** – Corrente Contínua

**CHP** – *Combined Heat and Power*

**CIF** - *Cost, Insurance and Freight*

**COFINS** - Contribuição para o financiamento da seguridade social

**COP** – Coeficiente de desempenho

**DA** - Despesas aduaneiras

**EPE** – Empresa de Pesquisa Energética

**FCC** – Fator Custo de Capital ou Fator de Localização

**GC** – Geração Centralizada

**GD** – Geração Distribuída

**GE** – *General Electric*

**ICMS** - Imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços

**IEA** – *International Energy Agency*

**IEC** - *International Electrotechnical Commission*

**IFEU** - *German Institute for Energy and Environmental Research*

**II** - Imposto de importação

**IPHE** – *International Partnership for a Hydrogen Economy*

**IPI** - Imposto sobre produtos industrializados

**ISO** – *International Organization for Standardization*

**IT-SOFC** – *Intermediate Temperature Solid Oxide Fuel Cell*

**LSM** – *Lanthanum Strontium-doped Manganite*

**MCFC** - *Molten Carbonate Fuel Cell*

**MCT** – Ministério da Ciência e Tecnologia

**MME** – Ministério de Minas e Energia

**P&D** – Pesquisa e Desenvolvimento

**PaC** – Pilha a Combustível

**PAFC** – *Phosphoric Acid Fuel Cell*

**PCH** – Pequena Central Hidrelétrica

**PEMFC** - *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*

**PIS** - Programa de integração social

**ProH2** - Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio

**PROPaC** – Programa Brasileiro de Sistemas de Pilhas Combustível

**PROX** - *preferential oxidation*

**PURPA** – *Public Utility Regulatory Policies Act*

**SF** – Seguro e Frete

**SIN** – Sistema Interligado Nacional

**SMR** – *Steam Methane Reforming*

**PACOS** – Pilha a Combustível de Oxido Sólido - *Solid Oxide Fuel Cell*

**T&D** – Transmissão e Distribuição

**TIR** – Taxa Interna de Retorno

**VPL** – Valor Presente Líquido

**ZEI** – Zircônio Estabilizado com Ítria

## 1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

O crescimento da população e o desenvolvimento tecnológico contínuo exigem uma demanda de energia cada vez maior. Assim, quando o aumento na demanda ultrapassa os limites do sistema, ou a demanda de energia elétrica se aproxima da capacidade de geração de energia, se faz necessário à construção de novas usinas. Além das usinas, é preciso ampliar os sistemas de transmissão e distribuição para suportar esta nova parcela de energia gerada.

Contudo, o modelo vigente do sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica começou a ser questionado com o surgimento de novas tecnologias que reduzem o custo da energia gerada no consumo final (MIRANDA, 2013, DIAS *et al.*, 2005). Aliados à dificuldade crescente de financiamento de grandes centrais de geração estão os problemas relacionados ao impacto ambiental associado à implantação destas grandes centrais. Todos estes fatores contribuíram para a valorização da Geração Distribuída (GD).

O conceito mais simples de GD pode ser definido como uma fonte geradora localizada próxima à carga. A GD é, pois, uma solução alternativa à geração centralizada de energia, que os homens de negócio e as companhias do setor energético devem ter em consideração para poderem chegar a boas soluções para os problemas de produção e fornecimento de energia. Diversos especialistas têm discutido a questão da Geração Distribuída nos últimos tempos. Apesar do reconhecimento da importância de conceituar claramente a GD, não existe o que se possa chamar de unanimidade (SANTOS e SANTOS, 2009).

A geração distribuída é geralmente limitada superiormente por uma potência instalada de 30 MW ou de 50 MW, dependendo do autor (DIAS *et al.*, 2005; NTD – 014, 2012; BARBOSA, 2013). Existem situações, entretanto, que mesmo sistemas com potências maiores poderiam ser considerados geração distribuída (DIAS, 2005). Contudo, há vários autores que se utilizam de uma definição própria, visto que, dependendo do caso, uma geração de mais de 50 MW pode ser considerada distribuída.

No Brasil, o conceito de GD foi definido de forma oficial através do **Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004**, tal como se segue:



*"Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:*

*I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e*

*II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, (...).*

*Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.*

Dentre as inúmeras vantagens que a GD possui, destacamos (ROMAGNOLI, 2005):

- Quando implantadas utilizando um arranjo devidamente escolhido, e com tecnologia adequada, unidades de GD podem ter índices de confiabilidade extremamente elevados, podendo até mesmo se aproximar de 100%;
- Unidades de GD podem suprir o consumidor com energia de qualidade no que se refere à tensão, frequência, minimização de harmônicos etc.;
- A GD pode muitas vezes ser a alternativa mais viável para se evitar o consumo de energia utilizando-se das onerosas tarifas de horário de ponta das concessionárias;
- A GD pode trazer benefícios de calor e frio distribuídos (chillers de absorção) quando utilizada como cogeração;
- Fornecimento de energia para áreas remotas, onde o atendimento através de redes de transmissão e distribuição se torna inviável por questões econômicas ou ambientais;

- Reduz perdas ativas e reativas na rede, proporciona maior estabilidade à tensão elétrica, adia investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional de transmissão;
- Aumento na confiabilidade do sistema próximo à geração local, considerando que o gerador possui confiabilidade própria adequada e evitam-se as falhas oriundas da transmissão;
- Redução de investimentos para o atendimento da demanda na ponta;
- Redução do carregamento das redes do Sistema Interligado Nacional (SIN) e consequentemente maior flexibilidade operativa;
- Melhora no perfil de tensão dos ramais do SIN;
- Redução das perdas na rede do SIN;
- Maior eficiência energética obtida pela operação conjugada entre GD e GC.

A GD não se encontra em um alto grau de consolidação em sistemas de energia elétrica e, não obstante, possui grande correlação com o uso de fontes renováveis. Assim, há obstáculos de implantação da GD das mais diversas naturezas, tais como (ROMAGNOLI, 2005):

- Barreiras Regulatórias – pouca legislação específica para GD no que se refere aos procedimentos de rede de distribuição, reserva de capacidade para os autoprodutores e produtores independentes e tarifas de transmissão e distribuição;
- Barreiras Sociais e Culturais – Subestimação do real potencial das fontes renováveis pela sociedade;
- Barreiras de Ordem Institucional – falta de estrutura tarifária das concessionárias com relação à GD, falta de estudo de custo em áreas locais, onde a GD poderia ser uma alternativa menos custosa e falta de competitividade dos produtores no nível da distribuição devido aos monopólios por concessão dados pelo governo;

- Barreiras Ambientais – alta burocracia na obtenção das Licenças Ambientais e falta de mensuração dos custos evitados e das externalidades ambientais das GDs nos modelos econômicos;
- Barreiras Econômicas e Políticas – limitação de financiamento para o setor energético, modelos atuais de negócios que exigem o retorno do capital e curto prazo, tributação excessiva do Brasil e altas taxas para a importação de equipamentos;
- Barreiras Técnicas e Tecnológicas – pouco incentivo às novas tecnologias, falta de conhecimento e eficiência das unidades de GD quando inseridas no SIN;
- Barreiras na Operação do Sistema – a GD pode prejudicar a segurança do sistema se não inserida corretamente, há dificuldades operativas quando há um fluxo de energia bidirecional na parte de operação, algumas fontes em GD são intermitentes.
- Barreiras de Mercado – falta de instituições profissionais que se atentem à GD, a fim de reivindicar modificações na legislação, visando diminuir barreiras regulatórias.

Estes obstáculos, quando não contornados, acabam por contribuir, em maior ou menos grau, para a diminuição de investimentos na área de GD. Dentre as barreiras citadas, algumas demandam quebras de paradigma em âmbito mundial, já outras se mostram mais como obstáculos locais, relacionados a modelos políticos ou de negócios no setor de energia no Brasil (ROMAGNOLI, 2005).

A GD que consiste na produção combinada de energia elétrica e calor (cogeração) é conhecida por *Combined Heat and Power* (CHP). Processos de CHP contrastam, frequentemente, com a geração centralizada, onde o calor libertado é um fator negativo. Nesta situação a GD consegue uma boa eficiência energética, existindo como consequência a diminuição dos custos com as fontes primárias de energia.

Estudos de investigação nas tecnologias da GD permitiram a diminuição de custos nos geradores de potência reduzida, a mitigação no efeito do impacto ambiental

com algumas das novas tecnologias, bem como um bom aumento nas questões de viabilidade destes equipamentos levou à expansão da GD (SANTOS e SANTOS, 2009).

Um motivo que contribui como fator impulsionador para o desenvolvimento da geração distribuída é a proteção do meio ambiente, em que cada vez mais o desenvolvimento sustentado passa a ser uma realidade (DIAS, 2005). Um conjunto significativo de novas tecnologias de GD assenta nesta filosofia de geração sustentada e de novos combustíveis. Atualmente, a exigência ambiental e a eficiência energética são os pilares desta nova tecnologia de geração.

Entre as tecnologias empregadas, vários autores (DIAS *et al.*, 2005; SANTOS e SANTOS, 2009; ROMAGNOLI, 2005; BARBOSA, 2013) citam desde as fontes mais tradicionais, como motores a combustão, turbinas a gás ou a vapor e PCH's, até fontes mais recentes ou com pouca maturidade tecnológica, tais como os aerogeradores, usinas à biomassa (com exclusão das à bagaço de cana) ou a resíduos sólidos, pilhas a combustível, painéis fotovoltaicos, usinas termossolares, usinas geotérmicas, usinas que utilizam a força das marés, dentre outras. Outro ponto essencial é que os geradores distribuídos se localizam preferencialmente próximos aos pontos de consumo, com o intuito de beneficiar consumidores ou o sistema elétrico como um todo (ROMAGNOLI, 2005).

Vale o comentário de que a incorporação de sistemas de cogeração aos sistemas elétricos de potência torna-se cada vez mais importante no Brasil, devido ao fato de aumentar a oferta de energia elétrica por meio do uso mais eficiente do gás natural, o qual já é utilizado, por exemplo, para atender às linhas de processos nas indústrias. Com a atual tendência do uso mais intensivo do gás natural e mesmo de combustíveis tradicionalmente já utilizados (diesel, por exemplo), a análise da viabilidade técnico-econômica de novos empreendimentos de plantas de cogeração de energia elétrica passa a ter maior relevância (CASTILHO, GIANESINI e RODRIGUES, 2004).

Segundo Santos e Santos (2007), as pilhas a combustível já hoje são usadas em centrais de produção de energia com potências reduzidas (menos de uma dezena de MW). Ficam colocadas perto dos equipamentos consumidores, podendo assim ser consideradas uma tecnologia de geração dita distribuída.

As pilhas a combustível representam uma tecnologia de GD promissora, principalmente porque estas reúnem várias características importantes, tais como (RODRIGUEZ, 2002):

- Compatibilidade com outros sistemas modulares;
- Possibilidade de completa automação;
- Baixos níveis de ruído e emissões;
- Altos níveis de eficiência;
- Alta qualidade; e
- Confiabilidade da eletricidade produzida.

Até o momento, no entanto, a aceitação do mercado tem sido dificultada pelos altos custos de capital, embora desenvolvimentos recentes tenham trazido as pilhas a combustível (PaCs) mais próximas de um estágio comercial no Brasil. Hoje em dia, já existem algumas edificações no âmbito nacional e internacional que se utilizam das PaCs, como por exemplo, hospitais, museus e hotéis. Países como Alemanha, Coreia do Sul, Japão e Estados Unidos investem fortemente em P&D no caso das PaCs.

O objetivo principal desta dissertação é, justamente, realizar um estudo de viabilidade das PaCs de Óxido Sólido (PACOS) para edificações brasileiras, sendo realizado um estudo de caso de uma planta de trigeração para fornecimento de energia elétrica e térmica ao Museu do Amanhã, edificação que está sendo construída na zona portuária da cidade do Rio de Janeiro. Para proporcionar uma melhor leitura e organização, a presente dissertação está dividida em quatro capítulos a seguir:

- Revisão da literatura – Neste capítulo é realizada uma revisão geral de todos os aspectos existentes na literatura que influenciam o objetivo. É mostrado a história das PaCs, os tipos de PaCs existentes, bem como os sistemas e equipamentos necessários para que as PaCs funcionem corretamente. Ainda neste capítulo, é abordada a cogeração, sistemas de refrigeração e as experiências nacionais e internacionais com o uso das PaCs.
- Estudo de caso – é neste capítulo que é feita uma descrição da edificação do Museu do Amanhã, bem como a metodologia do trabalho, a exposição dos

cenários realizados e as premissas adotadas para tal. O estudo de caso em si, conta, para a realização dos cálculos dos cenários, com o apoio do software RetScreen, um programa de suporte à tomada de decisão no setor de energia limpa. Este é um software totalmente livre de custos disponibilizado pelo Governo do Canadá.

- Resultados e análises – este capítulo está dividido em duas partes. A primeira apresenta os resultados econômicos e financeiros de cada cenário, o porte das tecnologias do sistema de refrigeração e do sistema de geração de eletricidade. Na segunda parte, há uma análise de sensibilidade de cada cenário para os parâmetros considerados mais importantes.
- Conclusões – o capítulo em questão explicita as conclusões provenientes do estudo de caso, se o objetivo inicial foi atingido ou não e mostra algumas situações e assuntos não explorados na dissertação que poderão ser utilizados em trabalhos futuros.

## **2. REVISÃO DA LITERATURA**

A célula a combustível ou pilha a combustível pode ser caracterizada como *“um dispositivo eletroquímico que converte energia química de um combustível e um gás oxidante (ar ou oxigênio) diretamente em eletricidade, sem oxidação irreversível. Ela pode ser tratada termodinamicamente em termos da entalpia livre da reação de combustível com o oxidante. Este tratamento permite o cálculo do trabalho reversível em equilíbrio para a reação reversível. O calor também deve ser transferido de forma reversível para o ambiente envolvente, neste caso”* (SINGHAL e KENDALL, 2003). O termo mais correto para esta tecnologia em português é pilha a combustível, visto que uma pilha é o encadeamento de várias células. Assim, ao longo desta dissertação se utilizará a expressão “pilha a combustível” (PaC). A terminologia preserva a originalidade do seu inventor, Alessandro Volta. Este, em italiano, nomeou o dispositivo eletroquímico capaz de gerar eletricidade de “pila”. O termo “pila” também é utilizado em espanhol; em francês, utiliza-se “pile” e, finalmente, na língua portuguesa: “pilha” (MIRANDA, *et al.*, 2003). A denominação de “pila”, dada por seu inventor ao gerador eletroquímico, derivou da necessidade de empilhar em série vários conjuntos anodo/eletrolito/catodo para atingir diferença de potencial apreciável.

Entretanto, em português, mesmo um único conjunto anodo/eletrólito/catodo denomina-se de pilha. Quando várias pilhas são montadas num arranjo em série, tem-se uma bateria (MIRANDA, *et al.*, 2003).

Vale ressaltar que mesmo autores brasileiros de textos científicos, como por exemplo, MIRANDA *et al.* (2001), ALDABÓ (2004), AMADO *et al.* (2007) e LAUFFER (2008), utilizam-se desta tradução.

Pilha a Combustível (PaC) é um dispositivo que utiliza reações de oxirredução espontâneas convertendo a energia química liberada pela reação exotérmica em eletricidade, não havendo nenhum processo de combustão. Grosso modo, PaCs são dispositivos eletroquímicos que realizam a conversão de energia gerada por uma reação eletroquímica em energia elétrica. É uma maneira eficiente de geração de eletricidade e calor, visto que não se utiliza da combustão. Para tal, se fazem necessários combustíveis que contenham hidrogênio, como por exemplo, gás natural (CH<sub>4</sub>), hidrocarbonetos de longa cadeia, etanol, metanol e biogás.

As pilhas a combustível podem funcionar conectadas à rede elétrica, como geração distribuída (GD<sup>1</sup>) ou como um sistema auxiliar para manter a continuidade do suprimento elétrico em algumas empresas. Há autores como RYFKIN (2003) e AVADIKYAN *et al.* (2003) que defendem que as PaCs serão mais impactantes no setor automobilístico que na geração estacionária. Todavia, atualmente já existem aplicações de pilhas a combustível para a geração isolada em *shoppings*, hospitais e indústrias energo-intensivas, como gráficas e indústrias de papel e celulose, tanto no Brasil (CASTILHO, GIANESINI e RODRIGUES, 2004), como em outros países (KIRUBAKARAN, JAIN e NEMA, 2009).

## **2.1. História das pilhas combustíveis**

Segundo BOSSEL (2000), a PaC foi desenvolvida por William Groove em 1839. Este dispositivo utilizava ácido sulfúrico como eletrólito, podendo ser considerado um ancestral das atuais pilhas a combustível de ácido fosfórico. Apenas em

---

<sup>1</sup> Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia, como visto anteriormente no capítulo *introdução*.

1889, os cientistas Ludwing Mond e Charles Langer criaram o nome pilha a combustível. BOUDGHENE (2002) indica que, em 1893, Wilhelm Ostwald determinou experimentalmente vários componentes para as PaCs: eletrodos, eletrólitos agentes redutores e oxidantes, anodo e catodo. Apenas em 1896 que é criada a primeira PaC com aplicações práticas por William W. Jacques.

Os estudos dos primeiros cem anos de existência dessa tecnologia resultaram, não só numa melhor compreensão de todos os seus fenômenos e reações, como também apontaram para os principais problemas técnicos das PaCs, muitos dos quais ainda persistem.

A primeira PaC alcalina foi desenvolvida em 1902 utilizando um eletrólito de zircônia ( $ZrO_2$ ) estabilizada com ítria ( $Y_2O_3$ ) desenvolvida por Nernst (Ketelaar, 1993), bem similar aos eletrólitos utilizados nas PaCs de óxido de sólido. Os maiores pesquisadores das PaCs no século 20 foram Emil Baur e William W. Jacques (ANDÚJAR e SEGURA, 2009). Em 1921, Baur construiu a primeira PaC de carbonato fundido (STONE C, 2002). Jacques construiu na mesma época o primeiro sistema de alta potência, consistindo de uma PaC de 1,5 kW de potência contendo 100 pilhas tubulares e outra PaC de 30 kW. Em meados de 1930, Thomas Francis Bacon desenvolveu a primeira PaC tendo hidrogênio e oxigênio como combustível e oxidante (ANDÚJAR e SEGURA, 2009).

Houve significativos avanços no desenvolvimento de eletrodos das PaCs ácidas nas décadas subsequentes, como por exemplo a construção de uma pilha com eletrodos de níquel trabalhando a alta pressão (200 atm) para prevenir que houvesse entupimento dos poros do eletrodo pelo eletrólito ou o desenvolvimento de PaCs para submarinos durante a Segunda Guerra Mundial, ambos os projetos feitos por Bacon (ANDÚJAR e SEGURA, 2009). As PaCs tiveram participação em um dos grandes marcos da história; a nave Apollo foi projetada com 40 pilhas de 5 kW e 60% de eficiência, projeto também de Bacon em 1959 com o suporte da Marshall Aerospace (ANDÚJAR e SEGURA, 2009).

Nos anos de 1960, as PaCs com eletrólitos ácidos e catalisadores de platina se tornaram o foco em duas diferentes vertentes. Em uma delas, o eletrólito era um composto polimérico, o que tornava a pilha simples. Já a outra vertente teve como foco



a utilização de combustíveis derivados do carvão, sendo este tecnicamente inviável para PaCs alcalinas, como explicitado por ANDÚJAR (2009).

No cenário geral, as PaCs alimentadas a carvão tiveram maior atenção, pois esta era a principal fonte de energia da época. Pilhas que utilizavam carvão possuíam temperatura de operação de aproximadamente 400° C e utilizavam sais fundidos como eletrólitos. Mais tarde chegou-se a conclusão de que PaCs a carvão possuíam resultados pouco satisfatórios, como dito por LIEBHAFSKY e CAIRNS (1968, APUD ANDÚJAR, 2009).

Em 1961, Elmore e Tanner constroem a primeira PaC a ácido fosfórico (*Phosphoric Acid Fuel Cell*, PAFC) em seu trabalho intitulado *Intermediate Temperature Fuel Cells* (National Museum of American History, 2012). Eles descobriram que, diferentemente das pilhas ácidas, a redução eletrolítica não ocorre durante a operação da PaC. Uma de suas grandes vantagens é que esse tipo de pilha pode trabalhar com o ar ao invés de oxigênio puro. Em 1962, Weissbart e Ruka (ANDÚJAR e SEGURA, 2009) trabalharam em uma PaC que operava a 1000°C e possuía uma cerâmica de óxido sólido impregnada com zircônia como eletrólito (WEISSBERT, 1962 apud TOLMASQUIM, 2002). Em 1965, pilhas de carbonato fundido começaram a ser testadas pelo Laboratório de desenvolvimento de engenharia das forças armadas americanas<sup>2</sup>.

Vale ressaltar que até a década de 1970, as PaCs eram caracterizadas pelos seguintes aspectos (ANDÚJAR e SEGURA, 2009):

- Supressão dos limitantes de difusão nos eletrodos para obter uma grande área de contato (como previsto por Grove)
- Custos baixos de catalisadores
- Melhor desempenho
- Maior vida útil

Ainda havia também uma grande tendência ao uso de derivados do petróleo utilizando um reformador para o tipo específico de combustível nas PaCs. Dessa maneira, PaCs, como as de carbonato fundido (*Molten Carbonate Fuel Cell*, MCFC) obtiveram eficiência de 60%, 50% as de óxido sólido (PACOS) e 45% as de ácido

---

<sup>2</sup> U.S. Army Engineer Research and Development Laboratory em Fort Belvoir (Virginia).

fosfórico (*Phosphoric Acid Fuel Cell*, PAFC). Mesmo com os avanços tecnológicos, as PaCs não possuíam competitividade frente aos motores a combustão e ao preço do petróleo e o seu preço de fabricação, panorama este que começa a mudar na década de 1970 (ANDÚJAR e SEGURA, 2009).

Com os choques do petróleo em 1973 e 1979, as PaCs voltaram a ser objeto de interesse como fonte de energia elétrica/térmica. Contudo, este interesse diminuiu drasticamente com a queda do preço do petróleo na metade da década de 1980. Apesar de terem sido alcançados avanços notáveis na engenharia e produzidos protótipos dos diversos tipos de pilhas a combustível, as aplicações práticas das mesmas continuavam muito restritas. Grandes empresas como a Siemens da Alemanha, Toshiba e Fuji do Japão, Westinghouse e General Electric (GE) dos Estados Unidos se destacaram no avanço tecnológicos das PaCs, principalmente as desenvolvidas com eletrólito polimérico pela GE, como dito por STONE & MORRISON (2002).

Em 1990, o *Jet Propulsion Laboratory of NASA* em conjunto com a Universidade da Califórnia desenvolveram uma PaC possuindo o metanol como combustível. Ainda nesta década as PaCs voltaram a ser foco de atenção em função da maior preocupação com os problemas ambientais, tais como as mudanças climáticas, causadas principalmente pela combustão de combustíveis fósseis (ANDÚJAR e SEGURA, 2009).

Atualmente, a utilização das PaCs podem ser divididas em quatro aplicações básicas: estacionárias, automobilísticas, portáteis e micro baterias (ANDÚJAR e SEGURA, 2009).

#### **a. Aplicações estacionárias**

Mais de 2.500 sistemas de PaC foram instalados em diversos tipos de estabelecimentos, sendo eles residenciais ou comerciais, de pequeno médio ou grande porte, tais como hospitais, abrigos, centros para cuidados de idosos, hotéis, empresas e escolas (ANDÚJAR e SEGURA, 2009). Como dito por LEE *et al* (2007), na maior parte desses casos as PaCs são conectadas ao grid a fim de fornecer energia elétrica

adicional. Quando as áreas na qual as PaCs implementadas são ditas isoladas<sup>3</sup>, esta funciona como um sistema independente geradora de energia elétrica (ALDABÓ, 2004).

Sistemas estacionários de geração de energia elétrica à base de pilhas a combustível possuem uma eficiência de geração de eletricidade de aproximadamente 50%<sup>4</sup>. Eles, grosso modo, utilizam algum hidrocarboneto como combustível, entretanto, PaCs de altas temperaturas podem chegar até a uma eficiência global de 1ª Lei de 85%, se for aproveitado o calor gerado pela pilha, ou seja, com cogeração<sup>5</sup> (ALDABÓ, 2004).

#### **b. Aplicações para transportes (automobilísticas)**

O setor automobilístico também tem investido em PaCs. Em 2007 a Honda apresentou o FCX Clarity no Salão Automobilístico de Los Angeles, sendo o primeiro carro elétrico a ser comercializado em série. Apenas no ano em questão, 4 automóveis de diferentes marcas foram lançados possuindo o sistema de PaCs. Em 2008, o número de lançamentos subiu para 7. Em 2012, a quantidade de modelos de carros híbridos e elétricos já feitos ao redor do mundo ultrapassa a marca dos 100 (MILLER *et al.*, 2007). Segundo MILLER *et al.* (2007, p.42), *“algumas pilhas foram produzidas para mini locomotivas com o intuito de não emitirem poluição atmosférica utilizando PEMFC”*.

A média de preço dos carros com PaCs também diminuiu. Em 1995, o custo de um veículo elétrico ou híbrido era em média 1.200 €/kW. Em 2010, esta caiu para 400 €/kW, tendo uma previsão de 200 €/kW em 2020 (EUROPEAN FUEL CELL AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING, NOW GMBH, 2010, p. 55). Vale ressaltar que, tanto a União Europeia, quando os líderes da G8, concordaram em reduzir 80% das emissões de gás carbônico provenientes de veículos rodoviários até 2050 (EUROPEAN FUEL CELL AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING, NOW GMBH, 2010, p. 11).

---

<sup>3</sup> Para fins da dissertação, entendem-se áreas isoladas como aquelas na qual o sistema usual de energia elétrica de um país (Grid) não alcança uma determinada área.

<sup>4</sup> Vale lembrar que este valor se dá apenas por parte do combustível, não embutindo a reforma do mesmo para H<sub>2</sub>

<sup>5</sup> No caso em questão, é considerado o somatório da eletricidade provida e o calor útil na estimativa da eficiência de 1ª lei. A cogeração em si será mais bem explicada em um capítulo específico, mais a frente.

Por razões estratégicas, o exército americano também considera as PaCs uma opção realmente atrativa para caças. O uso do combustível para esse caso permitirá uma redução do ruído dos veículos e ainda dificultará a detecção por radares caso a PaC utilizada seja de baixa temperatura. Outra vantagem seria a produção de água, possível de ser consumida pelo piloto para voos de longa distância (BULLETIN, 2008).

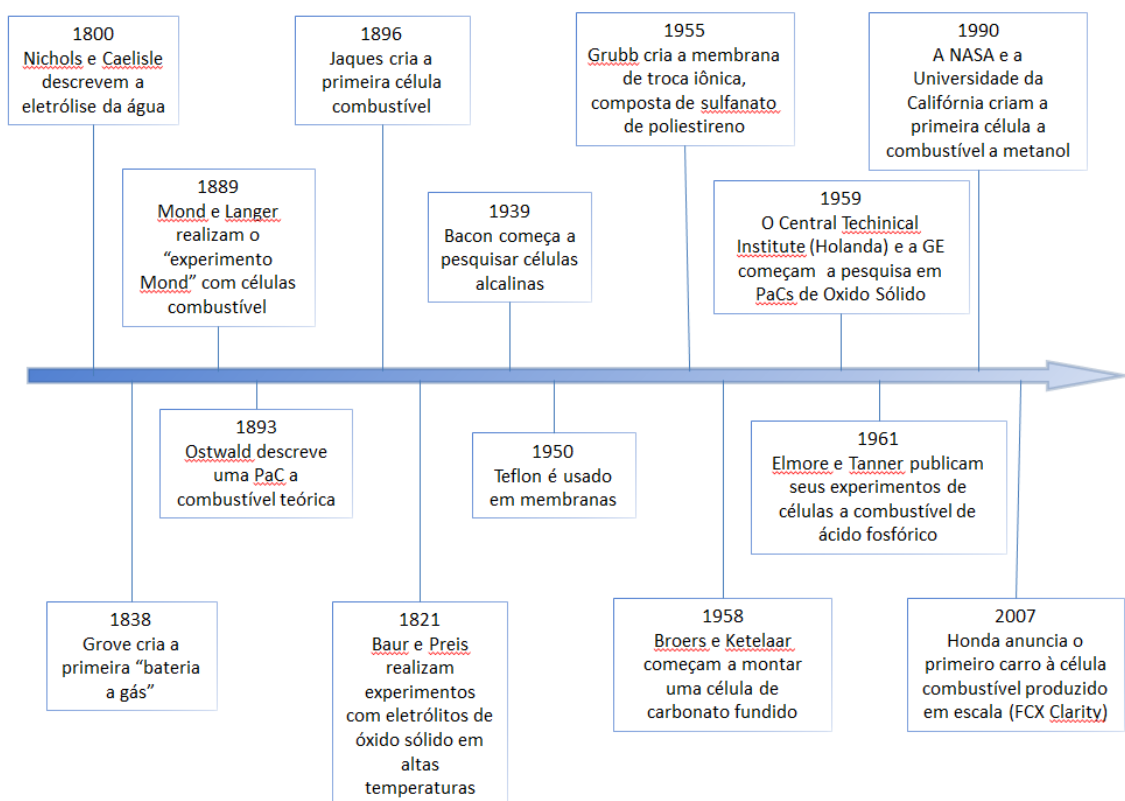
### **c. Aplicações portáteis**

As PaCs, como dito anteriormente, podem gerar eletricidade em lugares onde não há um fornecimento de energia elétrica pelo SIN. Ao invés de geradores a diesel, estas poderiam ser usadas em viagens como áreas de camping, desertos, reconhecimento de terrenos, preservando o meio ambiente e reduzindo a poluição sonora (ANDÚJAR e SEGURA, 2009).

Algumas PaCs estão sendo usadas como unidades de suporte, caso haja uma queda de energia em unidades militares. Em geral, PaCs são mais leves e possuem uma maior quantidade de energia que as baterias (CHUNG TSE *et al.*, 2011).

### **d. Micro Baterias**

No âmbito de telecomunicações empresas como Motorola, Toshiba, Samsung, Panasonic Sanyo e Sony estão investindo em PaCs como substitutas das baterias. Um exemplo utilizado por ROSS (2003) foi o de uma pilha a combustível a metano. Ela necessita apenas de 10 minutos de recarga e possui o dobro da capacidade energética de uma bateria a lítio de mesmo volume. Outras aplicações no quesito de microbaterias são *paggers*, aparelhos auditivos, gravadores de vídeo, detectores de fumaça ou alarmes de segurança. Nesses casos são utilizadas PaCs a metanol. A Figura 1 ilustra toda a trajetória histórica das PaCs.



**Figura 1: Linha histórica das Pilhas a combustível**

Fonte: Elaboração própria

## 2.2. Descrição tecnológica das Pilhas a Combustível (PaCs)

Como dito no começo do capítulo 3 desta dissertação e reforçado por LAUFER (2008, pag. 59), as pilhas a combustível são dispositivos eletroquímicos que realizam a conversão da energia gerada por uma reação eletroquímica em energia elétrica. Trata-se de um método relativamente eficiente de geração de eletricidade e de calor em comparação com geradores a combustão. Os combustíveis mais utilizados são o hidrogênio e substâncias que o contenham, como metano, hidrocarbonetos, etanol, metanol e biometano (CGEE, 2010).

O grande atrativo dessa tecnologia se pauta na maior eficiência de conversão de energia. Esta é medida pelo quociente energia útil/energia do combustível em comparação com a combustão comumente utilizada em geradores estacionários e veículos automotivos. Como sua conversão se dá diretamente da energia química para a elétrica, sua eficiência não está sujeita às limitações dos ciclos termodinâmicos típicos das máquinas térmicas. Não obstante, existe uma limitação termoquímica, definida pela

energia livre de Gibbs, que se relaciona com o potencial da pilha:  $E = -\Delta G/nF$  que será explicado mais adiante.

Outro fator importante é que, desde que exista combustível alimentando a pilha, as PaCs não possuem nenhum tipo de intermitência, diferente das energias renováveis de 2ª geração (energia proveniente das marés, solar e eólica) (CHUNG TSE *et al.*, 2011)..

Grosso modo, as PaCs são dispositivos geradores de energia que fazem uso de reações eletroquímicas para a geração de potência elétrica, constituídos por dois eletrodos (um anodo e um catodo) e um eletrólito que os separa. O eletrólito funciona como condutor iônico e separa o combustível do oxidante. Os eletrodos são ligados eletricamente por um circuito externo, o qual alimenta o consumidor de energia (SILVA, *et al.*, 2007).

Ainda, podemos dizer que a reação de uma pilha faz o inverso da eletrólise, utilizando o hidrogênio ( $H_2$ ) e o oxigênio ( $O_2$ ) como combustível e oxidante respectivamente. Uma definição rigorosa de PaC pode ser dada como se segue:

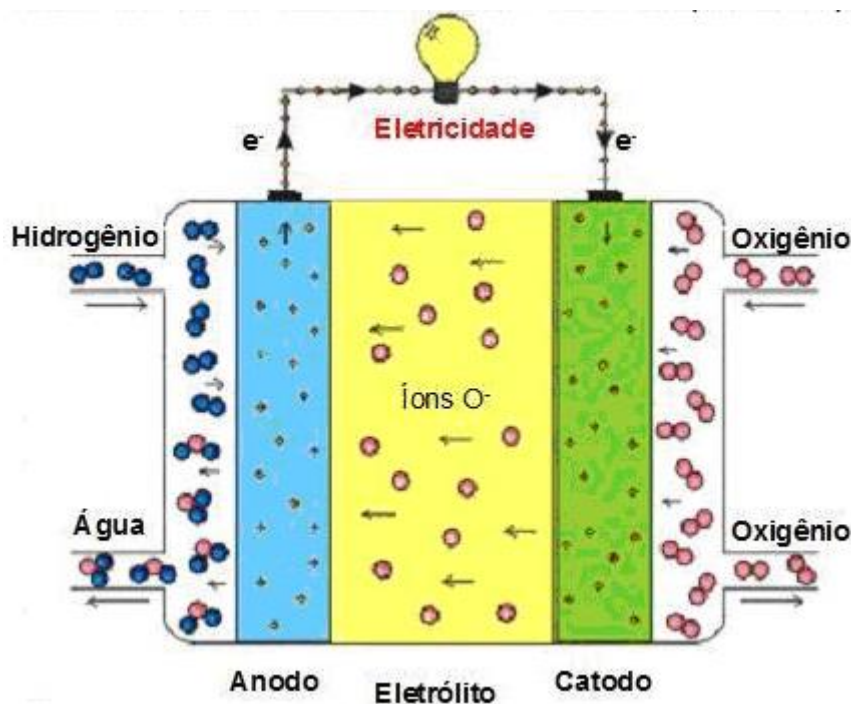
Uma pilha a combustível é um dispositivo eletroquímico - que consiste, essencialmente, de dois eletrodos (anodo e catodo) separados por um eletrólito - em que um combustível e um agente oxidante reagem intermediados pelo processo de condução iônica no eletrólito, convertendo diretamente a energia eletroquímica da reação em energia elétrica e térmica. O combustível (agente redutor), alimentado ao anodo, é oxidado, e o agente oxidante (comumente ar ou oxigênio puro), alimentado ao catodo, é reduzido. Os elétrons liberados na reação anódica passam por um circuito externo, constituindo um fluxo de elétrons (ou seja, uma corrente elétrica); os íons produzidos no catodo são conduzidos, através do eletrólito, para o anodo, onde ocorre a redução anódica com a consequente formação de água<sup>6</sup> (HIRSCHENHOFER *et al.*, 2000).

Apesar de a PaC ser bem similar à bateria comum, há uma diferença marcante no processo. Na primeira, há uma alimentação contínua de combustível que é fornecida externamente, diferente da bateria que possui uma quantidade de combustível fixa dentro de sua composição, tornando-se inútil após sua utilização, com exceção das

---

<sup>6</sup> Alguns tipos de PaCs possuem uma condução de íons do anodo para o catodo, ocorrendo assim uma oxidação catódica com a consequente formação de água no catodo. Para fins de dissertação, será dito que este tipo de PaC possui fluxo negativo.

pilhas recarregáveis. Na figura abaixo, pode-se ter uma ideia esquemática do funcionamento de uma pilha combustível. É válido lembrar que as PaCs que possuem fluxo positivo (onde os íons saem do catodo para o anodo através do eletrólito) forma-se água no anodo, enquanto as pilhas de fluxo negativo forma-se água no catodo.



**Figura 2: Funcionamento da pilha a combustível de fluxo positivo**

Fonte: Adaptado de HIRCHENHOFER *et al.*, 2000.

Para o correto funcionamento desta tecnologia, os eletrodos necessitam de características distintas e bem delimitadas, tais como: porosidade, a fim de permitir a passagem dos gases até o eletrólito; ter propriedades catalíticas para acelerar as reações eletroquímicas e serem impermeáveis ao eletrólito, caso este seja líquido afim de não preencher os poros do eletrodo, impedindo assim o acesso dos gases à zona de reação. É nos eletrodos que se formam uma interface com três fases compostas por reagentes, eletrólito e catalisador, conferindo assim papel primordial no funcionamento da PaC.

Como visto nos tópicos anteriores, há vários tipos de PaCs. Contudo, estas são normalmente classificadas em relação ao eletrólito utilizado. Em geral um eletrólito é basicamente um condutor iônico. Em outras palavras, ele pode ser definido como um “*elemento de ligação dos eletrodos que transporta uma das espécies iônicas e previne a condução dos elétrons entre os eletrodos*” (LAUFER, 2008, p. 62). Como característica principal, o eletrólito não pode ser permeável ao combustível ou ao oxidante, muito

menos ser condutor eletrônico. Em contra partida, a condutividade iônica deve ser bem alta a fim de proporcionar a passagem de um dos combustíveis para a interseção do eletrodo.

Podemos caracterizar 6 principais tipos de PaCs. Suas principais características estão explicitadas na Tabela 1.



**Tabela 1: Resumo das principais características e desafios das PaCs**

Parâmetros \ tipos de PaC	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	PACOS	DMFC
Eletrólito	Membrana Polimérica Sólida (Naflon)	Solução líquida de KOH	Acido Fosfórico (H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> )	Carbonato de Lítio e Potássio (LiAlO <sub>2</sub> )	Oxido sólido estabilizado (Y <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ZrO <sub>2</sub> )	Membrana Polimérica Sólida
Temperatura de operação (°C)	50 – 100	50 – 200	~ 200	~ 650	800 – 1000	60 - 200
Reação no anodo	H <sub>2</sub> → 2H <sup>+</sup> + 2e <sup>-</sup>	H <sub>2</sub> + CO <sub>3</sub> <sup>-</sup> → H <sub>2</sub> O + CO <sub>2</sub> + 2e <sup>-</sup>	H <sub>2</sub> → 2H <sup>+</sup> + 2e <sup>-</sup>	H <sub>2</sub> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> → H <sub>2</sub> O + CO <sub>2</sub> + 2e <sup>-</sup>	H <sub>2</sub> + O <sup>2-</sup> → H <sub>2</sub> O + 2e <sup>-</sup>	CH <sub>3</sub> OH + H <sub>2</sub> O → CO <sub>2</sub> + 12H <sup>+</sup>
Reação no catodo	½O <sub>2</sub> + 2H <sup>+</sup> + 2e <sup>-</sup> → H <sub>2</sub> O	½ O <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> O + 2e <sup>-</sup> → 2(OH) <sup>-</sup>	½O <sub>2</sub> + 2H <sup>+</sup> + 2e <sup>-</sup> → H <sub>2</sub> O	½O <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub> + 2e <sup>-</sup> → CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	½O <sub>2</sub> + 2e <sup>-</sup> → O <sup>2-</sup>	3O <sub>2</sub> + 12H <sup>+</sup> + 12e <sup>-</sup> → 6H <sub>2</sub> O
Combustível	H <sub>2</sub> Puro	H <sub>2</sub> Puro	H <sub>2</sub> Puro	H <sub>2</sub> , CO, CH <sub>4</sub> , outros	H <sub>2</sub> , CO, CH <sub>4</sub> , outros	CH <sub>3</sub> OH
Oxidante	O <sub>2</sub> do ar	O <sub>2</sub> do ar	O <sub>2</sub> do ar	O <sub>2</sub> do ar	O <sub>2</sub> do ar	O <sub>2</sub> do ar
Eficiência elétrica	40 - 50%	~ 50%	40%	> 50%	> 50%	40%
Cogeração	-	-	Sim	sim	Sim	não
Necessidade de Reformador	Sim	Sim	Sim	-	-	-
Tensão	1,1	1	1,1	0,7 - 1,0	0,8 - 1,0	0,2 - 0,4
Densidade de Potência (kW/m <sup>3</sup> )	3,8 - 6,5	~ 1	0,8 - 1,9	1,5 - 2,6	0,1 - 1,5	~ 0,6
Custo de instalação (U\$/kW)	< 1500	~ 1800	2100	~ 2000 - 3000	3000	-
Capacidade	30 W, 1 kW, 2 kW, 5 kW, 7 kW, 250 kW	10 - 100 kW	100 kW, 200 kW, 1,3 MW	155 kW, 200 kW, 250 kW, 1 MW, 2 MW	1 kW, 25 kW, 5 kW, 100 kW, 250 kW, 1,7 MW	1 W até 1 kW, 100 kW até 1 MW (em pesquisa)
Aplicações	Residencial; UPS; geradores de segurança para hospitais ou bancos; industrial; transportes; comercial.	Transportes; aplicações espaciais; energia portátil.	Transportes; cogeração comercial; energia portátil.	Transportes navais; industrial; usinas elétricas de energia.	Residencial; usinas elétricas de energia; cogeração comercial; energia portátil.	Utilizada para substituir baterias em aparelhos celulares, computadores e outros aparelhos portáteis.
Vantagens	Alta densidade de potência; rápida partida; eletrólito sólido e não corrosivo.	Alta densidade de potência; rápida partida.	Gera calor de alta qualidade, eletrólito estável.	Alta eficiência; não necessita de catalisadores.	Eletrólito sólido; alta eficiência; gera calor de alta qualidade.	Custo reduzido devido à ausência do reformador
Desvantagens	Catalisador de platina muito caro; sensível à impurezas do combustível (CO, H <sub>2</sub> S)	Catalisador de platina muito caro; sensível à impurezas do combustível (CO, H <sub>2</sub> S)	Eletrólito líquido corrosivo; sensível à impurezas do combustível (CO, H <sub>2</sub> S)	Custo alto; Eletrólito líquido e corrosivo; partida lenta; intolerância ao enxofre	Custo alto; partida lenta; intolerância ao enxofre	Baixa eficiência e densidade de potência

Fonte: KIRUBAKARAN *et al.* (2009), adaptado

Para uma melhor compreensão das PaCs existentes, será definido cada tipo de pilha, apresentando suas aplicações, características e detalhes de operação.

### **2.2.1. PEMFC - Pilha a Combustível de Membrana Polimérica**

A Pilha a Combustível de Membrana Polimérica Trocadora de Prótons (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell* – PEMFC) foi criada pela companhia GE no começo da década de 1960 a partir das pesquisas de Grubb e Niedrach, Segundo ANDÚJAR *et al.* (2009).

Os eletrodos dessa PaC são compostos de materiais carbonoso poroso e polimérico. Além disso, ela utiliza platina como catalisador, o que encarece o sistema (KASKIMIES, 2000). Em contrapartida, a PaC em questão possui uma partida rápida. Isso se dá pelo fato de a sua temperatura de funcionamento variar entre 50 e 100°C, motivo pelo qual esta pilha possui um baixo potencial de aproveitamento térmico. Além disso, a baixa temperatura de operação desta pilha propicia a desativação dos catalisadores de Pt pelo CO.

Como dito por POZIO (2000), este efeito se dá devido a quimissorção que o CO sofre na superfície da Pt, mesmo em teores baixos como 10 ppm de CO. ALDABÓ (2004) comenta que esta condição se dá devido à temperatura de operação imposta pelo polímero (máxima de 120°C<sup>7</sup>). Como quase todo o hidrogênio obtido pela reforma de hidrocarbonetos ou álcoois possui CO residual, se faz necessário adicionar algum material à Pt que possua maior facilidade de reação com o monóxido de carbono, como por exemplo, Ru, Sn, Os ou Mo.

O eletrólito da PEMFC, como o próprio nome diz, é uma membrana polimérica fluorada e condutora de prótons, mais especificamente um polímero perfloro com grupos terminais  $\text{SO}_3^-$  que se ligam às moléculas  $\text{H}_3\text{O}^+$  (MIRANDA, BUSTAMANTE e CERVEIRA, 2003). Estas são formadas graças à umidade presente no anodo que induzem a condução dos prótons. O único líquido utilizado nesta PaC é a água, conferindo assim uma corrosão mínima ou inexistente mediante o fluido e materiais

---

<sup>7</sup> Vale lembrar que, em temperaturas de operação maiores que 150 °C, a reação promovida não libera monóxido de Carbono (CO), não necessitando de nenhum catalisador, como a platina que é altamente custosa.

utilizados. O desempenho das PEMFC depende diretamente do estado de umidificação da membrana, pois ele influencia diretamente no mecanismo de condução iônica operante na membrana polimérica que compõe o eletrólito.

Segundo FREIRE & GONZALEZ (2001), a desidratação da membrana diminui sua condutividade, em contra partida, o excesso de água pode causar um *afogamento*, impedindo assim o fluxo de gases. Em outras palavras, a pilha a combustível deve operar em condições que determinam o equilíbrio entre evaporação e hidratação da água na membrana. Caso não haja um gerenciamento adequado dessa condição, ocorrerá um mau funcionamento da pilha em questão. *“Os efeitos adversos incluem a diluição dos gases reagentes pelo vapor de água, inundando os eletrodos e desidratando a membrana polimérica”*. (ALDABÓ, 2004)

As PEMFC podem ser encontradas em sistemas automotivos, aplicações prediais ou portáteis a fim de substituir grandes baterias. Há no mercado pilhas desse tipo com potências bem variadas (50 W até 75 kW). HIRSCHENHOFER *et al.* (2000) e ANDÚJAR (2009) destaca, como vantagens da referida pilha, as seguintes:

- ✓ Eficiência elétrica em torno de 55%;
- ✓ Baixa complexidade na manutenção, de espessura e montagem da pilha, devido ao fato do eletrólito ser sólido e a pilha operar em baixa temperatura;
- ✓ Eletrólito não corrosivo, o que aumenta o grau de segurança da PaC;
- ✓ Tolerância considerável ao CO<sub>2</sub>, podendo ser utilizado o ar como oxidante;
- ✓ Eletrólito sólido e seco, eliminando assim problemas de manutenção líquida e reabastecimento do eletrólito;
- ✓ Pode possuir alta tensão e corrente;
- ✓ Pode trabalhar em baixas pressões (1 ou 2 bars);
- ✓ Possui boa tolerância à diferença de pressão dos reagentes;
- ✓ Compactas e robustas;
- ✓ Possui *design* mecânico simples. Ou seja, menor custo de fabricação;
- ✓ Capaz de seguir variações de carga do usuário.

Como principais desvantagens desta pilha, tem-se (ANDÚJAR e SEGURA, 2009):

- ∠ Alta sensibilidade a impurezas do hidrogênio, necessitando de um reformador bem potente para a utilização dos combustíveis convencionais vigentes.
- ∠ Baixa tolerância ao CO e a partículas de enxofre.
- ∠ Necessita de unidades umidificadoras para gases reativos. A temperatura da água utilizada para a umidificação dos gases deve sempre ser menor do que a das PaCs, o que restringe o potencial de cogeração.
- ∠ Alto custo devido ao seu catalisador e eletrólito.
- ∠ Necessita de preaquecimento (“warm up”).

Hoje em dia, existem vários estudos sobre a PEMFCs. Ela trabalha com alta segurança, possui características elétricas positivas e pode ser portátil. A larga utilização dessas PaCs no mercado está prevista quando estas forem inseridas em dois campos: veículos elétricos leves e equipamentos eletrônicos portáteis. Para o sucesso dessa implementação, LIU *et al.* (2006) comentam que é necessário resolver os seguintes problemas:

- Aumento da vida útil do sistema elétrico e melhor estabilidade dos catalisadores e membranas.
- Menor custo de produção, tanto das PEMFC, como de todo o sistema elétrico.
- Desenvolvimento de catalisadores sem platina e membranas mais baratas.
- Aumento da tolerância das impurezas do CO nas PEMFC, particularmente para versões desta de alta temperatura.
- O desenvolvimento de plantas de produção de hidrogênio abrangendo uma seleção variada de combustíveis primários.

As estimativas das tensões deste tipo de PaC, segundo KIRUBAKARAN *et al* (2009), podem ser dadas pelas seguintes fórmulas:

$$V_{fc} = V_o - V_{pa} - V_{ohm} - V_{con}$$

$$V_o = x_1 + x_2(T_{st} - T_{st}^o) + x_3[0,5 \ln PO_{2,ca} + \ln PH_2]$$

$$V_{pa} = -x_4[1 - \exp(-j/x_5)]$$

$$V_{ohm} = -x_6j$$

$$V_{con} = -x_7j^{(1+x_8)}$$

Onde:

- $V_{fc}$ : tensão terminal da pilha a combustível
- $V_o$ : tensão do circuito aberto
- $V_{pa}$ : perda de tensão por ativação
- $V_{ohm}$ : perda ôhmica
- $V_{con}$ : perda de concentração
- $T_{st}$ : temperatura de operação da pilha

Vale ressaltar que, segundo KIRUBAKARAN *et al* (2009),  $x_1$ ,  $x_2$ ,  $x_3$ ,  $x_4$ ,  $x_5$ ,  $x_6$ ,  $x_7$ ,  $x_8$  são constantes eletroquímicas.

### 2.2.2. AFC - Pilha a Combustível Alcalina

Bacon foi o desenvolvedor da primeira PaC Alcalina (*Alkaline Fuel Cell* – AFC), utilizando, como eletrólito, hidróxido de potássio ao invés dos ácidos antes utilizados por Grove. Os eletrodos de difusão gasosa aumentam a área da reação entre os eletrodos, o eletrólito e o combustível.

Diferente das PEMFC o eletrólito conduz os íons  $\text{OH}^-$  do catodo para o anodo conferindo a este tipo de PaC um fluxo negativo<sup>8</sup>. Atualmente, seu eletrólito é um composto de hidróxido de potássio (KOH) variando sua concentração de 35 a 50% em peso e é contido numa matriz de amianto, podendo este ser móvel ou não.

Neste caso, onde as AFCs são líquidas, o eletrólito circula por toda a PaC. Já nas AFCs de eletrólito fixo, este possui uma fina camada de cola de maneira a aderir a matriz porosa, em geral de amianto, como mencionado no parágrafo anterior. Como esta PaC possui baixa temperatura de operação, entre 65 e 220°C com pressão de 1 atm, a qualidade do calor gerado pela transformação eletroquímica também é baixa. Vale lembrar que cada pilha desta PaC possui uma tensão de 1,1-1,2 Volt.

---

<sup>8</sup> Ver tópico 3.2

Suas reações eletrolíticas principais são:

- $\text{H}_2 + \text{CO}_3^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 + 2\text{e}^-$ , oxidação,
- $\frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{CO}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{CO}_3^-$ , redução,
- $\text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ , reação total.

Esta pilha possui como principais vantagens (ANDÚJAR e SEGURA, 2009):

- ✓ Baixa temperatura de operação.
- ✓ Rápida partida.
- ✓ Maior eficiência elétrica se comparada à um gerador à combustão.
- ✓ Pouca quantidade de catalisador necessária para a reação, o que diminui custos.
- ✓ Não há problemas de corrosão.
- ✓ Operação bem simples.
- ✓ São leves e de baixo volume.

Como principais desvantagens desta pilha, tem-se (ANDÚJAR e SEGURA, 2009):

- ∠ Alta intolerância a  $\text{CO}_2$  (máximo de 350 ppm<sup>9</sup>) e certa intolerância ao CO.
- ∠ Maior custo de manutenção de o eletrólito for líquido.
- ∠ Requer estação de tratamento de água.
- ∠ Possui baixa vida útil.

Outro ponto importante é que a cinética de redução dos eletrodos é mais rápida em eletrólitos alcalinos que em eletrólitos ácidos, tornando possível a utilização de catalisadores compostos por metais não nobres, como níquel e prata.

O uso de AFC para aplicações espaciais é bem conhecido. Todavia, esta é inviável economicamente na maior parte das vezes para aplicações terrestres, devido a algumas dificuldades inerentes da PaC em questão. O uso de oxigênio e hidrogênio puro como oxidante e combustível respectivamente, se faz necessário devido à intolerância da AFC com relação ao CO e  $\text{CO}_2$ . Isso torna o custo da pilha alcalina extremamente cara.

---

<sup>9</sup> Abreviação de Partes Por Milhão

### 2.2.3. PAFC - Pilha a Combustível de Ácido Fosfórico

A tecnologia de Pilhas a Combustível de Ácido Fosfórico (PAFC) passou por um processo mais demorado do que as outras para se desenvolver, devido à baixa condutividade fornecida pelo ácido. Esta PaC utiliza um eletrólito com 35% de ácido ( $\text{H}_3\text{PO}_4$ , geralmente) e 65% de pó de silício ( $\text{SiC}$ ) coberto por uma camada de teflon e pode ser abastecida com ar ao invés de oxigênio. O catalisador utilizado no anodo é a Pt pura, já no catodo utilizam-se ligas de Pt, em geral Pt-Co, Pt-Fe ou Pt-Co-Cr (WEI, 2000).

PAFCs são utilizadas em hospitais, hotéis, escolas e estações de tratamento de esgotos. A eficiência da mesma pode chegar a 40% em geração elétrica e 85% em cogeração. Sua temperatura interna varia de 150 a 200 °C e opera na pressão de 1 atm. Cada pilha produz uma tensão de 1,1V e tolera no máximo 3% de impurezas de CO (MIRANDA, BUSTAMANTE e CERVEIRA, 2003).

Suas reações eletrolíticas principais são (KIRUBAKARAN, JAIN e NEMA, 2009):

- $\text{H}_2 + \rightarrow 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$ , no anodo,
- $\frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$ , no catodo,
- $\text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$ , reação total.

Esta pilha possui como principais vantagens (ANDÚJAR e SEGURA, 2009):

- ✓ Tolerar 30% de  $\text{CO}_2$ , podendo assim utilizar ar ao invés de oxigênio puro.
- ✓ Quando está operando em temperatura média, pode-se utilizar o calor gerado para cogeração.
- ✓ Utiliza um eletrólito bem estável e de baixa volatilidade mesmo a temperaturas acima de 200 °C.

Como principais desvantagens desta pilha, tem-se (ANDÚJAR e SEGURA, 2009):

- ∠ Tem tolerância máxima de CO de 2%.
- ∠ Utiliza eletrólito líquido sendo corrosivo a altas temperaturas, possuindo assim maior custo de manutenção e segurança.
- ∠ É permitida a entrada de água no sistema que pode diluir o ácido.

- ∠ É grande e pesada.
- ∠ Não são autoregenerativas.
- ∠ Necessitam atingir certa temperatura antes de começarem a trabalhar.

PAFCs, grosso modo, não são utilizadas para a geração de energia elétrica em larga escala por apresentarem um aspecto econômico desfavorável. O eletrólito existente, por ser líquido e corrosivo necessita de reposição e manutenção especial, bem como materiais resistentes, o que encarece essa pilha a combustível.

#### **2.2.4. MCFC - Pilha a Combustível de Carbonato Fundido**

As PaCs de Carbonato Fundido (MCFCs) são mais recentes do que as anteriormente descritas. Seu primeiro protótipo tinha como eletrólito uma mistura de carbonato de cálcio, lítio e sódio. Atualmente, segundo ANDULJAR (2009), o eletrólito da MCFC é composto por uma mistura de carbonato de lítio e potássio ( $\text{Li}_2\text{CO}_3$  /  $\text{K}_2\text{CO}_3$ ) ou carbonato de lítio e sódio ( $\text{Li}_2\text{CO}_3$  /  $\text{NaCO}_3$ ) na proporção molar de 62:38. Vale lembrar que MCFCs possuem um fluxo positivo.

A pilha opera a temperatura de 650 °C, pressão entre 1 a 10 atm e chega a criar uma diferença de potencial (ddp) de até 1 V em cada pilha. Nesta temperatura, o eletrólito se encontra fundido, sendo necessária a retenção da matriz porosa. A matriz é composta basicamente de  $\text{LiAlO}_2$ , fabricada na forma de uma pasta impregnada pelo carbonato. Segundo MIRANDA *et al.* (2004), é importante que a matriz tenha espessura fina e suporte os esforços gerados pela ciclagem térmica entre a temperatura ambiente e a temperatura de operação. HWANG & KANG (1998) comentam que a matriz é de suma importância no funcionamento da PaC, visto que ela é responsável por 70% da resistência ôhmica da MCFC.

Vale lembrar que o gerenciamento do eletrólito é um fator crítico para a alta performance e maior durabilidade dos componentes da MCFC (ALDABÓ, 2004). Este necessita de um controle apurado da distribuição do carbonato derretido entre os diferentes componentes da pilha.



O anodo mais utilizado para essa PaC é o Ni sinterizado com adições de Cr e Al para controlar o tamanho dos poros durante a sinterização e operação da PaC e retardar a fluência do componente. Segundo SELMAN (1993), o catodo é de NiO litiado.

As placas bipolares da MCFC são usualmente produzidas em aço inoxidável austenítico<sup>10</sup>. Do lado do anodo, as placas são revestidas com Ni-Cu ou Ni, cujo óxido é mais estável. Já no ambiente do catodo, são utilizados materiais a base de Cr para o revestimento por apresentarem menor teor de corrosão. Por serem submetidas a condições severas, as placas bipolares devem apresentar alta resistência à corrosão, tanto no ambiente do oxidante, como no do combustível, boa condutividade elétrica, resistência à carbonização no ambiente do combustível, boa conformidade e resistência mecânica para suportar o peso das pilhas unitárias que estão acima da montagem de série.

Dióxido de carbono e oxigênio são os combustíveis mais utilizados para este tipo de PaC. Como oxidante as MCFC utilizam uma mistura de ar e CO<sub>2</sub>, na proporção de 70% e 30% respectivamente. O CO<sub>2</sub> gerado no anodo é recirculado pela reação anódica, o que torna este tipo de PaC inviável para projetos com potências residenciais (BRANDON e HART, 1999 apud Tolmasquim, 2003).

As MCFCs, por possuírem uma temperatura de operação elevada, não são “envenenadas” pelo CO e não precisam de reformadores a montante do sistema. Logo, esta possui como possíveis combustíveis uma gama de hidrocarbonetos, bem como hidrogênio, metano, álcoois e gases de síntese<sup>11</sup>.

Suas reações eletrolíticas principais são (KIRUBAKARAN, JAIN e NEMA, 2009):

- $\text{H}_2 + \text{CO}_3^{2-} \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 + 2\text{e}^-$ , no anodo,
- $\frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{CO}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{CO}_3^{2-}$ , no catodo,
- $\text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ , reação total.

---

<sup>10</sup> Em geral, este é um tipo de aço inoxidável que alia alta resistência à corrosão com excelente trabalhabilidade, é muito requisitada na fabricação de peças que requerem resistência à corrosão e de equipamentos químicos.

<sup>11</sup> Vale lembrar que estes gases de síntese podem derivar da reforma do gás natural ou da gaseificação de carvão ou biomassa.

*Observação: CO não é diretamente utilizado na oxidação eletroquímica, mas produz  $H_2$  adicional quando combinado com água na reação.*

Destacam-se, como vantagens da referida pilha, os seguintes tópicos (ANDÚJAR e SEGURA, 2009):

- ✓ Ela possibilita reforma interna do combustível de maneira espontânea;
- ✓ Gera grande quantidade de calor (possibilidade de cogeração);
- ✓ Rápida reação;
- ✓ Alta eficiência;
- ✓ Não necessita de catalisador de metal nobre (menor custo).

Como principais desvantagens desta pilha, tem-se (ANDÚJAR e SEGURA, 2009):

- ∠ É necessário utilizar materiais de dimensões estáveis e resistentes à corrosão. O catalisador do catodo (óxido de níquel) pode ser dissolvido no eletrólito causando um mau funcionamento. A instabilidade dimensional pode causar distorção, mudando assim a área ativa dos eletrodos;
- ∠ Possui alta intolerância a enxofre. Grosso modo, o anodo desta pilha não tolera mais que 1,5 ppm de partículas de enxofre no combustível;
- ∠ Possui eletrólito líquido, o que gera problemas de manutenção;
- ∠ Necessita de preaquecimento antes de começar a funcionar.

Em geral, a MCFC pode trabalhar com diferentes tipos de combustíveis, o que a torna objeto de grande interesse no campo das PaCs. As propriedades elétricas e de operação desses combustíveis justificam economicamente sua implantação como geradores estacionários de energia elétrica. O maior problema desta reside em sua vida útil, como dito por BISCHOFF & HUPPMANN (2002).

De fato, o grande obstáculo comercial das MCFC para sua geração em escala se dá pelo curto ciclo de vida dos materiais nela empregados. Os maiores problemas a se enfrentar, como foi dito por HUIJSMANS *et al* (2000) são a dissolução do catodo (NiO), as perdas do eletrólito, corrosão da placa separadora, capacidade de retenção do eletrólito pela matriz, desativação dos catalisadores e fluência dos componentes porosos.

### 2.2.5. PACOS - Pilha a Combustível de Óxido Sólido

As PACOS diferem das PEMFC ou PAFC por possuir um fluxo positivo, ou seja, os íons  $O^{2-}$  percorrem o eletrólito do catodo para o anodo. O eletrólito é composto por um óxido sólido de zircônio ( $ZrO_2$ ) estabilizada com ítria ( $Y_2O_3$ ), conhecida pela sigla ZEI (Zircônio Estabilizado com Ítria, YSZ - *Yttria Stacilized Zirconia*) (MIRANDA *et al.*, 2003).

São utilizados metais resistentes à atmosfera redutora no anodo, como por exemplo, Ni, Co, Ru e Pt. O coeficiente de expansão térmica do eletrólito é consideravelmente diferente do anodo (MIRANDA *et al.*, 2003). Por isso, é preparado um *cermet*<sup>12</sup> de níquel feito através da calcinação de NiO + ZEI à temperaturas elevadas. Como dito por CLARKE *et al* (1997), no caso de reforma interna do metano e de outros hidrocarbonetos o NiO + ZEI também age como catalisador.

Os materiais mais apropriados para o catodo, segundo MIRANDA, *et al.* (2003), são óxidos metálicos, em especial as perowskitas do tipo-p<sup>13</sup>. O que vem sendo mais estudado e que apresenta melhores resultados para altas temperaturas é Manganita de Lantânio dopada com Estrôncio (Sr),  $La_{1-x}Sr_xMnO_{3-\delta}$ , que tem excelente atividade eletrocatalítica para redução do oxigênio à temperatura elevada e é estável nas condições de operação (AMADO *et al.*, 2007). Esta é mais conhecida como LSM (*Lanthanum Strontium-doped Manganite*).

Esta PaC trabalha na pressão de 1 atm e a temperaturas mais altas que o MCFC, podendo ultrapassar os 1000 °C. Cada pilha produz em torno de 0,8 a 1V. As PACOS são comumente utilizadas em aplicações estacionárias ou como sistemas auxiliares de energia (APU - Auxiliary Power System<sup>14</sup>).

---

<sup>12</sup> Cermet é a abreviação usada para cerâmicas metálicas.

<sup>13</sup> Fórmula geral  $ABO_3$ .

<sup>14</sup> APUs são dispositivos num veículo que provem energia para o sistema. Vale lembrar que estes não geram energia para a propulsão do veículo, apenas para o funcionamento de sistemas auxiliares.

Suas reações eletrolíticas principais são (KIRUBAKARAN, JAIN e NEMA, 2009):

- $\text{H}_2 + \text{O}^{2-} \rightarrow \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$ , no anodo,
- $\frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{O}^{2-}$ , no catodo,
- $\text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$ , reação total.

Destacam-se, como vantagens da referida pilha, os seguintes tópicos (ANDÚJAR e SEGURA, 2009):

- ✓ Ela possibilita reforma interna do combustível de maneira espontânea; Pelo fato de a pilha possuir fluxo negativo, a PaC pode ser usada para oxidar qualquer combustível;
- ✓ Gera calor de alta qualidade;
- ✓ As reações químicas são rápidas;
- ✓ Possui alta eficiência;
- ✓ Pode-se trabalhar com densidade de corrente mais alta que a MCFC;
- ✓ O eletrólito é sólido, o que evita problemas como manutenção de líquidos corrosivos;
- ✓ Não necessita de catalisadores de metais nobres.

Como principais desvantagens desta pilha, tem-se (ANDÚJAR e SEGURA, 2009):

- ∠ Para possuir alta penetração de mercado, é necessário desenvolver materiais de melhor condutividade que: permaneçam sólidos a altas temperaturas; possuam compatibilidade química com os outros componentes da PaC; sejam dimensionalmente estáveis; e tenham alta resistência;
- ∠ Possui intolerância moderada a enxofre (50ppm).

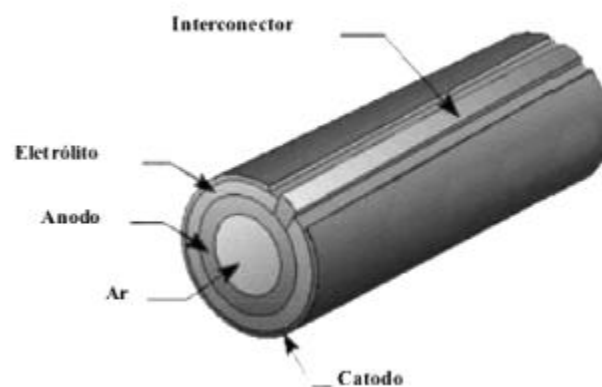
Quanto à seleção de materiais para a composição desta pilha, podemos destacar o interconector como o ponto de maior desafio. Este deve ser bom condutor elétrico a 1.000°C, impermeável aos gases reagentes e quimicamente estável, tanto no ambiente do anodo quanto do catodo.

Por possuírem temperaturas muito elevadas, as PACOS possuem grande resistência aos contaminantes, tendo como única exceção o  $H_2S$ , como explicitado por SELSMAN (1993). Não obstante, não se exclui a possibilidade do uso do  $H_2S$  como combustível para as PACOS, desde que haja uma evolução no desenvolvimento dos materiais para o anodo.

Como a característica de estado sólido para todos os componentes da PACOS não possui qualquer restrição na configuração da pilha, esta pode ser produzida em vários formatos. A produção deste tipo de pilha em cada forma específica confere à PaC algumas vantagens e desvantagens explicitadas a seguir:

#### **a. Tubular**

Esse modelo já está em operação nos Estados Unidos e, segundo LAUFFER (2004), testes preliminares indicaram uma vida útil de 15.000 horas em plantas de co-geração de energia de capacidade de 100 kW. O formato tubular possui uma estabilidade diferenciada das outras PACOS devido a sua estrutura vedada, eliminando assim a necessidade de um selante. Entretanto, comparado às outras formas, seu custo é elevado.



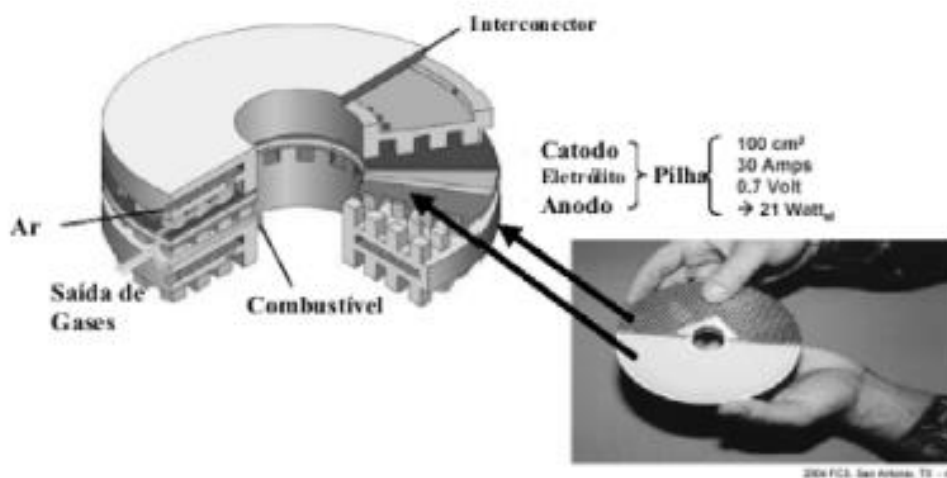
**Figura 3: Pilha tubular comercializada pela Siemens**

Fonte: Adaptado de WILLIAMS (2002)

### b. Planar Circular

A principal vantagem deste subtipo de PACOS é seu interconector, que serve como trocador de calor e ao mesmo tempo como um coletor de corrente, sendo a principal escolha para pequenas plantas de cogeração.

O custo de fabricação, contudo, é elevado em virtude da geometria circular, que causa dificuldades na execução dos processos de fabricação necessários (LAUFER, 2008).

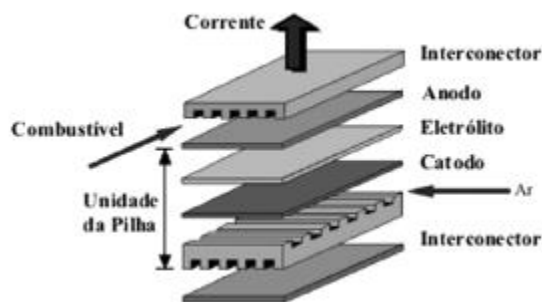


**Figura 4: Pilha planar circular**  
Fonte: Adaptado de WILLIANS (2002)

### c. Planar Retangular

A preferência das empresas e centros de tecnologia é pelo tipo planar retangular basicamente por razões econômicas, visto que a fabricação de chapas ou materiais em formato retangular geram menos aparas e menor possibilidade de erros. Segundo DOKIYA (2002), entre os três tipos, este é o que apresenta os menores custos, apesar das seguintes desvantagens:

- Maior ocorrência de trincas;
- A diferença do coeficiente de expansão térmica na região dos interconectores provoca problemas de vedação.



**Figura 5: Pilha planar retangular**  
 Fonte: Adaptado de MIRANDA et al (2002)

### 2.2.6. DMFC – Pilha a Combustível de Metanol Direto

A caracterização desse tipo de pilha se dá pela oxidação do metanol no anodo, não necessitando de nenhum reformador para a produção de hidrogênio. A principal aplicação prevista para este tipo de pilha é a automotiva ou a substituição de baterias de equipamentos eletrônicos de pequeno e médio porte, como por exemplo, celulares. Como este não é o foco desta dissertação, não iremos discorrer em demasia sobre este assunto.

Existem duas maneiras, segundo ANDRIAN & MEUSIGER (2000) de alimentar esta PaC: com metanol na fase líquida ou vapor. Elas utilizam um eletrólito polimérico alimentadas por hidrogênio, eletrodos de Pt-Ru e um catalisador de Pt. Os maiores desafios desta pilha são, grosso modo, o desempenho do catalisador e a permeação do metanol através da membrana (ANDÚJAR e SEGURA, 2009).

### 2.3. Sistemas de pilha a combustível

Para o correto funcionamento de uma PaC, esta necessita da integração de diversos constituintes, além do próprio módulo. Vários componentes são incorporados num sistema a fim de possibilitar a operação com combustíveis convencionais. Define-se um sistema global como um grupo de unidades combinadas de modo a operar em harmonia para uma determinada finalidade.

*“Um sistema de pilha a combustível compreende o processamento, armazenamento e fornecimento do combustível, armazenamento e fornecimento do oxidante (oxigênio ou ar), conjunto (módulo) de pilhas propriamente ditas, inversor, sistema operacional e de controle, os componentes auxiliares como trocadores de calor e compressores, equipamentos de gerenciamento de água etc” (LINARDI, 2010).*

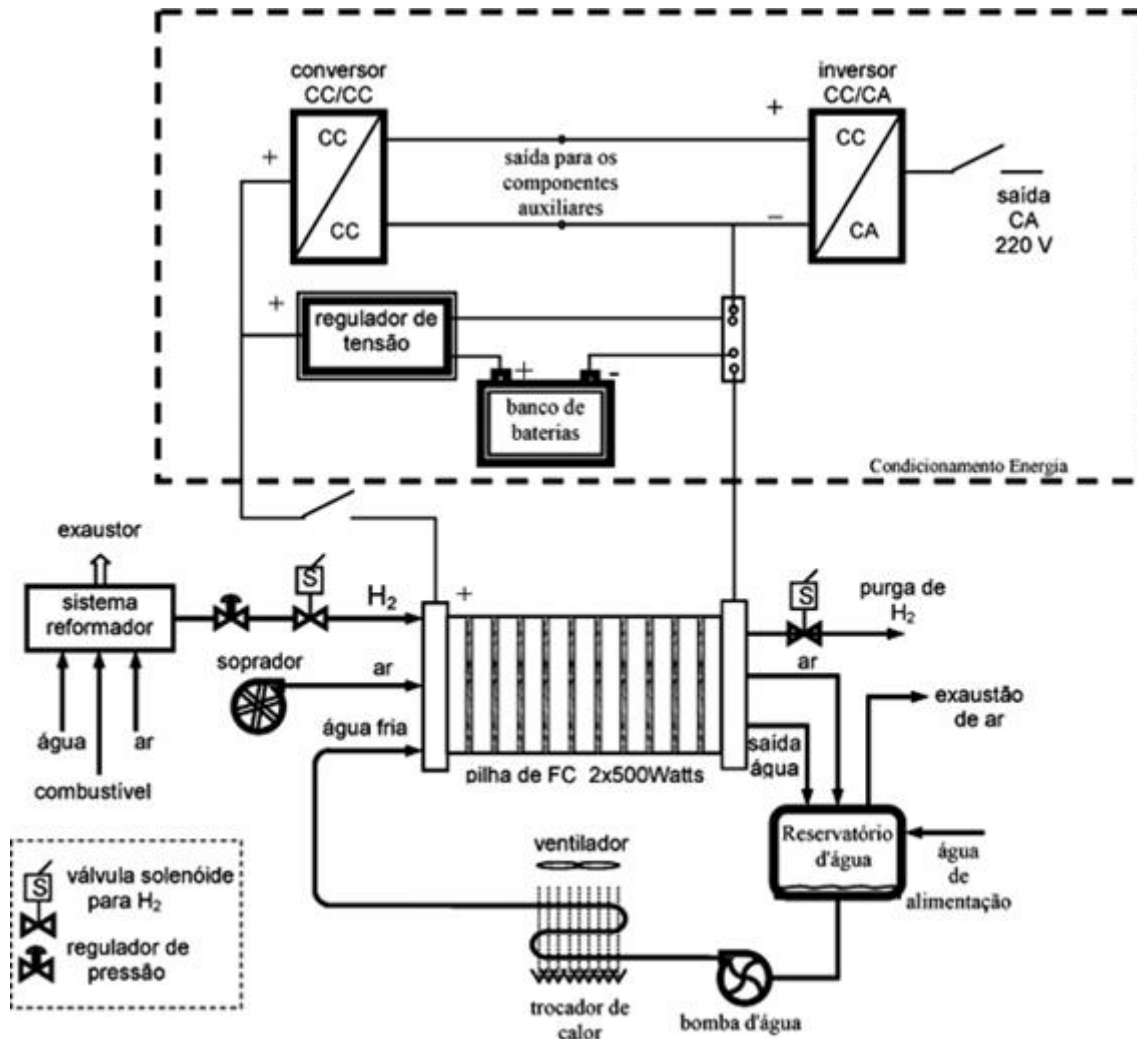
Os sistemas de PaC são muito heterogêneos, variando principalmente em função do tipo de pilha escolhida. Assim, sob o ponto de vista elétrico, deve-se considerar a adequação e variação de seu potencial elétrico. Em outras palavras, faz-se necessário um banco de baterias e um sistema de controle, como dito por LINARDI (2010), capaz de prover uma reserva de energia mínima devido às variações no consumo. O mesmo autor comenta que as perdas parasíticas do sistema são fatores que contribuem significativamente para a redução da eficiência elétrica do mesmo. Em exemplo temos: energia para o compressor ou *blower* (soprador) do oxidante, bombas de resfriamento e/ou de água, ventoinhas de trocadores de calor, válvulas solenoides, *relays*<sup>15</sup> e controladores.

O maior desafio no campo de projeto de sistemas é a elevação da eficiência do próprio sistema (redução dos “gargalos” do sistema). Todavia, há outros pontos a se melhorar, como, por exemplo, operar a temperaturas mais elevadas (nas PEMFC) ou mais reduzidas (nas PACOS), dependendo do tipo de pilha, otimizar o gerenciamento de combustível, reduzir a complexidade do sistema e reduzir custos (ALDABÓ, 2004).

---

<sup>15</sup> *Relay* é basicamente um *switch* elétrico que se utiliza de eletromagnetismo. *Relays* são utilizados para controlar um circuito de transmissão de sinal de baixa potência ou de vários circuitos que precisam ser controlados por um único sinal.





**Figura 6: Esquema de um sistema de PaCs do tipo PEM**

Fonte: SIDNEY *et al* (2004)

A título de esclarecimento, a eficiência de uma PaC será melhor explicada no subitem a seguir.

### 2.3.1. Princípios básicos de uma PaC

Como dito anteriormente, a característica principal da PaC se pauta na não combustão do combustível utilizado pela mesma, mas nas transformações químicas de seus compostos. Por transformar a energia química diretamente para elétrica, diferentemente de motores a combustão, sua eficiência não está sujeita a algumas limitações dos processos térmicos usuais, sendo assim mais alta que os referidos motores. Esta eficiência é medida pelo quociente gás combustível/energia elétrica gerada (AMADO *et al.*, 2007).

O trabalho elétrico é um produto da carga e tensão:

$$W_{el} = qE$$

O total de carga transferida para uma PaC é igual a:

$$q = nN_{Avg}q_{el}$$

Onde:

- n: número de elétrons por mol
- $N_{avg}$ : número de Avogadro ( $6,022 \times 10^{23}$  moléculas / mol)
- $q_{el}$ : carga de 1 elétron ( $-1,602 \times 10^{-19}$  Coulombs / elétron)

Sabendo que o produto do número de Avogadro e a carga de um elétron é conhecido como a constante de Faraday (F), temos que:

$$W_{el} = nFE$$

Logo temos que (WILLIAMS, 2002; BARBIR, 2005):

$$\Delta G = -nFE$$

onde n é o número de elétrons envolvido na reação, F é a constante de Faraday, e E é o potencial padrão da pilha, no equilíbrio termodinâmico, na ausência de um fluxo de corrente. Sabendo ainda (BARBIR, 2005):

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S$$

Utilizando as duas equações anteriores, tem-se:

$$-nFE = \Delta H - T\Delta S$$

Derivando-se a equação em função da temperatura e a pressão constante, concluímos:

$$\left(\frac{\delta E}{\delta T}\right)_P = \Delta S / nF$$

Para os sistemas descritos, o  $\Delta S$  do sistema é normalmente negativo (ou menor que zero), logo o potencial diminui quando a temperatura aumenta. Isto é crucial quando são consideradas as pilhas de alta temperatura, como as MCFC e PACOS. Vale

ressaltar que não estamos incluindo nestas equações o reaproveitamento térmico, apenas o funcionamento padrão de uma pilha. Vale lembrar que a eficiência máxima de uma PaC é dada pela equação (BARBIR, 2005):

$$\eta = \Delta G / \Delta H_{LHV}$$

Onde:

- $\Delta G$ : variação da energia livre de Gibbs
- $\Delta H_{LHV}$ : variação da entalpia de baixo poder calorífico

Quando uma corrente passa pela pilha, sob condições padrão, a tensão é dada por (AMADO *et al.*, 2007):

$$V = E^0 - (I \times R) - \eta_a - \eta_f$$

Onde:

- **I**: corrente que passa pela pilha,
- **R**: resistência elétrica (associada principalmente com o eletrólito)
- $\eta_a$ : perdas de tensão por polarização (sobretensão) associadas ao catodo.
- $\eta_f$ : perdas de tensão por polarização associadas ao anodo

A parcela  $T\Delta S$  na equação  $\Delta G = \Delta H - T\Delta S$  corresponde ao fluxo de calor entre o sistema e a vizinhança, quando aquele opera isotermicamente em condições reversíveis. Quando  $\Delta S$  é negativa, como é o caso da maioria das pilhas, o fluxo de calor direciona-se para a vizinhança ( $\Delta S_{total} \geq 0$ ). Este calor rejeitado pode ser aproveitado através da cogeração e é tanto mais valioso quanto mais alta for a temperatura em que a pilha operar.

Os mecanismos responsáveis pelas perdas por polarização nos eletrodos e eletrólito são (WILLIAMS, 2002):

- Polarização química, associada com a energia de ativação das etapas dos processos eletroquímicos que ocorrem nos eletrodos, portanto, está diretamente relacionada com a velocidade das reações eletroquímicas que ocorrem nos eletrodos;

- Polarização por concentração, à medida que os reagentes são consumidos nos eletrodos, pelas reações eletroquímicas, ocorre uma perda de potencial relacionada com a formação de um gradiente de concentração ao redor dos eletrodos, este gradiente está associado com a difusão dos reagentes e dos produtos;
- Polarização ôhmica ou de resistência (R), relacionada principalmente com as perdas ôhmicas que ocorrem em função da resistência ao fluxo de íons no eletrólito, as baixas resistências ao fluxo de elétrons através dos eletrodos também contribuem para esta polarização.

A PACOS baseada na reação global de oxidação do combustível não é um sistema reversível (AMARAL, *et al.*, 2006). Portanto, é incorreto o uso de formulações baseadas na termodinâmica do equilíbrio ou reversível. Entretanto, o cálculo da eficiência nessas bases é bastante simplificado e serve como boa aproximação, pois necessita apenas de valores tabelados de energia livre e entalpia de formação (AMARAL, *et al.*, 2006).

A eficiência de uma PaC é dada pela seguinte fórmula (AMARAL, *et al.*, 2006):

$$\eta = \Delta G^0 / \Delta H^0$$

Onde os parâmetros termodinâmicos (energia livre de Gibbs,  $\Delta G^0$ , e entalpia,  $\Delta H^0$ ) são estimados para a reação global a uma condição padrão de pressão (1 bar) e preferencialmente à temperatura de operação da pilha.

Então, a energia da entalpia de reação  $\Delta H^0(T)$  foi calculada com base em valores tabelados [1] de entalpia padrão de formação dos compostos a 298 K.  $\Delta H^0$  foi em seguida corrigida para a temperatura de funcionamento da pilha (admitida como 1100 K), utilizando-se a expressão a seguir:

$$\Delta H^0(T) = \Delta H^0(298) + \int_{298}^T (\Delta C_p) dT$$

Onde T é a temperatura, variando entre a temperatura de referência (T = 298 K) e a temperatura de operação (T = 1100 K), os quais são os limites de integração; e  $\Delta C_p$  é a variação da capacidade calorífica molar, a pressão constante, para a reação em pauta.

Para simplificação, considerou-se a capacidade calorífica de cada espécie constante igual à do gás ideal diatômico ( $C_p = 7R/2$ , onde  $R$  é a constante do gás ideal). De forma semelhante, a energia livre de Gibbs de reação ( $\Delta G^0$ ) foi calculada com base em valores tabelados (Levine, 2001 *apud* Amaral, *et al.*, 2006) de energia livre de formação dos compostos a 298 K, sendo  $\Delta G^0$  corrigida em seguida para a temperatura de funcionamento da pilha, obtendo-se a seguinte expressão (AMARAL, *et al.*, 2006):

$$\Delta(\Delta G^0(T)/T) = - \int (\Delta H^0(T)/T^2) dT$$

Onde os limites de integração são a temperatura de referência ( $T = 298$  K) e a temperatura de operação ( $T = 1100$  K).

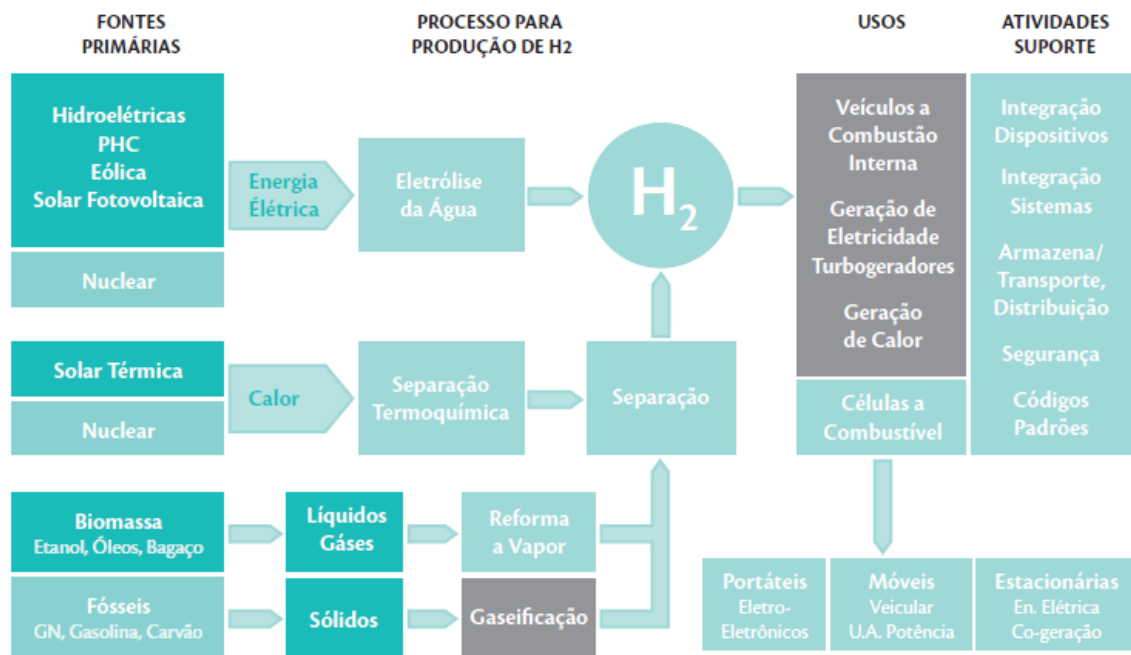
### 2.3.2. Unidade de Processamento do Combustível

Como dito anteriormente, o melhor combustível para uma PaC é o  $H_2$ . É possível obtê-lo de vários combustíveis fósseis ou pela eletrólise da água gerada a partir de diversas fontes. Atualmente, o gás natural é o insumo menos custoso através do qual se pode obter o  $H_2$  por intermédio de um processador de combustível (LINARDI, 2010). De maneira sucinta, seguem abaixo os principais processos de geração de hidrogênio.

Processo	Insumo básico	Fonte de energia	Aplicação
Eletrólise	Água	Eletricidade	
Reforma a vapor de metano ( <i>Steam Methane Reforming</i> – SMR)	Metano + água	Calor Gerado pela queima de hidrocarbonetos	
Oxidação parcial de óleos pesados	Hidrocarbonetos pesados + Água	Calor Gerado pela queima de hidrocarbonetos	Insumo químico (indústria petroquímica)
Oxidação parcial de carvão	Carvão + água	Calor Gerado pela queima de carvão	Insumo energético (Foquetes e PaCs)
Termoquímica	Água	Calor gerado por usinas nucleares / energia solar	
Hidrólise a altas temperaturas	Água	Calor gerado por usinas nucleares / energia solar	
Eletrólise fotovoltáica	Água	Radiação solar / painéis fotovoltáicos	

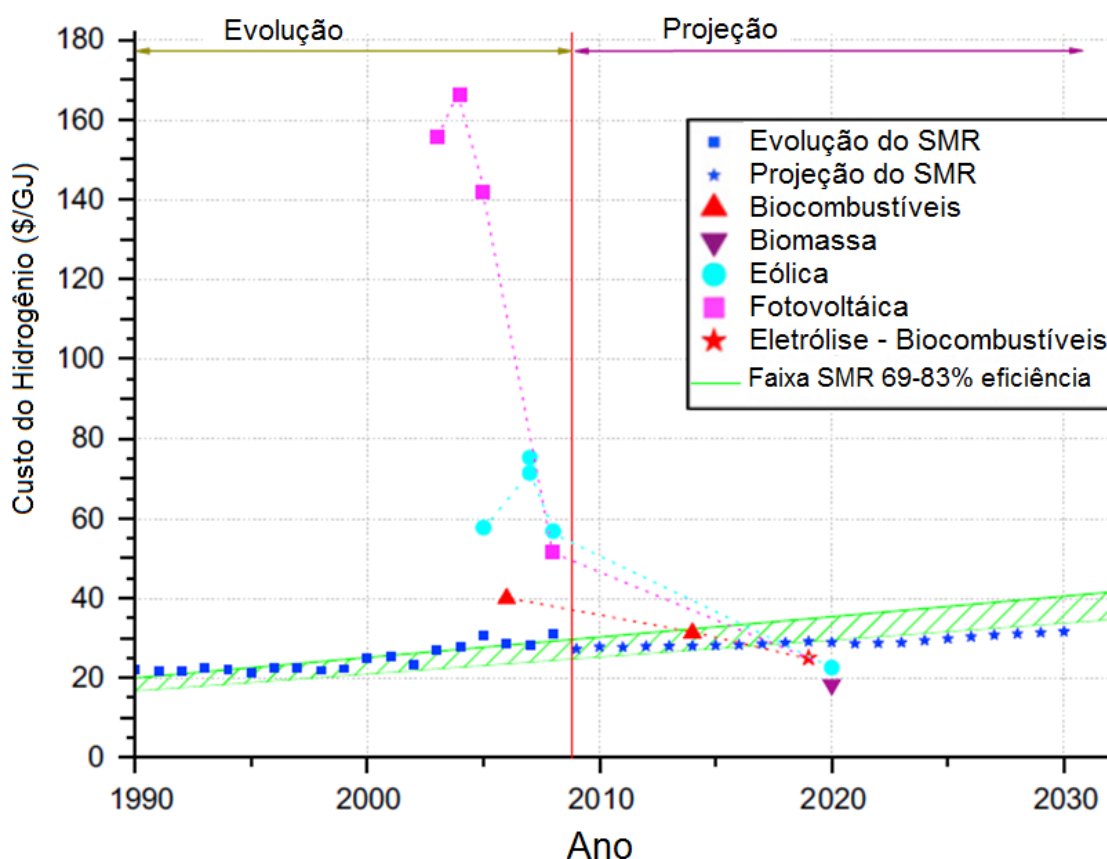
**Tabela 2: Principais processos de geração de hidrogênio**

Fonte: SILVA *et al.* (2003), *apud* NATURESA (2005)



**Figura 7: Possíveis rotas para produção e utilização do hidrogênio como vetor energético**  
 Fonte: CGEE (2010)

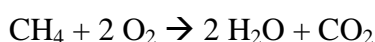
Atualmente, os combustíveis mais acessíveis para abastecer a PaC são os hidrocarbonetos de longa cadeia, etanol e metano devido à malha de distribuição dos mesmos no Rio de Janeiro. Contudo, LEMOS & DUART (2010) discutem a evolução de tecnologias passíveis de se produzir hidrogênio até 2030, como mostra o Gráfico 1.



**Gráfico 1: Evolução do custo de hidrogênio e projeções de geração distribuída para diferentes tecnologias comparado à produção de SMR com eficiência de 69-83%.**  
 Fonte: adaptado de LEMUS & DUART (2010)

#### a) Metano (gás natural)

A reação de oxidação do metano proveniente da queima direta do gás é:



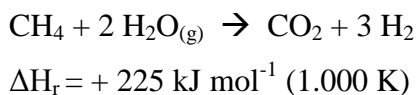
$$\Delta H_r = - 801 \text{ kJ mol}^{-1} (1.000 \text{ K})$$

Os reformadores mais utilizados possuem o sistema de reforma autotérmica. Este sistema consiste em queimar parte do metano para prover energia à reação endotérmica que acontece numa instalação de processamento de gás. Nela, o gás natural é convertido numa mistura gasosa, composta de 80% de  $\text{H}_2$  e 20% de  $\text{CO}_2$ , possuindo menos de 1% de  $\text{CO}$ <sup>16</sup>. Assim, o aproveitamento energético pela reforma do gás é maior, aumentando, em consequência, a eficiência do sistema e diminuindo a quantidade de emissão de GEE gerada por unidade de energia.

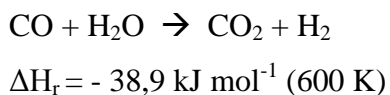
<sup>16</sup> As frações e porcentagens explicitadas desconsideram o excesso de vapor d'água.

Para PaCs que operam em temperaturas baixas, como o caso da PEMFC, deve-se manter a concentração de CO muito baixa, visto que este gás influencia diretamente no catalisador (Pt geralmente) utilizado para estes tipos de pilha, desativando assim a pilha.

O gás natural, antes do processo de reforma, deve passar por uma descontaminação de enxofre por adsorção. Utiliza-se como adsorvedor de enxofre, o óxido de zinco. Segundo LINARDI (2010), a reforma processa-se com a alimentação do gás natural com vapor d'água em um reator aquecido do tipo coluna de enchimento de alto desempenho (reformador), preenchido com catalisador de níquel, segundo a reação de reforma a vapor abaixo.



O reator aproveita a energia do gás de saída do anodo da PaC que ainda contém cerca de 20% de hidrogênio e traços de metano não convertido. Este gás residual é queimado, para a produção de calor para o reformador, somando cerca de 85% da energia necessária para a reação de reforma. Após este processo, o fluido se direciona para um reator análogo ao anterior de modo a realizar uma conversão catalítica do monóxido de carbono em CO<sub>2</sub> utilizando resfriamento, segunda a reação de conversão de deslocamento explicitada abaixo.

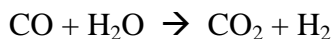


A reação acima pode ser realizada em duas etapas de temperaturas distintas; uma cuja temperatura varia entre 300 e 500°C, sendo utilizados catalisadores a base de Fe-Cr, e outra operando entre 180 e 300°C em um segundo reator com catalisadores à base de CuO-ZnO, como dito por LINARDI (2010). Como a reação é exotérmica, o calor gerado pode ser aproveitado para o pré-aquecimento dos gases de alimentação em pilhas de alta temperatura de operação.

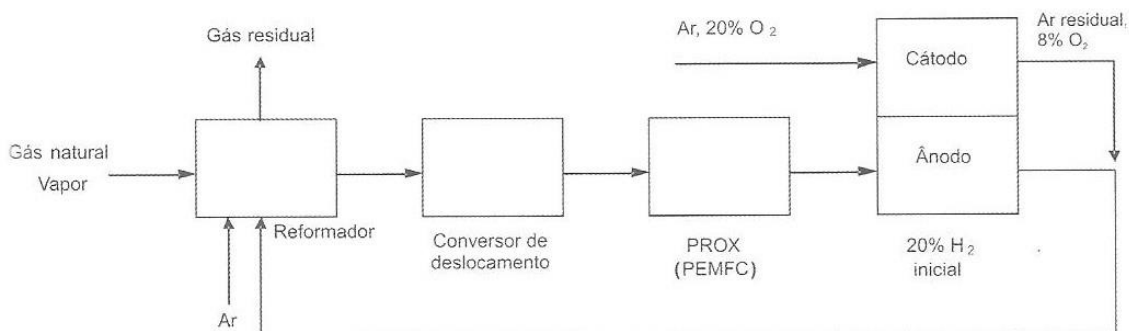
No caso das PEMFC, devido à sua intolerância ao CO, deve-se adicionar uma etapa denominada conversão PROX (*preferential oxidation*). Ela consiste na inserção de uma pequena quantidade de ar à mistura gasosa de CO, de modo que se torne possível a oxidação catalítica do CO a CO<sub>2</sub>. Este processo produz o que é comumente chamado de



gás de reforma, com uma concentração entre 10 e 100 ppm de CO. A temperatura de processo varia com o sistema de catalisador empregado e a composição dos gases.



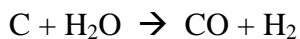
$$\Delta H_r = -38,9 \text{ kJ mol}^{-1} (600 \text{ K})$$



**Figura 8: Diagrama de blocos de um sistema de reforma do gás natural em PEMFC.**  
Fonte: LINARDI (2010)

## b) Carvão

Como há vários tipos de reação de gasificação, foi colocada abaixo a principal. Este processo é ligeiramente endotérmico e ocorre à alta temperatura, por esse motivo, uma parte do carvão é queimada para favorecer que a reação direta ocorra preferencialmente.

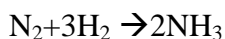


$$\Delta H_r = +131,4 \text{ kJ mol}^{-1}$$

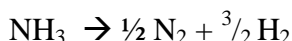
## c) Amônia

Pelo fato de a amônia ser produzida em grande escala a baixo custo, muitas vezes como subproduto de algumas indústrias (LINARDI, 2010, p. 116), esta é muito utilizada para a geração de hidrogênio. Além disso, existem várias fontes de amônia consideradas inesgotáveis e não utilizadas, como por exemplo, o esgoto urbano.

A amônia possui uma grande vantagem de não possuir carbono em sua composição, não necessitando de processos de “limpeza” do gás de reforma com relação ao CO e CO<sub>2</sub> para pilhas tipo PEMFC. Por outro lado, a amônia tem caráter alcalino, o que pode degradar a membrana polimérica da PEMFC, caso haja contato direto entre a molécula e a membrana. Portanto, a purificação do gás reformador deve ser severa em relação à amônia.



Devido ao seu caráter básico, este tipo de combustível é muito utilizado em AFCs pela sua compatibilidade, não havendo necessidade de purificação. A decomposição da amônia inicia-se a 270°C (em Fe ou Ni/Ru sobre alumina) e acima de 900°C é completa. Sua reação está explicitada abaixo.

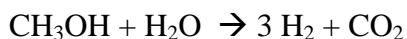


$$\Delta H_r = + 46,4 \text{ kJ mol}^{-1}$$

#### d) Metanol

O metanol provém, em sua maioria, de combustíveis fósseis. Segundo LINARDI (2010), sua concentração no ar não pode exceder 50 mg m<sup>-3</sup>. Contudo, a porcentagem de hidrogênio em peso é alta, 0,125 kg de hidrogênio por kg de metanol.

*“A reforma de metanol aquoso é mais adequada, pois produz mais hidrogênio que o anidro e reduz a quantidade de calor requerida por unidade de hidrogênio produzido em 31,8%”* (LINARDI, 2010). A reação de reforma ocorre com catalisadores a base de Cu/Pd/Pt/Ni/Zn a temperaturas próximas a 200°C, sendo o sistema Cu/Zn/Al bastante favorecido.



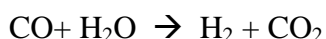
$$\Delta H_r = + 49,0 \text{ kJ mol}^{-1}$$

Essa reforma catalítica produz uma mistura de gases contendo H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> e CO (1%). Caso a PaC seja uma PEMFC, haverá a necessidade de purificação posterior.

### e) Etanol

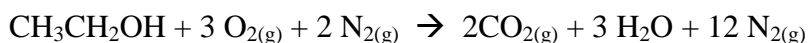
No caso brasileiro em especial, deve-se considerar o potencial para a utilização de combustível proveniente da biomassa, principalmente o etanol. O país possui uma infraestrutura de produção desse biocombustível bem consolidada, podendo tornar viável a utilização desse fluido como combustível para as PaCs. O etanol possui características peculiares e vantajosas em relação aos outros tipos de combustíveis, como, por exemplo, ser menos tóxico e renovável. Além da opção de oxidação direta de etanol em pilhas a combustível, sua utilização para a produção de hidrogênio também deve ser considerada.

Como ponto de partida, tem-se a reação inversa, ou seja, a reação catalítica de formação de etanol, seguida da reação de conversão de deslocamento (LINARDI, 2010, p. 117).



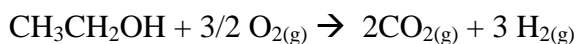
$$\Delta H_r = - 36,1 \text{ kJ mol}^{-1}$$

Todas essas etapas químicas necessitam ser processadas cataliticamente. No entanto, deve-se levar em consideração que, tanto as condições de processo para a reação inversa, como os catalisadores de escolha, não devem ser necessariamente os mesmos da reação de síntese de etanol. Outro fato importante apontado por LINARDI (2010) é que, dependendo das condições do processo, o processamento da reação global no sentido inverso pode produzir vários compostos (aldeídos e cetonas) além de CO e hidrogênio. A título de comparação, foi descrito abaixo o processo de combustão do etanol.



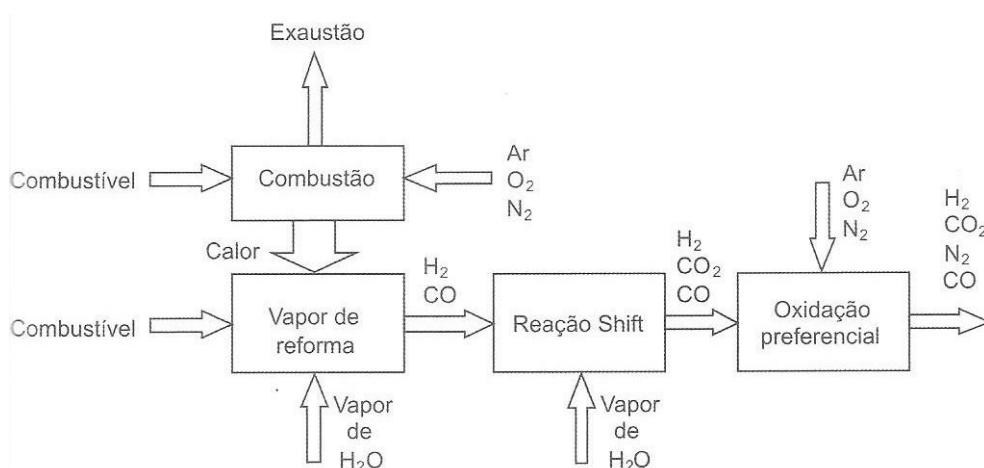
$$\Delta H_r = - 1324,5 \text{ kJ mol}^{-1}$$

Há a possibilidade da reforma por oxidação parcial. Esta ocorre em temperaturas acima de 1000°C e possui, como vantagens, um tempo de reposta mais rápido e um reator mais compacto. Podemos destacar também a larga faixa dos limites de inflamabilidade e a reação em fase homogênea.



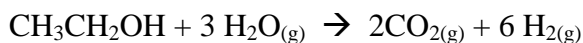
$$\Delta H_r = - 551 \text{ kJ mol}^{-1}$$

Há também a técnica de reforma a vapor, onde as reações ocorrem numa faixa de temperatura, variando entre 400 °C e 800 °C. Na figura abaixo é mostrado um fluxograma simplificado do processo.



**Figura 9: Esquema do processo de reforma a vapor do etanol**

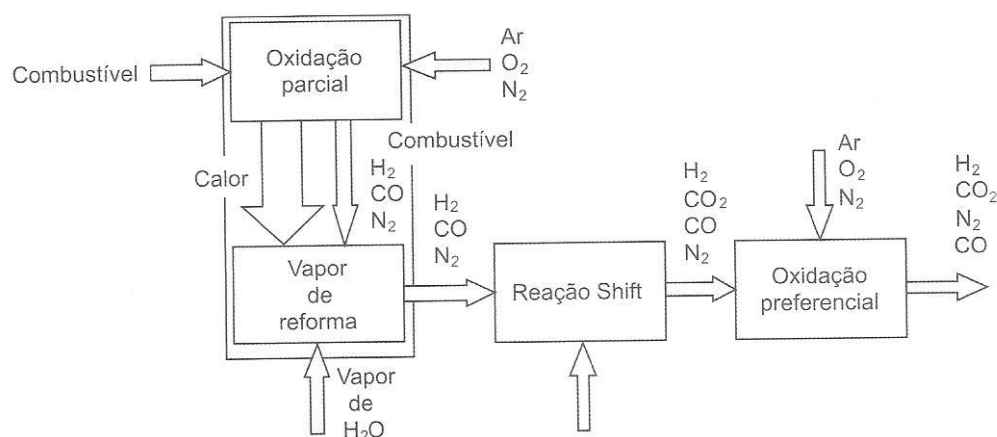
Fonte: LINARDI (2010)



$$\Delta H_r = + 173,5 \text{ kJ mol}^{-1}$$

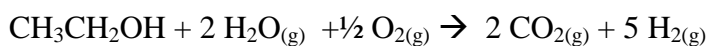
Apesar de a reação na reforma a vapor ser endotérmica, este processo possui uma alta geração de hidrogênio, o que torna sua escolha mais atrativa, do ponto de vista de eficiência energética.

A reforma autotérmica é outra técnica para a obtenção de hidrogênio a partir do etanol. Grosso modo, esta é apenas a junção da reforma por oxidação parcial e reforma a vapor obtendo, segundo LINARDI (2010), um ótimo balanço térmico com uma temperatura de aproximadamente 700°C. Sua reação é levemente exotérmica e possui um rendimento de hidrogênio considerável. Porém, este composto, em sua fase final, encontra-se bem diluído.



**Figura 10: Esquema do processo de reforma autotérmica do etanol.**

Fonte: LINARDI (2010)



$$\Delta H_r = -50 \text{ kJ mol}^{-1}$$

“Caso elevados teores de nitrogênio comprometam o desempenho da pilha a combustível, pode-se adotar um enriquecimento do ar com oxigênio na reação de combustão” (LINARDI, 2010). É possível observar um menor consumo energético na reforma autotérmica em relação à reforma termocatalítica.

A utilização do etanol como armazenador de hidrogênio confere ainda outras vantagens, além de sua produção e distribuição em todo o país, já citadas:

- ✓ Maior eficiência energética, quando se compara a utilização de hidrogênio produzido em reformadores, à queima direta do produto<sup>17</sup>;
- ✓ Experiência prévia em normas e comercialização do combustível;
- ✓ Menos tóxico que o metanol;
- ✓ Viável para a distribuição em regiões isoladas no país.

<sup>17</sup> Vantagem destacada para PaCs utilizando cogeração

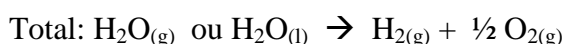
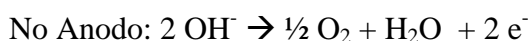
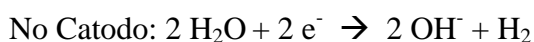
## f) Eletrólise da Água

A eletrólise da água já é um processo bem estabelecido comercialmente há mais de 100 anos, segundo HARTMUT (1999). Todavia, o mercado de eletrolisadores é bem restrito, podendo ganhar espaço apenas quando a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis (como por exemplo, a solar) obtiver boa competitividade em relação ao custo total do empreendimento. Se nos atentarmos aos dados dos últimos leilões de energia elétrica brasileira disponibilizados publicamente pela EPE, onde tecnologias como a eólica ganharam espaço (LINARDI, 2010), esta realidade não está tão longe. Países como Alemanha, Espanha e China, investem fortemente em tecnologias renováveis, contribuindo para este cenário (CGEE, 2010).

Este processo pode ser interessante para armazenar energia elétrica na forma de hidrogênio nos casos em que esta energia fosse desperdiçada. Um bom exemplo seria, no caso de PCHs<sup>18</sup> a fio d'água, um alto vertimento hidráulico concomitante com a baixa demanda elétrica instantânea. Grosso modo, há uma tendência no uso da eletrólise para sistemas de PaCs de menor escala para a produção de energia elétrica, geralmente de centenas de kW, e não de MW de potência.

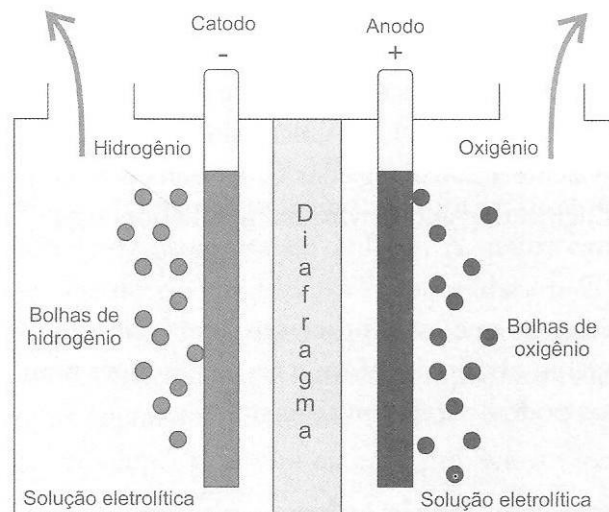
Há plantas industriais, como por exemplo, de alumínio e Soda-Cloro, que produzem H<sub>2</sub> (BASTOS, 2011). Estas também podem utilizar PaCs com o processo de eletrólise.

A pressão da reação da eletrólise não espontânea é 1,0 bar a 299 K, com energia livre de Gibbs ( $\Delta G^\circ$ ) de 237,2 kJ mol<sup>-1</sup>, sendo suas reações as seguintes:



---

<sup>18</sup> PCH (Pequena Central Hidrelétrica) é toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW. Além disso, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km<sup>2</sup>.



**Figura 11: Esquema simplificado do processo de eletrólise padrão**  
 Fonte: LINARDI (2010)

Segundo HARTMUT (1999) e WINTER (2000), existem três diferentes processos de eletrólise:

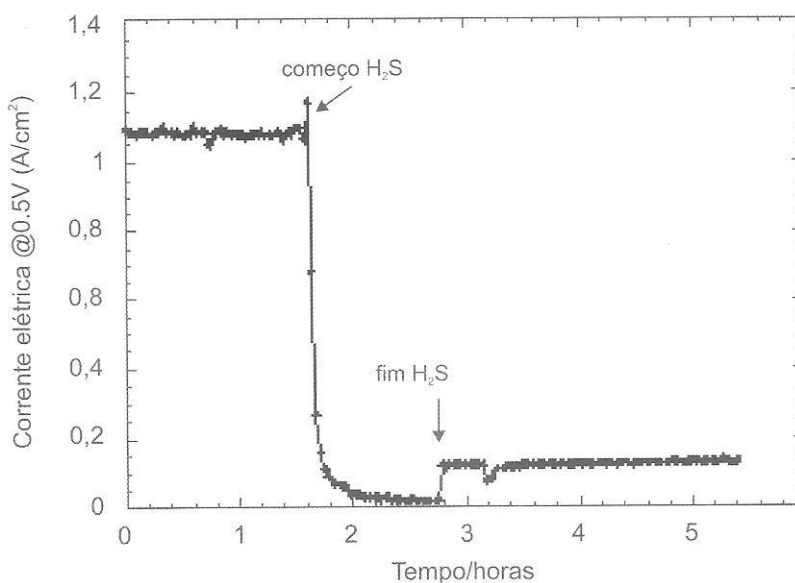
- Eletrólise alcalina, utilizando KOH a 30% e diafragma poroso, com unidades de 10 – 100 – 1000 kW de potência nominal;
- Eletrólise com membrana Nafion, ainda não disponível comercialmente;
- Eletrólise a alta temperatura (vapor), que utiliza as propriedades da zircônia estabilizada com ítria, condutora de íons de oxigênio em temperaturas acima de 800°C. A eletrólise à alta temperatura adiciona a energia necessária para a quebra da molécula de água na forma de calor ao invés de eletricidade, reduzindo bastante o consumo de energia elétrica. Este processo utiliza um dispositivo similar ao das PACOS, chamada SOEC (*Solid Oxide Eletrolysis Cell*). A alimentação compõe-se de uma mistura de vapor de água e hidrogênio a 750-950°C no anodo. Os íons de oxigênio são transportados por um eletrólito por meio de um potencial elétrico, formando assim O<sub>2</sub> no catodo. O fluido de saída é uma mistura de 10% de água e 90% de H<sub>2</sub>, podendo sofrer uma etapa posterior de purificação da água. Como esta utiliza diretamente o calor, sua eficiência global é altíssima. A fonte de calor pode ser um reator de alta temperatura ou um gerador solar adaptado.

Mesmo com os avanços tecnológicos nesta área, a eletrólise da água ainda não é competitiva em relação ao hidrogênio obtido da reforma do metano (gás natural) ou etanol.

#### g) Efeito de contaminantes sobre a pilha a combustível

Segundo SIDNEY (2004) e citado por LINARDI (2010), na interação processador-combustível / pilha a combustível, há de se considerar alguns fatores, como: início de alimentação de combustível, qualidade do produto gasoso fornecido, tempo de acionamento, controle, pressão dos líquidos e fluidos existentes no sistema (combustível, ar ou oxigênio, água), eficiência, perdas de calor e pressão, gerenciamento de calor global, composição do reformado ( $H_2$ , água e CO), temperatura do reformado, consumo de água, qualidade da água adicionada, emissões e comportamento de transientes.

Foi comentado anteriormente que os gases de reforma, não só possuem uma quantidade de CO e outros contaminantes ( $H_2S$ ,  $NH_3$ ,  $CO_2$ , etc), como também causam uma diluição do hidrogênio. Tais efeitos contribuem para a diminuição do tempo de vida da pilha e perda de sua eficiência. Pode-se notar na figura abaixo um decaimento massivo da densidade de corrente de uma PEMFC operando a 0,5V e 80 °C, mediante a introdução de 10 ppm de  $H_2S$  em seu combustível.



**Figura 12: Resultado sobre a densidade de corrente com a introdução de uma mistura de  $H_2$  /  $H_2S$  umidificado, diretamente no anodo de uma PEMFC**

Fonte: SIDNEY (2004)



Tanto o CO, quanto o H<sub>2</sub>S bloqueiam os sítios ativos da Pt em temperaturas abaixo de 180 °C para a reação de oxidação do combustível. Vale lembrar que a Pt é utilizada como catalisador para algumas PaCs, como PEMFCs e PAFCs. Apesar de as MCFCs e PACOS não utilizarem catalisadores, estas são intolerantes ao H<sub>2</sub>S, devido à composição dos materiais do anodo e seu potencial de reação com o referido gás.

### 2.3.3. Armazenamento de Hidrogênio

Grosso modo, há 5 maneiras de se armazenar hidrogênio: forma livre, em materiais a base de carbono, em microesferas de vidro, em zeólitas e em ligas e complexos hidretáveis (LINARDI, 2010, p. 126).

- a. Forma livre: nesta forma, o H<sub>2</sub> pode ser armazenado no estado líquido (criogênico), gasoso (temperatura ambiente) ou em gel. Na forma gasosa, os tanques cilíndricos são de alta pressão (35 a 70 Mpa), variando seu volume e peso em 32 a 150 litros e 29 a 65kg respectivamente. Na forma líquida<sup>19</sup>, este é armazenado em tanques criogênicos com temperatura interna de -253 °C aproximadamente, pesando 40 kg, comportando 90 litros, onde o gás é armazenado com densidade de 70,8 kg/m<sup>3</sup>. Um gel de hidrogênio líquido é obtido pela mistura do gás liquefeito com outros combustíveis para formar o gel. Suas vantagens principais são a segurança, a redução de perdas por evaporação e a alta densidade de combustível.
- b. Em carbono: o hidrogênio pode ser adsorvido em materiais carbonosos como hidrocarbonetos, fulerenos, nanotubos, fibras de carbono ou carbono ativo. Sua densidade volumétrica é de aproximadamente 20 kg/m<sup>3</sup>.
- c. Em vidro: a pressão necessária para o armazenamento em microesferas de vidro variam entre 35 e 70 Mpa, em uma temperatura média de 300 °C. A posteriori, ocorre o resfriamento à temperatura ambiente e transferências a tanques de baixa pressão.
- d. Em zeólitas: são compostas de estruturas microporosas metal orgânico (estruturas ZnO com anéis de benzeno) ou de complexos alumínio-silicatos, em temperatura de 300 °C e pressão de 10 Mpa.

---

<sup>19</sup> Este tipo de armazenamento é muito caro, visto que cerca de 30 a 40% da energia do hidrogênio é utilizada para a liquefação.

- e. Em ligas e complexos hidretáveis: são utilizados hidretos complexos ou borohidretos. Sua temperatura de armazenamento varia de 27°C a 350°C, de acordo com o material utilizado. A principal vantagem para o uso deste método de armazenamento é a segurança provida pelo mesmo, seus sistema compacto e reversibilidade.

Grosso modo, todos os tipos de armazenamento de hidrogênio possuem um custo elevado em comparação ao armazenamento de outros gases, como o metano. Sua curva de aprendizado ainda se encontra em estado inicial, ou seja, esta tecnologia ainda é pouco estudada, em comparação às tecnologias usuais (gás natural, gasolina, dentre outras). Um dos potenciais de desenvolvimentos que podem abrir portas para novas oportunidades quanto ao armazenamento de hidrogênio, contribuindo para a relação custo/benefício e aumentando sua curva de aprendizado, é a nanociência (PUKAZHSELVAN, KUMAR e SINGH, 2012).

#### **2.3.4. Inversor**

Uma pilha a combustível, diferentemente de um gerador a combustão, produz eletricidade em corrente contínua (CC). Grosso modo, toda a energia elétrica contratada proveniente do SIN é dada em corrente alternada (CA). Todos os eletroeletrônicos utilizados no dia-a-dia estão preparados para receber CA, apesar de operarem em CC. Assim, ocorre a necessidade de modificar a corrente elétrica através de um inversor. Este pode funcionar no modo autônomo ou monitorado (ALDABÓ, 2004).

*“O inversor é o principal equipamento de interface entre o sistema de pilhas a combustível e a rede elétrica convencional. Ele age como um regulador de tensão e frequência para a carga final”* (ALDABÓ, 2004). O mesmo autor explicita os três tipos de inversores:

- Inversor síncrono: utiliza a rede elétrica convencional como um sistema de armazenamento. Quando está autossuficiente em energia, sua fonte de eletricidade é exclusivamente a PaC. Se a instalação utilizar mais energia que o sistema pode fornecer, a concessionária supre a diferença.
- Inversor isolado: converte a energia CC do sistema para CA e apresenta três formas básicas de saída: onda quadrada, que possui menor custo e eficiência que

os outros tipos e não possui uma boa relação custo-benefício; onda quadrada modificada, sua capacidade para *surges*<sup>20</sup> permite a utilização em partida de grandes motores, enquanto sua alta eficiência também faz dele uma fonte econômica para alimentar pequenas cargas; e onda senoidal, detentora do maior custo dentre todas, esta é encontrada no mercado com capacidade que varia, grosso modo, de 2.500 W a 5.500 W, podendo ser sincronizada para trabalhar em conjunto, fornecendo até 11 kW.

- Inversor multifunção: realiza as funções do inversor síncrono e isolado. Normalmente ele é conectado às PaCs, à rede elétrica convencional e ao centro de distribuição da instalação.

Em geral, PaCs de pequeno porte (potência baixa), possuem corrente de saída bifásica. LINARDI (2010) comenta que esta é uma tecnologia já bem desenvolvida e não confere impedimento tecnológico para a inserção das PaCs. Todavia, esta é mais um custo do sistema, podendo ser uma barreira econômica.

### **2.3.5. Trocador de calor**

Apesar de as PaCs não serem máquinas térmicas, calor pode ser produzido no processo de operação em grande quantidade. No caso em que sua geração é baixa, o calor deve ser removido do sistema. Contudo, há PaCs, como principalmente as PACOS e MCFCs, que operam a temperaturas elevadas. Elas podem utilizar este calor considerado de alta qualidade para produzir vapor ou convertê-lo para eletricidade via turbina a gás, ciclo de vapor ou combinação dos dois processos. Estes processos serão aprofundados no subcapítulo “*Cogeração*” desta dissertação.

O calor gerado pode ser trocado com óleo, água ou ar, como fluido refrigerante. Ele, quando retirado do conjunto de pilhas, é trocado em um circuito secundário, como água, ou é utilizado diretamente para aquecimento residencial, como mostrou WENDT (1999). LINARDI (2010) comenta que um gerenciamento energético entre a instalação do processamento de gás e o conjunto de pilhas é um fator importante para a eficiência global de 1ª lei da instalação.

---

<sup>20</sup> *Surges* é o nome dado para as sobrecargas que ocorrem num motor de indução

### 2.3.6. Sistema operacional

*“O sistema operacional de uma PaC consiste em todos os dispositivos de acionamento, controle e de segurança, que permitem uma operação das pilhas com as especificações, dependendo da sua aplicação” (LINARDI, 2010).*

Diferentemente dos sistemas para aplicações móveis, os sistemas de aparelhos estacionários são menos sofisticados e não necessitam possuir rápida resposta. Para instalações estacionárias, pode-se afirmar o sistema abrange todos os parâmetros de operação de todas as partes da instalação, analisa-os, gerencia a instalação química e reconhece falhas no próprio processo num curto intervalo de tempo (alguns minutos). Quando há a ocorrência de falhas, um alarme é disparado e, em seguida, o desligamento da PaC é procedido automaticamente de maneira ordenada e suave<sup>21</sup>.

Dependendo do sistema, este pode ser programado a fim de mudar e avisar sobre mudanças de solicitação de potência. Dados importantes, como variação de potência, combustível utilizado, dentre outros, podem ser armazenados durante 24 horas e transmitidos a outro sistema de dados, facilitando um diagnóstico remoto ou uma busca de falhas.

### 2.4. Cogeração

Grande parte dos geradores convencionais possui uma eficiência térmica de 1ª lei em torno de 40% (AL-SULAIMAN, HAMDULLAHPUR e DINCER, 2011). Ou seja, cerca de 60% da energia do combustível é perdida na forma de calor. Em geral, geradores de pequeno porte se utilizam de combustíveis fósseis como fonte de energia. Logo, procurar um sistema mais eficiente está se tornando mais crucial, no ponto de vista econômico e ambiental, principalmente devido à utilização dos combustíveis fósseis que contribuem para o incremento de emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE).

Assim, a cogeração<sup>22</sup> surge como uma alternativa não só viável economicamente, como também eficiente do ponto de vista energético. Em sistemas de

---

<sup>21</sup> Este procedimento foi descrito com base do sistema de instalação de uma PAFC da UTC, segundo WENDT (1999).

<sup>22</sup> Alguns autores, como Al-Sulaiman, referem-se à cogeração mais especificamente como trigeração (trigeneration) pelo fato de esta possuir uma combinação de resfriamento, aquecimento e produção

cogeração, o calor rejeitado pelo sistema, como por exemplo, o calor proveniente da combustão interna de um gerador, é utilizado para o resfriamento ou aquecimento de um composto ou líquido. Este se dá através de um trocador de calor, no caso de aquecimento, ou um “chiller de absorção”, caso o líquido necessite de resfriamento.

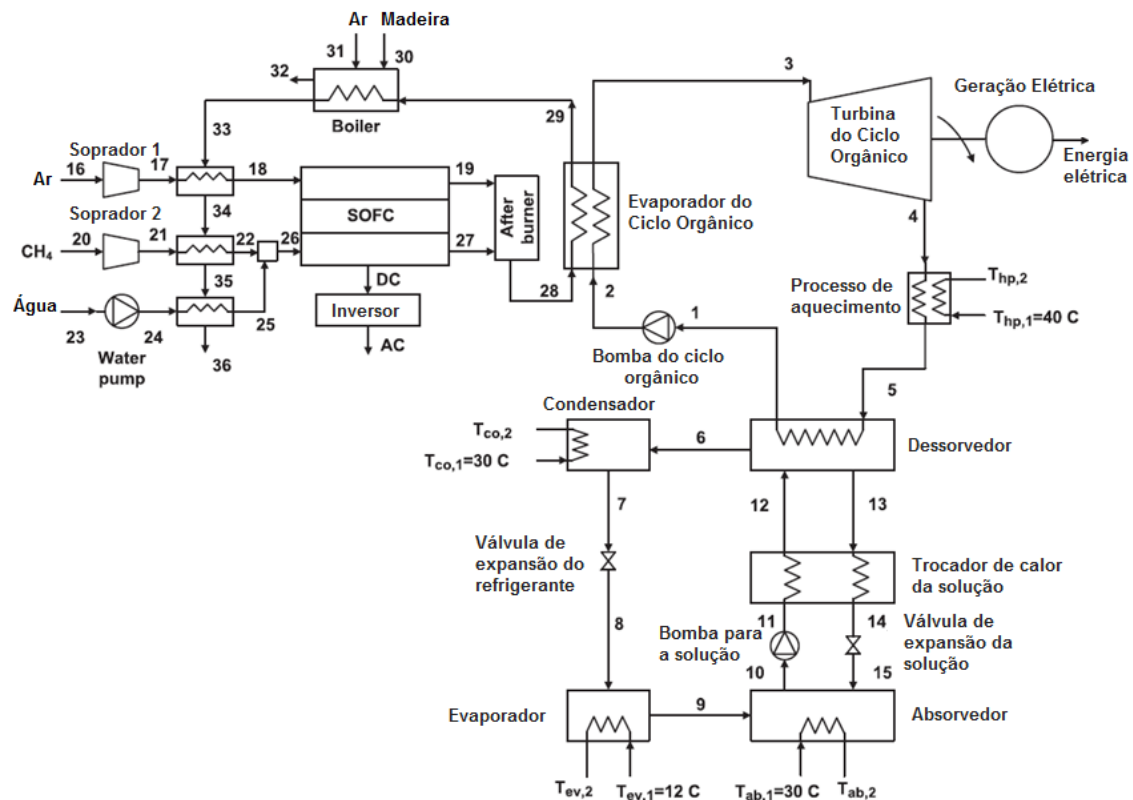
Em suma, o calor produzido no processo de obtenção de energia elétrica pelas PaCs pode ser aproveitado para aquecimento de água ou vapor a baixa pressão. Uma boa PaC, para tal aproveitamento energético, é a PACOS que opera a temperaturas de até 1000°C e frequentemente produz gás de exaustão com temperatura em torno de 815°C, segundo ADABÓ (2004). Temperaturas neste nível podem produzir, mediante trocadores de calor, um vapor de alta qualidade a 540°C. Este é mais apropriado para a utilização em ciclo a vapor (ALDABÓ, 2004).

Muitos complexos industriais e empreendimentos de grande porte, como museus, hospitais, shoppings e hotéis, utilizam em sua operação uma quantidade de vapor variável, como visto em MATELLI (2001), NATURESA (2005) e FERGUSON *et al* (2004). Este vapor (ou gás de exaustão) pode ser produzido numa diversidade de processos, como por exemplo, na fabricação de um produto, em ares-condicionados centrais, na manutenção de equipamentos, dentre outros.

Há autores, como AL-SULAIMAN (2011) e CHUNG TSE *et al* (2011), que defendem a inserção de sistemas de cogeração combinando PaCs com geradores de eletricidade em ciclo Rankine, a fim de alcançar uma eficiência total bem elevada. A título de curiosidade, segue abaixo a figura esquemática de um sistema de cogeração que se utiliza de uma turbina em ciclo Rankine orgânico e PACOS com aproveitamento do exaustor da turbina para refrigeração de um ciclo de refrigeração por absorção.

---

elétrica num mesmo sistema energético. Há outros que se referem como CHP (combined heat & power), como por exemplo, a IEA.

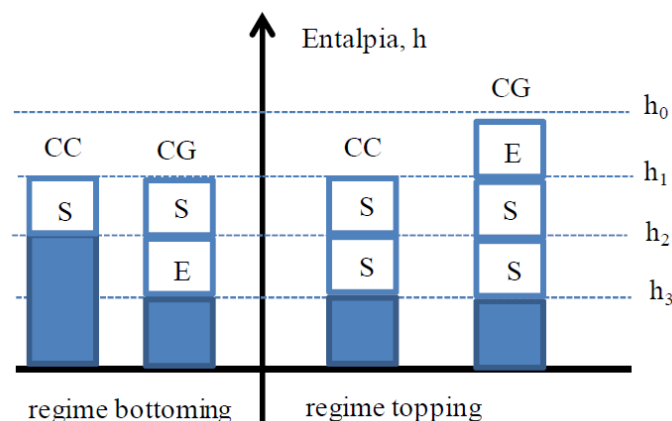


**Figura 13: Sistema de trigeração possuindo turbina a vapor e PACOS.**


Fonte: CHUNG TSE *et al* (2011)

#### 2.4.1. Regimes e estratégias de uma planta de cogeração

Em primeira instância, deve-se definir qual o regime da planta de cogeração, ou seja, qual é a demanda principal que se quer atender. Quando a prioridade é a demanda térmica, sendo usados os rejeitos desta para suprir a demanda eletromecânica, é dito que a planta opera em regime *bottoming*. Caso o atendimento à demanda eletromecânica tiver maior prioridade, diz-se que o ciclo opera em regime *topping*. Segundo BASTOS (2011), no regime *topping*, faz-se necessário que uma massa adicional de combustível seja queimada para que o nível entálpico  $h_o$  seja alcançado. Em outras palavras, grosso modo, se faz necessário gerar o vetor energético (vapor, por exemplo) a um maior nível de pressão. É importante ressaltar que a maioria dos processos industriais demanda baixos níveis entálpicos, abaixo dos níveis necessários para a geração eletromecânica. Logo, é possível dizer que o regime *bottoming* apresenta aplicações limitadas, diferente do regime *topping*.



**Legenda:**

CC - central convencional     - Energia rejeitada ao ambiente  
CG - central de cogeração

**Figura 14: Níveis de geração em regime bottoming e topping.**  
Fonte: BASTOS (2011)

De maneira geral, há quatro estratégias de operação para centrais, segundo BALESTIERI (BASTOS, 2011 apud BALESTIERI, 1994):

- Atendimento da demanda térmica (paridade térmica);
- Atendimento da demanda eletromecânica (paridade elétrica);
- Despacho econômico;
- Retirada da central de cogeração do sistema.

No Brasil, não há a prática consolidada quanto à negociação de vapor, tornando o atendimento da demanda térmica, geralmente, prioritário. Todavia, há casos em que a central de cogeração pode atender apenas parcialmente a demanda térmica, sendo complementado por uma unidade auxiliar. Grosso modo, a paridade elétrica e térmica são as estratégias mais utilizadas, sendo ditas assim, estratégias básicas.

No caso de paridade térmica, a central de cogeração opera de acordo com a quantidade de energia térmica demandada pela planta de processo, podendo ou não haver entrada de calor fornecido pelas caldeiras de unidade auxiliar (caso típico quando há alta demanda de calor). Neste caso, a eletricidade fica em segundo plano, podendo ser importada ou exportada, dependendo da necessidade desta para o empreendimento.

A estratégia adotada pela paridade elétrica (demanda eletromecânica) é, basicamente, o oposto. Em outras palavras, a central de cogeração atende às necessidades da planta de processo regida pela curva de demanda eletromecânica. *“O calor liberado como decorrência deste processo é usado para atender a demanda térmica e as caldeiras da unidade auxiliar podem ser usadas como suplemento, se necessário, ou o calor pode ser eliminado da planta se houver excesso”* (BASTOS, 2011).

O despacho econômico se refere ao funcionamento da central de cogeração apenas em momentos cuja tarifa de energia paga pelo empreendimento seja maior que a possivelmente paga pela utilização da central de cogeração, gerando um retorno positivo, de interesse do investidor.

Vale lembrar que uma central de cogeração pode ficar desconectada nos casos em que não houver economicidade em sua operação, ainda que isto implique em custos devido à ociosidade dos equipamentos.

Segundo SZKLO (2001), podemos observar as diferenças, em questão de conservação de energia de processos de abordagem convencional e de cogeração, mediante as duas estratégias básicas.

Os sistemas de cogeração se justificam na 1ª Lei da Termodinâmica, visto que o processo de geração de duas ou mais formas de energia útil, a partir da mesma energia primária, resultam em menor consumo, quando comparado à geração termoelétrica convencional. Como explicitado por SZKLO (2001), a redução de emissões atmosféricas e a alternativa para expansões da capacidade centralizada de geração pode ser uma forte razão para a implementação do sistema. A cogeração pode ainda ser escolhida mediante a segurança energética que esta fornece, como dito por BASTOS (2011, Apud Adamantiades e Kessides, 2009), uma vez que a dependência da importação de energia possui um risco de aumento radical dos preços e/ou risco de interrupção.



**Tabela 3: Conservação de energia via cogeração**

Parâmetro	Abordagem Convencional	Cogeração	
		(1) Paridade Elétrica	(2) Paridade Térmica <sup>(1)</sup>
Consumo total de combustível ( $Q_F$ )	$[(Q_E/\eta_P) + (Q_C/\eta_B)]$	$\frac{Q_E}{\eta_{MT}} + \frac{(Q_C - Q_E/\beta)}{\eta_B}$	$\frac{Q_{CMT} \cdot \beta}{\eta_{MT}} + \frac{(Q_E - Q_C \cdot \beta)}{\eta_P}$
Eficiência Global <sup>(2)</sup> ( $\eta_g$ ) $\eta_g = (Q_E + Q_C)/Q_F$	$\frac{\alpha + 1}{\left(\frac{\alpha}{\eta_P} + \frac{1}{\eta_B}\right)}$	$\frac{\alpha + 1}{\left(\frac{\alpha}{\eta_{MT}} + \frac{(1 - \alpha/\beta)}{\eta_B}\right)}$	$\frac{\alpha + 1}{\left(\frac{\beta}{\eta_{MT}} + \frac{(\alpha - \beta)}{\eta_P}\right)}$
Conservação de Energia ( $\Delta Q_F/Q_F$ )	—————	$1 - \frac{\left(\frac{\alpha}{\eta_{MT}} + \frac{1 - \alpha/\beta}{\eta_B}\right)}{\left(\frac{\alpha}{\eta_P} + \frac{1}{\eta_B}\right)}$	$1 - \frac{\left(\frac{\beta}{\eta_{MT}} + \frac{\alpha - \beta}{\eta_P}\right)}{\left(\frac{\alpha}{\eta_P} + \frac{1}{\eta_B}\right)}$

Legenda:  $\alpha$  (fator alfa) =  $Q_E/Q_C$ ;  $\beta$  (fator beta) =  $Q_{EMT}/Q_{CMT}$ . Na paridade elétrica,  $Q_E$  é igual a  $Q_{EMT}$ ; na paridade térmica,  $Q_C$  é igual à  $Q_{CMT}$ .

Notas: (1) As expressões apresentadas neste quadro, somente são válidas quando o fator alfa é maior do que o fator beta ou quando não há geração de excedentes elétricos no sistema de cogeração operando em paridade térmica; (2) Como mostra a expressão, trata-se da eficiência de 1ª Lei da Termodinâmica

Fonte: Szklo, 2001

Há autores, como SZKLO (2000) e PERPEMANS *et al.* (2001 apud BASTOS, 2005), que discutem o impacto positivo desses sistemas quanto a redução de possíveis *blackouts*<sup>23</sup> tanto em risco, quanto em custo. Este problema ganhou atenção no Brasil, principalmente depois do *blackout*, conhecido como a crise do apagão<sup>24</sup>. De maneira geral, o dimensionamento elétrico do SIN é feito de modo a atender a demanda máxima projetada em diversos cenários em 95% do tempo (TOLMASQUIM e FARIAS, 2011). SZKLO *et al.* (2000) mostram que uma unidade de cogeração pode se tornar viável, mesmo em condições de ausência de incentivo. Se considerarmos uma probabilidade de *blackout* de 9% na simulação, a taxa de retorno da inserção do sistema sai de 0% para 41% em shoppings centers.

Segundo BASTOS (2011 apud CHP CLUB, 2002), as razões para uma empresa considerar a possibilidade de construção de uma planta de cogeração são as seguintes:

- Os custos de energia e outras utilidades devem ser mantidos em níveis mínimos e que garantam a condução ótima do negócio;
- As legislações sobre o controle e prevenção de poluição estão cada vez mais restritivas;

<sup>23</sup> Interrupção inesperada do fornecimento de eletricidade e/ou outros energéticos.

<sup>24</sup> A crise do apagão foi uma crise nacional ocorrida no Brasil, que afetou o fornecimento e distribuição de energia elétrica. Ocorreu em 1 de julho de 2001 e 27 de setembro de 2002.

- Empresas necessitam, cada vez mais, demonstrar para seus clientes e sociedade em geral que seus negócios são ambientalmente e socialmente sustentáveis.

O objetivo de unidades de cogeração é possuir altas razões potência/calor, dado a maior qualidade, conseqüentemente, maior valor da eletricidade, e baixas taxas de *heat rate*<sup>25</sup>. Isto significa menos consumo de combustível (BASTOS, 2011). Na Tabela 4 é possível observar típicos valores de *heat rate* para cada sistema, representando a quantidade de combustível que deve ser fornecida a sistemas de cogeração produzindo a mesma potência e calor que as opções convencionais.

---

<sup>25</sup> Relação entre energia química contida no combustível consumido e calor e eletricidade fornecidos pelo sistema.

**Tabela 4: Comparação entre sistemas de cogeração e geração convencional de eletricidade e vapor**

	Taxa de geração de eletricidade por energia primária consumida <sup>1</sup>	Razão Eletricidade / Calor <sup>2</sup>	Taxa total de geração de energia por energia primária consumida <sup>3</sup>	Taxa de consumo de energia primária para geração independente de calor (carvão) <sup>4</sup>	Taxa de consumo de energia primária para geração independente <sup>5</sup> (ciclo combinado)
Termelétrica convencional a carvão	2,3				
Ciclo Combinado	1,8				
Cogeração industrial convencional <sup>6</sup>	5,0	0,3	1,1	1,36	1,25
Cogeração industrial a ciclo combinado	2,4	0,9	1,15	1,67	1,43
Cogeração para aquecimento distrital convencional	2,9	0,6	1,1	1,55	1,36
Cogeração ciclo combinado para aquecimento distrital	2,1	1,1	1,1	1,73	1,47
Caldeiras para geração de vapor / carvão			1,1		
Caldeiras para geração de vapor / óleo combustível			1,1		
Caldeiras para geração de vapor / gás			1,1		

1 Combustível Utilizado (PCI) / Eletricidade gerada

2 Energia Elétrica gerada / Energia térmica gerada

3 Combustível consumido (PCI) / Calor + Eletricidade produzidos

4 Combinação da taxa de consumo de combustível para geração de calor e eletricidade separados em plantas de geração termelétrica convencional e caldeiras para geração de vapor respectivamente.

5 Combinação da taxa de consumo de combustível para geração de calor e eletricidade separados em plantas de geração termelétrica com ciclo combinado e caldeiras para geração de vapor respectivamente.

6 Vapor produzido de 80bar e 480°C; contrapressão de 4bar

Todos os valores estão baseados em operação a carga nominal

Fonte: BASTOS (2011), apud Finnish Environment Institute (2001)

#### 2.4.2. Barreiras à cogeração

Há inúmeras possíveis justificativas para a instalação de centrais de cogeração de energia. Contudo, existem também diversas barreiras de mercado que impedem não só sua instalação, como também seu desenvolvimento. Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE, 2009), grande parte dos países como Brasil, China, México não possui incentivos financeiros substanciais para que se atinjam os potenciais de cogeração num dado período de tempo (ambos estipulados pela AIE). Para tal, se faz necessário o uso de políticas direcionadas, a fim de favorecer o uso de sistemas de cogeração. As barreiras identificadas pela AIE (2009) são:

- Questões econômicas e de mercado, relativas à dificuldade de garantir um valor justo ao preço da eletricidade exportada para a rede;
- Questões de regulamentação, relativas a não transparência, procedimentos inconsistentes de interconexão e as tarifas de *backup*<sup>26</sup>;
- Questões de ordem política/social, particularmente em relação à falta de conhecimento por parte da sociedade em relação aos benefícios da cogeração;
- Dificuldades de integrar os benefícios relativos à redução de emissões de Gases do Efeito Estufa com o comércio de carbono ou outras regulações, devido à cogeração ter um status de tecnologias combinadas que incluem calor e potência.

Há alguns países que criaram mecanismos para transpor barreiras à cogeração, como os Estados Unidos, criando o *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), em 1978. Esta lei buscava reduzir a dependência de combustíveis fósseis incentivando a eficiência da cogeração e incorporando fontes renováveis. Como esses potenciais energéticos estavam em mãos de pessoas, empreendimentos ou empresas fora das concessionárias, o PURPA tornou obrigatória a compra da eletricidade produzida desta forma pelas concessionárias, segundo uma regra de preço definida. Esta lei abria a oportunidade da geração elétrica a novos produtores, aumentando a competitividade neste segmento do serviço e incentivando, direta e indiretamente, a cogeração.

Outro país que procura enfrentar fortemente as barreiras existentes à cogeração é a Holanda. O estudo da AIE (2007) identifica, na Holanda em particular, a dificuldade de integração dos benefícios relativos à redução de GEEs com a prática da cogeração.

---

<sup>26</sup> Tarifa paga pela demanda contratada durante o período de manutenção anual dos equipamentos de cogeração, também conhecida como tarifa de reserva.

Apesar de procurar incentivar a cogeração alterando diversas vezes os subsídios *feed-in* no país, estas alterações geraram incertezas aos investidores, tornando-os receosos. Vale lembrar que o crescimento da cogeração se dá com políticas governamentais que possuem como premissa a garantia da estabilidade (AIE, 2007).

Uma pesquisa realizada por empreendedores brasileiros revelou que há, cinco barreiras que impedem a implementação de sistemas de cogeração no Brasil (SZKLO, 2001 *apud* TOLMASQUIM, 1999):

- *Tarifa de backup*: a manutenção anual dos equipamentos de cogeração exige que, para certos períodos do ano, seja contratada uma demanda suplementar de reserva (backup). Embora estas tarifas, que representam demandas intermitentes, devam ser maiores do que as praticadas na contratação usual da demanda são elas, grosso modo, bastante elevadas com relação ao que seria justo e razoável para a cogeração, segundo SZKLO (2001). Além disso, não há garantia que essa energia de backup seja disponibilizada pelas usinas no período de manutenção da unidade de cogeração.
- *Venda do excedente de energia elétrica de cogeração*<sup>27</sup>: o Brasil ainda não possui uma regulamentação adequada no que diz respeito à venda de energia elétrica gerada por produtores independentes. Duas são as formas de comercializações possíveis dos excedentes elétricos cogeraçados, segundo BASTOS (2011). A primeira refere-se à energia firme que pode ser disponibilizada a rede, já a segunda à energia interruptível.
- *Tarifas de gás e eletricidade*: o preço do gás natural e as taxas de energia elétrica constituem a barreira mais sólida existente no Brasil. A eletricidade economizada ou disponibilizada na rede representa uma receita para o investidor em cogeração, e o consumo de combustível representa um custo. Como o gás natural é o combustível mais utilizado em plantas de cogeração e seu preço possui uma variabilidade alta, este se torna uma forte barreira para sistemas de cogeração. A redução das tarifas de eletricidade do potencial cogeraçador, segundo SZKLO (2001), foi uma das principais estratégias das concessionárias de energia elétrica para desestimular a entrada de concorrentes no sistema. Há alguns estados que, por intermédio de agências reguladoras e leis homologadas,

---

<sup>27</sup> Como o objeto de estudo desta dissertação é a inserção da PaC como um sistema complementar de energia, esta barreira não constitui, de fato, um empecilho.

incentivam o uso da cogeração. O Rio de Janeiro, por exemplo, possui uma tarifa diferenciada para empreendimentos que possuam cogeração<sup>28</sup> (AGENERSA, 2013).

- *Financiamento e taxa de juros da economia*: devido às altas e oscilantes taxas de juros praticadas mediante a economia brasileira, os financiamentos disponíveis no país possuem condições desfavoráveis. Em geral a taxa de juros brasileira se encontra entre 10% e 12%. Entretanto, no que se diz respeito a juros real, a taxa brasileira alcançou 4,8% ao ano. Vale lembrar que países como a Rússia, China e Índia tiveram taxa de juros real negativa (-3,77%, -0,56% e -2,03% respectivamente).
- *Taxa de câmbio*: a cotação dos equipamentos de cogeração e do gás natural resulta em uma considerável incerteza para o investidor. No ano de 2010 o dólar esteve cotado em valores considerados baixos, sobretudo pelo setor de exportação, entretanto, o caráter flutuante do câmbio brasileiro confere incerteza para investimentos de longo prazo (BASTOS, 2011).

ALCAIDE *et al* (2006) comenta que há vários estudos científicos indicando que as PaCs ainda se encontram como uma tecnologia muito incipiente com relação à cogeração. Contudo, há um campo comercial emergente devido aos recentes desenvolvimentos das PaCs.

#### **2.4.3. Cogeração das PaCs**

As PaCs economicamente passíveis de se realizar a cogeração são as que operam a altas temperaturas. Segundo PIRKANDI (2012), a PACOS é a melhor escolha para produção de energia dentre as tecnologias de PaCs existentes. Como dito anteriormente, estas são conhecidas por sua alta eficiência, baixa poluição ambiental, alta densidade de potência, de não produção de vibração ou barulho (REJALT, 2010).

A PaC mais eficiente, tanto em termos de 1ª como de 2ª Lei, é a PACOS, pois sua maior temperatura de operação permite uma recuperação de calor maior (MATELLI, 2001). “É interessante notar que, embora o sistema baseado em PACOS

---

<sup>28</sup> Tarifa diferenciada concedida apenas pela CEG. Esta tarifa atinge apenas os municípios: Rio de Janeiro, de Belford Roxo, Duque de Caxias, Guapimirim, Itaboraí, Itaguaí, Japeri, Magé, Maricá, Mesquita, Mangaratiba, Niterói, Nilópolis, Nova Iguaçu, Paracambi, Queimados, São Gonçalo, São João de Meriti, Seropédica e Tanguá.

*seja o mais eficiente, o sistema baseado em MCFC apresenta o menor consumo de gás. Isso se deve ao fato dos gases de exaustão da câmara de combustão serem admitidos no cátodo a uma temperatura inferior à temperatura de operação da PACOS, promovendo seu resfriamento” (MATELLI, 2001, p. 50, 51).*

## **2.5. Sistemas de Refrigeração**

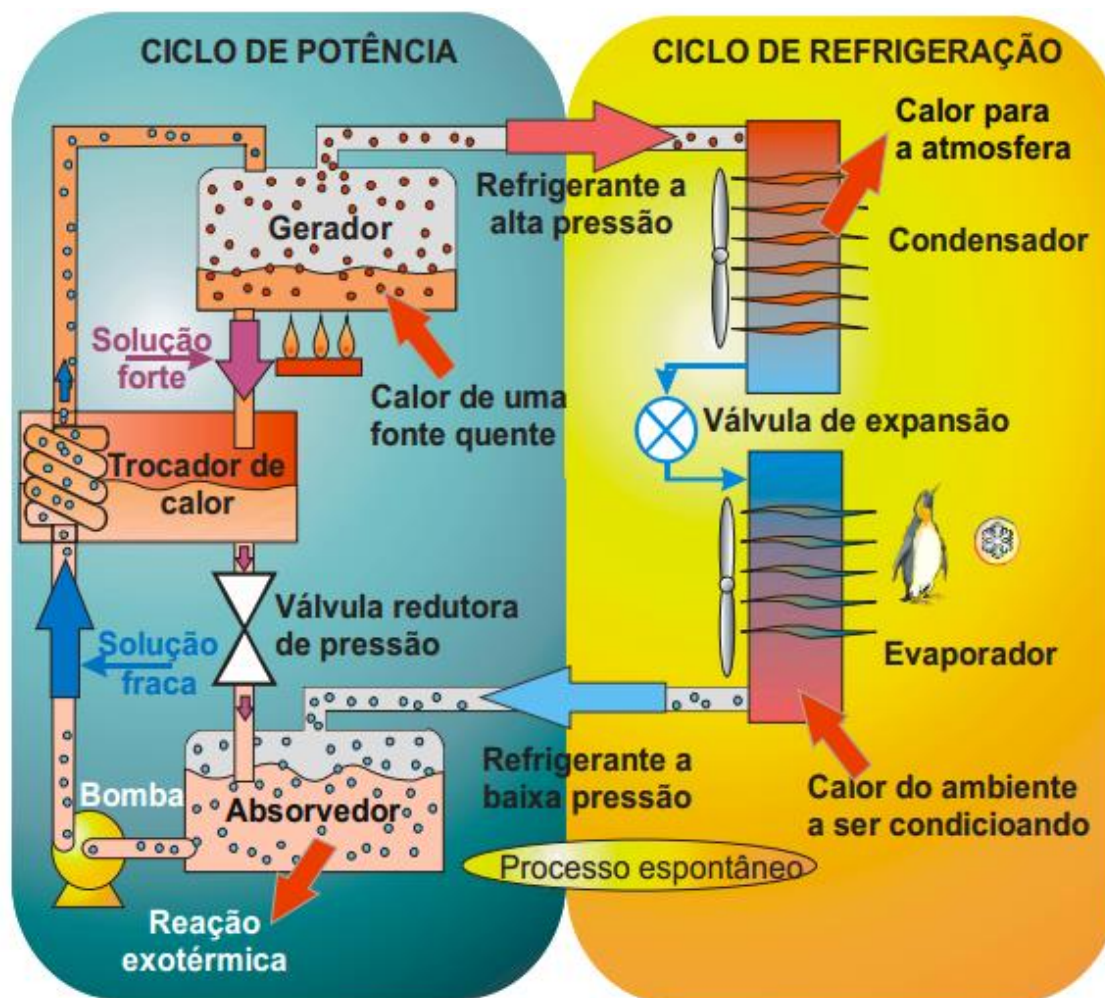
Os dois tipos mais comuns de sistemas de refrigeração a vapor são: o ciclo por compressão, também conhecido como ciclo operado a trabalho, e o ciclo por absorção, também referido como ciclo operado a calor. (SAKATSUME, 2004). Há outros ciclos de refrigeração que estão sendo desenvolvidos, tais como a refrigeração termoelétrica, presente em geladeiras portáteis termoelétricas, refrigeração por Ciclo Stirling e refrigeração por adsorção (SAKATSUME, 2004).

### **2.5.1. Ciclo de refrigeração por absorção**

Os principais componentes do ciclo de refrigeração por absorção com uso de brometo de lítio (BrLi) e H<sub>2</sub>O estão representados na Figura 15 e são (CASEIRO e FRANÇA, 2008):

- Evaporador: onde é arrefecida a água de refrigeração. O fluido refrigerante evapora ao absorver calor dos tubos onde circula a água de refrigeração.
- Absorvedor: onde o vapor de água é absorvido por uma solução, geralmente de brometo de lítio. O calor libertado no processo de absorção é dissipado através da passagem dos tubos de água do condensador ao atravessarem o absorvedor.
- Gerador: onde é fornecido o calor pela fonte quente, de forma a separar novamente o vapor de água da substância absorvente e a reconcentrar a solução.

- Condensador: onde o vapor de água produzido no gerador é condensado pela água do condensador que circula nesta seção.



**Figura 15: Princípio básico de uma máquina de refrigeração por absorção**  
 Fonte: SOECKER (1985), apud SAKATSUME (2004)

A refrigeração por absorção consiste em um par de substâncias em que uma é a solução e a outra é o refrigerante. A solução absorve o refrigerante, o que resulta em uma queda de pressão no sistema. Para compensar a queda de pressão, o refrigerante vaporiza (SAKATSUME, 2004).

Durante o processo de vaporização, o refrigerante absorve calor, esta é uma reação endotérmica. Este processo continua enquanto que a solução ainda seja capaz de absorver o refrigerante. A absorção do refrigerante pela solução absorvedora é um processo exotérmico (SRINKHIRIN, APHORNARATANA e CHUNGPAIBULPATANA, 2001). Desta forma é necessário retirar o calor a fim de manter o processo de absorção. Para reverter este processo, após a saturação da solução

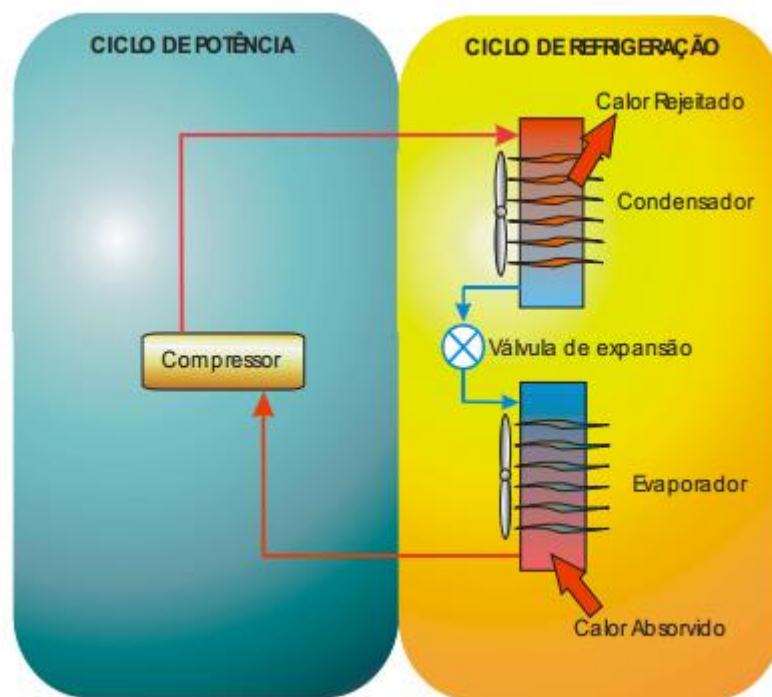


com o refrigerante, é preciso fornecer calor para a solução. No processo de aquecimento, o refrigerante é liberado da solução. Para liquefazer o refrigerante, é necessário que se retire calor (SAKATSUME, 2004).

O sistema de refrigeração por absorção consome menos energia elétrica do que o sistema de compressão de vapor, pois o trabalho realizado para comprimir um líquido é menor do que o trabalho realizado para comprimir um vapor. Neste caso, embora a COP do sistema de absorção seja menor do que o do sistema de compressão, o primeiro representa uma possibilidade de substituição de eletricidade (energia de alta qualidade) por calor residual (energia de baixa qualidade), o que representa um ganho de eficiência de 2ª Lei. O que torna a refrigeração por absorção interessante é a possibilidade de se utilizar o calor da cogeração (SAKATSUME, 2004).

### 2.5.2. Ciclo de refrigeração por compressão

O ciclo de refrigeração por compressão pode ser estudado de acordo com as características termodinâmicas de seus equipamentos. Por intermédio dele, pode-se acompanhar o desempenho de um equipamento de refrigeração e o mesmo é ilustrado na Figura 16 (GARCIA, FILHO e MENDOZA, 2007).



**Figura 16: Ciclo de refrigeração por compressão**  
Fonte: SOECKER (1985), apud SAKATSUME (2004)

Iniciando com o fluido refrigerante que é comprimido no compressor no estado de vapor superaquecido, onde sua pressão e sua temperatura são aumentadas seguindo, posteriormente, diretamente para o condensador. Neste, por sua vez, o calor ganho no processo de compressão é rejeitado para o meio exterior, ocasionando assim o resfriamento do fluido e a mudança da fase vapor para líquida. Deixando o condensador, no estado de líquido subresfriado, o fluido segue para o dispositivo de expansão (no caso, a válvula de expansão termostática) que provoca uma queda de pressão, responsável também pela queda da temperatura, passando logo a seguir pelo evaporador que absorve calor do meio a ser resfriado causando o efeito frigorífico. O fluido de trabalho, então, muda de fase (líquido-vapor) saindo deste como vapor superaquecido, para retornar ao compressor, iniciando novamente o ciclo (GARCIA, FILHO e MENDOZA, 2007).

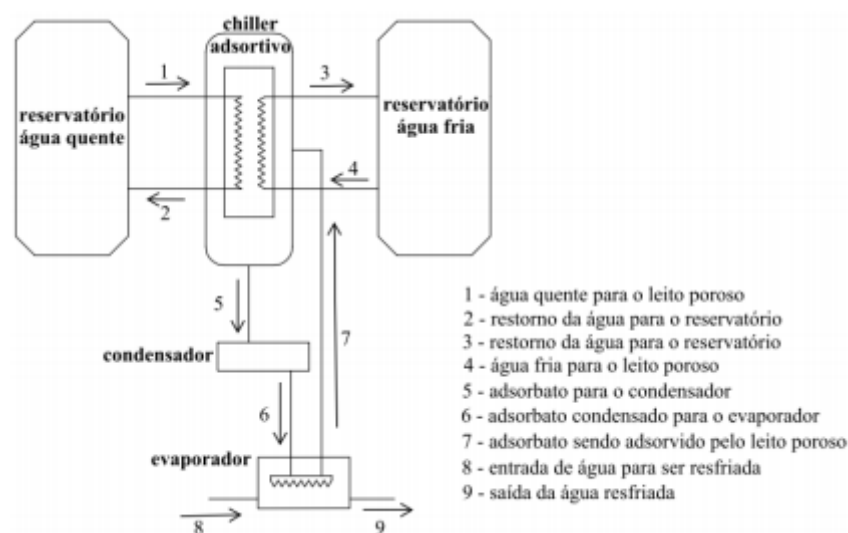
### **2.5.3. Sistema de Refrigeração por adsorção**

A adsorção é um fenômeno de adesão reversível, da qual resulta a acumulação de uma substância gasosa ou dissolvida na superfície de um corpo, tipicamente uma superfície constituída por um material poroso. Quando as moléculas da substância são fixadas, libertam energia: a adsorção é um processo exotérmico. A diferença entre adsorção e absorção reside no fato de que, neste último processo, o fluído mistura-se com o absorvente para formar uma solução (CASEIRO e FRANÇA, 2008).

O processo de refrigeração por adsorção é composto por um boiler (reservatório térmico), que tem como finalidade armazenar água quente usada para regeneração do leito adsorativo. Esta água é aquecida através de resistências elétricas que encontram-se dentro do boiler, mantendo desta forma, o fluído térmico (água) na temperatura constante desejada (VIEIRA *et al.*, 2012).

Os chillers de adsorção utilizam apenas água como refrigerante e um gel de sílica como adsorvente. Os chillers de adsorção com gel de sílica podem funcionar com temperaturas inferiores a 80° C, o que os torna mais interessante do que os chillers de absorção em aplicações onde a fonte de calor é de baixa temperatura, como por exemplo integrados com sistemas solares térmicos (CASEIRO e FRANÇA, 2008).

O chiller adsorativo é composto por tubos aletados, um condensador e um evaporador que estão acoplados ao chiller. O fluido térmico que está adsorvido no adsorvente (gel de sílica) é condensado e transferido para o evaporador. Quando o leito poroso atinge a temperatura máxima, a água fria é liberada e passa sobre o mesmo, promovendo o rápido resfriamento e consequentemente a adsorção do adsorbato (água) que se encontra no evaporador, produzindo o efeito frigorífico desejado (VIEIRA *et al.*, 2012). Na Figura 17 é mostrado um esquema simplificado do funcionamento do sistema. Resultados experimentais utilizando tubos de calor em chiller adsorativos tem mostrado que são muito eficientes em sistemas de refrigeração por adsorção (WANG, 2008).



**Figura 17: Esquema do sistema de resfriamento de água utilizando um chiller adsorativo**  
 Fonte: VIEIRA *et al* (2012)

## 2.6. Experiência Internacional

Por iniciativa dos Estados Unidos, através de seu Departamento de Energia (DOE), foi estabelecida em novembro de 2003 a Parceria Internacional para a Economia do Hidrogênio (IPHE), sendo esta parceria um esforço internacional com propósito de organizar e efetivamente implementar a pesquisa internacional, o desenvolvimento, as atividades de utilização comercial e demonstração, relacionadas ao hidrogênio e a tecnologia das pilhas a combustível (CGEE, 2010).

A IPHE foi concebida para ser um fórum para políticas avançadas, normas e padronizações técnicas comuns que podem acelerar a transição a custo efetivo para uma

economia do hidrogênio, educar e informar os interessados e o público em geral dos benefícios e desafios, integrando as tecnologias relacionadas ao hidrogênio no mercado. Segundo o Centro de Gestão de Estudos Estratégicos (CGEE, 2010), mais de dezoito países compõem a IPHE, dentre eles Alemanha, Brasil, Canadá, China, Estados Unidos, Japão, Reino Unido, Nova Zelândia e África do Sul.

De maneira geral, os principais motivadores elencados pelos países para que se formasse tal parceria foram a redução de GEEs e a segurança energética. Todavia, outras vantagens agiram como fatores sinérgicos para a promulgação do IPHE, como, por exemplo, o uso sustentável e mais eficiente dos combustíveis fósseis, o uso de energia de menor impacto ambiental, benefícios econômicos, novas indústrias, principalmente de dispositivos e equipamentos de alto valor agregado, e competitividade (CGEE, 2010).

Alguns outros países tem se comprometido a acelerar o desenvolvimento das tecnologias junto com a IPHE. Por meio da assinatura dos termos de cooperação, os governos integrantes dessa parceria internacional, incluindo o Brasil, patrocinaram a elaboração de roteiros dedicados à economia do hidrogênio, tendo como público alvo os próprios governos e as indústrias locais.

Por essas razões, as seguintes ações têm sido executadas em várias partes do mundo (CGEE, 2010):

- Atuação conjunta de entidades governamentais e empresas privadas para o desenvolvimento da economia do hidrogênio;
- Investimento público e privado contínuo nas diversas áreas (pesquisa básica, pesquisa aplicada e desenvolvimento, demonstração e mercado) e nas diversas tecnologias de hidrogênio;
- Execução de inúmeros projetos de demonstração das tecnologias de hidrogênio patrocinados pelos governos centrais com o intuito de se verificar a viabilidade técnica, ambiental e econômica, além de dar visibilidade pública às tecnologias e incentivar a demanda por produtos e pela criação da infraestrutura necessária;
- Criação de políticas e programas nacionais e internacionais para a introdução da economia do hidrogênio em escala global;

- Criação e harmonização de códigos, normas e padrões para as tecnologias e a infraestrutura de hidrogênio.

Como dito anteriormente, as PaCs utilizam o hidrogênio como principal fonte de energia que, diferente dos combustíveis fósseis mais utilizados, possui algumas barreiras ao longo de seu ciclo de vida.

Com relação à produção do hidrogênio, devemos ressaltar que há várias rotas para a produção de hidrogênio (como visto anteriormente). Os EUA, diferentemente dos países que compõem a União Européia, investem na possibilidade da produção centralizada do gás utilizando como insumo energia nuclear, carvão e/ou gás natural (CGEE, 2010).

Por serem combustíveis fósseis, com carbono em sua composição química, a utilização do carvão e o gás natural para a produção de hidrogênio geram, como resíduo, gases de efeito estufa. Contudo, a estratégia norte-americana contempla a realização da captura do carbono emitido na produção.

Os países da União Europeia, por sua vez, priorizam a produção de hidrogênio por fontes renováveis de energia elétrica, tais como a geração solar fotovoltaica e a eólica, associadas aos eletrolisadores de água (CGEE, 2010).

A logística de transporte e armazenamento de hidrogênio é outro setor que necessita de desenvolvimento para a utilização de PaCs em certos locais e/ou empreendimentos. Ela está intimamente ligada às estratégias de produção do gás em questão devido à possibilidade da produção centralizada ou descentralizada. Desta forma, pode-se identificar a existência de duas vertentes internacionais (CGEE, 2010).

A primeira vertente, pesquisada principalmente pelos EUA, privilegia a produção centralizada do hidrogênio. Esta utiliza carvão, gás natural e energia elétrica proveniente de centrais nucleares como insumo. Nesta vertente, o hidrogênio deve ser distribuído aos centros consumidores por meio de gasodutos ou pelo transporte do hidrogênio liquefeito. O armazenamento local do hidrogênio é realizado na forma líquida ou na forma gasosa comprimida.

A segunda vertente, encabeçada pela Comunidade Europeia, indica como prioridade a produção descentralizada do hidrogênio, próximo aos centros consumidores

com armazenamento local na forma líquida ou na forma gasosa comprimida (CGEE, 2010). O custo inicial desta vertente é mais individual que a primeira e possuinte de maior controle quanto à especificação de capacidade, dentre outros fatores. Assim, ela será utilizada como premissa para o estudo de caso mais adiante.

É perceptível uma tendência de armazenamento do hidrogênio sob a forma gasosa comprimida em alta pressão em ambos os casos. Esta tendência está relacionada principalmente à utilização do hidrogênio em veículos.

No âmbito internacional há uma forte tendência de utilização das PaCs em aparelhos portáteis, como por exemplo, aparelhos eletrônicos de pequeno porte como computadores portáteis, telefones celulares e aparelhos de GPS. Estas devem ser as primeiras aplicações disseminadas em grande escala e em mais curto prazo.

Já o uso em larga escala das PaCs estacionárias de grande porte é esperado a médio prazo. Estima-se que tais sistemas sejam economicamente viáveis se o custo de fabricação atingir US\$400/kW até 2015 de acordo com as metas do US-DOE (CGEE, 2010). Concomitantemente, sistemas de geração distribuída de pequeno e médio porte estão sendo desenvolvidos com maior ênfase na Europa e Japão. Espera-se que os custos de fabricação cheguem a US\$ 450/kW até 2020 de acordo com estudos do US-DOE (CGEE, 2010).

### **2.6.1. Estados Unidos**

Há uma movimentação considerável com relação a incentivos em alguns estados do EUA para a promoção de tecnologias de energia limpa, como também na Coreia, Dinamarca, Alemanha e alguns outros países da União Europeia e Japão.

A Califórnia, por exemplo, criou o *Clean Energy Upgrade Program*. Este programa consiste em subsidiar proprietários que instalaram sistemas estacionários de geração de energia renovável ou melhorias em eficiência do uso da água, financiados por instituições americanas. Em setembro de 2011, a *California Public Utilities Commission (CPUC)* modificou o Programa de incentivo à geração própria (SGIP), incluindo neste algumas tecnologias que estão se desenvolvendo mais recentemente, como o caso das PaCs (US-DOE, 2012).

A Autoridade de Desenvolvimento e Pesquisa de Energia do Estado de Nova York (*New York State Energy Research and Development Authority – NYSERDA*) anunciou um programa de incentivo a pilhas combustíveis com investimento total de 21,6 milhões de dólares. Para grandes PaCs (25kW ou mais), o incentivo básico é de \$1.000 por kW, podendo chegar até um montante de \$200.000 por projeto, sendo válido apenas para projetos com fator de capacidade maior ou igual a 50%. Com relação a PaCs de pequeno porte, o incentivo pode chegar até a \$50.000 com um adicional de \$20.000 por ano se houver incremento de performance (US-DOE, 2012). Segundo a U.S. Department of Energy (2012, pág. 16), Existem mais de 20 empresas que comercializam as PaCs estacionárias.

**Tabela 5: Geradores de PaCs estacionários para energia primária e cogeração**

Produtos de geradores primário e sistemas de coogeração			
Manufacturer	Product Name	Type	Output
Ballard	FCgen-1300	PEM	2 – 11 kW
	CLEARgen	PEM	Multiples of 500 kW
Bloom Energy	ES-5400	PACOS	100 kW
	ES-5700	PACOS	200 kW
Ceramic Fuel Cells	BlueGen	PACOS	2 kW
	Gennex	PACOS	1 kW
ClearEdge Power	ClearEdge 5	PEM	5 kW
	ClearEdge Plus	PEM	5 – 25 kW
ENEOS CellTech	ENE-FARM	PEM	250 – 700 W
FuelCell Energy	DFC 300	MCFC	300 kW
	DFC 1500	MCFC	1.400 kW
	DFC 3000	MCFC	2.800 kW
Heliocentris Fuel Cells AG	Nexa 1200	PEM	1.2 kW
Horizon	GreenHub Powerbox	PEM	500 W – 2 kW
Hydrogenics	HyPM Rack	PEM	Multiples of 10, 20, and 30 kW
	FCXR System	PEM	150 kW
Panasonic	ENE-FARM	PEM	250 – 700 W
Toshiba	ENE-FARM	PEM	250 – 700 W
UTC Power	PureCell Model 400	PAFC	400 kW

Fonte: U. S. DEPARTMENT OF ENERGY (2012, pág 16)

**Tabela 6: Geradores de PaCs estacionários para emergência e geração remota disponíveis nos EUA**

Backup and Remote Power			
Manufacturer	Product Name	Type	Output
Altergy Systems	Freedom Power System	PEM	5 – 30 kW
Ballard	FCgen 1020A CS	PEM	1.5 – 3.6 kW
ClearEdge Power	ClearEdge CP	PEM	10 kW
Danterm Power	DBX 2000	PEM	1.7 kW
	DBX 5000	PEM	5 kW
Horizon	H-100	PEM	100 W
	H-1000	PEM	1 kW
	H-3000	PEM	3 kW
	H-5000	PEM	5 kW
	MiniPak	PEM	100 W
Hydrogenics	HyPM XR Power Modules	PEM	4, 8, and 12 kW
IdaTech	ElectraGen H2-I	PEM	2.5 - 5 kW
	ElectraGen ME	PEM	2.5 - 5 kW
Microcell	MGEN 1000	PEM	1 kW
	MGEN 3000	PEM	3 kW
	MGEN 5000	PEM	5 kW
ReliOn	E-200	PEM	175 W
	E-1100/E-1100v	PEM	1,1 kW
	E-2500	PEM	2,5 kW
	T-1000	PEM	600 W - 1,2 kW
	T-2000	PEM	600 W – 1.2 kW
SFC Energy	EFOY Pro Series 600, 1600, 2200	DMFC	25, 65, and 90 W

Fonte: U. S. DEPARTMENT OF ENERGY (2012, pág 16)

Em 2011, as empresas de PaCs conseguiram reduzir custos, aumentar seu alcance geográfico e firmar parcerias. Elas ainda expandiram os acordos de venda de energia provenientes de PaCs sem necessariamente ter de vender o gerador para o cliente. Isso traz muitas vantagens para os consumidores como, por exemplo, utilizar o calor produzido pela PaC e a possibilidade de estipular uma taxa fixa para o uso de energia (US-DOE, 2012).

Ainda neste ano, a Bloom Energy anunciou a expansão de sua fábrica em Sunnyvale, Califórnia, aumentando sua capacidade em quatro vezes e criando mais de mil empregos. Essa companhia obteve o crescimento de 525% nos últimos quatro anos. Além disso, a empresa também criou o *Blomm Electrons<sup>sm</sup>*, um acordo de compra de energia que permite fixar a taxa de eletricidade em 10 anos, para consumidores livres.



Vale ressaltar que o produto em questão não possui custo inicial, e a quantidade de energia ofertada é fixa. De acordo com a empresa Bloom Energy, os consumidores conseguem economizar 20% com o referido acordo (US-DOE, 2012).

A UTC Power, apenas com as vendas do produto de modelo PureCell 400, conseguiu atingir 200 mil horas de operação. Ela instalou a primeira PaC em um prédio residencial em Nova York. Em fevereiro de 2011, a empresa instalou duas PaCs de 400 kW em San Diego para a Cox Communications e uma terceira de mesma potência está em processo de construção (US-DOE, 2012).

Os projetos realizados e em andamento pela Bloom Energy, UTC Power e FuelCell Energy, totalizam quase 90 MW de potência instalada, sendo estes empreendimentos de pequeno, médio e grande porte.

**Tabela 7: Projetos de PaCs desenvolvidos**

Localização	Capacidade	Notas
Kaiser Permanente, CA	4 MW	Sete instalações na Califórnia
NTT America, San Jose, CA	500 kW	Usa biogás produzido na fazenda Califórnia dairy
Sharks Ice, San Jose, CA	300 kW	Pista de patinação do time de hóquei San Jose Sharks
AT&T, CA	7.5 MW	11 sítios - Corona, Fontana, Hayward, Pasadena, Redwood City, Rialto, San Bernardino, San Diego, San Jose, and San Ramon, CA
Fireman's Fund, Novato, CA	600 kW	A Fireman's Fund anunciou que terá retorno do investimento de \$1,5 milhão em 10 anos
Ratkovich Co., Alhambra, CA	500 kW	Utilização em um conglomerado de empresas
Red Lion Energy Center, DE	13.5 MW	Projeto de uma estação de PaC de geração contínua e grid fechado
Washington Gas, Springfield VA	200 kW	
Owens Corning, Compton, CA	400 kW	
California State University, San Bernardino, CA	1.4 MW	Está sendo angariada pela Southern Califórnia Edison Company
Central Connecticut State University, New Britain, CT	1.4 MW	Vendida para a Greenwood Energy
London, England	300 kW	Será instalada em 23,226 m <sup>2</sup> , projeto de desenvolvimento em parceria com a coroa
POSCO Power, South Korea	70 MW	2.8 MW já foi enviado por navios
Water Park Resort, Jakarta, Indonesia	300 kW	Vendida para a POSCO Power
University of Connecticut	400 kW	Sistema com cogeração para todos os edifícios do campus de Depot
Whole Foods, Fairfield, CT	400 kW	
Octagon, Roosevelt Island, NY	400 kW	Sistema de cogeração a fim de aquecer a água para um complexo de 500 apartamentos. Certificado pelo LEED.
Hamden High School, Hamden, CT	400 kW	Sistema com cogeração que provê 90% da eletricidade necessária para a escola e aquecimento da piscina
Cambrian Center, San Jose, CA	20 kW	Possui sistema de cogeração para casa de repouso de pessoas idosas.
Irvine Unified School District (IUSD), Irvine, CA	60 kW	Seis PaCs em instalação na Woodbridge High School e na University High School
Stone Edge Farm, Sonoma County, CA	5 kW	Sistema de cogeração para as vinícolas da fazenda
Universal Studios, Hollywood, CA	20 kW	Sistema de cogeração instalado para prover água quente e energia para a cozinha do parque temático da Universal Studios

Fonte: U. S. DEPARTMENT OF ENERGY (2012, pag. 17, 18 e 19)

### 2.6.2. Coréia do Sul

O governo da Coréia do Sul já identifica as PaCs como uma tecnologia prioritária para o país. O governo coreano já incentivou mais de quinhentos geradores de PaC residenciais subsidiando 80% de seu custo. Após o teste inicial de geradores residenciais de 1 kW de potência em 2004, quatro companhias coreanas começaram a produzir PaCs com subsídio. Entre 2006 e 2009, mais de 210 unidades foram instaladas com um total de 18 milhões de dólares subsidiados. As metas governamentais visam continuar o incentivo até 2014 e logo após, expandir as vendas comerciais de 2015 em diante (STAFFEL e GREEN, 2013).

A FuelCell Energy, empresa sediada nos Estados Unidos possui em andamento a fabricação de geradores para um parque em Dengu, na Coréia do Sul, de 70 MW acordado em Maio de 2011 com a POSCO Power. De acordo com a própria companhia, este foi o maior pedido já recebido pela FuelCell energy dobrando sua produção para 55 MW anuais. O primeiro navio foi enviado para a Coréia do sul em outubro de 2011 e possuía uma unidade de 2,8 MW da tecnologia. Foi enviado mensalmente parcelas da tecnologia por meio marítimo até outubro de 2013, data do término do envio de todos os equipamentos (US-DOE, 2012).

O parque em questão consiste numa série de geradores com MCFCs no complexo industrial de Hwaseong, sul de Seoul. A eletricidade gerada irá alimentar o grid coreano e os parceiros do complexo em questão, segundo as normas do *South Korean Renewable Portfolio Standard* (RPS). Desde 2007, a POSCO Energy já firmou contratos com a FuelCell Energy de importação de mais de 140 MW (FUEL CELLS BULLETIN, 2012).

Além disso, Seoul, a capital da Coréia do Sul, anunciou que pretende subsidiar 230 MW de geradores estacionários de PaC de maneira a substituir a geração das usinas nucleares que serão desativadas. O projeto conta com 29 parques de PaCs (totalizando 190 MW de potência) e 102 instalações comerciais (40 MW restantes) até 2014, sendo 50, 83 e 98 MW a serem instalados em 2012, 2013 e 2014 respectivamente (FUEL CELLS BULLETIN, 2012).

Vale ressaltar que, segundo STAFFEL & GREEN (2013), as projeções do preço de algumas tecnologias, como por exemplo, a PEMFC no país varia de \$15.500/kW a

\$3.000/kW, de 2010 a 2030. A comparação das projeções do Japão e da Coreia do Sul nos mostra que, apesar da redução se dar de maneira proporcional ao tempo, o custo de uma PaC coreana é menor que uma japonesa.

**Tabela 8: Projeção de custos da PEMFC na Coreia do Sul**

Região	Ano da projeção	Produção	Preço (de acordo com dólar de 2010)	Descrição
Japão	2010	10.000	\$18,750	Custo estimado para a fabricação de sistemas feitos pelos fabricantes.
	2012	50.000	\$6750–11,000	Exposto no roteiro de tecnologia METI para o custo de produção de sistemas de cogeração residenciais.
	2020 – 2030	Ampla divulgação	3500	Exposto no roteiro de tecnologia METI para o custo de produção de sistemas de cogeração residenciais.
Coreia do Sul	2010	10.000	\$15.500	Custo indicado no plano de ação nacional da Coreia do Sul em 2008
	2012	20.000	\$10.500	Preço definido em 2008 pelo ministério da Economia do Conhecimento da Coreia do Sul
	2030	30.000	\$3.000 – 5.000	Metas estabelecidas no roteiro KOGAS

Fonte: Staffel & Green (2013, p. 1.095)

### 2.6.3. Alemanha

Em 1996, foi acordada uma nova política para a promoção da utilização de energias renováveis em toda a União Europeia, mediante o documento conhecido como *Green Paper*. Importantes ações foram tomadas ao longo dos anos, como por exemplo, modificação tarifária em produtos altamente poluentes, e a redução ou até mesmo isenção de taxas para produtos geradores ou provenientes de energia limpa (CANSINO *et al.*, 2010).

Aos poucos, foi-se criando uma estrutura sólida de promoção à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Em princípio, as energias renováveis em questão eram eólica, solar e de biocombustíveis. Cada país adotava sua política de incentivo. Devido aos incentivos, o aumento de eletricidade proveniente de energias renováveis aumentou consideravelmente. CANSINO *et al.* (2010) comenta que oito países da EU se destacaram, obtendo o maior aumento de eletricidade verde percentual: Alemanha, República Checa, Hungria, Eslováquia, Irlanda, Reino Unido, Bélgica e

Dinamarca. A Alemanha, por exemplo, incentivou a geração verde com isenções de impostos especiais de consumo para a geração de energia verde e a redução do VAT<sup>29</sup> para as mesmas (CANSINO *et al.*, 2010).

**Tabela 9: Porcentagem de geração de energias renováveis e seu crescimento nos países da união europeia**

	Porcentagem efetiva 1997 (%)	Porcentagem efetiva 2007 (%) PE	Meta Nacional 2010 (%) MN	Razão de 2007–2010 PE/MN (%)	Crescimento na produção de energia verde 1997–2007(%)
Áustria	67,50	54,80	78,10	70,16	30,00
Suécia	49,13	52,09	60,00	86,81	10,08
Látnvia	46,71	35,98	49,30	72,98	32,84
Portugal	38,30	29,14	39,00	74,71	23,46
Dinamarca	8,95	26,76	29,00	92,27	76,01
Romênia	30,50	26,33	33,00	79,78	1,65
Finlândia	25,33	24,35	31,50	77,26	18,35
Eslovênia	26,97	21,94	33,60	65,29	37,50
Spain	19,70	18,88	29,40	64,21	49,64
Eslováquia	14,50	16,26	31,00	52,45	121,39
<b>Alemanha</b>	<b>4,32</b>	<b>13,96</b>	<b>12,50</b>	<b>111,68</b>	<b>237,30</b>
Itália	16,00	13,29	25,00	53,16	35,04
França	15,20	13,16	21,00	62,66	4,20
Irlanda	3,80	8,56	13,20	64,84	93,50
Bulgária	7,00	8,38	11,00	75,18	46,75
Grécia	8,62	7,53	20,10	38=7,46	26,18
Holanda	3,54	6,18	9,00	68,66	51,64
Reino Unido	1,90	4,86	10,00	48,60	90,24
Rep. Checa	3,50	4,65	8,00	58,12	269,84
Lituânia	2,63	4,50	7,00	64,28	32,84
Bélgica	1,00	3,65	6,00	60,83	87,75
Hungria	0,96	3,59	3,60	99,72	190,68
Polônia	1,90	3,48	7,50	46,40	29,22
Luxemburgo	2,00	3,10	5,70	54,38	64,00
Estônia	0,12	1,50	2,70	29,41	<b>45,50</b>
Chipre	0,00	0,04	6,00	0,66	51,16
Malta	0,00	0,00	5,00	0,00	N.D.
<b>Total EU-27</b>	<b>13,10</b>	<b>14,93</b>	<b>21,00</b>	<b>71,09</b>	<b>45,50</b>

Fonte: CANSINO, *et al.* (2010)

<sup>29</sup> VAT ou Value added tax é termo para imposto sobre valor agregado de um determinado produto.

No caso específico da Alemanha, a incidência de tributos sobre a eletricidade para uso não comercial era de 20,50 ¢/MWh e 12,30¢/MWh para uso comercial em 1999. Entretanto, a lei alemã provia uma isenção dos mesmos com relação à geração de energias renováveis de maneira a encorajar seu uso (CANSINO *et al.*, 2010).

Apesar das isenções tributárias para geração de energias verdes, as PaCs começaram a ser incentivadas na Alemanha só em 2008. Ainda no mesmo ano, o governo alemão lançou um projeto de instalar 800 geradores a PaCs até 2012 na área residencial Callux com três fabricantes nacionais (Hexis, Vaillant e Baxi Innotech). No entanto, devido a problemas técnicos e logísticos, apenas 200 unidades foram instaladas até 2011 (STAFFEL e GREEN, 2013).

Apesar dos problemas enfrentados no referido projeto, a Alemanha, mediante o estudo publicado pela *German Institute for Energy and Environmental Research* (IFEU) valida a informação de que as PaCs são competitivas. O estudo mostra que sistemas de aquecimento a base de PaCs se destacam em relação às tecnologias cogeração usuais, como geradores a ciclo Otto e Starllin. Estas são eficientes também para empreendimentos com baixa demanda de calor, como, por exemplo, casas familiares. A IFEU comenta que as PaCs alcançam o maior número de horas de funcionamento anual em comparação com as demais (IFEU, 2013).

#### **2.6.4. Avanços tecnológicos**

Muitos são os avanços tecnológicos e pesquisas feitas nas PEMFCs e PACOS, principalmente nesta última. Segundo o IEA *Energy Technology Network*, as áreas promissoras para esta tecnologia são (IEA, 2012):

- Utensílios móveis para uso militar e estratégico (< 1kW)
- Geradores de emergência (1 – 500 kW)
- Geradores estacionários de pequena e média escala que utilizem cogeração (1 kW – 10 MW)

Com relação às IT-PACOS há uma pesquisa intensa de maneira a aumentar sua eficiência e durabilidade de materiais. Vale lembrar que uma IT-PACOS possui temperatura máxima de operação de 700-800 °C. O eletrólito pesquisado para a PaC em

questão é uma composição *cermet*<sup>30</sup> ZEI<sup>31</sup>/SCSZ<sup>32</sup>/ZEI. O SCSZ possui uma alta condutividade iônica, contudo baixa estabilidade química, se comparado ao ZEI. Assim, a fim de manter uma alta condutividade iônica e estabilidade química, foram colocadas duas *cermets* ZEI de maneira a cobrir a SCSZ. (FUELL CELL BULLETIN, 2012).

Há pesquisadores que estão desenvolvendo novas composições de anodos para IT-PACOS. SUN & LIU (2012) comentam que a inserção de um anodo contendo bário em uma PACOS de eletrólito  $\text{Ce}_{0,8}\text{Sm}_{0,2}\text{O}_{2-\delta}$  gerou a criação de uma fina camada do composto  $\text{BaO-CeO}_2\text{-SM}_2\text{O}_3$  entre o anodo e o eletrólito. Esse composto eliminou grande parte da passagem de elétrons através do anodo. Consequentemente, a tensão do circuito aberto aumentou significativamente para 1,04, 1,06, 1,07 e 1,08 a uma temperatura de 700, 650, 600 e 550°C respectivamente (SUN e LIU, 2012).

As PACOS também estão sendo estudadas em escala nano. Segundo JIANG (2011), a nanotecnologia pode ser bem aproveitada em IT-PACOS, diferentemente das PACOS de alta temperatura. Um dos desafios da nanotecnologia atualmente é aumentar a vida útil dos catodos e anodos que sofrem degradação e contaminação ao ar e combustíveis que entram em contato com o mesmo. Sua meta é criar estruturas para nano partículas que possuam estabilidade de longo prazo nos catodos (JIANG, 2011).

Recentemente, SATO *et. Al* (2012) comprovou em seus estudos que o uso do éter dimetílico (DME) e propano como combustível é viável para sistemas PACOS que utilizam gás de petróleo liquefeito sem necessitar de alterações drásticas. Vale ressaltar que o éter dimetílico é um combustível sintético produzido a partir de  $\text{H}_2$  e  $\text{CO}$ . Como os dois insumos primários são possíveis de se extrair de diferentes fontes, o DME é enquadrado como um candidato promissor no quesito combustível para PaCs (SATO, *et al.*, 2012).

Está sendo pesquisada também a substituição do anodo utilizado usualmente nas PACOS ( $\text{NiO} + \text{ZEI}$ ) por outros que apresentem condutividade iônica elevada e maior tempo de vida útil, caso do oxido de titânio e estrôncio dopado com ítrio ( $\text{Sr}_{0,92}\text{Y}_{0,08}\text{TiO}_{3-\delta}$ ; SYT). Segundo KIM *et al* (2012), o SYT sintetizado apresentou

---

<sup>30</sup> Cerâmica metálica

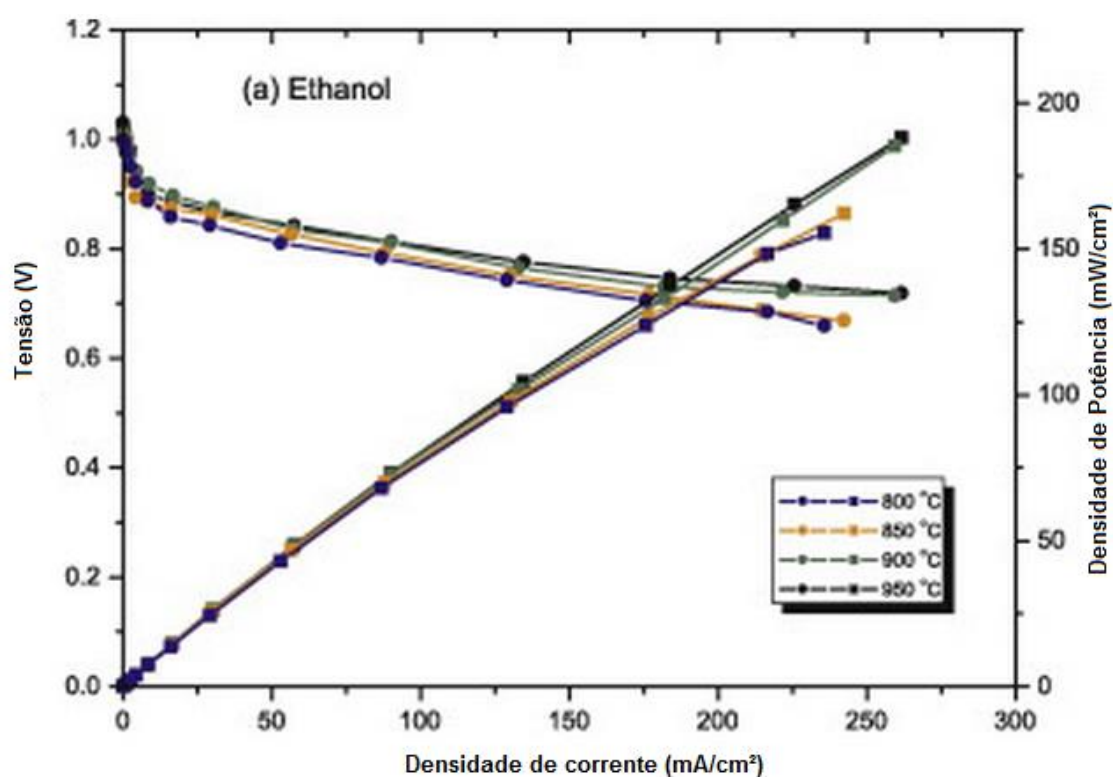
<sup>31</sup> Fórmula:  $\text{Y}_2\text{O}_3\text{-ZrO}_2$

<sup>32</sup> Fórmula:  $(\text{Sc}_2\text{O}_3)_{0,1}(\text{CeO}_2)_{0,01}(\text{ZrO}_2)_{0,89}$

excelente estabilidade durante o processo de fabricação e boa condutividade elétrica em atmosfera reduzida.

O Laboratório de Hidrogênio (LabH2) da COPPE/UFRJ está desenvolvendo e melhorando meios de se utilizar Etanol, diretamente na PaCOS, sem necessidade de pré-reforma. Para tal, o LabH2 desenvolveu o anodo  $\text{CeAlO}_3/\text{CeO}_2\text{-AlO}_3$  que não só aumentou a eficiência do processo, como também reduziu os custos (VENÂNCIO e MIRANDA, 2011).

**Gráfico 2: Curvas de potencial e de densidade de potência em função da densidade de corrente para PACOS com configuração  $[\text{Cu}(\text{CeO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3) - (\text{CeO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3/\text{YSZ})] / \text{ZEI} / \text{LSM}$  alimentada com etanol**



Fonte: VENÂNCIO e MIRANDA (2011)

## 2.7. Experiência Brasileira

O Brasil é líder em PD&I em tecnologias de hidrogênio na América Latina, dispondo de diversos grupos de pesquisa e empresas de base tecnológica. Entretanto, existe uma deficiência na formação e fixação de recursos humanos nas instituições de PD&I devido, principalmente, ao fato de que boa parte dos trabalhos realizados depende



de mão de obra qualificada composta de alunos de mestrado e doutorado que deixam suas instituições ao final do período de suas bolsas (CGEE, 2010).

Os investimentos brasileiros, de origem pública e privada, em tecnologias de hidrogênio, entre 1999 e 2007, totalizaram cerca de R\$ 134 milhões, o que corresponde de 25% a 35% dos investimentos individuais realizados por Rússia, Índia, China ou Coreia do Sul, e de apenas 3% a 5% dos investimentos de Japão, União Européia ou EUA (CGEE, 2010). Este pequeno volume de investimentos na área, junto à pesada burocracia existente no país, impede a criação de diversos laboratórios ou instituições de pesquisa capacitada.

*“Além disso, há a necessidade do apoio aos programas de Tecnologia Industrial Básica (TIB), uma vez que o Brasil já está atingindo um maior patamar na área de hidrogênio, com a necessidade de maior desenvolvimento da pesquisa aplicada e das etapas seguintes, de demonstração e comercialização de bens ligados ao hidrogênio energético. Isso ocorreria com um suporte maior à cadeia “metrologia, normalização, regulamentação técnica e avaliação da conformidade”, estando incluído também o aumento da confiabilidade metrológica nas medições em sistemas de pilhas a combustível”* (CGEE, 2010, p. 17).

Infelizmente, o Brasil carece de instituições que realizem projetos de demonstração (salvo a UFRJ e a UNICAMP) acerca das tecnologias de hidrogênio, seja com pilhas a combustível, com sistemas híbridos ou no segmento de produção e armazenamento de hidrogênio (CGEE, 2010).

Vale ressaltar que os projetos de demonstração podem não apenas melhorar a interação entre grupos de P&D e empresas da área em questão, como também incentivar o deslocamento da pesquisa básica em direção à pesquisa aplicada das atividades de PD&I. Outro efeito positivo seria a possibilidade de incremento da durabilidade (vida útil) e para a redução dos custos de produção dos materiais, dispositivos, componentes e sistemas.

Segundo LORENZI & ANDRADE (2011), as pesquisas e desenvolvimento das PaCs no país se concentram principalmente em três áreas: pesquisas em PaCs de membrana condutora de prótons (PEMFC); PaCs de óxido sólido (PACOS); na reforma do etanol para a produção de hidrogênio e catalisadores.

### **2.7.1. Marco Regulatório**

Em 2002, foi lançado um programa em PaCs pelo MCT, o PROPaC – Programa Brasileiro de Sistemas de Pilhas Combustível. Este possuía como objetivo promover ações integradas que viabilizassem o desenvolvimento nacional de tecnologia de sistemas PaC e organizar uma rede de pesquisas da mesma (PORTARIA MCT Nº731 DE 14/11/2002).

Para abranger também o hidrogênio, em 2005, o programa mudou a sua denominação, passando a se chamar Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio (ProH2). Este estruturou basicamente cinco redes (LORENZI e ANDRADE, 2011):

- i. Rede de Pilhas a Combustível tipo membrana de troca de prótons (PEM);
- ii. Rede de Pilhas a Combustível de Óxido Sólido (PACOS);
- iii. Rede de Combustíveis e Hidrogênio;
- iv. Rede de integração e Sistemas;
- v. Rede de Usuários.

O ProH2 contempla as seguintes diretrizes gerais (CGEE, 2010):

- Criação e operação de redes cooperativas de PD&I abrangendo universidades, institutos de pesquisa, centros de pesquisa, incubadoras e empresas;
- Apoio para a revitalização e melhoria da infraestrutura de pesquisa das instituições envolvidas no ProH2;
- Fomento à formação e treinamento de recursos humanos, com ênfase à pós-graduação no Brasil e aperfeiçoamento em centros de excelência no Brasil e no exterior;
- Implantação de projetos de demonstração de diferentes sistemas de pilhas a combustível e de tecnologias de produção de hidrogênio, com prioridade para as tecnologias desenvolvidas no ProH2;
- Implementação de projetos de demonstração integrados que privilegiem o uso de combustíveis renováveis nacionais, com ênfase especial à reforma do etanol;

- Fomentar o estabelecimento de normas e padrões para certificação dos produtos, processos e serviços relativos às tecnologias de hidrogênio e pilhas a combustível;
- Manutenção e disponibilização de informações sobre os grupos de pesquisa, infraestrutura, projetos e empresas envolvidas com as tecnologias do hidrogênio no Brasil.

Concomitante ao ProH2, o Ministério de Minas e Energia (MME) criou o Roteiro para a Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil (2005) para o uso energético do hidrogênio. O referido roteiro considera que as seguintes premissas devem nortear a criação de um modelo de desenvolvimento de mercado para o hidrogênio (CGEE, 2010):

- Diversificação da matriz energética brasileira com crescente participação dos combustíveis renováveis;
- Redução de impactos ambientais, principalmente aqueles oriundos da poluição atmosférica em grandes centros urbanos;
- Redução da dependência externa de combustíveis fósseis;
- Produção de hidrogênio a partir do gás natural, nos próximos dez anos;
- Produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis de energia, com ênfase na utilização do etanol;
- Desenvolvimento de base tecnológica para auferir confiabilidade aos consumidores, e;
- Planejamento da participação da indústria nacional de bens e serviços no desenvolvimento da nova economia.

Em sumo, em consonância com o ProH2 do MCT, o MME criou o programa para estimular pesquisas e políticas energéticas baseadas em hidrogênio. Enquanto os objetivos do MCT se pautavam em apoiar o estímulo à pesquisas ligadas à PaC, o MME procurava introduzir o hidrogênio na matriz energética brasileira de maneira expressiva até 2025 (LORENZI e ANDRADE, 2011).

Um dos maiores indícios da desarticulação entre o setor governamental e o empresarial, no caso das PaCs, refere-se à sua normatização. Poucas são as normas referentes ao uso e funcionamento das PaCs. Enquanto os países que compõem o IPHE já estão extremamente avançados nesse quesito, o Brasil avança a passos tímidos. Como

dito pela CGEE (2010), existe um volume insuficiente de normas e padrões nacionais relacionados à utilização energética do hidrogênio. As normas existentes são traduções de normas ISO e IEC, que possuem poucas contribuições efetivas do Brasil, embora hoje a ABNT seja membro votante na comissão técnica de hidrogênio da ISO e observadora da IEC. Muitas das normas internacionais não foram totalmente traduzidas para se usar como referência.

Tal problema se torna uma barreira quanto ao desenvolvimento das PaCs por empresas puramente brasileiras, já que, enquanto não houver padrões definidos, não há garantia de uso e sucesso no futuro (LORENZI e ANDRADE, 2011).

### **2.7.2. Gargalos e propostas**

Os principais gargalos tecnológicos no Brasil para o hidrogênio e as PaCs, apontados pelos pesquisadores do CENEH – Centro Nacional de Referência de Energia do Hidrogênio são (LORENZI e ANDRADE, 2011):

- O armazenamento de hidrogênio. Apesar de já existir cilindros que suportam altas pressões (350 bar ou maior), no Brasil ainda não são desenvolvidos e comercializados cilindros de alta pressão e sua importação é não só dificultada pela burocracia nacional, como engrandece o custo de implantação da tecnologia.
- Falta de incentivos tributários, prática adotada em todos os países que desenvolvem a tecnologia das PaCs, devido ao seu alto custo.
- Desenvolvimento e aquisição de equipamentos.
- Falta de infraestrutura para a distribuição do hidrogênio.
- A eficiência das PaCs. Apesar de esta chegar até a 50% de eficiência (sem cogeração), este é um dos maiores desafios a serem superados no Brasil e no mundo para compensar seus custos elevados.

Nota-se que grande parte dos gargalos tecnológicos está ligada aos problemas de infraestrutura do país ou a reflexos das limitações dos mesmos. Como, por exemplo, financiamento, formação de RH, normatização, dentre outros.

O documento técnico nº 07 do CGEE (2010) caracteriza os gargalos de maneira similar aos apresentados por LORENZI & ANDRADE (2011), contudo algumas propostas para a extinção ou redução das barreiras existentes foram salientadas. Segue abaixo uma síntese das recomendações gerais para os incentivos necessários a toda a cadeia do hidrogênio (economia, produção logística e sistemas de utilização do hidrogênio) caracterizada pelo referido documento (CGEE, 2010, p. 49 a 54).

**Tabela 10: Recomendações para o incentivo à produção do hidrogênio**

Recomendações para incentivo à produção de hidrogênio					
Recomendações	Prioridade	Curto Prazo (0 a 5 anos)	Médio Prazo (5 a 10 anos)	Longo Prazo (10 a 15 anos)	Instituições
<b>Roteiro Tecnológico</b>					
Investimento no desenvolvimento de catalisadores, reatores e sistemas para reforma de etanol e derivados da biomassa.	Muito Alta	X	X	X	CNPq, FINEP, FAPs
Investimento no desenvolvimento de eletrolisadores	Muito Alta	X	X		CNPq, FINEP, FAPs
Investimento no desenvolvimento de gaseificadores de biomassa, sistemas de tratamento e de purificação.	Alta	X	X	X	CNPq, FINEP, FAPs
<b>Roteiro Político-Institucional</b>					
Adicionar 1% a 10% m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> de hidrogênio produzido a partir de energias renováveis ao gás natural utilizado no país.	Muito Alta		X		ANP, Petrobras
Substituir os bancos de baterias por armazenamento na forma de hidrogênio.	Alta	X			MME, ANEEL, ANATEL
Diminuir significativamente a tarifa da eletricidade e do etanol para a produção de hidrogênio.	Muito Alta	X	X	X	MF, MPOG, ANEEL, ANP
Financiamento direcionado à aquisição de equipamentos e infraestrutura para empresas de pequeno e médio porte nacionais, envolvidas no desenvolvimento de sistemas de produção de hidrogênio.	Muito Alta	X	X		FAPs, FINEP, BNDES

Fonte: CGEE (2010, pág. 51)

**Tabela 11: Recomendações para o incentivo à economia do hidrogênio**

Recomendações para o incentivo à economia do hidrogênio					
Recomendações	Prioridade	Curto Prazo (0 a 5 anos)	Médio Prazo (5 a 10 anos)	Longo Prazo (10 a 15 anos)	Instituições
<b>Roteiro Tecnológico</b>					
Incentivar o desenvolvimento tecnológico, em pilhas a combustível, com objetivo de redução de custos de membranas separadoras, MEAs, catalisadores com maior tolerância a contaminantes e eletrônica de potência.	Muito Alta	X	X		MCT, FINEP, CNPq, FAPs
Incentivar o desenvolvimento tecnológico, em eletrólise da água, reforma de hidrocarbonetos e gaseificação de biomassa.	Muito Alta	X	X		MCT, FINEP, CNPq, FAPs
Promover educação e treinamento apropriado em NCP (normas, códigos e padrões) e segurança para autoridades, reguladores, estudantes, usuários e o público em geral através de cursos e workshops específicos.	Muito Alta	X			ABNT, INMETRO, CENEH
Dar continuidade ao PROH2 do MCT.	Muito Alta	X	X	X	MCT, FINEP, CNPq
Dar continuidade à formação de Recursos Humanos por meio de bolsas de estudos em todos os níveis.	Muito Alta	X	X	X	MCT, FINEP, CAPES, CNPq, FAPs
Consolidar a infraestrutura de laboratórios de hidrogênio.	Alta	X			CNPq, FAPs, CAPES, FINEP
<b>Roteiro Político-Institucional</b>					
Realização de projetos de demonstração	Muito Alta	X	X	X	MCT, MME, CNPq, FAPs, CAPES, FINEP, ANP, ANEEL
Ampliar a abrangência das políticas de desenvolvimento de tecnologias alternativas para geração de energia elétrica.	Alta	X	X	X	MME, MMA
Abertura de editais de subvenção econômica para empresas localizadas em todo o território nacional com a indicação de temas relacionados à tecnologia do hidrogênio como área de interesse.	Muito Alta	X	X		FINEP, BNDES
Incentivar o desenvolvimento industrial de eletrônica de potência adequada a aplicação com sistemas de produção de hidrogênio e pilhas a combustível.	Alta	X	X		MDIC, FINEP, ABDI
Aumentar a carga tributária sobre a importação de sistemas completos de produção de hidrogênio e pilhas a combustível.	Alta	X			MF, MPOG
Reduzir a carga tributária sobre a importação de componentes para sistemas de produção de hidrogênio e pilhas a combustíveis.	Alta	X			MF, MPOG
Realizar a tradução, adaptação e adoção das normas internacionais desenvolvidas nos ambientes ISSO/ IEC.					
Ampliar a participação do Brasil na elaboração destas.	Alta	X			ABNT, INMETRO, CENEH
Criação de leis regulatórias do mercado de geração e utilização de energia elétrica distribuída.	Média		X	X	ANEEL
Capacitar e autorizar instituições de PD&I a realizar testes e certificações em componentes e equipamentos desenvolvidos pela indústria.	Alta	X			CEPEL, CPqD, INT, LACTEC
Equilibrar os investimentos em pesquisa básica, pesquisa aplicada e desenvolvimentos.	Alta	X	X	X	MCT, MME, CNPq, FAPs, CAPES, FINEP, ANP, ANEEL
Criação por meio das empresas, ICTs	Média	X			ICTs, empresas

Fonte: CGEE (2010, pág. 49, 50)

**Tabela 12: Recomendações para o incentivo à economia do hidrogênio**

Recomendações para o desenvolvimento da logística do hidrogênio					
Recomendações	Prioridade	Curto Prazo (0 a 5 anos)	Médio Prazo (5 a 10 anos)	Longo Prazo (10 a 15 anos)	Instituições
<b>Roteiro Tecnológico</b>					
Fomento à pesquisa de materiais nanoestruturados para armazenamento de hidrogênio por adsorção.	Baixa	X	X	X	CNPq, FAPs, FINEP
Fomento à pesquisa para desenvolvimento de materiais e métodos para fabricação de cilindros para armazenamento de hidrogênio gasoso a alta pressão, de 350 a 1000 bar.	Média	X	X	X	CNPq, FAPs, FINEP
Fomento à pesquisa sobre armazenamento de hidrogênio em hidretos metálicos	Baixa	X	X	X	CNPq, FAPs, FINEP
<b>Roteiro Político-Institucional</b>					
Revisar a regulamentação nacional para construção de gasodutos visando diminuir as restrições.	Alta	X			Agências Reguladoras (MME, ANEEL, ANATEL)
Incentivo ao desenvolvimento industrial de compressores de alta pressão para hidrogênio.	Alta	X	X		MDIC, ABDI
Incentivo ao desenvolvimento industrial de tanques de armazenamento de hidrogênio de altas pressões.	Alta	X	X		MDIC, ABDI
Incentivo ao desenvolvimento nacional de sistemas de liquefação de hidrogênio, incluindo a normatização.	Alta	X	X		MDIC, ABDI, ABNT

Fonte: CGEE (2010, pág. 52)

**Tabela 13: Recomendações para o incentivo à economia do hidrogênio**

Recomendações de incentivo aos sistemas de utilização do hidrogênio					
Recomendações	Prioridade	Curto Prazo (0 a 5 anos)	Médio Prazo (5 a 10 anos)	Longo Prazo (10 a 15 anos)	Instituições
<b>Roteiro Tecnológico</b>					
Financiamento do desenvolvimento de pilhas a combustível tipo PEM.	Muito Alta	X			CNPq, FAPs, MCT
Financiamento do desenvolvimento de pilhas a combustível tipo Etanol Direto.	Muito Alta	X	X	X	CNPq, FAPs, MCT
Financiamento do desenvolvimento de pilhas a combustível tipo Óxido Sólido.	Média	X	X	X	CNPq, FAPs, MCT
<b>Roteiro Político-Institucional</b>					
Abertura de linhas de financiamento para empresas de pequeno e médio porte para aquisição de equipamentos e infraestrutura.	Muito Alta	X	X		FAPs, FINEP, BNDES
Realização de projetos pilotos para demonstração	Muito Alta	X	X		MCT, MME, FINEP, BNDES

Fonte: CGEE (2010, pág. 49, 50)



### **3. ESTUDO DE CASO**

A edificação analisada nessa dissertação é o Museu do Amanhã, localizado na zona portuária da cidade do Rio de Janeiro. A proposta deste estudo é avaliar a inserção de uma PaC no empreendimento de maneira a avaliar preliminarmente sua viabilidade técnico-econômica. Para tal, precisa-se conhecer a estrutura energética base do museu, bem como definir uma metodologia de análise.

#### **3.1. Museu do Amanhã**

O projeto de arquitetura foi concebido pelo renomado arquiteto espanhol Santiago Calatrava e o museu será uma das âncoras da área cultural do Porto Maravilha. Segundo a própria Prefeitura do Rio de Janeiro, o espaço será dedicado às Ciências, mas terá formato diferente dos museus de História Natural ou de Ciências e Tecnologia já conhecidos (PCRJ, 2012).

O Museu do Amanhã será um ambiente de experiências que permitirá ao visitante fazer escolhas pessoais, vislumbrar possibilidades de futuro, perceber como será a sua vida e a do planeta nos próximos 50 anos (CDURP, 2012). O espaço vai explorar variedades do amanhã nos campos da matéria, da vida e do pensamento, além de debater questões como mudanças climáticas, crescimento e longevidade populacionais, integração global, aumento da diversidade de artefatos e diminuição da diversidade da natureza. Será um museu para que o homem possa trilhar o caminho do imaginário e realizar, de forma mais consciente e ética, suas escolhas para o futuro.

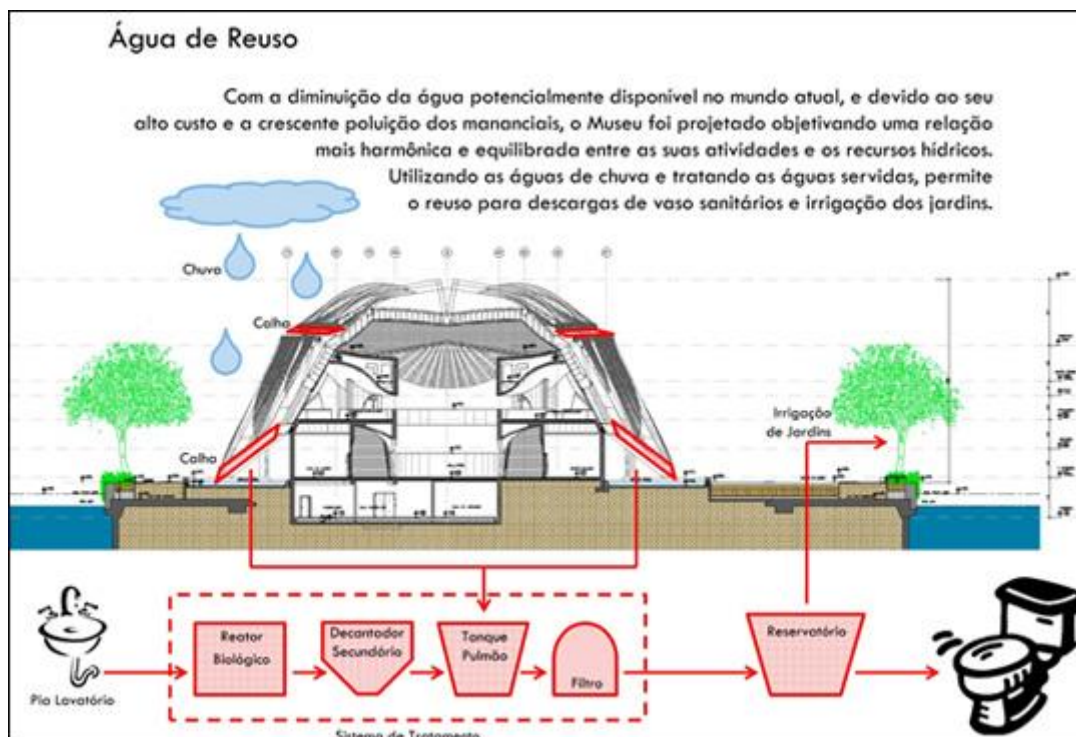


**Figura 18: Vista do Museu do Amanhã quando estiver pronto.**

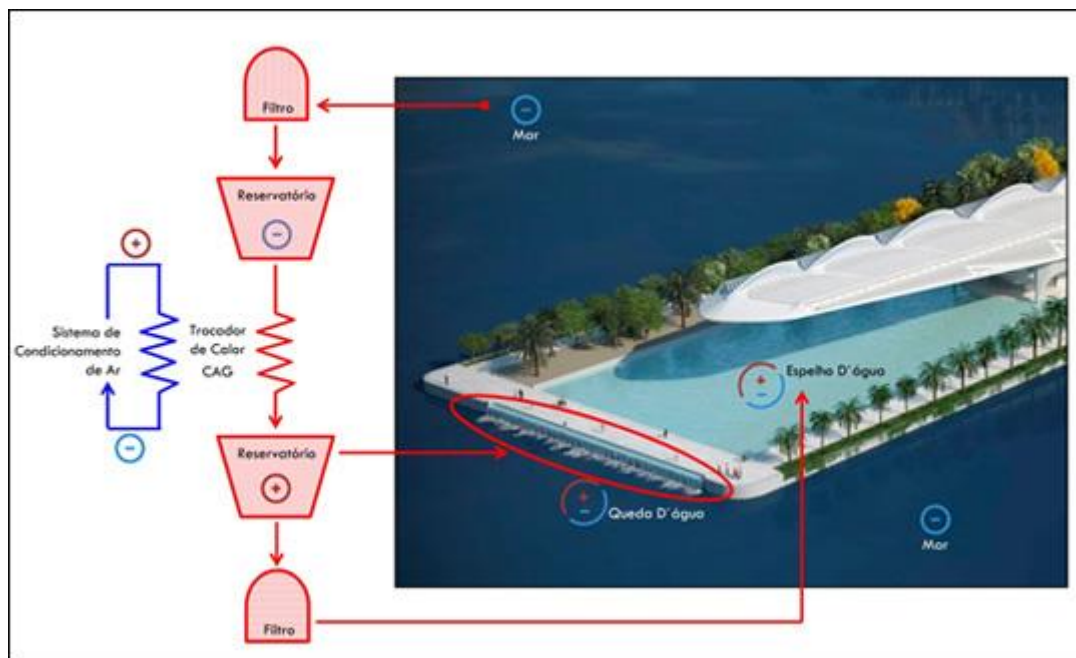
Fonte: CDURP (2012)

O Museu do Amanhã é uma iniciativa da Prefeitura do Rio de Janeiro e da Fundação Roberto Marinho, com o Banco Santander como Patrocinador Master e o apoio do Governo do Estado, por meio de sua Secretaria do Ambiente, do Governo Federal, por meio da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), e da Secretaria dos Portos. São ainda instituições parceiras do Museu do Amanhã, sob diferentes aspectos, o *Smithsonian Institute* e a *California Academy of Sciences*, dos EUA; o *Parc de La Villette*, da França; o *Worldwatch Institute* e o *World Resources Institute*; e a Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (Embrapa) (CDURP, 2012).

Como uma das âncoras do Porto Maravilha, o Museu do Amanhã será erguido no Píer Mauá, em meio a uma grande área verde. Serão cerca de 30 mil m<sup>2</sup>, com jardins, espelhos d'água, ciclovias e área de lazer. O prédio terá 15 mil m<sup>2</sup> e arquitetura sustentável (CDURP, 2012). O projeto arquitetônico, concebido por Calatrava, prevê a utilização de recursos naturais do local - como, por exemplo, a água da Baía de Guanabara, que será utilizada na climatização do interior do Museu e reutilizada no espelho d'água. No telhado da construção, grandes estruturas de aço, que se movimentam como asas, servirão de base para placas de captação de energia solar. Com isso, o Museu do Amanhã vai buscar a certificação Leed (Liderança em Energia e Projeto Ambiental), concedida pelo *Green Building Council* (USGBC) (CDURP, 2012).



**Figura 19: Esquematização da coleta da água de reuso do museu do amanhã**  
 Fonte: CDURP (2012)



**Figura 20: Esquematização da utilização da água de reuso do museu do amanhã**  
 Fonte: CDURP (2012)

A construção do Museu do Amanhã está incluída no conjunto de obras da prefeitura realizadas pela Concessionária Porto Novo, na maior Parceria Público-

Privada (PPP) do país. Assim como as demais intervenções do Porto Maravilha, o projeto orçado em R\$ 215 milhões será custeado pela venda dos CEPACs (Certificados de Potencial Adicional de Construção) - sem recursos do tesouro municipal. O Museu conta ainda com investimento de R\$ 65 milhões do Banco Santander, seu patrocinador master. A inauguração está prevista para 2014 (CDURP, 2012).

### **3.1.1. Instalações elétricas**

Como fontes de energia, o museu conta com painéis fotovoltaicos em sua carcaça superior, um gerador de emergência e contratos com a LIGHT de fornecimento de energia em Média Tensão 13.800V – 60Hz, para as seguintes demandas (RRA, 2011):

- Potência Instalada = 3.000 kVA
- Demanda Ar Condicionado = 900 kVA.
- Demanda total = 2.600 kVA

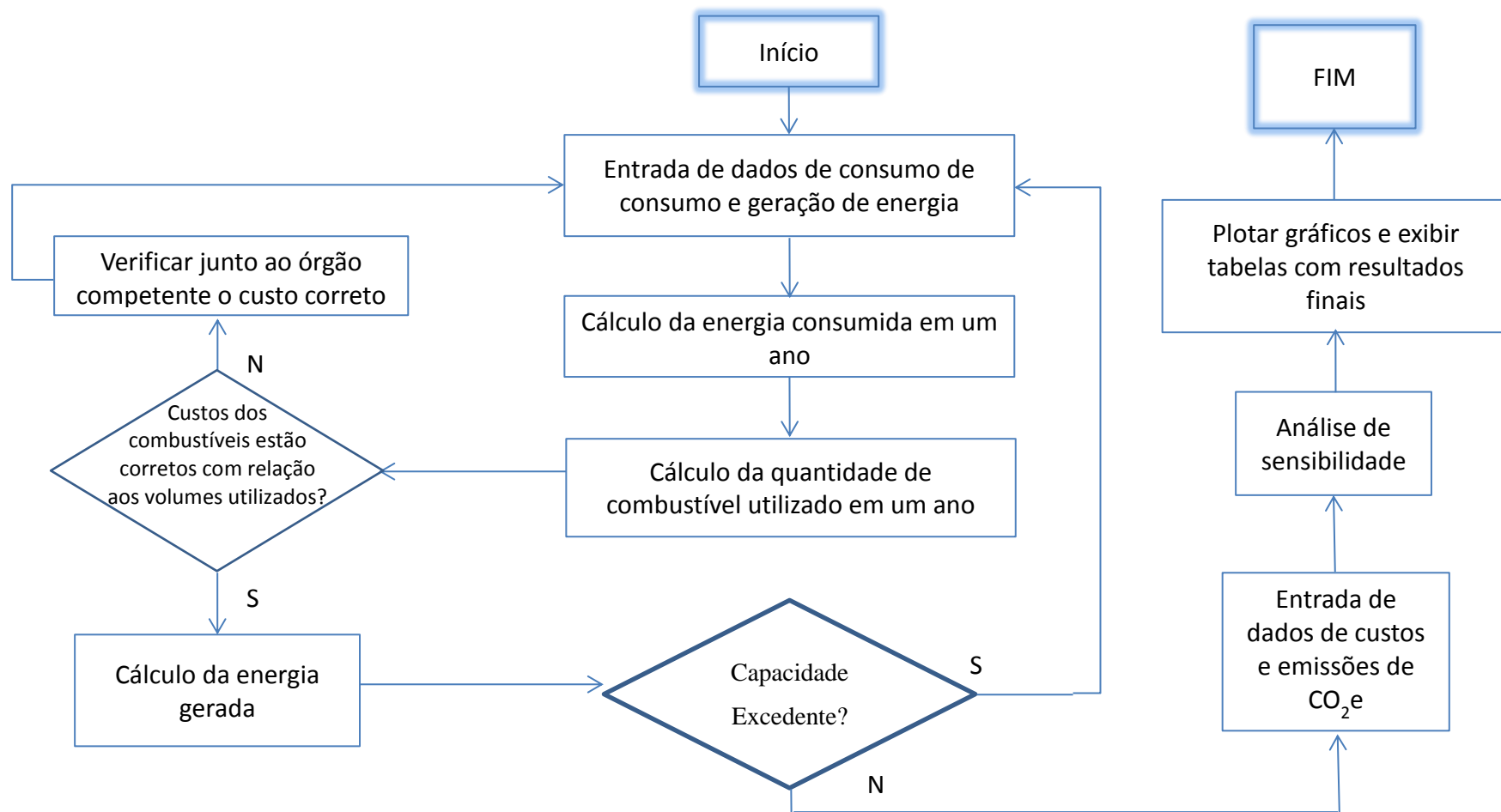
Está projetado, como sistema emergencial (gerador de emergência) um Grupo Gerador, de 300 KVA/240 KVA, instalado no subsolo, para alimentar todas as bombas do sistema de pressurização das águas pluviais e de Reuso, bombas de drenagem dos poços de água servidas do subsolo, bomba de transferência do filtro de águas pluviais para o reservatório das águas pluviais, bombas de drenagem da elevatória do sistema hidrosanitário, bomba do sistema de incêndio, sistemas de iluminação toda a área do subsolo, bem como, para iluminação autônoma de escadas, rotas de fuga e demais áreas, na falta de energia da Light (RRA, 2011).

Todos os motores do ar-condicionado central serão de alta eficiência segundo a NBR 5410 e deverão ter fator de potência corrigido em 0,94%, segundo o projeto executivo do museu do amanhã (RRA, 2011).

### **3.2. Metodologia**

Será empregada uma simulação computacional utilizando dados estimados do estudo de caso (sistema de geração combinada de frio e eletricidade). Como mencionado no começo desta dissertação, esta metodologia objetiva verificar o comportamento do sistema com a inserção da pilha a combustível em termos de fluxos de energia, análise de custos e viabilidade econômica para empreendimentos no setor terciário, mediante um estudo de caso. Grande parte dos dados utilizados nesta simulação foi estimada com base em artigos científicos disponibilizados na literatura internacional. Outra parte foi cedida gentilmente pela Fundação Roberto Marinho e a Prefeitura do Rio de Janeiro para a realização do presente trabalho.

O fluxograma utilizado para a simulação encontra-se apresentado na Figura 21. Devido à natureza da precificação dos combustíveis utilizados e a situação vigente de exportação de energia, a simulação se utiliza do sistema de recursão para a correta apuração dos dados.



**Figura 21: Fluxograma utilizado para simulação do sistema proposto**  
 Fonte: elaboração própria

Para realizar os cálculos para o estudos de caso, será utilizado o programa RETScreen. Este é um *software* de análise de projetos de energia limpa baseado em Excel que ajuda os tomadores de decisões a determinarem rápida e economicamente a viabilidade técnica e financeira de projetos potenciais, de eficiência energética e de projetos de cogeração (NRCAN, 2013). Nele é possível calcular as curvas de demanda e consumo, energia fornecida e consumo de combustível para várias combinações de calor, refrigeração e/ou eletricidade, utilizando dados de entrada. Há também em sua programação a possibilidade de realizar análises financeiras e de sensibilidade do empreendimento. O programa ainda é capaz de mesclar as informações dos equipamentos propostos com equações referenciais sobre cada tecnologia. Os resultados fornecidos pelo mesmo apresentam informações relacionadas aos fluxos de energia e seus custos, estimando: energia consumida pelo empreendimento, energia produzida pelas fontes energéticas instaladas, energia consumida para refrigeração, custo anual total, fluxo de caixa ao longo dos anos, emissões de CO<sub>2</sub>, análise de sensibilidade do empreendimento, dentre outros.

Alterando algumas variáveis do sistema é possível obter diferentes resultados, por exemplo, sobre o comportamento do sistema sem o uso de gerador de emergência, ou com uma razão de dívida maior que a prevista. O RETScreen possui ainda um sistema variado de ferramentas de auxílio para a realização de estimativas mais confiáveis com relação à composição dos combustíveis utilizados, conversão de unidades, discriminação da tarifa de energia por período de utilização dentre outros.

Em suma, o RETScreen é capaz de fornecer valores representativos financeiros e econômicos para estudos de viabilidade preliminares, daí este ser considerado um programa auxiliar de tomadas de decisão. Os dados de entrada são divididos em categorias, conforme mostra o ANEXO 1.

### 3.3. Cenários

A fim de auxiliar o processo de planejamento de forma a subsidiar ações que tenham um impacto nas estratégias de utilização energética do empreendimento, foram construídos cenários energéticos. A construção da base de um cenário prospectivo passa por várias fases, entre elas: a delimitação do sistema estudado, o diagnóstico da situação atual e o exame de sua situação passada. A partir da construção desta base, inicia-se a parte prospectiva propriamente dita, subdividida nas seguintes fases: a elaboração de um cenário tendencial e de cenários contrastados ou alternativos (LEBRE, *et al.*, 2011).

No caso em questão, a finalidade se dá na eficiência energética em concomitância com uma análise de custos definida, considerando a inserção de uma PaC na matriz energética passível de cogeração. Foram delimitados alguns cenários, um de linha de base e os demais alternativos, como visto a seguir:

- Cenário A (cenário de linha de base) – é o cenário tendencial, projeto inicial do museu. Este considera apenas a instalação de painéis fotovoltaicos na parte superior do museu. Compreende o sistema energético com um gerador de emergência de 300 kW, a alimentação elétrica de base como fotovoltaica e o restante (intermediária e de ponta) proveniente de energia contratada (Light). O sistema de condicionamento de ar é movido à eletricidade, sem cogeração e seu sistema de resfriamento é por compressão.
- Cenário B – apresenta a inserção de uma PaC com cogeração, contribuindo não só com fonte de energia elétrica, mas também com calor para a utilização no condicionamento de ar (resfriamento por absorção). Este sistema operará em paridade térmica e, assim como o cenário A, também possui um gerador de emergência de 300 kW e painéis fotovoltaicos.
- Cenário C – Apresenta a inserção de uma PaC com cogeração, funcionando em regime de paridade elétrica. O sistema elétrico compreende: painéis fotovoltaicos, PaC e eletricidade contratada.

Para fins de relatório, as paridades térmica e elétrica são atendidas se, e somente se, a energia fornecida (elétrica ou térmica, dependendo do caso) ao sistema for igual ou superior a noventa e cinco por cento de sua demanda.



Poucas são as possibilidades de venda de energia elétrica de uma edificação comercial de pequeno ou médio porte a ser inserido no SIN, de maneira legal. Contudo, a lei brasileira permite que a geração de energia excedente de uma edificação seja inserida no sistema e compensada da utilização da mesma em um momento futuro. Isso se dá pelo artifício conhecido como *net metering*.

Segundo a ANEEL (2012), a diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou no dia 17 de abril de 2012 regras destinadas a reduzir barreiras para instalação de geração distribuída de pequeno porte, que incluem microgeração e minigeração.

Esta norma cria o Sistema de Compensação de Energia (ou *net metering*), que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. A regra é válida para geradores que utilizem fontes incentivadas de energia (hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada). Pelo sistema, a unidade geradora instalada produzirá energia e o que não for consumido é injetado no sistema da distribuidora, que utilizará o crédito para abater o consumo dos meses subsequentes (ANEEL, 2012). Os órgãos públicos e as empresas com filiais que optarem por participar do sistema de compensação também poderão utilizar o excedente produzido em uma de suas instalações para reduzir a fatura de outra unidade (ANEEL, 2012).

É plausível a hipótese de haver excedente de energia gerada pelos cenários B e C e este possa ser compensado na utilização do mesmo em outros edifícios da mesma companhia dona do museu do amanhã. Assim, o *net metering*, seria tratado como um ganho ou venda de energia para terceiros, para fins única e exclusivamente de viabilidade do projeto. Logo, faz-se necessário uma análise financeira de dois cenários alternativos B.1 e C.1 que seguem todas as premissas dos cenários B e C respectivamente, porém com a adição de possibilidade de venda de energia para terceiros, sendo o preço de venda igual ao preço de compra de energia elétrica utilizado pelas distribuidoras de energia; no caso a Light. Para que os próximos subtópicos não se tornem repetitivos, os cenários B.1 e C.1 serão explicitados apenas no capítulo 4 - RESULTADOS E ANÁLISES.

Como dito no tópico anterior, o RETScreen necessita de uma quantidade razoável de dados de entrada para seu funcionamento. Contudo, devido ao

empreendimento estudado ainda estar em construção, parte dessas informações foram estimadas de modo que pudessem retratar a realidade futura da maneira mais fidedigna possível. Os subtópicos abaixo mostram as correlações e estimativas necessárias para a simulação.

### 3.3.1. Carga e rede

#### a) Projeto de refrigeração

As variáveis necessárias para a geração de frio do sistema foram estipuladas mediante as informações cedidas gentilmente pela Prefeitura do Rio e a Fundação Roberto Marinho. O empreendimento possui uma metragem de 30.000 m<sup>2</sup>, com 15.000 m<sup>2</sup> de área construída. É razoável definir que a área de piso resfriado para o prédio é a mesma que a área construída e que o tipo de energético utilizado convencionalmente é eletricidade em *chiller* central elétrico. O coeficiente de desempenho (COP) para o tipo de sistema de refrigeração utilizado é de 3,0 (LANGRECK, 2000). A demanda de refrigeração para o Museu do Amanhã é de 900 kVA com coeficiente de potência de 0,94 (RRA, 2011).

$$P(kW) = P(kVA) \times C_{pot}$$

$$P(kW) = 900 \times 0,94 = 846 \text{ kW}$$

Como a carga de refrigeração é dada em W/m<sup>2</sup>, podemos calculá-la como a divisão da demanda de refrigeração pela área de piso resfriado. Como o Museu do amanhã será dotado de dois andares, a área do piso resfriado é equivalente, de maneira aproximada, ao dobro da área construída. Assim:

$$C_{ref} = P(kW) / A_{piso \text{ resf.}}$$

$$C_{ref} = 846000 / 30000 = 28,2 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

A demanda de refrigeração independente da temperatura externa foi adotada como 20%, devido à necessidade de se utilizar a refrigeração para computadores e

equipamentos que geram uma quantidade razoável de calor. O preço da energia neste caso é o preço da eletricidade, 0,475 R\$/kWh que será discriminado a seguir.

Todos os cenários possuem os mesmos valores iniciais de carga e rede.

#### **b) Produção de eletricidade**

Como o Museu do Amanhã não se encontra em funcionamento, não existe uma carga bruta de eletricidade discriminada mês a mês. Assim, de maneira a estimar uma demanda para o cenário brasileiro, foram correlacionados três parâmetros.

Para a geração desta curva de demanda de energia elétrica, foi utilizado um valor médio de carga necessária por potência instalada, dada pela fórmula a seguir (PAUL, 2010):

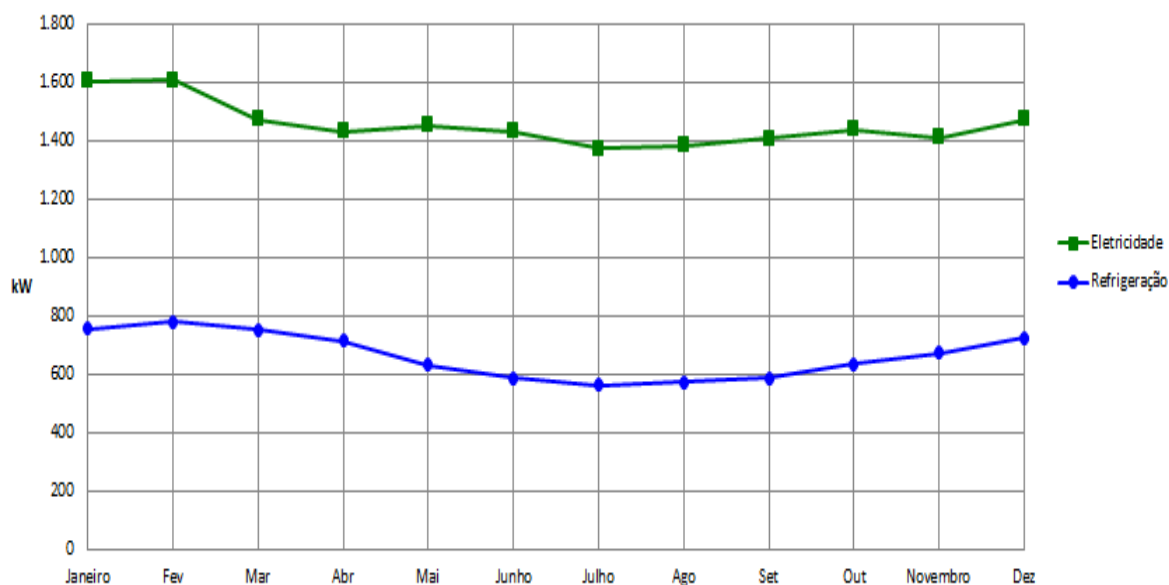
$$Fator\ de\ demanda = \frac{Demanda\ média}{Demanda\ máxima}$$

O valor médio anual descoberto na fórmula acima será correlacionado com a variação de consumo de energia ao longo do tempo de um empreendimento existente (PAN, ZHIZHONG e WU, 2007). Como a edificação utilizada não se encontra em território nacional, o consumo da mesma varia com o clima de seu país e não com o brasileiro. Para que a carga de pico do projeto seja a mais próxima do caso brasileiro, a curva estipulada terá um deslocamento a fim de se aproximar da curva de carga anual do SIN<sup>33</sup>. Assim, os meses de maior pico da estimativa do museu do amanhã também serão os mesmos dos do SIN, guardada suas devidas proporções.

A carga de ponta máxima do sistema acima da média mensal será estipulada em 10%, visto que esta, não só é uma medida conservadora, como também é a padrão do programa.

---

<sup>33</sup> Sigla do Sistema Integrado Nacional



**Gráfico 3: Consumo Anual de Energia estimada do museu do amanhã**

Fonte: Elaboração própria

Deverá se utilizar o preço da eletricidade estipulada pela light com relação ao contrato feito pela prefeitura para o museu do amanhã, de modo que este reflita, de maneira mais aproximada possível, o preço da energia contratada e utilizada pelo empreendimento.

O museu não possui nenhum plano de ações de eficiência energética ao longo dos anos, sendo assim, este valor será estipulado como zero, para fins complementação de dados do RETScreen. Para realizar análises futuras, todos os dados deste tópico serão mantidos iguais em todos os cenários. A Tabela 14 apresenta uma síntese dos dados inseridos para cada cenário no que se refere à carga e rede da edificação.

**Tabela 14: Dados necessários para o RetScreen (Carga e Rede)**

Dados necessários		Cenário A	Cenário C	Cenário D
<b>C A R G A  E  R E D E</b>	Área de piso resfriado para o prédio (m²)	30.000	30.000	30.000
	Tipo de Combustível	Eletricidade	Eletricidade	Eletricidade
	Coeficiente de desempenho - sazonal	3	3	3
	<b>Cálculo da carga de refrigeração</b>			
	Carga de refrigeração por prédio (W/m²)	28,2	28,2	28,2
	Demanda refrigeração independente da temperatura externa	20%	20%	20%
	Preço do combustível (R\$/m³)	0,475	0,475	0,475
	Ações de eficiência energética no uso final	0%	0%	0%
	Preço da eletricidade - caso de referência	0,475	0,475	0,475
	<b>Projeto de Produção de Eletricidade (kW)</b>			
	Janeiro	1603,66	1603,66	1603,66
	Fevereiro	1605,98	1605,98	1605,98
	Março	1470,98	1470,98	1470,98
	Abril	1431,08	1431,08	1431,08
	Maio	1450,56	1450,56	1450,56
	Junho	1431,99	1431,99	1431,99
	Julho	1373,53	1373,53	1373,53
	Agosto	1381,88	1381,88	1381,88
	Setembro	1405,08	1405,08	1405,08
	Outubro	1438,49	1438,49	1438,49
	Novembro	1409,74	1409,74	1409,74
	Dezembro	1470,98	1470,98	1470,98
	Carga de ponta sist. elétrico acima da média mensal máxima	10%	10%	10%
	Preço da eletricidade - caso de referência	0,475	0,475	0,475

Fonte: Elaboração própria

### 3.3.2. Modelos energéticos

#### a) Sistema de refrigeração do caso proposto

A refrigeração do caso proposto é dada por um sistema de absorção utilizando eletricidade ou gás natural, dependendo do cenário a ser estudado (cenário base ou alternativos).

No caso de energia elétrica, tal qual estipulado no subtópico anterior, deverá se utilizar o preço da eletricidade estipulada pela light com relação ao contrato feito pela prefeitura para o museu do amanhã. Já o preço do gás natural será o limite máximo possível de ser exercido pela CEG-Rio conforme a demanda projetada para o museu (Tabela 15).

**Tabela 15: Tarifa de Gás Natural vigente.**

TIPO DE GÁS / CONSUMIDOR	Faixa de Consumo m³ / mês	Tarifa Limite R\$ / m³
<b>GÁS NATURAL</b>		
Residencial	0 - 7	3,9016
	8 - 23	5,2100
	24 - 83	6,4083
	acima de 83	6,7881
Comercial e Outros	0 - 200	5,8712
	201 - 500	5,2979
	501 - 2.000	5,0132
	2001 - 20.000	4,7463
	20.001 - 50.000	4,2522
	acima de 50.000	3,4302
Climatização	0 - 200	3,9161
	201 - 5.000	2,2459
	5.001 - 20.000	1,9827
	20.001 - 70.000	1,6208
	70.001 - 120.000	1,4791
	120.001 - 300.000	1,3274
	300.001 - 600.000	1,1481
	600.001 - 1.500.000	1,1432
Cogeração	acima de 1.500.000	1,1302
	0 - 200	3,9161
	201 - 5.000	2,2459
	5.001 - 20.000	1,9827
	20.001 - 70.000	1,6208
	70.001 - 120.000	1,4791
	120.001 - 300.000	1,3274
	300.001 - 600.000	1,1481
	600.001 - 1.500.000	1,1432
	acima de 1.500.000	1,1302

Fonte: CEG (2013)

Os cenários B e C possuem cogeração, logo, o preço do gás natural para estes será caracterizado como tal na Tabela 15.

A capacidade em kW de cada estudo de caso será definida segundo o sistema de cogeração do mesmo. De maneira geral, as PaCs visarão uma das maneiras de operação a seguir: paridade térmica ou elétrica.

O fabricante e o modelo do equipamento serão definidos de maneira que esta possa atender a demanda exigida com a menor quantidade de equipamentos possível. Esta decisão foi tomada visto que o museu do amanhã não dispõe de muito espaço para locação de novos equipamentos.

### **b) Sistema de eletricidade do caso proposto**

O museu do Amanhã está sendo construído com painéis fotovoltaicos em sua carcaça. Assim sendo, todos os estudos de caso possuem a tecnologia de fotovoltaica com uma potência elétrica definida de 181 kW (RRA, 2011). No cenários alternativos B e C o sistema de eletricidade contará com a adição de um sistema de PaC e sistema de cogeração. O cenário B operará em paridade térmica e o cenário C em paridade elétrica.

Como dito anteriormente, o modelo e fabricante dos equipamentos seguem a mesma ideia do subtópico anterior. Já o fator de utilização<sup>34</sup> dos equipamentos de geração elétrica será definido como 97%, tendo 3% para a sua manutenção.

### **c) Estratégia de operação**

Os únicos valores necessários de serem inseridos neste subtópico são o preço da eletricidade exportada e o preço da eletricidade do caso proposto. O Sistema Interligado Nacional – SIN – possui a habilidade de reconhecer produtores de energia independentes. Contudo, o sistema pode entender as baixas variações de tensão em sentido contrário (produtor independente para o SIN) como uma queda de tensão. Assim, em todos os cenários, o preço da eletricidade exportada terá valor nulo. Entretanto, esta variável será levada em conta na análise de sensibilidade.

---

<sup>34</sup> O nome dado pelo RetScreen é fator de utilização. Contudo, o termo mais claro nesta situação é “disponibilidade”. Ele significa, no caso, que em 97% do tempo, há a possibilidade de se utilizar o sistema. Os outros 3% são um somatório de tempo que envolve manutenção, pico de eletricidade cuja a capacidade do equipamento não atinge e possíveis falhas.

#### **d) Características do caso proposto**

Neste subtópico serão impressos algumas características específicas do caso proposto, basicamente a carga de ponta do sistema elétrico e os dados do sistema elétrico de *back-up*.

Nos cenários propostos, será utilizada a energia mais barata possível de cada caso na carga de base e, ao se esgotar a disponibilidade de carga daquela energia, irá se utilizar a segunda mais barata e assim sucessivamente até suprir a ponta do sistema elétrico. Todos os cenários possuem um gerador de emergência a gás natural como um sistema de *back-up*. Logo, a entrada de dados para cada cenário se torna diferente.

A Tabela 16 apresenta uma síntese dos dados inseridos para cada cenário no que se refere ao modelo energético proposto para a edificação.



**Tabela 16: Dados necessários para o RetScreen (Modelos Energéticos)**

Dados utilizados		Cenário A	Cenário C	Cenário D
<b>M O D E L O S  E N E R G É T I C O S</b>	<b>Carga e base do sistema de refrigeração</b>			
	Tecnologia	Compressão	Absorção	Absorção
	Fonte de energia	Elettricidade	Gás Natural	Gás Natural
	Capacidade (kW)	888	713,7	254
	Preço do combustível (R\$/m³)	0,475	0	0
	Coeficiente de desempenho - sazonal	3,5	1,2	1,2
	Fabricante	Daikin	-	-
	Modelo	EUWA40MZY1	-	-
	Frio fornecido (MWh)	3116,401131	5.723	5.219
	<b>Carga de ponta do sistema de refrigeração</b>			
	Tecnologia	-	Compressão	Compressão
	Fonte de energia	-	Elettricidade	Elettricidade
	Capacidade (kW)	-	174,3	634
	Preço do combustível (R\$/m³)	-	0,475	0,475
	Coeficiente de desempenho - sazonal	-	3,5	3,5
	Fabricante	-	Daikin	Daikin
	Modelo	-	EUWA40MZY1	EUWA40MZY1
	Frio fornecido (MWh)	-	135	640
	<b>Carga de base do sistema de eletricidade</b>			
	Tecnologia	Fotovoltaica	Célula Combustível	Célula Combustível
	Potência elétrica (kW)	181,44	1300	1100
	Fabricante	Sinopuren	-	-
	Modelo	a-Si - JNP-32W	-	-
	Fator de Utilização / disponibilidade	90%	97%	97%
	Método-seleção de combustível	Combustível único	Combustível único	Combustível único
	Tipo de Combustível	Elettricidade	Gás Natural	Gás Natural
	Preço do combustível (R\$/kWh ou R\$/m³)	0,475	1,32	1,32
	Preço eletricidade exportada (R\$/MWh)	0	0	0
	Preço da Eletricidade - caso proposto (R\$/MWh)	475	475	475
	Selecionar estratégia de operação	Potência elétr.máx.de saída	Potência elétr.máx.de saída	Potência elétr.máx.de saída
	<b>Carga intermediária do sistema elétrico</b>			
	Tecnologia	-	Fotovoltaica	Fotovoltaica
	Potência elétrica (kW)	-	181,44	181,44
	Fator de Utilização / disponibilidade	-	90%	90%
	Tipo de Combustível	-	-	-
	Preço do combustível	-	0	0
	<b>Estratégia de operação - carga intermediária do sistema de eletricidade</b>			
	Preço eletricidade exportada (R\$/MWh)	-	-	-
	Preço da Eletricidade - caso proposto (R\$/MWh)	475	475	475
	Sistema de potência para carga base	Fotovoltaica	Célula Combustível	Célula Combustível
	Estratégia de operação	Potência elétr.máx.de saída	Acompanhando Carga Elétrica	Acompanhando Carga Elétrica
	<b>Sistema elétrico de back-up (opcional)</b>			
	Tecnologia	Gerador	Gerador	Gerador
	Capacidade (kW)	300	300	300

Fonte: Elaboração própria

### 3.3.3. Análise de custos

Pode-se dividir a análise de custos do empreendimento em três tipos de custos: iniciais; anuais; e periódicos.

O primeiro se pauta nos custos de desenvolvimento, instalação e viabilidade do projeto. Já o segundo se pauta no custo de manutenção e funcionamento ao longo de um ano. O último é definido como o conjunto de custos que são pontuais, não anuais e ocorrem durante a operação, não se alocando em nenhum dos outros tipos de custo já citados.

Como feito por vários autores, como por exemplo, CASTELO BRANCO (2008), todos os custos de transporte e importação geram o chamado custo de capital excedente (custo de localização). Este pode ser definido como o somatório do custo dos equipamentos com os provenientes da importação e alíquotas tributárias. Com isso, pode-se definir um *fator de custo de capital* (FCC), sendo este igual ou maior que **1,0**.

Este fator adimensional é multiplicado pelo valor bruto do equipamento, obtendo assim seu custo real de aquisição. Caso todas as condições sejam favoráveis para a obtenção dos equipamentos previstos, ou seja, se não houver a necessidade de importação dos equipamentos, nem o pagamento de nenhuma tarifa no transporte da mercadoria até o local de destino, o fator custo de capital é 1,0 (custo capital igual aos custos dos equipamentos).

O FCC utilizado por CASTELO BRANCO (2008) foi de 1,4. Todavia, apenas o custo da importação de um produto junto com suas alíquotas tributárias pode ultrapassar da faixa de 40% do seu valor inicial, dependendo do tipo de produto e das taxas que nele incidem.

A base de cálculo sobre produto importado é dada pelo imposto de importação (II)<sup>35</sup> do produto e o Imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços (ICMS). Os geradores que operam em corrente contínua com potência superior a 350kW e inferior a 3000kW, caso das PaCs que serão utilizadas no estudo de caso, possuem II de 14%

---

<sup>35</sup> Como previsto no Tratado de Assunção, a partir de 01/01/95, os quatro Estados Partes do MERCOSUL adotaram a Tarifa Externa Comum (TEC). A aprovação da TEC também incluiu alguns mecanismos de ajuste das tarifas nacionais, como por exemplo, o custo de importação.

(RES N° 94, 2011) e ICMS de 18%. Apenas avaliando o custo da importação, os tributos a pagar chegam a 39% do valor inicial do produto<sup>36</sup>.

O cálculo do FCC se dá pela seguinte fórmula (GERBASSI, 2013):

$FCC = Valor\ total\ com\ tributos \times Fator\ Brasil$ , sendo:

$Valor\ total\ com\ tributos = CIF + Valor\ IPI + Valor\ PC + Valor\ ICMS$

$Fator\ Brasil = (1 + II) \times (1 + DA) \times (1 + SF)$

$Valor\ IPI = \frac{IPI \times CIF}{1 - [ICMS + (ICMS \times IPI) + PC]}$

$Valor\ PC = \frac{PC \times CIF}{1 - [PC + ICMS + (ICMS \times IPI)]}$

$Valor\ ICMS = \frac{ICMS \times (CIF + Valor\ IPI + Valor\ PC)}{1 - ICMS}$

$PC = PIS + COFINS$

Onde:

- SF: Seguro/Frete (%)
- II: Imposto de importação (%)
- DA: Despesas Aduaneiras (%)
- IPI: Imposto sobre Produtos Industrializados (%)
- PIS: Programa de Integração Social (%)
- COFINS: Contribuição para o Financiamento da seguridade Social (%)
- ICMS: Imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços (%)
- CIF: Custo da mercadoria somado ao seguro e frete internacional (*Cost, Insurance and Freight*, dado em %)

---

<sup>36</sup> Dados estimados mediante a calculadora de impostos de importação, disponível em: <http://www.tributado.net/#>

**Tabela 17: Base de dados utilizados para o cálculo do FCC<sup>37</sup>**

<i>Item</i>	<i>%</i>
Seguro / Frete (SF)	5,0
Imposto de importação (II)	14,0
Despesas aduaneiras (DA)	2,0
Imposto sobre produtos industrializados (IPI)	0,0
Programa de integração social (PIS)	1,65
Contribuição para o financiamento da seguridade social (COFINS)	8,6
Imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços (ICMS)	18,0

Fonte: Elaboração própria com base em GERBASSI (2013)

O cálculo da FCC, com base nos dados obtidos e discriminados na tabela 15 obtém-se que:

$$PC = 0,0165 + 0,086 = 0,1025$$

$$Valor\ IPI = 0$$

$$Valor\ PC = \frac{0,1025 \times 1,05}{1 - [0,1025 + 0,18 + (0,18 \times 0)]} = 0,15$$

$$Valor\ ICMS = \frac{0,18 \times (1,05 + 0 + 0,15)}{1 - 0,18} = 0,072$$

$$Valor\ total\ com\ tributos = 1,05 + 0 + 0,15 + 0,072 = 1,272$$

$$Fator\ Brasil = (1 + 0,14) \times (1 + 0,02) \times (1 + 0,05) = 1,221$$

$$FCC = 1,221 \times 1,272 = \mathbf{1,55}$$

Em uma breve análise, pode-se salientar que os principais fatores que influenciam negativamente FCC são ICMS e o II, consequentemente, são os fatores que mais contribuem para o aumento do custo de capital excedente. A melhor maneira de reduzir o custo total seria através de isenção fiscal ou outros incentivos governamentais

<sup>37</sup> Os valores de II, IPI, ICMS, PIS e COFINS foram retirados do Simulador do Tratamento Tributário e Administrativo das Importações, feito pela Receita federal, disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/Aplicacoes/ATRJO/SimuladorImportacao/default.htm>

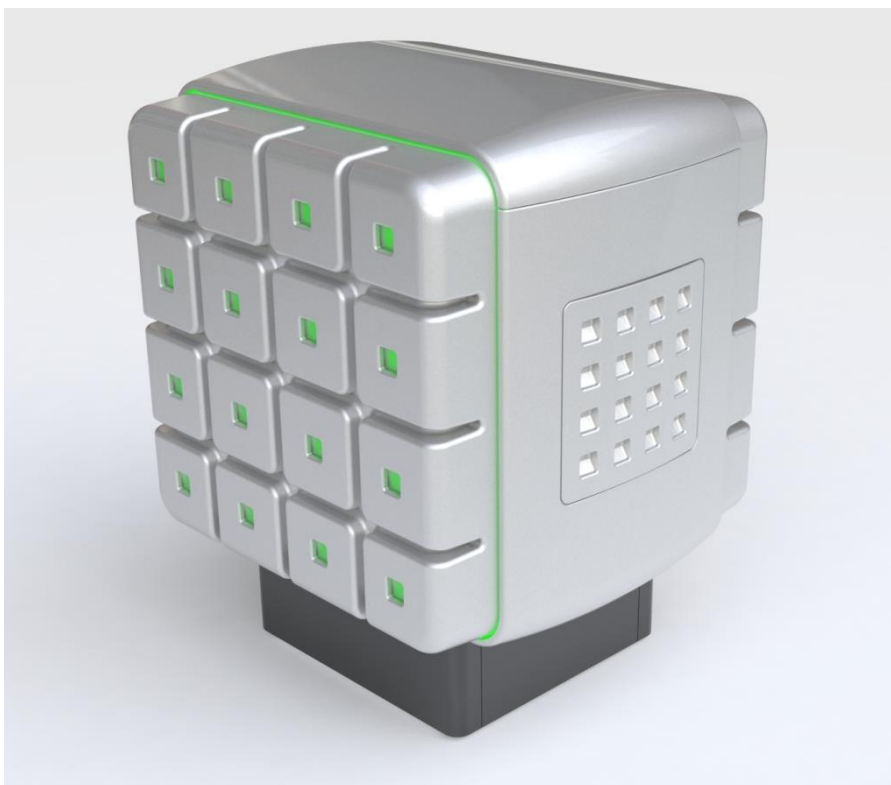
seria a redução dos referidos impostos. Vale ressaltar que, no caso específico das PaCs, o IPI é zero, diminuindo o FCC. Diferente do FCC de 1,4 calculado por CASTELO BRANCO (2010), os cenários adotarão o FCC 1,55 calculado nesta dissertação por, não só se utilizar dos parâmetros discriminados para o referido equipamento, como também por ser um fator maior, logo, mais conservador.

#### **a. Custos iniciais**

Apesar de o RETScreen permitir ao usuário inserir o custo do estudo de viabilidade do projeto, desenvolvimento e engenharia em suas análises, este é um custo variável. Como o foco desta dissertação é a análise da tecnologia, os custos de estudo de viabilidade e desenvolvimento serão assumidos como 1% do custo total dos equipamentos. O custo de engenharia foi estipulado em 20% dos custos do equipamento.

Também são definidos como custos iniciais o custo do sistema de produção de eletricidade, de refrigeração e as peças de reposição dos referidos sistemas. Com relação ao custo de produção de eletricidade, uma característica desse projeto é que não há a necessidade da construção de estradas, subestações ou linhas de transmissão, nem ações de eficiência energética proveniente pelo museu. Os valores adotados para cada um dos citados na última frase é nulo. Já o custo de cada tecnologia (fotovoltaica, PaC eletricidade da rede e gerador de emergência) é inserido no programa em R\$/kW.

O custo das PACOS no mercado é bem variável. Em geral, o custo destas pilhas varia entre US\$8.000/kW e US\$10.000/kW. Contudo, a produção em escala e os avanços tecnológicos realizados nas PaCs estão diminuindo este valor drasticamente. “em 2010, a Sociedade Americana de Engenharia Mecânica (ASME) publicou um paper estimando o custo das PACOS em \$ 2.268/kW para 2011” (WACHSMAN, MARLOWE e LEE, 2011). Em agosto de 2013, a companhia CEO anunciou sua PACOS por US\$ 1.000/kW (MIT TECHNOLOGY REVIEW, 2013). A empresa Redox Power System anunciou, também em agosto de 2013, que o custo de sua PACOS será 90% mais barata que o preço comum de mercado (FORBES, 2013). Segundo WANG (2009), o custo de uma PACOS varia em torno de US\$400/kW.



**Figura 22: PACOS anunciada pela Redox Power System**  
Fonte: REDOX POWER SYSTEM (2013)

Como os preços das PACOS possuem uma diferença percentual considerável, será adotado o custo de US\$ 2.268/kW nos cenários B e C. Em reais, considerando o fator de localização e a taxa de câmbio de 2,32 (US\$ para R\$), o custo nos cenários B e C, em reais, será de R\$ 8.156/kW.

O custo do sistema de refrigeração por absorção será de R\$ 789/kW<sup>38</sup> e sistema por compressão terá valor de R\$ 1.137/kW<sup>39</sup>. Vale ressaltar que, por haver cogeração nos cenários B e C, estes possuem um sistema de refrigeração por absorção de duplo efeito operando na base e um sistema por compressão operando na ponta. Como não há cogeração no cenário A, este possuirá apenas um sistema de refrigeração por compressão. O custo do sistema de painéis fotovoltaicos será de R\$ 9.731/kW<sup>40</sup> em todos os cenários.

<sup>38</sup> Dado estipulado mediante custos de ALMEIDA, AROUCA *et al* (2012).

<sup>39</sup> Dado estipulado de maneira linear mediante os custos apresentados em PRADELLA (2009)

<sup>40</sup> Estimativa feita a partir do catálogo da Neosolar Energia, disponível em:  
<http://www.neosolar.com.br/> Acesso em 12 de novembro e 2013

#### **b. Custo anual**

Os custos anuais são todos os custos fixos que podem ser contabilizados e previstos ao longo do período anual, tais como peças e mão-de-obra (R\$) e contingências (%). Será definido, de maneira empírica, um custo total de peças de reposição e mão de obra equivalente a 1% do valor total do custo dos equipamentos e uma contingência de 5% em todos os cenários.

#### **c. Custos periódicos**

Custos periódicos são os custos fixos pontuais ou recorrentes que ultrapassem o período anual. Não será inserido nenhum custo periódico em nenhum dos cenários.

A Tabela 18 apresenta uma síntese dos dados inseridos para cada cenário no que se refere à análise de custos da edificação.

**Tabela 18: Dados necessários para o RetScreen (Análise de Custos)**

Dados utilizados		Cenário A	Cenário C	Cenário D
<b>A N Á L I S E  D E  C U S T O S</b>	<b>Custos Iniciais</b>			
	Estudo de viabilidade (R\$)	64.201,43	132.968,60	117.031,05
	Desenvolvimento	64.201,43	132.968,60	117.031,05
	Engenharia	1.284.028,52	2.659.372,00	2.340.621,00
	<b>Sistema de produção de eletricidade</b>			
	Carga - Fotovoltaica (R\$/kW)	9.731	9.731	9.731
	Carga - Célula combustível	-	8.156	8.156
	Carga de Ponta - Eletricidade da Rede (R\$/kW)	16,7	16,7	16,7
	Reserva -Gerador de emergência (R\$/kW)	450		450
	Construção de estrada (km)			
	Linha de Transmissão (km)			
	Subestação			
	Ações de Eficiência energética			
	Definido pelo usuário			
	<b>Sistema de refrigeração</b>			
	Sistema de Compressão (R\$/kW)	1.130	1.130	1.130
	Sistema de Absorção (R\$/kW)	-	789	789
	Ações de Eficiência energética			
	Definido pelo usuário			
	<b>Balanco do sistema e misc.</b>			
	Peças de reposição (R\$)	296.034,86	1.329.686,00	1.170.310,00
	Transporte			
	Treinamento & Comissionamento			
	Definido pelo usuário			
	Contingências (%)	5%	5%	5%
	Juros durante a construção (meses)	12	12	12
	<b>O&amp;M</b>			
	Peças e mão de obra	128.403	132.969,00	117.031,00
	Definido pelo usuário			

Fonte: Elaboração própria

### 3.3.4. Análise de emissões de GEE

Para calcular emissões de GEE do projeto pelo programa, é preciso definir o país de origem, no caso, o Brasil. Assim, o próprio RetScreen já define o fator de emissão de GEE médio (tCO<sub>2</sub>/MWh). Vale o comentário de que o MCTI fornece o fator de emissão do SIN anualmente e que o valor do RetScreen é coerente com as fornecidas pelo MCTI.



A fim de tornar a análise mais consistente, é necessário informar qual a porcentagem de perdas na transmissão e distribuição da energia. Segundo QUEIROZ (2010), as perdas em T&D chegam à 19% da energia gerada. ÁLVARO (2011) é um pouco mais otimista, comentando que estas chegam a 16%. Contudo, a estimativa da EPE (2005) é de 15,8% em 2010 e 15% em 2015. Como o museu do amanhã será inaugurado em 2014, optou-se por utilizar o valor da EPE de 15% para todos os cenários.

**Tabela 19: Dados necessários para o RetScreen (Análise de GEE)**

	Dados utilizados	Cenário A	Cenário C	Cenário D
<b>Análise de GEE</b>	País - região	Brasil	Brasil	Brasil
	Tipo de Combustível	Todos os tipos	Todos os tipos	Todos os tipos
	Fator de Emissão de GEE (excl. T&D) (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0,0818	0,0818	0,0818
	Perdas T&D	15%	15%	15%
	Fator de emissão de GEE (iCO <sub>2</sub> /MWh)	0,086	0,086	0,086

Fonte: Elaboração própria

### 3.3.5. Análise financeira

Analisar financeiramente uma empresa significa qualificar o resultado financeiro, seja ele positivo ou negativo. Se a empresa ou empreendimento é lucrativo, deve-se concluir se esse lucro é ótimo, bom ou ruim. Mesmo com lucro, este pode estar abaixo do mercado, significando alguma deficiência na gestão da empresa (SEBRAE, 2013). Para realiza-lo, se faz necessário conhecer os parâmetros financeiros que se dividem em: variáveis gerais e financiamento.

#### a) Variáveis gerais

Certas variáveis financeiras que independem do projeto, tais como taxa de reajuste do combustível (%) e taxa de inflação (%), se encaixam neste subtópico. A taxa de inflação ao longo do ano é variável de modo que, muitas vezes, esta taxa extrapola os limites estimados pelo Banco Central do Brasil – BACEN. A Tabela 20 mostra a taxa de inflação e as metas estipuladas pelo próprio BACEN ao longo dos anos.

**Tabela 20: Serie histórica da taxa de inflação e suas metas**

<b>Data</b>	<b>Meta (%)</b>	<b>Limite Inferior</b>	<b>Limite Superior</b>	<b>Inflação efetiva</b>
1999	8	6	10	8,94
2000	6	4	8	5,97
2001	4	2	6	7,67
2002	3,5	1,5	5,5	12,53
2003	3,25	1,25	6,5	9,3
2004	4	1,5	8	7,6
2005	3,75	1,25	7	5,69
2006	5,5	3	6,5	3,14
2007	4,5	2	6,5	4,46
2008	4,5	2,5	6,5	5,9
2009	4,5	2,5	6,5	4,31
2010	4,5	2,5	6,5	5,91
2011	4,5	2,5	6,5	6,5
2012	4,5	2,5	6,5	5,84
2013	4,5	2,5	6,5	ND
2014	4,5	2,5	6,5	ND
2015	4,5	2,5	6,5	ND

Fonte: BACEN (2013)

O valor utilizado em todos os cenários foi a média da inflação nos anos datados da tabela 16, sendo este de 6,7%.

#### **b) Financiamento**

Segundo o BNDES (2013), há possibilidade de crédito diferenciado para certos tipos de empreendimentos. No caso do museu do amanhã, com relação à compra de máquinas e admitindo que o projeto seja realizado em parceria público-privada, este fornece alguns tipos de financiamento, dentre eles destacamos (BNDES, 2013):

- **Finame BK Aquisição – MPME:** tem como objetivo financiar a compra de máquinas e equipamentos novos, cadastrados no BNDES, exceto veículos de transporte. Apenas beneficiárias com receita operacional bruta (ROB) anual até R\$ 90 milhões podem solicitar este tipo de financiamento. Esta financia até 70% do empreendimento com juros anual de até 3,9% e prazo de até 120 meses (10 anos).

- **Finame PSI Bens de Capital:** tem como objetivo apoiar a aquisição de máquinas e equipamentos nacionais novos, exceto ônibus e caminhões, que tenham maiores índices de eficiência energética ou que contribuam para a redução de emissões de gases de efeito estufa. Desde que, passíveis de serem financiados no âmbito do Subprograma Máquinas e Equipamentos Eficientes do Programa Fundo Clima. Esta financia até 90% do empreendimento com juros anual de até 3,5% e prazo de até 144 meses (12 anos).

O cenário A adotará o sistema de financiamento Finame BK Aquisição enquanto os demais cenários adotarão o sistema de financiamento Finame PSI Bens de Capital.

**Tabela 21: Dados necessários para o RetScreen (análise financeira)**

	Dados utilizados	Cenário A	Cenário C	Cenário D
<b>A N Á L I S E  F I N A N C E I R A</b>	Reajuste do custo do combustível (%)	0%	0%	0%
	Taxa de inflação (%)	6,7%	6,7%	6,7%
	Taxa de desconto (%)	15%	15%	15%
	Vida do projeto (ano)	12	12	12
	<b>Financiamento</b>			
	Incentivos e subsídios (R\$)	0	0	0
	Razão da dívida (%)	70%	90%	90%
	Taxa de juros da dívida (%)	3,9%	3,5%	3,5%
	Duração da Dívida (anos)	10	12	12
	<b>Análise do Imposto de Renda</b>			
	Custo efetivo- imposto de renda	15%	15%	15%
	Postergar prejuízo?	Não	Sim	Sim
	Método de depreciação	Nenhum	Linear	Linear
	Base da taxa de depreciação	10%	10%	10%
	Período de depreciação	10,00	12,00	12,00
	Isenção fiscal ?	Não	Não	Não
	Duração da isenção fiscal	-	-	-

Fonte: Elaboração própria

## 4. RESULTADOS E ANÁLISES

Para fins de organização este capítulo será dividido em duas partes: resultados dos cenários e análise de sensibilidade. No primeiro, serão mostrados e discutidos os resultados econômico e financeiro provenientes das análises feitas pelo RetScreen. Já a segunda parte contará com uma análise da sensibilidade dos cenários em questão e ponderações quanto a algumas possibilidades de negociação de energia conhecida como *net metering*, que serão explicadas mais a frente.

### 4.1. Resultados dos cenários

Todas as tabelas e inserção de dados realizadas no RetScreen, mediante as hipóteses consideradas ao longo desta dissertação, para cada cenário se encontram no ANEXO 2. Entretanto, com o propósito de facilitar a leitura e permitir a realização de comparações entre os cenários, os resultados se encontram discriminados nas tabelas 25 a 29.

Após a aplicação da metodologia, descrita no item 3.2, mediante aos cenários estipulados no item 3.3 desta dissertação, foi possível definir os sistemas de geração elétrica e de refrigeração existentes em cada cenário, como se segue na Tabela 22.

Inicialmente constata-se que o cenário B possui uma PACOS instalada de maior porte. O regime adotado neste cenário é de paridade térmica, sendo grande parte da demanda de energia térmica atendida pela PACOS (97,7% do frio fornecido ao longo do ano). Como a demanda de calor proveniente pela edificação é razoável, se comparada à demanda elétrica, e a PACOS possui um aproveitamento térmico menor que o seu aproveitamento elétrico, há a necessidade de uma potência da PaC maior para o atendimento da demanda.

Apesar de o cenário B operar em regime de paridade térmica, sua capacidade de geração de energia elétrica ultrapassa a demanda do próprio museu. Assim, o cenário B, se mostra autossuficiente em energia elétrica e térmica.

Os cenários B e C operam com um sistema de absorção de chiller de duplo efeito em cogeração na base e um sistema de refrigeração por compressão na ponta.

**Tabela 22: Capacidade dos Sistemas de Refrigeração e de Eletricidade (kW)**

		<b>Cenário A</b>	<b>Cenário B</b>	<b>Cenário C</b>
<b>Sistema de eletricidade</b>	Fotovoltaica	181,44	181,44	181,44
	PACOS	-	1.300	1.100
<b>Sistema de refrigeração</b>	Por Absorção	-	713	254
	por Compressão	888	175	634

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do RetScreen

A Tabela 23 explicita as dimensões e pesos de chillers possíveis de serem utilizados para o sistema de absorção. Vale lembrar que o sistema de absorção de duplo efeito foi escolhido por apresentar um COP de refrigeração melhor que o de simples efeito.

**Tabela 23: Especificações e dimensionamento do sistema de absorção de duplo efeito**

	<b>Cenário B</b>	<b>Cenário C</b>
Capacidade Nominal	861 kW	345 kW
Peso	7.500 kg	4.600 kg
Comprimento	4.920 mm	2.810 mm
Largura	2.200 mm	2.250 mm
Altura	2.070 mm	2.050 mm

Fonte: Adaptado e resumido de CARRIER (2013)

O dimensionamento do sistema de compressão pode ser visto na Tabela 24. O espaço radial ocupado pelo sistema de refrigeração do cenário A seria de 22,06 m<sup>2</sup>, tendo um volume de 52,59 m<sup>3</sup>. A área ocupada pelos cenários B e C seria de 10,63 m<sup>2</sup> e 27,10 m<sup>2</sup>, sendo o volume ocupado de 20,15 m<sup>3</sup> e 61,14 m<sup>3</sup> respectivamente<sup>41</sup>.

<sup>41</sup> Cálculos realizados a partir da multiplicação das dimensões provenientes das tabelas e das somas dos chillers de absorção e compressão para cada cenário.

**Tabela 24: Especificações e dimensionamento do sistema de compressão**

	Cenário A	Cenário B	Cenário C
Modelo	RCU260SAZHE4A	R 410-A	RCU180SAZHE4A
Capacidade Nominal	903,6 kW	207 kW	626,2 kW
Peso	1.208 kg	1.515 kg	5.418 kg
Comprimento	11.666 mm	4.945 mm	8.480 mm
Largura	1.891 mm	900 mm	1.891 mm
Altura	2.384 mm	1.681 mm	2.384 mm

Fonte: Adaptado e Resumido de HITACHI (2013)

Como o volume e a área descritos acima foram estimados única e exclusivamente pela soma das áreas e volumes calculados a partir das dimensões das Tabela 23 e Tabela 24, há uma grande possibilidade de erro. Contudo, este parâmetro, mesmo com grande grau de incerteza, indica que o espaço necessário para os sistemas de refrigeração dos cenários B e C devem ser ligeiramente menores do que os do caso A. O Museu do Amanhã é todo pensado de maneira a aproveitar ao máximo os espaços existentes, logo, este pode ser um fator considerável para a decisão de colocar o sistema ou não.

A PACOS considerada de menor preço de mercado atualmente é a da “*Redox Power System*”, como dito anteriormente no capítulo 3.3.3. Assim, as dimensões e pesos utilizados para a PACOS nesta dissertação foram feitas com base na PACOS de menor preço de mercado. Em REDOX POWER SYSTEM (2013), a PACOS é descrita como uma caixa e possui uma capacidade de 25 kW, 1 m<sup>3</sup> de volume e peso de 1.000 libras (453 kg aproximadamente). Assim, considerando a potência da PaC para cada cenário, pode-se estimar que o cenário B terá 52 módulos da PACOS em questão com um peso de 23.556 kg e o cenário C terá 44 módulos, pesando 19.932 kg.

Como visto na Tabela 25, o financiamento nos cenários de paridade térmica e elétrica (B e C respectivamente) são bem maiores que o caso base. Isso se dá, não só pela razão da dívida possível em cada tipo de financiamento, como também pelo montante de investimento necessário em cada cenário. A diferença de capital próprio investido entre os cenários B e C e o cenário base varia entre 11% e 26%.

**Tabela 25: Características do financiamento dos cenários**

<b>Financiamento</b>	<b>CENÁRIO A</b>	<b>CENÁRIO B</b>	<b>CENÁRIO C</b>
Incentivos e subsídios (R\$)	0	0	0
Razão da dívida	70%	90%	90%
<b>Empréstimo (R\$)</b>	3.235.751,87	15.726.079,42	13.841.155,75
<b>Capital próprio investido (R\$)</b>	1.386.750,80	1.747.342,16	1.537.906,19
Taxa de juros da dívida	3,9%	3,5%	3,5%
Duração da dívida (ano)	10	12	12
Pagamento da dívida (R\$/ano)	396.955,41	1.627.396,81	1.432.337,46

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do RetScreen

Comparando o custo total de investimentos de cada cenário com o caso base, nota-se que o cenário de paridade térmica (cenário B) é o de maior custo, sendo aproximadamente 3,78 vezes o custo do caso base. Já o cenário de paridade elétrica corresponde a 3,33 vezes o custo do caso base. O maior custo em todos os cenários é dado pelo sistema de produção de eletricidade, totalizando de 40% a 60% do custo do investimento total respectivamente.

A Tabela 26 apresenta, de forma resumida, a análise de custos dos cenários. Apesar do alto investimento, o custo anual dos cenários B e C são 6% e 8% menores que o do caso base respectivamente. Vale ressaltar que o combustível é o maior custo existente em todos os cenários, no que diz respeito à pagamentos anuais.

**Tabela 26: custo do projeto e sumário econômico**

Custo projeto e sumario econ./receita	CENÁRIO A - CASO BASE		CENÁRIO B		CENÁRIO C	
<b>Custos iniciais</b>						
Estudo de viabilidade	1%	64.201	1%	132.969	1%	117.031
Desenvolvimento	1%	64.201	1%	132.969	1%	117.031
Engenharia	28%	1.284.029	15%	2.659.372	14%	2.340.621
Sistema de produção de eletricidade	42%	1.950.693	62%	12.536.793	63%	10.905.593
Sistema de refrigeração	22%	1.009.656	9%	760.068	10%	797.510
Ações de Eficiência energética	0%	0	0%	0	0%	0
Balanco do sistema e misc.	5%	249.723	12%	1.251.251	11%	1.101.277
<b>Total de custos de investimento</b>	<b>100%</b>	<b>4.622.503</b>	<b>100%</b>	<b>17.473.422</b>	<b>100%</b>	<b>15.379.062</b>
Incentivos e subsídios		0		0		0
<b>Pagamento anual de custos e empréstimos</b>						
O&M	2%	128.403	10%	531.874	10%	468.124
Custo combustível	91%	5.227.055	60%	3.272.247	60%	2.869.437
Pagamento da dívida	7%	396.955	30%	1.627.397	30%	1.432.337
<b>Total de custos anuais</b>	<b>100%</b>	<b>5.752.414</b>	<b>100%</b>	<b>5.431.518</b>	<b>100%</b>	<b>4.769.899</b>

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do RetScreen

Como o caso base não possui nenhuma geração de energia de grande emissão de Gases de Efeito Estufa, este foi o cenário que possuiu a menor emissão. Como as PaCs em questão operam com gás natural como combustível, sendo este ainda reformado para a produção de H<sub>2</sub>, era natural se esperar o resultado mostrado na Tabela 27, visto que a maior parte da eletricidade brasileira advém das hidrelétricas, tornando o fator de emissão do SIN menor que o do uso de gás natural.

**Tabela 27: Emissões totais de Gases de Efeito Estufa em cada cenário**

Emissões totais de GEE (tCO <sub>2</sub> e)		
CENÁRIO A	CENÁRIO B	CENÁRIO C
1.059,00	4.919,95	4.217,99

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do RetScreen

Os cenários B e C possuem um menor custo anual com relação à combustíveis como visto anteriormente. E, apesar dos altos custos de investimentos, a razão da dívida dos cenários B e C observada na Tabela 25 também é mais alta (90%). Esses são os principais fatores que corroboram para que o fluxo de caixa dos cenários B e C ser mais atrativo que o do caso base, como observado na Tabela 28. Como os cenários B.1 e C.1 possuem as mesmas premissas que seus predecessores, com a adição da possibilidade



*net metering*, é notório que o fluxo de caixa dos mesmos é mais vantajoso que os cenários B e C respectivamente.

**Tabela 28: Fluxo de Caixa Anual Cumulativo**

Ano	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário B.1	Cenário C.1
0	-1.386.751	-1.747.342	-1.537.906	-1.747.342	-1.537.906
1	-1.158.949	-997.468	-102.002	-44.067	52.226
2	-940.534	-138.379	1.468.824	1.768.424	1.777.279
3	-732.090	834.741	3.180.747	3.694.945	3.643.430
4	-534.239	1.926.903	5.040.216	5.740.508	5.657.127
5	-347.642	3.143.323	7.053.961	7.910.330	7.825.100
6	-173.005	4.489.429	8.874.153	9.848.062	9.660.714
7	-11.076	5.970.868	10.710.714	11.740.934	11.628.369
8	137.346	7.263.751	12.690.986	13.746.880	13.739.735
9	271.412	8.577.328	14.821.535	15.870.848	16.001.377
10	390.219	10.014.069	17.109.207	18.117.980	18.420.143
11	889.760	11.579.322	19.561.144	20.493.624	21.003.174
12	1.459.898	13.278.643	22.184.795	23.003.337	23.757.918

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do RetScreen

A Tabela 29 resume os parâmetros de viabilidade financeira do empreendimento, discriminando os principais tipos de payback existentes para cada cenário. Fora a TIR do capital, todos os outros parâmetros de viabilidade econômica apontam o cenário A como não aconselhável ao investimento. As TIR dos ativos após imposto de todos os cenários são baixas ou negativas. Isso se dá principalmente devido à alta razão da dívida existente em todos os cenários. No caso do cenário A, o VPL calculado é negativo, o que contribui significativamente para uma TIR dos ativos após imposto ser negativa.

Nota-se que, termos de TIR e VPL, o cenário C possui vantagem notória em relação aos outros dois empreendimentos. Este fato ocorre mediante a economia anual do ciclo de vida do empreendimento. O cenário B possui uma supercapacidade de geração de energia elétrica da PACOS instalada, visto que há uma enorme quantidade da mesma não sendo aproveitada. Como o regime adotado neste cenário é de paridade térmica e a demanda de energia térmica é apenas atendida pela PACOS (e este equipamento gera mais energia elétrica do que térmica), há um excedente de energia elétrica gerada. Como a PACOS do cenário B é maior que a do cenário C, ela gera um custo de aquisição e manutenção proporcional ao seu tamanho, ou seja, mais elevado. Outro fator importante se pauta no maior uso de combustível, devido à necessidade de maior demanda térmica proveniente da PACOS.

**Tabela 29: Viabilidade Financeira dos cenários**

Viabilidade Financeira	Caso Base	Cenário B	Cenário C	Cenário B.1	Cenário C.1
TIR antes impostos- capital próprio	18,9%	54,5%	102,3%	103,7%	111,6%
TIR antes impostos – ativos	-2,6%	-0,1%	8,9%	7,7%	10,1%
TIR após impostos – capital	11,6%	53,6%	101,5%	103,0%	110,8%
TIR após impostos – ativos	-6,0%	-2,0%	6,7%	5,5%	7,9%
Retorno simples (ano)	6,41	7,69	5,61	5,42	5,32
Retorno do capital próprio (ano)	7,07	2,14	1,06	1,02	0,97
Valor Presente Líquido - VPL (R\$)	-214.252,32	4.367.511,19	8.401.662,04	8.963.347,16	9.139.811,92
Economia anual no ciclo de vida (R\$/ano)	-39.525,43	805.721,85	1.549.945,13	1.653.565,24	1.686.119,60
Razão custo benefício	0,85	3,50	6,46	6,13	6,94
Juros da dívida	1,75	1,46	2,00	2,05	2,11

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do RetScreen

A diferença dos cenários B.1 e C.1 para os parâmetros TIR e VPL é muito baixa se comparada à diferença dos mesmos fatores entre os cenários B e C. Este fato não só comprova a maior viabilidade do projeto, como também salienta que a possibilidade de *net metering* para o empreendimento é um fator impactante na tomada de decisão do mesmo com relação à paridade térmica e elétrica em questão.

Vale o comentário de que mesmo o cenário B.1 possuindo um TIR e VPL equiparado com o cenário C.1, o cenário de paridade térmica com *net metering* ainda é um pouco menos atrativo que o de paridade elétrica com *net metering*.

#### 4.2. Análise de Sensibilidade

Apesar de os cenários alternativos serem viáveis no ponto de vista econômico, apenas o cenário B, dentre os citados, não é financeiramente viável. Conforme visto no subcapítulo 4.1, há variáveis que, dependendo do grau de sensibilidade e incerteza existente nelas, podem inviabilizar a inserção da PACOS no museu. Dessas variáveis, destaca-se:

- Taxa de juros anual cobrada pelo financiamento;
- Custo do combustível nos casos propostos (gás natural);
- Custo do combustível no caso referência (energia elétrica);
- Custos iniciais.

Segundo Hoffman & Szklo (2011) e EPRI (2012) a maturação de uma tecnologia se dá dependendo da sua curva de aprendizado. Quando a tecnologia ainda não se encontra madura, pode-se estimar uma porcentagem de erro quanto aos preços e valores desta tecnologia, como visto na Tabela 30.

**Tabela 30: Matriz para avaliar o intervalo de precisão das estimativas de custo (dados em porcentagem)**

Índice	A - Madura	B - Comercial	C - Demonstração	D Piloto	E & F - Laboratório & Ideia
A Atual	0	–	–	–	–
B Detalhada	-5 a 8	-10 a 15	-15 a 20	–	–
C Preliminar	-10 a 15	-15 a 20	-20 a 35	-25 a 40	- 30 a 60
D Simplificada	-15 a 20	-20 a 35	-25 a 40	- 30 a 50	- 30 a 200
E Meta	–	-30 a 80	-30 a 80	-30 a 100	-30 a 200

Fonte: EPRI (2012), Hoffman & Szklo (2011)

Onde a classificação do projeto de A até E (1ª coluna da tabela Tabela 30), lê-se (HOFFMANN e SZKLO, 2011):

- A – Atual: Possui dados detalhados do processo e do design mecânico, ou dados históricos de unidades existentes.
- B – Detalhada: Processo de design detalhados
- C – Preliminar: Processo de design na fase preliminar
- D – Simplificado: Processo de design simplificado
- E – Meta: objetivo técnico do projeto / custo para o valor desenvolvido a partir de dados da literatura

E a classificação das PACOS quanto à curva de aprendizado da mesma, de A até F (1ª linha da Tabela 30) é definida como (HOFFMANN e SZKLO, 2011):

- A – Madura: Experiência comercial significativa (quantidade razoável de unidades comerciais operantes)
- B – Comercial: Experiência comercial incipiente
- C – Demonstração: Conceito comprovado por unidade de demonstração integrada.
- D – Piloto: Conceito verificado por pequena planta piloto
- E – Laboratório: Conceito verificado por estudos laboratoriais e desenvolvimento inicial de equipamento
- F – Ideia: Sem desenvolvimento inicial de equipamento

Os dados de equipamentos, como sistema de refrigeração, painéis fotovoltaicos e geradores de emergência, foram estipulados com base na literatura, porém possuem experiência comercial significativa, se enquadrando em “A – Atual X A – Madura”. Assim, pode-se definir o custo estipulado como o real (sem variação percentual).

Já os dados referentes à PACOS foram angariados de empresas fabricantes de PACOS e se encontram no nível comercial, conferindo o quadrante “C – Preliminar X B – Comercial”. Logo, o custo estipulado como real pode ser de 20 a 35% mais caro que o observado no projeto.

Como a razão da dívida dos cenários alternativos foi de 90%, sendo o valor da taxa de juros igual a 3,5%, este também pode ser um fator importante na análise de sensibilidade do empreendimento. Os juros de um financiamento no BNDES variam de acordo com cada empreendimento e há juros de até 0,97% a.m. para os que utilizam o cartão BNDES, por exemplo. (BNDES, 2014). Em 2006, a taxa de juros dada pelo BNDES foi de 6% a 9% a.a (BNDES, 2014). Todas as ponderações explicitadas acima corroboram para que o empreendimento possa ser sensível a variações na taxa de juros.

Outro fator importante a ser levado em conta pela análise de sensibilidade, neste caso, é o mercado futuro de geração de energia elétrica. O MME não prevê nenhuma usina hidrelétrica a ser licitada depois de 2025 (BRASIL ECONÔMICO, 2011). Assim, a demanda de energia futura poderá ser gerada por usinas termoeletricas a gás natural ou carvão.

Uma maior quantidade de usinas termoeletricas no SIN pode aumentar a tarifa cobrada por todo o setor elétrico para todos os seus usuários. Logo, não seria absurdo avaliar a sensibilidade do preço da eletricidade, visto que este possui uma tendência a aumentar devido à necessidade de suprir a matriz elétrica brasileira com usinas que fornecem energia a um preço mais caro que as hidrelétricas em geral.

Não há nenhum documento ou informação até o momento atual que indique um aumento ou diminuição da tarifa de gás natural proferida pela CEG. Todavia, não é absurda a hipótese de que o governo pode incentivar a utilização da cogeração. Assim, a análise de sensibilidade quanto ao custo do combustível se justifica, não só pelo alto custo anual do mesmo, quanto pela possibilidade de políticas públicas quanto a cogeração.

Para fins de organização, a análise de sensibilidade de VPL para cada cenário correlacionando todos os fatores apresentados acima se dará para cada cenário na forma de subcapítulos a seguir.

#### 4.2.1. Cenário A – Caso base

A Tabela 31 mostra o quão sensível o VPL do empreendimento é em relação à variação dos custos iniciais e do custo da eletricidade. Como dito anteriormente, a viabilidade do projeto inicial é negativa, no entanto, caso haja uma pequena redução no custo inicial ou no custo da eletricidade, o VPL se tornará positivo.

**Tabela 31: Análise de sensibilidade do cenário A - Preço da eletricidade x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Custo Eletricidade (R\$)		2.773.502	3.698.002	<b>4.622.503</b>	5.547.003	6.471.504
		<b>-40%</b>	<b>-20%</b>	<b>0%</b>	20%	40%
3.136.233	<b>-40%</b>	10.803.260	10.140.572	<b>9.477.884</b>	8.815.196	8.152.507
4.181.644	<b>-20%</b>	5.957.192	5.294.504	<b>4.631.816</b>	3.969.128	3.306.439
<b>5.227.055</b>	<b>0%</b>	<b>1.111.124</b>	<b>448.436</b>	<b>-214.252</b>	<b>-876.941</b>	<b>-1.539.629</b>
6.272.466	20%	<b>-4.066.863</b>	<b>-4.742.658</b>	<b>-5.418.454</b>	<b>-6.094.250</b>	<b>-6.770.045</b>
7.317.877	40%	<b>-9.733.638</b>	<b>-10.409.434</b>	<b>-11.085.229</b>	<b>-11.761.025</b>	<b>-12.436.820</b>

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

Vale o comentário de que a variação negativa dos custos iniciais e dos custos de eletricidade confere menor sensibilidade que a variação positiva de ambos os fatores. Ou seja, o VPL sofre maior alteração quando os custos iniciais e a eletricidade são

maiores que o valor esperado do que quando os mesmos parâmetros são menores que o valor esperado.

A sensibilidade do empreendimento quanto à taxa de juros da dívida, como mostra a Tabela 32, não possui uma variação tão grande, em termos de VPL, quanto à do custo de eletricidade neste cenário. Isso se dá, provavelmente, devido ao custo anual de cada um dos parâmetros. O custo da eletricidade é de 5.227.055 e do pagamento da dívida é de 396.955, ou seja, treze vezes menor que o custo anual de combustível utilizado.

**Tabela 32: Análise de sensibilidade do cenário A - Taxa de juros da dívida x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Taxa de juros da dívida	0	2.311.251	<b>4.622.503</b>	6.933.754	9.245.005	
	<b>-100%</b>	<b>-50%</b>	<b>0%</b>	50%	100%	
0,00%	-100%	3.083.204	1.593.839	<b>88.489</b>	-1.416.861	-2.922.211
1,95%	-50%	3.083.204	1.520.288	<b>-58.612</b>	-1.637.512	-3.216.413
<b>3,90%</b>	<b>0%</b>	<b>3.083.204</b>	<b>1.442.468</b>	<b>-214.252</b>	<b>-1.870.973</b>	<b>-3.527.693</b>
5,85%	50%	3.083.204	1.442.468	<b>-378.120</b>	-2.116.774	-3.855.428
7,80%	100%	3.083.204	1.274.662	<b>-549.864</b>	-2.374.391	-4.198.917

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

#### 4.2.2. Cenário B – Paridade térmica

Aqui vale o comentário de que o custo inicial deste cenário é o maior de todos, assim, sua sensibilidade pode ser definida como a mais alta de todos os cenários. Já o custo anual do combustível é bem menor que o seu valor no caso base.

Apenas o custo da PACOS é de R\$ 10.602.800, correspondendo a 60,67% do custo inicial. As ponderações realizadas no capítulo 4.2 quanto à possibilidade de erro no custo da tecnologia PACOS, estimaram uma variação de 20% a 35%. Considerando que as outras tecnologias utilizadas no projeto se encontram maduras, os custos iniciais podem sofrer uma variação de 12,1% a 21,2% aproximadamente.

Como visto na Tabela 33, de todos os fatores deste cenário, o custo do gás natural é um dos fatores de maior sensibilidade. Caso o custo do gás natural seja 90% maior que o utilizado para a simulação (2,51 R\$/m<sup>3</sup>), independentemente do valor do custo inicial (assumindo que este seja maior ou igual a zero), o empreendimento não se justificaria.

**Tabela 33: Análise de sensibilidade do cenário B - Custo do gás natural x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Custo Gás Natural (R\$)		1.747.342	9.610.382	<b>17.473.422</b>	25.336.461	33.199.501
		<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45%	90%
327.225	<b>-90%</b>	29.835.859	26.137.444	<b>22.280.695</b>	18.267.519	14.140.981
1.799.736	<b>-45%</b>	21.104.974	17.360.121	<b>13.397.905</b>	9.258.096	4.979.972
<b>3.272.247</b>	<b>0%</b>	<b>12.374.090</b>	<b>8.526.831</b>	<b>4.367.511</b>	<b>4.094</b>	<b>-4.571.984</b>
4.744.758	45%	3.629.201	<b>-592.112</b>	<b>-5.331.657</b>	<b>-10.087.635</b>	<b>-14.843.613</b>
6.217.269	90%	<b>-6.091.330</b>	<b>-10.847.308</b>	<b>-15.603.286</b>	<b>-20.359.265</b>	<b>-25.115.243</b>

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

A Tabela 34 mostra a análise de sensibilidade do empreendimento com relação à taxa de juros da dívida e aos custos iniciais. Neste cenário, a taxa de juros da dívida não possui sensibilidade tão forte quanto a dos custos iniciais. Um aumento de 90% dos custos iniciais, mesmo anulando a taxa de juros, não viabiliza o empreendimento.

**Tabela 34: Análise de sensibilidade do cenário B - Taxa de juros da dívida x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Taxa de juros da dívida		1.747.342	9.610.382	<b>17.473.422</b>	25.336.461	33.199.501
		<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45%	90%
0,35%	<b>-90%</b>	12.501.110	9.247.670	<b>5.744.217</b>	2.076.336	<b>-1.701.816</b>
1,93%	<b>-45%</b>	12.439.363	8.896.991	<b>5.076.344</b>	1.071.000	<b>-3.056.089</b>
<b>3,50%</b>	<b>0%</b>	<b>12.374.090</b>	<b>8.526.831</b>	<b>4.367.511</b>	<b>4.094</b>	<b>-4.571.984</b>
5,08%	45%	12.305.403	8.133.663	<b>3.617.938</b>	<b>-1.123.937</b>	<b>-6.162.358</b>
6,65%	90%	12.233.432	7.720.813	<b>2.828.141</b>	<b>-2.313.499</b>	<b>-7.824.240</b>

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

A variação do custo de eletricidade (combustível do caso base) pode contribuir para a viabilização ou não da inserção da PACOS na edificação. Como mostra a Tabela 35, o custo da eletricidade é um fator importante neste cenário, visto que uma redução na tarifa no custo de eletricidade de 45% torna o VPL negativo, independente do custo inicial.

**Tabela 35: Análise de sensibilidade do cenário B - Preço da eletricidade x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Custo Eletricidade (R\$)		1.747.342	9.610.382	<b>17.473.422</b>	25.336.461	33.199.501
		<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45%	90%
607.680	<b>-90%</b>	<b>-23.698.393</b>	<b>-28.454.371</b>	<b>-33.210.349</b>	<b>-37.966.327</b>	<b>-42.722.305</b>
3.342.240	<b>-45%</b>	<b>-4.623.232</b>	<b>-9.379.210</b>	<b>-14.135.189</b>	<b>-18.891.167</b>	<b>-23.647.145</b>
<b>6.076.800</b>	<b>0%</b>	<b>12.374.090</b>	<b>8.526.831</b>	<b>4.367.511</b>	<b>4.094</b>	<b>-4.571.984</b>
8.811.360	45%	28.587.976	24.885.801	<b>21.013.388</b>	16.989.557	12.841.354
11.545.920	90%	44.801.862	41.148.538	<b>37.378.433</b>	33.499.946	29.520.241

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

#### 4.2.3. Cenário B.1 – Paridade térmica com *net metering*

A análise de sensibilidade do custo de combustível e taxa de juros da dívida e análise sobre o combustível do caso base (eletricidade) para o cenário B.1 são iguais a do cenário B, visto que seus parâmetros são iguais em ambos os casos, como apresenta as tabelas 36 a 38. O VPL no cenário B é menor que o do cenário B.1 devido à utilização do *net metering* neste último.

**Tabela 36: Análise de sensibilidade do cenário B.1 - Custo do gás natural x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Custo Gás Natural (R\$)	1.747.342	9.610.382	<b>17.473.422</b>	25.336.461	33.199.501	
	<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45%	90%	
327.225	<b>-90%</b>	34.228.681	30.546.486	<b>26.724.213</b>	22.775.037	18.704.058
1.799.736	<b>-45%</b>	25.497.796	21.789.297	<b>17.887.957</b>	13.833.703	9.641.979
<b>3.272.247</b>	<b>0%</b>	<b>16.766.911</b>	<b>12.993.292</b>	<b>8.963.347</b>	<b>4.735.083</b>	<b>359.590</b>
4.744.758	45%	8.036.026	4.092.992	<b>-234.356</b>	<b>-4.919.610</b>	<b>-9.675.588</b>
6.217.269	90%	<b>-923.305</b>	<b>-5.679.283</b>	<b>-10.435.261</b>	<b>-15.191.239</b>	<b>-19.947.217</b>

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

**Tabela 37: Análise de sensibilidade do cenário B.1 - Taxa de juros da dívida x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Taxa de juros da dívida	1.747.342	9.610.382	<b>17.473.422</b>	25.336.461	33.199.501	
	<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45%	90%	
0,35%	<b>-90%</b>	16.893.931	13.704.330	<b>10.303.776</b>	6.745.471	3.069.557
1,93%	<b>-45%</b>	16.832.184	13.358.521	<b>9.656.334</b>	5.770.752	1.755.485
<b>3,50%</b>	<b>0%</b>	<b>16.766.911</b>	<b>12.993.292</b>	<b>8.963.347</b>	<b>4.735.083</b>	<b>359.590</b>
5,08%	45%	16.698.224	12.609.267	<b>8.235.106</b>	3.638.504	<b>-1.117.519</b>
6,65%	90%	16.626.253	12.204.712	<b>7.472.044</b>	2.485.407	<b>-2.676.247</b>

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

**Tabela 38: Análise de sensibilidade do cenário B.1 - Preço da eletricidade x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Custo Eletricidade (R\$)	1.747.342	9.610.382	<b>17.473.422</b>	25.336.461	33.199.501	
	<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45%	90%	
607.680	<b>-90%</b>	<b>-18.530.368</b>	<b>-23.286.346</b>	<b>-28.042.324</b>	<b>-32.798.302</b>	<b>-37.554.280</b>
3.342.240	<b>-45%</b>	508.018	<b>-4.211.185</b>	<b>-8.967.163</b>	<b>-13.723.141</b>	<b>-18.479.119</b>
<b>6.076.800</b>	<b>0%</b>	<b>16.766.911</b>	<b>12.993.292</b>	<b>8.963.347</b>	<b>4.735.083</b>	<b>359.590</b>
8.811.360	45%	32.980.798	29.294.843	<b>25.465.868</b>	21.506.264	17.414.219
11.545.920	90%	49.194.684	45.556.881	<b>41.794.050</b>	37.938.444	33.994.288

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

A análise deste cenário que de fato importa se pauta na variação da eletricidade e do *net metering*. Este artifício permite uma compensação na conta de energia pelo mesmo preço que a concessionária de distribuição pratica, sem taxa de indexação sobre



eletricidade exportada. Contudo, há a possibilidade de, no futuro, haver uma taxa de indexação positiva. Nota-se na Tabela 39 que o preço da eletricidade exportada contribui fortemente para o VPL positivo, mesmo havendo um custo inicial 90% mais caro *ceteris paribus*.

**Tabela 39: Análise de sensibilidade do cenário B.1 - Preço da eletricidade exportada x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Preço eletricidade exportada		1.747.342	9.610.382	<b>17.473.422</b>	25.336.461	33.199.501
		<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45%	90%
48	<b>-90%</b>	12.813.372	8.974.235	<b>4.833.430</b>	484.070	<b>-4.055.182</b>
261	<b>-45%</b>	14.790.141	10.987.556	<b>6.908.589</b>	2.620.698	<b>-1.807.115</b>
<b>475</b>	<b>0%</b>	<b>16.766.911</b>	<b>12.993.292</b>	<b>8.963.347</b>	<b>4.735.083</b>	<b>359.590</b>
689	45%	18.743.681	14.990.055	<b>11.005.799</b>	6.831.326	2.503.742
903	90%	20.720.451	16.986.818	<b>13.038.317</b>	8.906.485	4.627.292

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

#### 4.2.4. Cenário C – Paridade elétrica

O cenário de paridade elétrica acompanha a mesma linha de resultados do cenário de paridade térmica. Todavia, o custo de gás natural deste cenário possui uma sensibilidade menor em relação à sua variação que o do cenário B, como é mostrado na Tabela 40. Isto se dá porque a quantidade anual de gás natural utilizada neste cenário é bem menor, visto que o mesmo possui uma PACOS de menor capacidade.

**Tabela 40: Análise de sensibilidade do cenário C - Custo do gás natural x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Custo Gás Natural (R\$)		1.537.906	8.458.484	<b>15.379.062</b>	22.299.640	29.220.218
		<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45%	90%
286.944	<b>-90%</b>	30.584.674	27.342.581	<b>23.976.844</b>	20.499.692	16.916.394
1.578.191	<b>-45%</b>	22.928.551	19.663.390	<b>16.227.095</b>	12.659.028	8.971.490
<b>2.869.437</b>	<b>0%</b>	<b>15.272.427</b>	<b>11.948.741</b>	<b>8.401.662</b>	<b>4.685.514</b>	<b>847.560</b>
4.160.684	45%	7.616.303	4.144.296	<b>358.248</b>	<b>-3.690.567</b>	<b>-7.876.495</b>
5.451.931	90%	<b>-139.989</b>	<b>-4.325.916</b>	<b>-8.511.844</b>	<b>-12.697.772</b>	<b>-16.883.700</b>

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

Ter um VPL robusto contribui para a uma maior viabilidade, mesmo em relação às incertezas existentes. Isto se comprova ao perceber que a taxa de juros da dívida neste cenário só inviabiliza o projeto se os custos iniciais forem 90% maiores que os estipulados na simulação para uma taxa de juros superior a 5,08%, como visto na Tabela 41.

**Tabela 41: Análise de sensibilidade do cenário C - Taxa de juros da dívida x Custo inicial**

	Custos iniciais				
Taxa de juros da dívida		1.537.906	8.458.484	<b>15.379.062</b>	22.299.640 29.220.218
		<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45% 90%
0,35%	<b>-90%</b>	15.384.222	12.574.554	<b>9.580.535</b>	6.451.674 3.224.071
1,93%	<b>-45%</b>	15.329.876	12.270.193	<b>9.010.695</b>	5.597.048 2.073.083
<b>3,50%</b>	<b>0%</b>	<b>15.272.427</b>	<b>11.948.741</b>	<b>8.401.662</b>	<b>4.685.514 847.560</b>
5,08%	45%	15.211.973	11.610.745	<b>7.760.708</b>	3.724.824 <b>-448.946</b>
6,65%	90%	15.148.628	11.253.762	<b>7.090.404</b>	2.711.711 <b>-1.813.306</b>

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

É mandatório em todos os cenários, com exclusão do caso base, que a redução custo de eletricidade contratada torna o VPL dos projetos negativo. Este cenário segue o mesmo padrão, entretanto, ele é o que possui maior impacto com relação a este fato, principalmente porque todo o processo de geração de energia elétrica é pautado na premissa de tornar a edificação autossuficiente em energia elétrica (sem descartar a cogeração).

**Tabela 42: Análise de sensibilidade do cenário C - Preço da eletricidade x Custo inicial**

	Custos iniciais				
Custo Eletricidade (R\$)		1.537.906	8.458.484	<b>15.379.062</b>	22.299.640 29.220.218
		<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45% 90%
607.680	<b>-90%</b>	<b>-20.275.900</b>	<b>-24.461.828</b>	<b>-28.647.756</b>	<b>-32.833.684 -37.019.612</b>
3.342.240	<b>-45%</b>	<b>-1.200.740</b>	<b>-5.386.668</b>	<b>-9.572.596</b>	<b>-13.758.523 -17.944.451</b>
<b>6.076.800</b>	<b>0%</b>	<b>15.272.427</b>	<b>11.948.741</b>	<b>8.401.662</b>	<b>4.685.514 847.560</b>
8.811.360	45%	31.486.313	28.246.936	<b>24.886.042</b>	21.415.365 17.846.848
11.545.920	90%	47.700.200	44.498.422	<b>41.197.238</b>	37.823.342 34.378.929

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

#### 4.2.5. Cenário C.1 – Paridade elétrica com *net metering*

Assim como o cenário B.1, a análise de sensibilidade do custo de combustível e taxa de juros da dívida e análise sobre o combustível do caso base (eletricidade) para o cenário C.1 são iguais a de seu predecessor (cenário C), visto que seus parâmetros são iguais em ambos os casos, como apresenta as tabelas 43 a 45. O VPL no cenário C é menor que o do cenário C.1 devido à utilização do *net metering* neste último.

**Tabela 43: Análise de sensibilidade do cenário C.1 - Custo do gás natural x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Custo Gás Natural (R\$)		1.537.906	8.458.484	<b>15.379.062</b>	22.299.640	29.220.218
		<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45%	90%
286.944	<b>-90%</b>	31.295.283	28.055.813	<b>24.694.639</b>	21.223.439	17.654.125
1.578.191	<b>-45%</b>	23.639.159	20.376.623	<b>16.950.843</b>	13.397.143	9.717.467
<b>2.869.437</b>	<b>0%</b>	<b>15.983.035</b>	<b>12.666.536</b>	<b>9.139.812</b>	<b>5.439.432</b>	<b>1.617.089</b>
4.160.684	45%	8.326.911	4.882.446	<b>1.127.777</b>	<b>-2.854.558</b>	<b>-7.040.486</b>
5.451.931	90%	625.080	<b>-3.489.907</b>	<b>-7.675.834</b>	<b>-11.861.762</b>	<b>-16.047.690</b>

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

**Tabela 44: Análise de sensibilidade do cenário C.1 - Taxa de juros da dívida x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Taxa de juros da dívida		1.537.906	8.458.484	<b>15.379.062</b>	22.299.640	29.220.218
		<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45%	90%
0,35%	<b>-90%</b>	16.094.831	13.292.349	<b>10.311.184</b>	7.197.652	3.985.880
1,93%	<b>-45%</b>	16.040.485	12.987.988	<b>9.741.344</b>	6.345.310	2.837.076
<b>3,50%</b>	<b>0%</b>	<b>15.983.035</b>	<b>12.666.536</b>	<b>9.139.812</b>	<b>5.439.432</b>	<b>1.617.089</b>
5,08%	45%	15.922.581	12.328.540	<b>8.498.858</b>	4.482.825	328.042
6,65%	90%	15.859.236	11.974.627	<b>7.828.554</b>	3.473.520	<b>-1.030.495</b>

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

**Tabela 45: Análise de sensibilidade do cenário C.1 - Preço da eletricidade x Custo inicial**

	Custos iniciais					
Custo Eletricidade (R\$)		1.537.906	8.458.484	<b>15.379.062</b>	22.299.640	29.220.218
		<b>-90%</b>	<b>-45%</b>	<b>0%</b>	45%	90%
607.680	<b>-90%</b>	<b>-19.439.891</b>	<b>-23.625.818</b>	<b>-27.811.746</b>	<b>-31.997.674</b>	<b>-36.183.602</b>
3.342.240	<b>-45%</b>	<b>-364.730</b>	<b>-4.550.658</b>	<b>-8.736.586</b>	<b>-12.922.514</b>	<b>-17.108.441</b>
<b>6.076.800</b>	<b>0%</b>	<b>15.983.035</b>	<b>12.666.536</b>	<b>9.139.812</b>	<b>5.439.432</b>	<b>1.617.089</b>
8.811.360	45%	32.196.921	28.960.168	<b>25.603.837</b>	22.139.112	18.577.497
11.545.920	90%	48.410.808	45.209.031	<b>41.910.470</b>	38.541.138	35.102.676

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

Diferente do cenário B.1, o preço da eletricidade exportada não contribui de maneira agressiva para o VPL positivo, mesmo havendo uma tarifa de eletricidade exportada 90% maior *ceteris paribus*, como se pode perceber na Tabela 46. Como há uma paridade elétrica neste cenário, pouco sobra de energia elétrica para ser exportada, assim, o fato de haver ou não o *net metering* não modifica em significativamente o VPL.

**Tabela 46: Análise de sensibilidade do cenário C.1 - Preço da eletricidade exportada x Custo inicial**

	Custos iniciais					
	Custos iniciais					
Eletricidade exportada (R\$)		1.537.906	8.458.484	15.379.062	22.299.640	29.220.218
		-90%	-45%	0%	45%	90%
47,50	-90%	15.343.488	12.020.520	8.475.477	4.760.906	924.513
261,25	-45%	15.663.261	12.343.528	8.807.644	5.100.169	1.270.801
475,00	0%	15.983.035	12.666.536	9.139.812	5.439.432	1.617.089
688,75	45%	16.302.809	12.989.544	9.468.953	5.778.695	1.963.377
902,50	90%	16.622.582	13.312.552	9.797.745	6.117.958	2.309.665

Fonte: Análises elaboradas no RetScreen

## 5. CONCLUSÕES

Como mostrado no capítulo 1, o objetivo deste trabalho é realizar um estudo de viabilidade das PaCs de óxido sólido (PACOS) para edificações brasileiras, sendo realizado um estudo de caso de uma planta de trigeração para fornecimento de energia elétrica e térmica ao Museu do Amanhã. Considerando o que foi descrito nos capítulos 3 e 4, pode-se dizer que o objetivo foi alcançado com sucesso. Contudo, a implantação da PACOS no Museu do Amanhã possui certas peculiaridades, que podem contribuir negativamente para a comparação do mesmo com outras edificações brasileiras.

A existência de uma área muito grande, de um sistema de painéis fotovoltaicos e de um grande sistema de refrigeração pode ser caracterizada como algumas dessas peculiaridades. Edificações similares ao Museu do Amanhã, como por exemplo hotéis, *shopping centers*, hospitais e clubes, a julgar pelos resultados do capítulo 4.1, terão viabilidade na utilização de PACOS.

A energia fotovoltaica, para o Museu do Amanhã, contribui para a redução do VPL e TIR do empreendimento, ou seja, ela não seria viável em termos financeiros e econômicos, mediante os dados utilizados, considerando que a geração elétrica seja fornecida apenas pelos painéis fotovoltaicos e a energia contratada da Light, como visto no caso base.

Com exclusão do cenário de paridade térmica sem a possibilidade de *net metering* (cenário B), todos os cenários alternativos possuem boa viabilidade, mesmo com as incertezas existentes. O fato de os custos iniciais do cenário B serem maiores do que os dos outros cenários, principalmente devido ao porte da tecnologia, contribuiu

para o resultado em questão. Provavelmente o cenário em questão possuiria maior viabilidade se houvesse uma política pública que incentivasse à cogeração ou sistemas de eficiência energética de maneira mais incisiva, como por exemplo, a isenção de impostos de importação da tecnologia (II visto no capítulo 3.3.3).

Se a geração de GEE for comparada com a do SIN disponibilizada pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI, não há nenhuma melhoria com relação às emissões de GEE para os cenários alternativos, muito pelo contrário. Além da eletricidade, os cenários se utilizam de gás natural para a geração de energia térmica e elétrica. Mesmo sendo um equipamento mais eficiente de energia que os geradores à combustão, a PACOS gera uma quantidade de CO<sub>2</sub> razoável, devido ao fato de utilizar gás natural para reformar em hidrogênio. No entanto, se a geração de GEE proveniente da utilização do gás natural para a PACOS for comparada uma usina termoeletrica a gás natural de mesma potência que entraria no SIN para suprir a referida demanda, sua geração seria menor dividida à sua eficiência.

A incerteza do custo inicial é o fator que mais impacta a sensibilidade do VPL nos cenários alternativos, seguido dos custos de eletricidade e gás natural (combustíveis). O ponto crítico do custo inicial é justamente a aquisição da PACOS. Como seu valor corresponde de 81% a 85% dos custos iniciais aproximadamente.

Diferente de outras tecnologias de geração elétrica, esta tecnologia ainda não se encontra madura no Brasil, o que também contribui para uma maior sensibilidade em seu custo. Quanto ao custo de eletricidade e gás natural, como visto no subcapítulo 4.2, ambos influenciam consideravelmente no VPL do empreendimento, porém, de maneira contrária, como o esperado. Quanto menor for o custo do gás natural no mercado, *ceteris paribus*, maior será o VPL, visto que os custos anuais serão menores nos cenários alternativos. Todavia, a razão custo-benefício dos cenários alternativos cairá caso a eletricidade seja comercializada a uma tarifa inferior à estabelecida no mercado atualmente, mesmo para os cenários alternativos que possuem o artifício do *net metering*.

Apesar da venda de energia elétrica excedente não possuir um grau de importância tão grande quanto o custo da eletricidade em si, a opção de *net metering* é um recurso que contribui de maneira considerável apenas para os cenários de paridade térmica. A quantidade de eletricidade exportada, mesmo no cenário de paridade térmica,

não possui um impacto tão grande no VPL em comparação com o custo da eletricidade em si. É verdade que o recurso do *net metering* viabilizaria o empreendimento em paridade térmica, porém, este ainda possui uma TIR dos ativos inferior aos cenários de paridade elétrica (C e C.1). Outro fator importante é o de que o “preço de energia” proveniente pelo *net metering* foi estipulado como o mesmo de compra. Contudo, há uma discussão sobre tarifas cobradas pelo *net metering*, não fazendo esta compensação de 100%<sup>42</sup>.

A quantidade percentual de financiamento para a edificação (razão da dívida) também pode ser encarada com um fator importante para o projeto. Como nos cenários alternativos ela se pauta em 90%, ou seja, há apenas 10% de capital próprio sendo investido no empreendimento, a taxa de juros anual da edificação é alta, logo, a mesma pode sofrer alterações em sua viabilidade caso haja uma modificação neste parâmetro. E, como cada empreendimento de grande porte possui peculiaridades muito específicas, a razão da dívida, bem como sua taxa de juros, é definida de maneira única para cada financiamento.

Apesar do estudo de caso e os resultados apresentados indicarem a viabilidade das PACOS com a utilização do *net metering*, uma leve alteração em fatores mais sensíveis, como os mencionados acima, podem inviabilizar o projeto. Uma maneira de fomentar a inserção das PaCs no mercado brasileiro é a opção de promover políticas públicas. Estas poderiam ser estipuladas, para o caso de utilização de PaC nas edificações, alterando os seguintes parâmetros:

- Redução do Imposto de Importação (II) – Caso haja uma redução do II para PaCs e periféricos utilizados no sistema, o fator de localização, calculado no subcapítulo 3.3.3 seria consideravelmente menor, reduzindo também os custos iniciais.
- Redução do PIS e COFINS – Tal qual a explicação acima, a redução destas tarifas diminuiria os custos iniciais.
- Redução na tarifa de gás natural para empreendimentos que utilizam PaCs – este é um dos parâmetros que possui maior sensibilidade no projeto, como visto anteriormente.

---

<sup>42</sup> Há documentos e discussões ao redor do país com relação a este assunto, como por exemplo, a CP n. 015/2010 da ANEEL e VIEIRA (2013)

- Subsídio financeiro para empreendimentos que utilizem PaC – o pagamento de uma porcentagem das PaCs a serem utilizadas na edificação reduziria os custos iniciais do projeto, aumentando sua viabilidade.
- Incentivo fiscal para edificações que apresentem grande eficiência energética – a utilização das PaCs podem ser caracterizadas como uma ação de eficiência energética em empreendimentos de médio e grande porte, não só pela sua eficiência, como também pela segurança energética que a mesma proporciona. A existência de incentivos fiscais proporciona um menor custo anual, o que aumenta a viabilidade e o fluxo de caixa anual do projeto.

Para as análises feitas, foi levada em conta apenas a inserção de PACOS, que, em termos financeiros, apresentam um custo inicial bem maior que suas concorrentes. Um futuro andamento de dissertação, seria a utilização de cenários que tivessem outros tipos de PaC, principalmente a PEMFC. Como ela é a PaC mais estudada no Brasil e possui o menor custo de aquisição dentre as PaCs, seria interessante estudar sua viabilidade. Vale lembrar que, apesar de seu menor custo inicial, a PEMFC também possui menor eficiência quando utilizada em cogeração e maior custo periódico, principalmente no que se refere ao custo de seu catalizador (platina).

Há externalidades existentes no projeto que não foram consideradas nas análises e que podem ser importantes, como, por exemplo, o caso da segurança energética proveniente das PACOS. Em questão de valor para o Museu do amanhã, a área necessária para o projeto de refrigeração e geração de energia nos cenários alternativos também não foi minuciosamente avaliada. Outra possível externalidade positiva seria o efeito intangível da inserção da tecnologia de PaC para o Museu do Amanhã em relação à população.

Este trabalho possui certas limitações como as que se segue:

- As curvas de demanda de eletricidade e de demanda térmica foram estipuladas. O ideal seria utilizar uma curva existente do museu do amanhã, contudo, como este ainda não se encontra em funcionamento, não há nenhuma curva real existente.

- A única PaC analisada foi a PACOS. Assim, não pode-se definir que esta é a melhor PaC a ser utilizada na edificação.
- Os dados utilizados para compor o fator de localização e a análise de custos, bem como várias outras variáveis, foram angariados na literatura existente.
- Não foram considerados problemas de instalação ou custos de manutenção.
- A utilização de banco de baterias não foi considerada no sistema. Isto poderia reduzir a capacidade da PACOS.
- A razão da dívida utilizada é a máxima possível, bem como a taxa de juros é a menor possível que o sistema de financiamento do BNDES escolhido para cada cenário disponibiliza. Contudo, há a possibilidade de o próprio BNDES não conceder estas taxas ao analisar o empreendimento.
- Não foi analisado se o Museu do Amanhã possui espaço suficiente para alojar as PaCs e os sistemas de refrigeração propostos.

Como possíveis trabalhos futuros advindos desta dissertação, pode-se procurar analisar o empreendimento focando na solução das limitações citadas.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGENERSA. CONCESSIONÁRIA CEG – ATUALIZAÇÃO DE TARIFAS DE GÁS NATURAL E GLP. **AGENERSA - Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro**, 2013. Disponível em: <[http://www.agenersa.rj.gov.br/agenersa\\_site/index.php?option=com\\_content&view=article&id=941&Itemid=86](http://www.agenersa.rj.gov.br/agenersa_site/index.php?option=com_content&view=article&id=941&Itemid=86)>. Acesso em: 22 jan. 2013.
- AIE, A. I. D. E. **Biomass for Power Generation and CHP**. IEA - Internacional Energy Agency. [S.l.]. 2007.
- AIE, A. I. D. E. **Cogeneration and District Energy**. International Energy Agency - IEA. [S.l.]. 2009.
- ALCAIDE, F.; CABOT, P.-L.; BRILLAS, E. Fuel cells for chemical and energy cogeneration. **Journal of Power Sources - Science Direct**, p. 47-60, 2006.
- ALDABÓ, R. **Célula Combustível a Hidrogênio: Fonte de energia da Nova era**. São Paulo: Artliber, 2004.
- AL-SULAIMAN, F. A.; HAMDULLAHPUR, F.; DINCER, I. Performace comparison of three trigeneration systems using organic tankine cycles. **Energy - Elsevier**, p. 5741-5754, 2011.
- ÁLVARO. **Perdas na transmissão e distribuição de energia elétrica**, 2011. Disponível em: <<http://alvaroaugusto.blogspot.com.br/2011/05/perdas-de-transmissao-e-distribuicao-de.html>>. Acesso em: 25 out. 2013.
- AMADO, R. S. et al. Pilhas a combustível de óxido sólido: matedirais, componenter e configurações. **Química Nova Vol 30, N 1**, Janeiro 2007. 189-197.
- AMARAL, A. A. et al. EFICIÊNCIA DE CÉLULAS COMBUSTÍVEIS DO TIPO SOFC. **Instituto de Química - Dpto. Físico-Química/UFBA**, 2006.
- ANDÚJAR, J. M.; SEGURA, F. Fuel Cells: History and updating. A walk along two centuries. **Elsevier: Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 2309-2322, 2009.
- ANEEL. ANEEL aprova regras para facilitar a geração de energia nas unidades consumidoras. **ANEEL**, 2012. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=5457&id\\_area=90](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=5457&id_area=90)>. Acesso em: 10 jan. 2014.
- ANP. Série histórica do levantamento de preços e de margens de comercialização de combustíveis. **ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2013. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=66510>>. Acesso em: 26 out. 2013.
- BABIR, F. PEM Fuel Cells - theory and practice. **Elsevier**, 2005.
- BACEN. Tabela de metas e resultados da taxa de inflação. **Banco Central do Brasil**, 2013. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/pec/metastabelametaseresultados.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2013.

- BADWAL, S. P. S.; FOGER, K. Solid Oxide Electrolyte Fuel Cell Review. **Ceramics International**, vol 22, p. 257-265, 1996.
- BARBIR, F. Chapter 2 – 2. Fuel Cell Basic Chemistry and Thermodynamics. In: BARBIR, F. **PEM Fuel Cells: Theory and practice**. [S.l.]: Academic Press, 2005. p. 17-32.
- BARBOSA, P. . F. **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: VANTAGENS E DESVANTAGENS**. 2º Simpósio de estudos e pesquisas em ciências ambientais na amazônia. Manaus: [s.n.]. 2013. p. 11.
- BASTOS, J. B. V. **Avaliação de Mecanismos de Incentivo à Cogeração de Energia a partir de Bagaço da Cana de Açúcar em uma Planta Química Brasileira de Soda-Cloro**. Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos - UFRJ. Rio de Janeiro. 2011.
- BISCOFF, M.; HUPPMANN, G. Operating experience with 250 kWel monten carbonate fuel cell (MCFC) power plant. **Journal of Power Sources**, 2002. 216-221.
- BNDES. Banco Nacional do Desenvolvimento - BNDES. **Simulador de crédito BNDES (Mais BNDES)**, 2013. Disponível em:  
<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Orientador/index.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Orientador/index.html)>. Acesso em: 25 out. 2013.
- BNDES. BNDES. **Cartão BNDES**, 2014. Disponível em:  
<<https://www.cartaobndes.gov.br/cartaobndes/PaginasCartao/Taxa.asp?Acao=L>>. Acesso em: 15 jan. 2014.
- BNDES. BNDES. **Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP**, 2014. Disponível em:  
<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Ferramentas\\_e\\_Normas/Custos\\_Financeiros/Taxa\\_de\\_Juros\\_de\\_Longo\\_Prazo\\_TJLP/](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Ferramentas_e_Normas/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/)>. Acesso em: 05 jan. 2014.
- BOSSEL, U. The Birth of Fuel Cell 1835-1845. **European Fuel Cell Forum, Oberrohdorf**, 2000.
- BOUDGHENE STAMBOULI A, T. E. Solid Oxide Fuel Cells (SOFCs): A review of Power Sources. **Renewable and Sustainable Reviews**, p. 433-557, 2002.
- BRANDON, N.; HART, D. Introduction to fuel cell technology and economics. **Occasional Paper 1**, 1999 apud Tolmasquim, 2003.
- BRASIL ECONÔMICO. Brasil Econômico. **Uso do potencial hidrelétrico deve se esgotar até 2030**, 2011. Disponível em:  
<<http://www.brasileconomico.com.br/noticias/nprint/104487.html>>. Acesso em: 15 jan. 2014.
- BULLETIN, F. C. Airbus fuel cell demo plane goes public. **Fuel Cells Bulletin**, p. 3-4, 2008.
- CANSINO, J. M. et al. Tax incentives to promote green electricity :An overview of EU-27 countries. **Energy Policy - Elsevier**, p. 6000-6008, 2010.
- CARNEIRO, M. C. et al. Análise técnica e econômica de um sistema de ar condicionado com fluxo de refrigerante. **7º Congresso Norte-Nordeste de Pesquisa e Inovação**, Palmas, 20 Outubro 2012. 8.

CARRIER. 16NK Product Data - Double-effect Steam-Fired Absorption Chillers. **Carrier**, 2013. Disponível em:  
<[http://www.carrieraircon.co.uk/index.php/chillers/product/16nk\\_11\\_81\\_double\\_effect\\_steam\\_fired\\_absorption\\_chillers/](http://www.carrieraircon.co.uk/index.php/chillers/product/16nk_11_81_double_effect_steam_fired_absorption_chillers/)>. Acesso em: 05 jan. 2014.

CASEIRO, L. P. V. D. C.; FRANÇA, A. F. R. T. **Planejamento e Produção de eletricidade - Cogeração e Trigeração**. Eng<sup>a</sup>. Electrotécnica e de Computadores. [S.l.], p. 55. 2008.

CASTELO BRANCO, D. A. **Análise técnica e econômica da aplicação da tecnologia GTL de pequena escala para a monetização do gás natural associado remoto offshore no brasil**. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2008.

CASTILHO, A. L.; GIANESINI, M. A.; RODRIGUES, R. **Estudo de caso da implantação da célula a combustível no hospital Erasto Gaetner**. CEFET-Paraná. Curitiba, p. 117. 2004.

CDURP, C. D. D. U. D. R. D. P. D. R. D. J. Museu do Amanhã - Porto Maravilha. **Porto Maravilha**, maio 2012. Disponível em:  
<<http://portomaravilha.com.br/web/esq/projEspMusAmanha.aspx>>. Acesso em: 24 out. 2012.

CGEE, C. D. G. E. E. E. **Hidrogênio energético no Brasil: subsídios para políticas de competitividade, 2010-2025; Tecnologias críticas e sensíveis em setores prioritários, Série Documento Técnico, 7**. CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Brasília. 2010.

CHUNG TSE, L. K. et al. Solid oxide fuel cell/gas turbine trigeneration system for marine applications. **Journal of Power Sources** **196**, Novembro 2011. 3149-3162.

CLARKE, S. H. E. A. Catalytic aspects of the steam reforming of hydrocarbons in internal reforming fuel cells. **Catalysis Today**, vol **38**, p. 411-423, 1997.

CRESESB. Cresesb - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Sala de Eficiência Energética**, 2008. Disponível em:  
<<http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=461>>. Acesso em: 02 jan. 2013.

DIAS, M. V. X. **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL: OPORTUNIDADES E BARREIRAS**. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, p. 145. 2005.

DIAS, V. X.; BORTONI, D. C.; HADDAD, J. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, v. 11, n. nº 2, 2005.

DOKIYA, M. SOFC system and technology. **Solid State Ionics**, vol **152-153**, p. 383-392, 2002.

DOREN, P. V. CATO Institute. **Downsizing the Federal Government**, 16 abr. 2012. Disponível em: <<http://www.downsizinggovernment.org/energy/regulations>>.

EPE. **Relatório Analítico - Projeções do mercado de energia elétrica**. EPE. Rio de Janeiro, p. 178. 2005.

EPRI. Program on technology innovation: integrated generation technology options. **EPRI**, 2012. Disponível em:

<<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?productId=000000000001026656>>. Acesso em: 2013 out. 13.

EUROPEAN FUEL CELL AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING, NOW GMBH. **A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis. The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles.** [S.l.]. 2010.

FERGUSON, A.; UGURSAL, V. I. Fuel cell modelling for building cogeneration applications. **Journal of Power Sources** **137**, p. 30-42, 2004.

FORBES. Redox Power Plans to ROLL Out Dishwasher-Sized Fuel Cells That Cost 90% Less Than Currently Available Fuel Cells. **Forbes**, 2013. Disponível em: <<http://www.forbes.com/sites/williampentland/2013/08/14/redox-power-plans-to-roll-out-dishwasher-sized-fuel-cells-that-cost-90-less-than-currently-available-fuel-cells/>>. Acesso em: 03 nov. 2013.

FREIRE, T. J. P.; GONZALEZ, E. R. Effect of Membrane Characteristics and Humidification Conditions on the Impedance Response of Polymer Electrolyte Fuel Cells. **Journal of Electroanalytical Chemistry**, vol **503**, p. 57-68, 2001.

FUEL CELL BULLETIN. FuelCell Energy in power plant service deal with Swiss Utility. **Fuel Cell Bulletin**, p. 7, 2013.

FUEL CELLS BULLETIN. FCE for 60 MW Korea fuel cell park, as Seoul reveals 230 MW plan. **Fuel Cells Bulletin** **6**, p. 7-8, 2012.

FUELL CELL BULLETIN. Recent trends. **Fuell Cell Bulletin**, p. 15, 2012.

FURTADO, J. G. D. M.; SERRA, E. T.; NETO, A. C. **Caracterização eletroquímica de células a combustível de membrana polimérica trocadora de prótons.** WiCaC 2008 - 4º Workshop Internacional sobre hidrogênio de Células a Combustível. Campinas: [s.n.]. Setembro 2008.

G1: Jornal o Globo. **O globo**, 06 maio 2012. Disponível em: <<http://g1.globo.com/Noticias/Brasil/0,MUL714328-5598,00-NUMERO+DE+ONGS+VOLTADAS+AO+MEIO+AMBIENTE+CRESCEREM+TRES+ANOS.html>>.

GARCIA, F. E. M.; FILHO, E. P. B.; MENDOZA, O. S. H. Avaliação do desempenho de um sistema de refrigeração por compressão de vapor a velocidade variável. **17º Simpósio do Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica**, Urbelândia, 2007. 8.

HALL, J.; KERR, R. Innovation dynamics and environmental technologies: the emergence of fuel cell technology. **Journal of Cleaner Production** **11** - Elsevier, p. 459-471, 2003.

HIRSCHENHOFER, J. H. **Fuel Cell Handbook**. 5ª edição. ed. [S.l.]: U.S. Department of Energy, 2000.

HITACHI. Hitachi - Catálogo de chillers. **Hitachi**, 2013. Disponível em: <[http://www.hitachiapb.com.br/Materiais/pdfs/Hitachi\\_Cat\\_Chiller\\_Samurai\\_HAPB\\_RCU1500\\_0911.pdf](http://www.hitachiapb.com.br/Materiais/pdfs/Hitachi_Cat_Chiller_Samurai_HAPB_RCU1500_0911.pdf)>. Acesso em: 09 jan. 2014.

HOFFMANN, ; SZKLO, A. Integrated gasification combined cycle and carbon capture: A risky option to mitigate CO<sub>2</sub> emissions of coal-fired power plants. **Applied Energy**, Rio de Janeiro, v. 88, p. 13, Abril 2011.

HUIJSMAN, J. P. P. E. A. An analysis of endurance issues for MCFC. **Journal of Power Sources**, vol 86, p. 117-121, 2000.

HWANG, E. R.; KANG, S. G. A Study of a Corrosion-resistant coating for a Separator for a Molten Carbonate Fuel Cell. **Journal of Power Sources**, vol 76, p. 48-53, 1998.

IEA. **IEA advanced fuel cells implementing agreement – annual report 2011**. United Kingdom. 2012.

IEA. **IEA advanced fuel cells implementing agreement – annual report 2011**. United Kingdom. 2012.

IEA, I. E. A. **Energy Technologies perspectives**. [S.l.]: IEA, 2008.

IFEU, G. I. F. E. A. E. R. German study proves benefits of fuel cells for family homes. **Fuel Cell Bulletin** 1, p. 4, 2013.

J., A. From Sir William Grove to today: fuel cells and the future. **Journal of Power Sources**, p. 3-11, 1990.

JIANG, S. P. Nanoscale and nano-structured electrodes of solid oxide fuel cells by infiltration: Advances and challenges. **Hydrogen Energy**, p. 449-70, 2011.

KASKIMIES, J. Gas Flow on the Cathode of a Solid Polymer Fuel Cell. **Master of Science Thesis, Helsinki University of Technology, Finland**, 2000.

KIM, H. S. et al. SrYTiOSmCeO<sub>2</sub> anode for solid oxide fuel cells running on methane. **International Journal of Hydrogen Energy** 37, p. 16130-16139, 2012.

KIRUBAKARAN, A.; JAIN, S.; NEMA, R. K. A Review of Fuel Cell Technologies and power electronic interface. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 2430-2440, 2009.

LANGRECK, J. Cogen-Absorption Plants for refrigeration purposes and turbine air cooling inlet cooling. In: LANGRECK, J. **Cogeneration and On-Site Power Production**, v.1, n.1. [S.l.]: [s.n.], 2000. p. 46-49.

LAUFER, A. **Pilha a Combustível De Óxido Sólido: Catalisador de Competências para Geração de Energias Inovadoras no Brasil**. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2008.

LÊBRE, E. L. R. et al. **Inventário e Cenário de Emissões dos Gases de Efeito Estufa da Cidade do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro. 2011.

LEE, J. et al. **Development of a 250 kW power conditioning system for molten carbonate fuel cell power generation system**. ICEMS - International Conference on Electrical Machines and Systems. [S.l.]: [s.n.]. 2007.

- LEMUS, R. G.; DUART, J. M. M. Updated hydrogen production cost and paritirs for convencional and renewable technologies. **International Journal of Hydrogen Energy** **35**, p. 3929-3936, 2010.
- LIEBHAFSKY , H. A.; CAIRNS, E. J. Fuel Cells and Fuel Batteries. **John Wiley & Sons**, 1968.
- LINARDI, M. **Introdução à Ciência e Tecnologia de Células a Combustível**. São Paulo: Artliber, 2010.
- LIU, D.; CASE, S. Durability study of proton exchange manbrane fuel cells under dynamic testing conditions with cyclic current profile. **Journal of Power Sources**, p. 521-531, 2006.
- LORENZI, B. R.; ANDRADE, T. H. N. D. As pesquisas no Brasil em células a combustível: alguns problemas estruturais. **Revista Brasileira de Ciência, Tecnologia e Sociedade**, janeiro/junho 2011. 147-156.
- MACHADO MARTINS, ; ANTENOR, J. P.; VENDRUSCULO, E. A. Inversor comutado em baixa frequência para aplicação de CaCs na geração distribuida. **Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas**, 2004.
- MATELLI, J. A. **Sistemas de cogeração baseados em células-combustível aplicados em hospitais**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2001.
- MILLER, A. et al. System design of a large fuel cell hybrid locomotive. **Journal of Power Sources**, 2007. Disponível em: <[www.netl.doe.gov/publications/proceedings/03/seca/jhon%20Garbak.pdf](http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/03/seca/jhon%20Garbak.pdf)>.
- MIRANDA, P. E. V. D. et al. Pilhas a Combustível. In: TOLMASQUIM, M. T. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003. p. 425-483.
- MIRANDA, P. E. V. D.; BUSTAMANTE, L. A. D. C.; CERVEIRA, M. Pilhas a Combustível. In: TOLMASQUIM, M. T. **Fontes renováveis de energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência Ltda., 2003. p. 425-483.
- MIRANDA, P. E. V.; BUSTAMANTE, L. A. C.; PAULA, M. C. E. A. Análise prospectiva da introdução de tecnologias alternativas de energia no Brasil. Pilhas a combustível. **Cenergia**, 2001.
- MIRANDA, R. F. C. **ANÁLISE DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO SETOR RESIDENCIAL BRASILEIRO**. COPPE / UFRJ. Rio de Janeiro, p. 290. 2013.
- MIT TECHNOLOGY REVIEW. An Inexpensive Fuel-Cell Generator. **MIT Technology Review - Energy News**, 2013. Disponível em: <<http://www.technologyreview.com/news/518516/an-inexpensive-fuel-cell-generator/>>. Acesso em: 03 nov. 2013.
- NATIONAL Museum of American History. **History of fuel cells**, 11 jul. 2012. Disponível em: <<http://americanhistory.si.edu/fuelcells/phos/pafcmmain.htm>>.

NETO, G. **Hidrogênio, Evoluir sem Poluir**: a era do Hidrogênio, das energias renováveis e das células a combustível. 1a. ed. Curitiba: H2 Fuel Cell Energy, 2005.

NRCAN, N. R. C. **RETScreen International**, 2013. Disponível em:  
<<http://www.etscreen.net/pt/home.php>>. Acesso em: 08 jun. 2013.

NTD - 014. **NORMA TÉCNICA DE DISTRIBUIÇÃO - CONEXÃO DE GERAÇÃO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EM MEDIA TENSÃO – MODALIDADE COMPENSAÇÃO**. REDE - Empresa de Energia Elétrica. [S.l.], p. 48. 2012.

PAN, Y.; ZHIZHONG, H.; WU, G. Calibrated building energy simulation and its application in a high-rise commercial building in Shanghai. **Energy and Buildings** **39**, p. 651-657, 2007.

PAUL, J. G. Intro to Electrical Power Requirements for Buildings, 2010. Disponível em:  
<<http://www.cedengineering.com/upload/Intro%20to%20Electric%20Power%20Requirements.pdf>>. Acesso em: 10 jul. 2012.

PCRJ, P. D. C. D. R. D. J. Porto Maravilha - Museu do Amanhã. **Porto Maravilha**, 2012.  
Disponível em: <<http://portomaravilha.com.br/web/esq/projEspMusAmanha.aspx>>. Acesso em: 09 nov. 2012.

PIKANDI, J. et al. Electrochemical and thermodynamic modeling of a CHP system using tubular solid oxide fuel cell (SOFC-CHP). **Journal of Cleaner Production** **29-30 - Elsevier**, p. 151-162, 2012.

POOLE, A. D.; TOLMASQUIM, M. T.; HOLLANDA, J. B. Produção Independente de Eletricidade e Eficiência Energética. **Revista Brasileira de energia**, n. 1, vol. 4, p. 1-8.

PORTARIA MCT Nº731 DE 14/11/2002. Normas Brasil. **Normas Brasil - portal de normas e legislação brasileira**, 20 set. 2002. Disponível em:  
<[http://www.normasbrasil.com.br/norma/portaria-731-2002\\_182700.html](http://www.normasbrasil.com.br/norma/portaria-731-2002_182700.html)>. Acesso em: 11 abr. 2013.

POZIO, A. E. A. Electrooxidation of H<sub>2</sub> on Pt/C Pt-Ru/C and Pt-Mo/C anodes for polymer electrolyte fuel cell. **Electrochimica Acta**, vol 46, p. 555-561, 2000.

PRADELLA, C. M. A. S. **Estudo e simulação de sistemas de condicionamento de ar para hotéis**. [S.l.], p. 9. 2009.

PUKAZHSELVAN, D.; KUMAR, V.; SINGH, S. K. High capacity hydrogen storage: Basic aspects, new developments and milestones. **Nano Energy** **1 - Elsevier**, p. 566-589, 2012.

QUEIROZ, L. M. O. D. **Estimação e análise de perdas técnicas na distribuição de energia elétrica**. Universidade Federal de Campinas - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Campinas, p. 161. 2010.

REDOX POWER SYSTEM. Products. **Redox Power System**, 2013. Disponível em:  
<<http://www.redoxpowersystems.com/products/>>. Acesso em: 10 jan. 2014.

REJALT, M. Hydrogen and fuel cell education in Europe: from when? And where? To here! And now! **Journal of Cleaner Production** **18** - Elsevier, p. S112-S117, 2010.

RES Nº 94. **Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior**, 8 Dezembro 2011. Disponível em: <[http://www.desenvolvimento.gov.br/arquivos/dwnl\\_1323716926.pdf](http://www.desenvolvimento.gov.br/arquivos/dwnl_1323716926.pdf)>. Acesso em: 2013 setembro 16.

REYHANI, A. et al. H<sub>2</sub> adsorption mechanism in Mg modified multi-walled carbon nanotubes for hydrogen storage. **international journal of hydrogen energy** **37**, p. 1919-1926, 2012.

RODRIGUEZ, C. R. C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos cocentados à rede**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 118. 2002.

ROMAGNOLI, H. C. **Identificação às barreiras de Geração Distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico Brasileiro**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p. 110. 2005.

ROSS, D. Power Struggle: power supplies for portable equipment. **IEE Review**, 2003.

RRA, R. R. A. **Manual de procedimentos – Instalações elétricas do Museu do Amanhã MP-001**. Rio de Janeiro. 2011.

SAKATSUME,. **Uso de cogeração no setor residencial: a aplicação de mini e micro-geradores a gás natural**. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, p. 308. 2004.

SANTOS, F. A. C. M. D.; SANTOS, F. M. S. M. D. IPV. **Células a Combustível**, 2007. Disponível em: <<http://www.ipv.pt/millennium/Millennium29/21.pdf>>. Acesso em: 12 janeiro 2014.

SANTOS, F. A. C. M. D.; SANTOS, F. M. S. M. D. **Geração Distribuída VERSUS Geração Centralizada**, 2009. Disponível em: <<http://www.ipv.pt/millennium/Millennium35/11.pdf>>. Acesso em: 12 Janeiro 2014.

SATO, K. et al. Dual fuel type solid oxide fuel cell using dimethyl ether and liquefied petroleum gas as fuels. **Journal of power sources** **217**, p. 37-42, 2012.

SEBRAE. Análise Financeira do SEBRAE. **Serviço Brasileiro de Apoio a Micro e Pequenas Empresas - SEBRAE**, 2013. Disponível em: <<http://www.sebrae.com.br/customizado/uasf/gestao-financeira/analise-financeira>>. Acesso em: 25 out. 2013.

SELMAN, J. R. Research, Development and Demonstration of Molten Carbonate Fuel Cell Systems. In: BLOMEN, L. J. M. J.; MUGERWA, M. N. **Fuel Cell Systems**. New York: Plenum Press, 1993.

SIDNEY et al. **Inversor comutado em baixa frequência para aplicação de cacs na geração distribuída**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2004.



- SILVA ET AL. (2003) APUD NATURESA, J. E. A. Produção de hidrogênio utilizando a energia excedente de Itaipú. **Área de recursos hídricos energéticos e ambientais; Grupo de Planejamento Energético e Sistemas Elétricos - GPESE**, 2005.
- SILVA, M. A. et al. Preparação e avaliação de célula a combustível do tipo PaCOS (SOFC) unitária com ânodo a base de níquel e cobalto. **Revista Matéria**, p. 72-85, 2007.
- SINGHAL, S.; KENDALL, K. **High Temperature Solid Oxide Fuel Cells: Fundamentals, Design and Applications**. [S.l.]: Elsevier, 2003.
- SRINKHIRIN, P.; APHORNARATANA, S.; CHUNGPAIBULPATANA. A Review of Absorption Refrigeration Tehcnologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Pergamon, v. 5, p. 342-372, 2001.
- STAFFEL, I.; GREEN, R. The cost of domestic fuel cell micro-CHP systems. **International Journal of Hydrogen Energy 38 - Elsevier**, p. 1088-1102, 2013.
- STARKEY, J. P. **Status od the Solid State Energy Conversion Alliance Program**. Essential Power Systems Workshop. [S.l.]: [s.n.]. 12 Dezembro 2001.
- STONE C, M. A. **From curiosity to power to change the world. Solid State Ionics**. [S.l.]: 152-153, 2002.
- STONE, C.; MORRISON, A. E. Curiosity to power to change the world. **Solid State Ionics**, 2002.
- SUN, W.; LIU, W. A novel ceria-based solid oxide fuel cell free from internal short circuit. **Journal of Power Sources**, p. 114-19, 2012.
- SZKLO, A. S.; SOARES, J. B.; TOLMASQUIM, T. M. Economic potential of Natural gas-fired cogeneration in Brazil: two case studies. **Applied energy - Elsevier**, 31 Março 2000. 245-63.
- SZKLO, A. S.; SOARES, J. B.; TOLMASQUIM, T. M. Incentive policies for natural gas-fired cogeneration in Brazil's industrial sector - case studies: chemical plant and pulp mill. **Energü Policy - Elsevier**, p. 205-215, 2001.
- SZKLO, A. S.; SOARES, J. B.; TOLMASQUIM, T. M. Economic potential of natural gas-fired cogeneration - analysis of Brazil's chemical industry. **Energy Policy**, p. 1415-1428, 2004.
- TIRNOVAN, R. et al. **Polymer Electroulyte Fuel Cell System (PEFC) Performace Analysis**. IEEE International Conference Automation, Quality and Testing Robotics. [S.l.]: [s.n.]. 2006. p. 457-462.
- TOLMASQUIM, M. T.; FARIAS, J. C. M. Metodologia para Análise do Atendimento à Demanda Máxima. **Empresa de Pesquisas Energéticas**, 04 outubro 2011. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 23 novembro 2012.
- US-DOE. **2011 Fuel cell technologies market report**. U.S. Department of Energy. Washington, DC. 2012.

VENÂNCIO, S. A.; MIRANDA, P. E. V. Solid oxide fuel cell anode for the direct utilization of ethanol as a fuel. **Scripta Materialia**, v. 65, p. 1065-1068, Setembro 2011.

VIEIRA, D. America do Sol, 2013. Disponível em: <[http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2013/04/net\\_metering\\_daniel\\_vieira.pdf](http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2013/04/net_metering_daniel_vieira.pdf)>. Acesso em: 10 mar. 2014.

VIEIRA, et al. Eficiência energética e exergética de um sistema de refrigeração por adsorção. **VII CONNEPI - Congresso Norte Nordeste de Pesquisa e Inovação**, Palmas, 13 Outubro 2012. 8.

WACHSMAN, E. D.; MARLOWE, C. A.; LEE, K. T. Role of solid oxide fuel cells in a balanced energy strategy. **Energy & Environmental Science - RSC**, p. 12, Outubro 2011.

WANG, L. et al. Technical and economical analyses of combined heat and power generation from distillers grains and corn stover in ethanol plants. **Energy Conversion and Management**, v. 50, p. 1704-1713, Abril 2009.

WANG, R. Z. **Efficient adsorption refrigerators integrated with heat pipes**. VI Minsk International Seminar "Heat Pipes, Heat Pumps, Refrigerators". [S.l.]: [s.n.]. 2008. p. 354-365.

WEI, Z. D. E. A. Stabilization of Platinized Carbon Catalysts for PAFC. **Journal of Applied Electrochemistry**, vol 30, p. 723-725, 2000.

WEISSBART J., R. R. A Solid Electrolyte Fuel Cell. **Journal of Electrochemical Society**, 1962.

WENDT, H. **Electrochemical Engineering, science and technology in chemical and other industries**. Springer: [s.n.], 1999.

WILLIAMS, M. C. **Fuel Cell Handbook, 6th ed.** West Virginia: U.S.Department of Energy, 2002.

WINTER, C.-J. **Energies of Change - the Hydrogen Solution**. Munique, Alemanha: Gerling Akademie Verlag, 2000.

## **ANEXO 1 - Dados de entrada do RetScreen dividido por categorias**

- Carga e rede
  - ❖ Projeto de refrigeração
    - Área de piso resfriado para o prédio ( $\text{m}^2$ )
    - Tipo de Combustível
    - Coeficiente de desempenho – sazonal
    - Carga de refrigeração por prédio ( $\text{W}/\text{m}^2$ )
    - Demanda refrigeração independente da temperatura externa (%)
    - Preço do combustível ( $\text{R}\$/\text{kWh}$ )
  - ❖ Projeto produção de eletricidade
    - Carga elétrica bruta de eletricidade discriminada em meses (kW)
    - Carga de ponta do sistema elétrico acima da média mensal máxima
    - Preço da eletricidade do caso referência ( $\text{R}\$/\text{kWh}$ )
    - Ações de eficiência energética no caso proposto (%)
- Modelos energéticos
  - ❖ Sistema de refrigeração do caso proposto
    - Tipo de tecnologia
    - Tipo de combustível utilizado
    - Preço do combustível utilizado ( $\text{R}\$/\text{kW}$ ,  $\text{R}\$/\text{kg}$  ou  $\text{R}\$/\text{m}^3$ )
    - Capacidade (kW)
    - Coeficiente de desempenho – sazonal (adimensional)
    - Fabricante
    - Modelo do equipamento
  - ❖ Sistema de eletricidade do caso proposto
    - Tipo de tecnologia (fotovoltaica, eólica, pilhas a combustível, etc)
    - Potência Elétrica (kW)
    - Fabricante
    - Modelo do equipamento
    - Fator de utilização (%)
  - ❖ Estratégia de operação
    - Preço da eletricidade exportada ( $\text{R}\$/\text{kWh}$ )
    - Preço da eletricidade do caso proposto ( $\text{R}\$/\text{kWh}$ )
  - ❖ Características do caso proposto
    - Carga de ponta do sistema elétrico (tecnologia utilizada e capacidade em kW)
    - Sistema elétrico opcional (tecnologia e capacidade em kW)
- Análise de custos
  - ❖ Custos iniciais
    - Estudo de viabilidade
    - Desenvolvimento

- Engenharia
- Eletricidade da carga base (R\$/kW)
- Eletricidade da carga intermediária (R\$/kW)
- Eletricidade da carga de ponta (R\$/kW)
- Construção de estrada (R\$/km)
- Linha de transmissão (R\$/km)
- Subestação (R\$/unidade)
- Ações de eficiência energética (R\$/unidade)
- ❖ Custo anual
  - Peças e mão-de-obra (R\$)
- ❖ Custos periódicos
- Análise de emissões de GEE
  - País
  - Tipo de combustível
  - Fator de emissão de GEE (tCO<sub>2</sub>/MWh)
  - Perdas de transmissão e distribuição (%)
- Análise financeira
  - ❖ Parâmetros financeiros
    - Reajuste do custo do combustível (%)
    - Taxa de inflação (%)
    - Taxa de desconto (%)
    - Vida do projeto (anos)
    - Incentivos e subsídios (R\$)
    - Razão da dívida (%)
    - Taxa de juros da dívida (%)
    - Duração da dívida (anos)
  - ❖ Receita anual
    - Taxa de indexação sobre eletricidade exportada (%)
    - Receita pela redução de GEE (R\$/tCO<sub>2</sub>e)
- Análise de sensibilidade
  - Análise de performance (VPL ou TIR)
  - Faixa de sensibilidade (%)
  - Limite aceitável (R\$ ou %, dependendo se a análise for VPL ou TIR respectivamente)

## ANEXO 2 - Tabelas do RetScreen dos Cenários A, B e C

Dados Iniciais do Projeto utilizado em todos os cenários

Informação sobre o projeto		<a href="#">Veja banco de Dados do projeto</a>
Nome do Projeto	Caso base - Cenário A - Fotovoltaica e eletricidade	
Localização do Projeto	Museu do Amanhã - Zona Portuário, RJ	
Preparado para	Dissertação de mestrado	
Preparado por	Gustavo Willy	
Tipo de projeto	Produção de frio e eletricidade	
Tipo de grid	Rede central & carga interna	
Tipo de análise	Método 2	
Poder calorífico de referência	Poder Calorífico Inferior (PCI)	
Ver parâmetros	<input checked="" type="checkbox"/>	
Idioma	Portuguese - Português	
Manual do usuário	English - Anglais	
Moeda	Brasil	
Unidades	Unidades métricas	

Condições de Referência do site		<a href="#">Selecionar local de dados climáticos</a>
Localização dos dados climáticos	Santos Dumont/Rio	
Mostrar dado	<input checked="" type="checkbox"/>	

Dados Climáticos utilizado em todos os cenários

	Unidade	Localização dos dados climáticos	Localização do Projeto
Latitude	°N	-22,9	-22,9
Longitude	°E	-43,2	-43,2
Elevação	m	3	3
Temperatura para projeto de aquecimento	°C	17,0	
Temperatura para projeto de refrigeração	°C	32,8	
Amplitude da Temperatura do Solo	°C	11,0	

Mês	Temperatura do Ar	Humidade relativa	Radiação solar diária - horizontal	Pressão Atmosférica	Velocidade do Vento	Temperatura do Solo	Graus-dia para aquecimento	Refrigeração graus-dias
	°C	%	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Janeiro	26,8	77,4%	5,86	96,1	3,2	25,2	0	521
Fevereiro	27,5	76,5%	5,67	96,2	3,2	25,4	0	490
Março	26,7	78,1%	5,22	96,3	2,9	24,4	0	518
Abril	25,7	77,6%	4,06	96,5	2,7	23,0	0	471
Maio	23,5	78,7%	3,83	96,6	2,7	20,7	0	419
Junho	22,3	78,1%	3,22	96,8	2,7	19,5	0	369
Julho	21,6	77,8%	3,78	96,9	2,8	19,6	0	360
Agosto	21,9	76,7%	4,06	96,8	3,0	21,7	0	369
Setembro	22,3	77,5%	4,22	96,6	3,2	22,8	0	369
Outubro	23,6	77,7%	4,86	96,4	3,3	23,7	0	422
Novembro	24,6	77,6%	5,28	96,2	3,3	23,9	0	438
Dezembro	26,0	77,0%	5,61	96,1	3,3	24,4	0	496
Anual	24,4	77,6%	4,64	96,5	3,0	22,8	0	5.240
Medido a	m				10,0	0,0		

Projeto de refrigeração do caso referência (utilizado em todos os cenários)

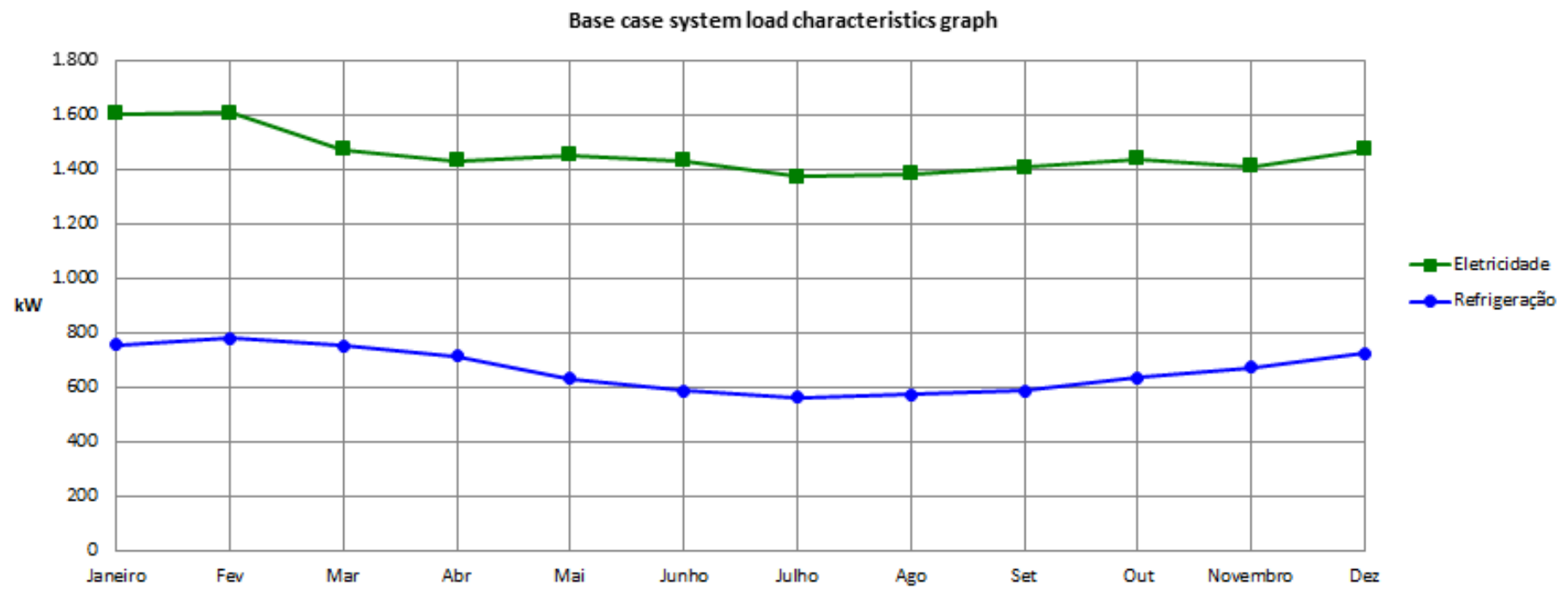
Projeto de Refrigeração	Unidade	
<b>Sistema de refrigeração do caso referência</b>	Prédio individual - refrigeração ambiental	
Área de piso resfriado para o prédio	m²	30.000
Tipo de Combustível		Eletricidade
Coeficiente de desempenho - sazonal		3,00
<b>Cálculo da carga de refrigeração</b>		
Carga de refrigeração por prédio	W/m²	28,2
Demanda refrigeração independente da temperatura externa	%	20%
Demanda total de frio	MWh	5.859
Carga total de ponta de frio	kW	846,0
Consumo de combustível - anual	MWh	1.953
Preço do combustível	BRL/kWh	0,475
Custo do combustível	BRL	927.649
<b>Ações de eficiência energética do caso proposto</b>		
Ações de eficiência energética no uso final	%	0%
Carga líquida de ponta de frio	kW	846,0
Demanda líquida de frio	MWh	5.859

Demanda de eletricidade (igual para todos os cenários)

Projeto produção de Eletricidade		Unidade	
Sistema de produção de eletricidade do caso referência		Rede central & carga interna	
Tipo de grid			
Características da carga do caso de referência			
Mês	Eletricidade carga média bruta kW	Eletricidade carga média líq. kW	Refrigeração carga média kW
Janeiro	1.604	1.351	757
Fevereiro	1.606	1.345	783
Março	1.471	1.220	753
Abril	1.431	1.193	716
Maio	1.451	1.239	634
Junho	1.432	1.235	590
Julho	1.374	1.186	564
Agosto	1.382	1.190	575
Setembro	1.405	1.209	590
Outubro	1.438	1.226	638
Novembro	1.410	1.185	675
Dezembro	1.471	1.229	727
Carga de ponta sist. elétrico acima da média mensal máxima	10,0%		
Carga de pico - anual	1.767	1.485	846
Demanda de eletricidade	MWh	12.793	10.840
Preço da eletricidade - caso de referência	BRL/kWh	0,475	0,475
Custo total de eletricidade	BRL	6.076.800	BRL 5.149.151



Curva de demanda de energia de eletricidade e Refrigeração (utilizada em todos os cenários)



## CENÁRIO A

Sistema de Refrigeração do cenário A

### Sistema de refrigeração do caso proposto

<b>Carga base do sistema de refrigeração</b>			
Tecnologia	Compressor		
Fonte de energia	Sistema de produção de eletricidade		
Capacidade	kW	888,0	105,0%
Coeficiente de desempenho - sazonal		3,50	
Fabricante	Daikin		
Modelo	EUWA40MZY1		
Frio fornecido	MWh	5.859	100,0%
<b>Carga de ponta do sistema de refrigeração</b>			
Tecnologia	Não necessário		

## Sistema de Eletricidade do cenário A

Sistema de eletricidade do caso proposto							
Seleção do Sistema	Carga Base do Sistema						
Carga de base do sistema de eletricidade	Fotovoltaica						
Tecnologia							
Tipo de análise	<input checked="" type="radio"/> Método 1 <input type="radio"/> Método 2						
Fotovoltaica							
Potência elétrica	kW	181,44	10,5%	<a href="#">Ver banco de dados de produtos</a>			
Fabricante	Sinopuren						
Modelo	a-Si - JNP-32W 5670 unidade(s)						
Fator de Utilização	%	95,0%					
Eletricidade fornecida à carga	MWh	1.510	12,1%				
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	0,0					
<b>Estratégia de operação - carga básica do sistema de eletr</b>							
Preço da eletricidade - caso de referência	BRL/MWh	475,00					
Preço do combustível - caso proposto sistema elétrico	BRL/MWh	0,00					
Preço eletricidade exportada	BRL/MWh	0,00					
Preço da Eletricidade - caso proposto	BRL/MWh	475,00					
		Eletricidade fornecida à carga	Eletricidade exportada p/ rede	Eletricidade complemento necessário	Combustível para produzir eletricidade	Lucro (prejuízo) Operacional	Eficiência
Estratégia de operação		MWh	MWh	MWh	MWh	BRL	%
Potência elétr.máx.de saída		1.510	0	11.004	0	717.223	-
Acompanhando carga elétrica		1.510	0	11.004	0	717.223	-
Selecionar estratégia de operação	Potência elétr.máx.de saída						

## Características do modelo energético do cenário A

Características do caso proposto

Unidade

Estimar

%

Eleticidade

Carga de base do sistema de eletricidade

Tecnologia

Estratégia de operação

Capacidade

Eleticidade fornecida à carga

Eleticidade exportada p/ rede

Carga de ponta do sistema elétrico

Tecnologia

Capacidade sugerida

Capacidade

Eleticidade fornecida à carga

Sistema elétrico de back-up (opcional)

Tecnologia

Capacidade

Fotovoltaica

Potência elétr.máx.de saída

181

10,5%

1.510

12,1%

0

Eleticidade da Rede

1.726,3

3.000

173,8%

11.004

87,9%

Gerador de emergência

300

kW

MWh

MWh

kW

kW

MWh

kW

Gráfico do Sistema

Base

Ponta

Capacidade

Energia Fornecida

Refrigeração

Carga base do sistema de refrigeração

Tecnologia

Fonte de energia

Capacidade

Frio fornecido

Sistema de Refrigeração de back-up (opcional)

Tecnologia

Capacidade

Compressor

Sistema de produção de eletricidade

888

105,0%

5.859

100,0%

0

kW

MWh

MWh

kW

kW

Gráfico do Sistema

Base

Capacidade

Energia Fornecida

Sumário do caso proposto

Tipo de Combustível

Consumo de combustível - unitário

Consumo de combustível

Capacidade (kW)

Energia Fornecida (MWh)

Eleticidade

Carga de base

Carga de Ponta

## Custos iniciais do cenário A

Custos iniciais (créditos)	Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade	Custos relativos	%	Quantidade
<b>Estudo de viabilidade</b>							
Estudo de viabilidade	custo	1	BRL 64.201	BRL 64.201			BRL -
Subtotal				BRL 64.201	1,4%	0%	BRL -
<b>Desenvolvimento</b>							
Desenvolvimento	custo	1	BRL 64.201	BRL 64.201			BRL -
Subtotal				BRL 64.201	1,4%	0%	BRL -
<b>Engenharia</b>							
Engenharia	custo	20	BRL 64.201	BRL 1.284.029			BRL -
Subtotal				BRL 1.284.029	27,8%	0%	BRL -
<b>Sistema de produção de eletricidade</b>							
Carga de base - Fotovoltaica	kW	181,44	BRL 9.731	BRL 1.765.593			BRL -
Carga de Ponta - Eletricidade da Rede	kW	3.000,00	BRL 17	BRL 50.100			BRL -
Reserva -Gerador de emergência	kW	300,00	BRL 450	BRL 135.000			BRL -
Construção de estrada	km		BRL -	BRL -			BRL -
Linha de Transmissão	km		BRL -	BRL -			BRL -
Subestação	projeto		BRL -	BRL -			BRL -
Ações de Eficiência energética	projeto		BRL -	BRL -			BRL -
Definido pelo usuário	custo			BRL -			BRL -
				BRL -			BRL -
Subtotal				BRL 1.950.693	42,2%	0%	BRL -
<b>Sistema de refrigeração</b>							
Carga de base - Compressor	kW	888,0	BRL 1.137	BRL 1.009.656			BRL -
Ações de Eficiência energética	projeto		BRL -	BRL -			BRL -
Definido pelo usuário	custo			BRL -			BRL -
				BRL -			BRL -
Subtotal				BRL 1.009.656	21,8%	0%	BRL -
<b>Balanco do sistema e misc.</b>							
Peças de reposição	%	10,0%	BRL 296.035	BRL 29.603			BRL -
Transporte	projeto		BRL -	BRL -			BRL -
Treinamento & Comissionamento	d-p		BRL -	BRL -			BRL -
Definido pelo usuário	custo		BRL -	BRL -			BRL -
Contingências	%	5,0%	BRL 4.402.383	BRL 220.119			BRL -
Juros durante a construção		12 mes(es)	BRL 4.622.503	BRL -			BRL -
Subtotal				BRL 249.723	5,4%	0%	BRL -
<b>Total de custos de investimento</b>				<b>BRL 4.622.503</b>	<b>100,0%</b>	<b>0%</b>	<b>BRL -</b>

# Custos Anuais e Periódicos do cenário A

Custo anual (créditos)	Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade	%	Quantidade
<b>O&amp;M</b>						
Peças e mão de obra	projeto	2	BRL 64.201	BRL 128.403		BRL -
Definido pelo usuário	custo		BRL -	BRL -		BRL -
Contingências	%		BRL 128.403	BRL -		BRL -
Subtotal				BRL 128.403	0%	BRL -
<b>Custo combustível - caso proposto</b>						
Eletricidade	MWh	11.004	BRL 475,000	BRL 5.227.055		BRL -
Subtotal				BRL 5.227.055	0%	BRL -
<b>Economia anual</b>						
<b>Custo combustível - caso de referência</b>						
Eletricidade	MWh	12.793	BRL 475,000	BRL 6.076.800		
Subtotal				BRL 6.076.800		
<b>Custos periódicos(créditos)</b>						
Definido pelo usuário	custo			BRL -		BRL -
				BRL -		BRL -
Valor residual do projeto	custo			BRL -		

## Análise de Emissões do cenário A

### Sistema elétrico de referência (Baseline)

País - região	Tipo de Combustível	Fator de Emissão de GEE (excl. T&D) tCO2/MWh	Perdas T&D %	Fator de emissão de GEE tCO2/MWh
Brasil	Todos os tipos	0,082	15,0%	0,096

☐ Mudanças na linha de base durante projeto

### Sumário dos GEE do caso de referência(Baseline)

Tipo de Combustível	Mix do combustível %	Consumo de combustível	Fator de emissão de GEE	Emissão de GEE
		MWh	tCO2/MWh	tCO2
Eletricidade	100,0%	12.793	0,096	1.231,2
Total	100,0%	12.793	0,096	1.231,2

### Sumário GEE do caso proposto (Projeto de produção de frio e eletricidade)

Tipo de Combustível	Mix do combustível %	Consumo de combustível	Fator de emissão de GEE	Emissão de GEE
		MWh	tCO2/MWh	tCO2
Solar	12,1%	1.510	0,000	0,0
Eletricidade	87,9%	11.004	0,096	1.059,0
Total	100,0%	12.514	0,085	1.059,0

### Sumário da redução de emissões dos GEE

Projeto de produção de frio e eletricidade	Emissões GEE Caso de referência tCO2	Emissões de GEE Caso Proposto tCO2	Redução anual bruta de emissões de GEE tCO2	Custo de transação dos créditos de GEE %	Redução anual líquida de emissões de GEE tCO2
	1.231,2	1.059,0	172,2	10%	154,9
Redução anual líquida de emissões de GEE	155	tCO2	é equivalente a	28,4	Carros e camionetes não utilizados

# Parâmetros Financeiros, sumário de receita e fluxo de caixa anual do cenário A

Parâmetros financeiros			Custo projeto e sumario econ./receita				Fluxo de caixa anual			
<b>Geral</b>			<b>Custos iniciais</b>				<b>Ano</b>	<b>Antes imposto</b>	<b>Após imposto</b>	<b>Cumulativo</b>
Reajuste do custo do combustível	%		Estudo de viabilidade	1,4%	BRL	64.201	#	BRL	BRL	BRL
Taxa de inflação	%	6,7%	Desenvolvimento	1,4%	BRL	64.201	0	-1.386.751	-1.386.751	-1.386.751
Taxa de desconto	%	15,0%	Engenharia	27,8%	BRL	1.284.029	1	315.783	227.802	-1.158.949
Vida do projeto	ano	12	Sistema de produção de eletricidade	42,2%	BRL	1.950.693	2	306.604	218.415	-940.534
<b>Financiamento</b>			Sistema de refrigeração	21,8%	BRL	1.009.656	3	296.809	208.444	-732.090
Incentivos e subsídios	BRL	0	Balanço do sistema e misc.	5,4%	BRL	249.723	4	286.359	197.851	-534.239
Razão da dívida	%	70,0%	<b>Total de custos de investimento</b>	<b>100,0%</b>	<b>BRL</b>	<b>4.622.503</b>	5	275.208	186.596	-347.642
Empréstimo	BRL	3.235.752	<b>Pagamento anual de custos e empréstimos</b>				6	263.310	174.637	-173.005
Capital próprio investido	BRL	1.386.751	O&M		BRL	128.403	7	250.615	161.929	-11.076
Taxa de juros da dívida	%	3,90%	Custo combustível - caso proposto		BRL	5.227.055	8	237.069	148.422	137.346
Duração da dívida	ano	10	Pagamento da dívida - 10 anos		BRL	396.955	9	222.616	134.066	271.412
Pagamento da dívida	BRL/an	396.955	<b>Total de custos anuais</b>		<b>BRL</b>	<b>5.752.414</b>	10	207.194	118.807	390.219
<b>Análise do imposto de renda</b>			<b>Custos periódicos(créditos)</b>				11	587.695	499.541	889.760
Custo efetivo- imposto de renda	%	15,0%	<b>Economia anual e receita</b>				12	570.138	570.138	1.459.898
Postergar prejuízo?		Não	Custo combustível - caso de referência							
Método de depreciação		Nenhum								
<b>Receita anual</b>			<b>Total de economia e receita anual</b>							
Receita com eletricidade exportada										
Receita pela redução de GEE										



Receita Anual com eletricidade exportada e viabilidade financeira do cenário A

<b>Receita anual</b>																																																																	
Receita com eletricidade exportada																																																																	
<b>Receita pela redução de GEE</b> <input type="checkbox"/>																																																																	
Redução líquida de GEE	tCO2/an	155																																																															
Redução líquida de GEE - 12 anos	tCO2	1.859																																																															
<b>Receita (ou desconto) adicional do consumidor</b> <input type="checkbox"/>																																																																	
			<table><tr><td colspan="3"><b>Total de economia e receita anual</b></td><td><b>BRL</b></td><td><b>6.076.800</b></td></tr></table>			<b>Total de economia e receita anual</b>			<b>BRL</b>	<b>6.076.800</b>																																																							
<b>Total de economia e receita anual</b>			<b>BRL</b>	<b>6.076.800</b>																																																													
			<table><tr><td colspan="3"><b>Viabil. Financeira</b></td><td></td><td></td></tr><tr><td>TIR antes impostos-capital próprio</td><td>%</td><td>18,9%</td><td></td><td></td></tr><tr><td>TIR antes impostos - ativos</td><td>%</td><td>-2,6%</td><td></td><td></td></tr><tr><td>TIR após impostos - capital</td><td>%</td><td>11,6%</td><td></td><td></td></tr><tr><td>TIR após impostos - ativos</td><td>%</td><td>-6,0%</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Retorno simples</td><td>ano</td><td>6,4</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Retorno do capital próprio</td><td>ano</td><td>7,1</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Valor Presente Líquido (VPL)</td><td>BRL</td><td>-214.252</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Economia anual no ciclo de vida</td><td>BRL/an</td><td>-39.525</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Razão custo benefício (C-B)</td><td></td><td>0,85</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Juros da dívida</td><td></td><td>1,75</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Custo de Redução de GEE</td><td>BRL/tCO2</td><td>255</td><td></td><td></td></tr></table>			<b>Viabil. Financeira</b>					TIR antes impostos-capital próprio	%	18,9%			TIR antes impostos - ativos	%	-2,6%			TIR após impostos - capital	%	11,6%			TIR após impostos - ativos	%	-6,0%			Retorno simples	ano	6,4			Retorno do capital próprio	ano	7,1			Valor Presente Líquido (VPL)	BRL	-214.252			Economia anual no ciclo de vida	BRL/an	-39.525			Razão custo benefício (C-B)		0,85			Juros da dívida		1,75			Custo de Redução de GEE	BRL/tCO2	255		
<b>Viabil. Financeira</b>																																																																	
TIR antes impostos-capital próprio	%	18,9%																																																															
TIR antes impostos - ativos	%	-2,6%																																																															
TIR após impostos - capital	%	11,6%																																																															
TIR após impostos - ativos	%	-6,0%																																																															
Retorno simples	ano	6,4																																																															
Retorno do capital próprio	ano	7,1																																																															
Valor Presente Líquido (VPL)	BRL	-214.252																																																															
Economia anual no ciclo de vida	BRL/an	-39.525																																																															
Razão custo benefício (C-B)		0,85																																																															
Juros da dívida		1,75																																																															
Custo de Redução de GEE	BRL/tCO2	255																																																															

Análise de Sensibilidade do cenário A

		Custos iniciais				BRL
Custo combustível - caso proposto		924.501	2.773.502	4.622.503	6.471.504	8.320.505
BRL		-80%	-40%	0%	40%	80%
1.045.411	-80%	21.713.471	20.439.933	19.166.395	17.844.643	16.519.267
3.136.233	-40%	12.079.953	10.803.260	9.477.884	8.152.507	6.827.131
5.227.055	0%	2.436.501	1.111.124	-214.252	-1.539.629	-2.865.005
7.317.877	40%	-8.382.047	-9.733.638	-11.085.229	-12.436.820	-13.788.412
9.408.700	80%	-19.715.597	-21.067.188	-22.418.779	-23.770.371	-25.121.962

		Custos iniciais				BRL
Taxa de juros da dívida		924.501	2.773.502	4.622.503	6.471.504	8.320.505
%		-80%	-40%	0%	40%	80%
0,78%	-80%	2.485.489	1.258.090	30.691	-1.196.707	-2.424.106
2,34%	-40%	2.461.538	1.186.236	-89.066	-1.364.368	-2.639.670
3,90%	0%	2.436.501	1.111.124	-214.252	-1.539.629	-2.865.005
5,46%	40%	2.410.410	1.032.853	-344.704	-1.722.262	-3.099.819
7,02%	80%	2.383.302	951.529	-480.245	-1.912.018	-3.343.792

CENÁRIO B – Paridade Térmica

Modelo Energético do cenário B

Sistema de refrigeração do caso proposto				
Carga base do sistema de refrigeração				
Tecnologia	Absorção			
Tipo de Combustível	Eletricidade			
Preço do combustível	Rs/MWh	0,000		
Capacidade	kW	713,7	84,4%	
Coefficiente de desempenho - sazonal		1,20		
Fabricante				
Modelo				
Frio fornecido	MWh	5.723	97,7%	
Carga de ponta do sistema de refrigeração				
Tecnologia	Compressor			
Fonte de energia	Sistema de produção de eletricidade			
Capacidade sugerida	kW	132,3		
Capacidade	kW	174,3	20,6%	
Coefficiente de desempenho - sazonal		3,50		
Fabricante				
Modelo				
Frio fornecido	MWh	135	2,3%	

[Mostrar figura](#)

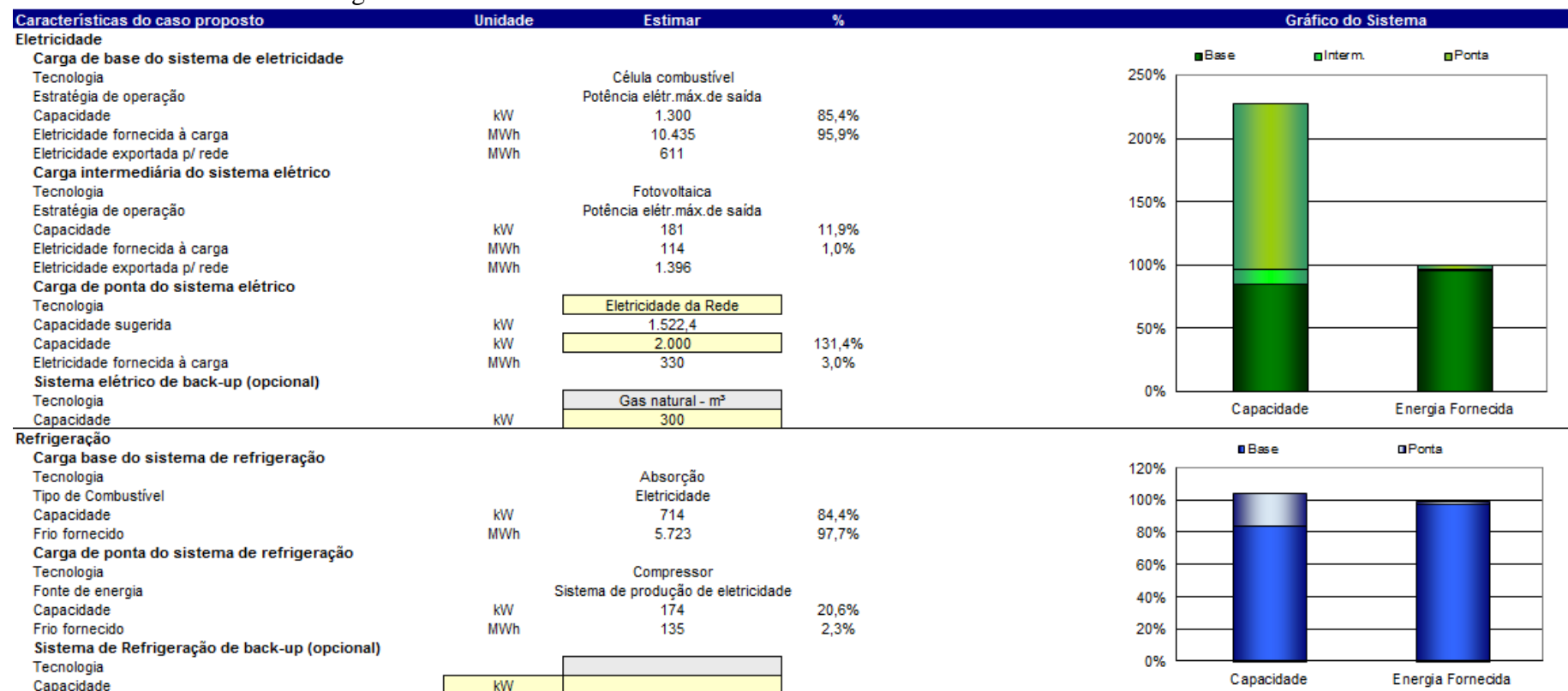
[Ver banco de dados de produtos](#)

[Ver banco de dados de produtos](#)

## Sistema de eletricidade do caso proposto

165

## Características do modelo energético do cenário B



Sumário do caso proposto	Tipo de Combustível	Consumo de combustível - unitário	Consumo de combustível	Capacidade (kW)	Energia Fornecida (MWh)
<b>Eletricidade</b>					
Carga de base	Gás Natural	m³	2.360.267	1.300	10.435
Carga Intermediária	Solar			181	114
Carga de Ponta	Eletricidade	MWh	330	2.000	330
Eletricidade exportada p/ rede					2.007
			<b>Total</b>	<b>3.481</b>	<b>12.886</b>
<b>Refrigeração</b>					
Carga de base	Eletricidade	MWh	4.769	714	5.723
Carga de Ponta	Sistema de produção de eletricidade			174	135
			<b>Total</b>	<b>888</b>	<b>5.859</b>

# Custos Iniciais do cenário B

Custos iniciais (créditos)	Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade	Custos relativos
<b>Estudo de viabilidade</b>					
Estudo de viabilidade	custo	1	Rs 132.969	Rs 132.969	
Subtotal				Rs 132.969	0,8%
<b>Desenvolvimento</b>					
Desenvolvimento	custo	1	Rs 132.969	Rs 132.969	
Subtotal				Rs 132.969	0,8%
<b>Engenharia</b>					
Engenharia	custo	20	Rs 132.969	Rs 2.659.372	
Subtotal				Rs 2.659.372	15,2%
<b>Sistema de produção de eletricidade</b>					
Carga de base - Célula combustível	kW	1.300,00	Rs 8.156	Rs 10.602.800	
Carga Intermediária - Fotovoltaica	kW	181,44	Rs 9.731	Rs 1.765.593	
Carga de Ponta - Eletricidade da Rede	kW	2.000,00	Rs 17	Rs 33.400	
Reserva -Gas natural- m³	kW	300,00	Rs 450	Rs 135.000	
Construção de estrada	km			Rs -	
Linha de Transmissão	km			Rs -	
Subestação	projeto			Rs -	
Ações de Eficiência energética	projeto			Rs -	
Definido pelo usuário	custo			Rs -	
Subtotal				Rs 12.536.793	71,7%
<b>Sistema de refrigeração</b>					
Carga de base - Absorção	kW	713,7	Rs 789	Rs 563.109	
Carga de Ponta - Compressor	kW	174,3	Rs 1.130	Rs 196.959	
Ações de Eficiência energética	projeto			Rs -	
Definido pelo usuário	custo			Rs -	
Subtotal				Rs 760.068	4,3%
<b>Balanço do sistema e misc.</b>					
Peças de reposição	%	10,0%	Rs 1.329.686	Rs 132.969	
Transporte	projeto			Rs -	
Treinamento & Comissionamento	d-p			Rs -	
Definido pelo usuário	custo			Rs -	
Contingências	%	5,0%	Rs 16.355.139	Rs 817.757	
Juros durante a construção	3,50%	12 mes(es)	Rs 17.172.896	Rs 300.526	
Subtotal				Rs 1.251.251	7,2%
<b>Total de custos de investimento</b>				Rs 17.473.422	100,0%

Custos anuais e periódicos do cenário B

Custo anual (créditos)		Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade
<b>O&amp;M</b>					
Peças e mão de obra	projeto	4	Rs 132.969	Rs	531.874
Definido pelo usuário	custo			Rs	-
Contingências	%		Rs 531.874	Rs	-
Subtotal					Rs 531.874
<b>Custo combustível - caso proposto</b>					
Gás Natural	m³	2.360.267	Rs 1,320	Rs	3.115.552
Eletricidade	MWh	5.099	Rs 30,728	Rs	156.695
Subtotal					Rs 3.272.247
Economia anual		Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade
<b>Custo combustível - caso de referência</b>					
Eletricidade	MWh	12.793	Rs 475,000	Rs	6.076.800
Subtotal					Rs 6.076.800
Custos periódicos(créditos)		Unidade	Ano	Custo unitário	Quantidade
Definido pelo usuário	custo			Rs	-
				Rs	-
Valor residual do projeto	custo			Rs	-



## Análise de Emissões do cenário B

### Sumário dos GEE do caso de referência(Baseline)

Tipo de Combustível	Mix do combustível %	Consumo de combustível	Fator de emissão de GEE	Emissão de GEE
		MWh	tCO2/MWh	tCO2
Eletricidade	100,0%	14.800	0,102	1.510,8
Total	100,0%	14.800	0,102	1.510,8

### Sumário GEE do caso proposto (Projeto de produção de frio e eletricidade)

	Mix do combustível		Consumo de combustível	Fator de emissão de GEE	Emissão de GEE
Tipo de Combustível	%		MWh	tCO2/MWh	tCO2
Gás Natural	77,1%		22.277	0,197	4.399,4
Solar	5,2%		1.510	0,000	0,0
Eletricidade	17,7%		5.099	0,102	520,5
Total	100,0%		28.886	0,170	4.919,9
Perdas T&D					
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	2.007		0,102	0,0
				Total	4.919,9

### Sumário da redução de emissões dos GEE

Projeto de produção de frio e eletricidade	Emissões GEE Caso de referência tCO2	Emissões de GEE Caso Proposto tCO2	Redução anual bruta de emissões de GEE tCO2	Custo de transação dos créditos de GEE %	Redução anual líquida de emissões de GEE tCO2
	1.510,8	4.919,9	-3.409,2	10%	-3.068,3
Redução anual líquida de emissões de GEE	-3.068,3	tCO2	é equivalente a	-562,0	Carros e camionetes não utilizados

Parâmetros Financeiros, sumário de receita e fluxo de caixa anual do cenário B

Parâmetros financeiros			Custo projeto e sumario econ./receita				Fluxo de caixa anual			
Geral			Custos iniciais				Ano	Antes imposto	Após imposto	Cumulativo
Reajuste do custo do combustível	%	5,0%	Estudo de viabilidade	0,8%	Rs	132.969	#	Rs	Rs	Rs
Taxa de inflação	%	6,7%	Desenvolvimento	0,8%	Rs	132.969	0	-1.747.342	-1.747.342	-1.747.342
Taxa de desconto	%	15,0%	Engenharia	15,2%	Rs	2.659.372	1	749.874	749.874	-997.468
Vida do projeto	ano	12	Sistema de produção de eletricidade	71,7%	Rs	12.536.793	2	859.090	859.090	-138.379
			Sistema de refrigeração	4,3%	Rs	760.068	3	973.120	973.120	834.741
Financiamento			Balanco do sistema e misc.	7,2%	Rs	1.251.251	4	1.092.162	1.092.162	1.926.903
Incentivos e subsídios	Rs		Total de custos de investimento	100,0%	Rs	17.473.422	5	1.216.420	1.216.420	3.143.323
Razão da dívida	%	90,0%	Pagamento anual de custos e empréstimos				6	1.346.106	1.346.106	4.489.429
Empréstimo	Rs	15.726.079	O&M		Rs	531.874	7	1.481.439	1.481.439	5.970.868
Capital próprio investido	Rs	1.747.342	Custo combustível - caso proposto		Rs	3.272.247	8	1.622.644	1.292.883	7.263.751
Taxa de juros da dívida	%	3,50%	Pagamento da dívida - 12 anos		Rs	1.627.397	9	1.769.955	1.313.576	8.577.328
Duração da dívida	ano	12	Total de custos anuais		Rs	5.431.518	10	1.923.614	1.436.741	10.014.069
Pagamento da dívida	Rs/an	1.627.397	Custos periódicos(créditos)				11	2.083.871	1.565.253	11.579.322
Análise do imposto de renda							12	2.250.981	1.699.321	13.278.643
Custo efetivo- imposto de renda	%	15,0%	Economia anual e receita							
Postergar prejuízo?		Sim	Custo combustível - caso de referência				Rs	6.076.800		
Método de depreciação		Linear	Total de economia e receita anual				Rs	6.076.800		
Base da taxa de depreciação	%	10,0%								
Período de depreciação	ano	12								
Isenção fiscal ?	sim/não	Não								
Receita anual										
Receita com eletricidade exportada										
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	2.007								
Preço eletricidade exportada	Rs/MWh	0,00								
Receita com eletricidade exportada	Rs	0								
Taxa de indexação sobre a eletricidade exportada	%									

Receita Anual com eletricidade exportada e viabilidade financeira do cenário B

<b>Receita pela redução de GEE</b> <input type="checkbox"/>					
Redução líquida de GEE	tCO2/an	-3.068	<b>Viabil. Financeira</b>		
Redução líquida de GEE - 12 anos	tCO2	-36.819			
<b>Receita (ou desconto) adicional do consumidor</b> <input type="checkbox"/>			TIR antes impostos-capital próprio	%	54,5%
			TIR antes impostos - ativos	%	-0,1%
			TIR após impostos - capital	%	53,6%
			TIR após impostos - ativos	%	-2,0%
			Retorno simples	ano	7,7
			Retorno do capital próprio	ano	2,1
			Valor Presente Líquido (VPL)	Rs	4.367.511
			Economia anual no ciclo de vida	Rs/an	805.722
			Razão custo benefício (C-B)		3,50
			Juros da dívida		1,46
			Custo de Redução de GEE	Rs/tCO2	Sem redução

Análise de Sensibilidade do cenário B

Custo combustível - caso proposto		Custos iniciais				Rs
Rs		0	8.736.711	17.473.422	26.210.132	34.946.843
		-100%	-50%	0%	50%	100%
0	-100%	32.584.457	28.501.656	24.243.424	19.802.068	15.223.282
1.636.123	-50%	22.883.473	18.769.157	14.391.386	9.800.964	5.046.461
3.272.247	0%	13.182.490	8.969.020	<b>4.367.511</b>	-490.091	-5.628.868
4.908.370	50%	3.481.507	-1.188.529	-6.472.949	-11.757.370	-17.041.790
6.544.494	100%	-7.317.031	-12.601.451	-17.885.871	-23.170.291	-28.454.711

Taxa de juros da dívida		Custos iniciais				Rs
%		0	8.736.711	17.473.422	26.210.132	34.946.843
		-100%	-50%	0%	50%	100%
0,00%	-100%	13.182.490	9.692.718	5.887.613	1.884.738	-2.248.090
1,75%	-50%	13.182.490	9.341.836	5.152.359	737.210	-3.860.855
3,50%	0%	13.182.490	8.969.020	<b>4.367.511</b>	-490.091	-5.628.868
5,25%	50%	13.182.490	8.575.046	3.532.532	-1.795.967	-7.493.662
7,00%	100%	13.182.490	8.160.813	2.647.230	-3.210.990	-9.450.924

## CENÁRIO C

### Sistema de Refrigeração do cenário C

Sistema de eletricidade do caso proposto				
Seleção do Sistema	Cargas base e intermediária			
Carga intermediária do sistema elétrico	Célula combustível			
Tecnologia				
Disponibilidade	%		97,0%	8.497 h
Método-seleção de combustível	Combustível único			
Tipo de Combustível	Gas natural - m³			
Preço do combustível	Rs/m³	1,320		
Célula combustível #1				
Potência elétrica	kW	1.100	71%	<a href="#">Ver banco de dados de produtos</a>
Capac. Mínima	%	10,0%		
Eletricidade fornecida à carga	MWh	9.022	82%	
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	325		
Fabricante				
Modelo				
Preço do calor	kJ/kWh	7.260		
Taxa de recuperação de calor	%	45,0%		
Combustível necessário	GJ/h	8,0		
Capacidade térmica	kW	503,3		
Carga de base do sistema de eletricidade				
Tecnologia	Fotovoltaica			
Fotovoltaica #2				
Potência elétrica	kW	181,44	11,7%	<a href="#">Ver banco de dados de produtos</a>
Fabricante				
Modelo				
Fator de Utilização	%	95,0%		
Eletricidade fornecida à carga	MWh	1.510	13,7%	
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	0	0,0%	

### Sistema de Eletricidade do cenário C

Sistema de refrigeração do caso proposto

Carga base do sistema de refrigeração

Tecnologia

Tipo de Combustível

Preço do combustível

Capacidade

Coefficiente de desempenho - sazonal

Fabricante

Modelo

Frio fornecido

Absorção

Eletricidade

Rs/MWh

0,000

kW

603,9

71,4%

1,20

MWh

5.219

89,1%

Carga de ponta do sistema de refrigeração

Tecnologia

Fonte de energia

Capacidade sugerida

Capacidade

Coefficiente de desempenho - sazonal

Fabricante

Modelo

Frio fornecido

Compressor

Sistema de produção de eletricidade

kW

242,1

kW

284,1

33,6%

3,50

MWh

640

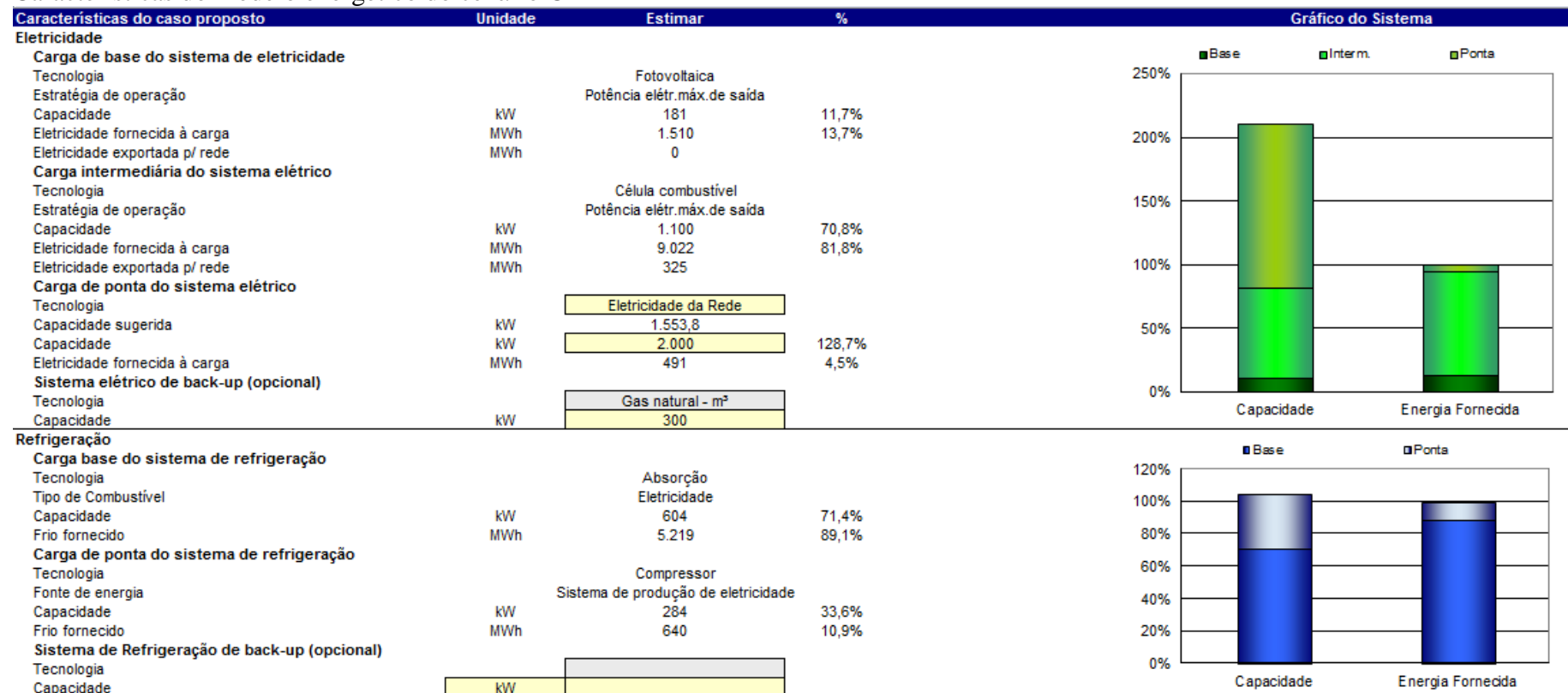
10,9%

Mostrar figura

Ver banco de dados de produtos

Ver banco de dados de produtos

## Características do modelo energético do cenário C



**Estratégia de operação - carga intermediária do sistema c**

Preço da eletricidade - caso de referência	Rs/MWh	475,00
Preço do combustível - caso proposto sistema elétrico	Rs/MWh	139,86
Preço eletricidade exportada	Rs/MWh	0,00
Preço da Eletricidade - caso proposto	Rs/MWh	475,00

	Eletricidade fornecida à carga MWh	Eletricidade exportada p/ rede MWh	Eletricidade complemento necessário MWh	Combustível para produzir eletricidade MWh	Lucro (prejuízo) Operacional Rs	Eficiência %
<b>Estratégia de operação</b>						
Potência elétr.máx.de saída	9.022	325	491	18.850	1.649.323	49,6%
Acompanhando carga elétrica	9.022	0	491	18.195	1.740.900	49,6%

Selecionar sistema de potência para carga base Sistema de eletricidade #2 Fotovoltaica #2

Selecionar estratégia de operação Potência elétr.máx.de saída

Sumário do caso proposto	Tipo de Combustível	Consumo de combustível - unitário	Consumo de combustível	Capacidade (kW)	Energia Fornecida (MWh)
<b>Eletricidade</b>					
Carga de base	Solar			181	1.510
Carga Intermediária	Gás Natural	m³	1.997.149	1.100	9.022
Carga de Ponta	Eletricidade	MWh	491	2.000	491
Eletricidade exportada p/ rede					325
			<b>Total</b>	<b>3.281</b>	<b>11.348</b>
<b>Refrigeração</b>					
Carga de base	Eletricidade	MWh	4.349	604	5.219
Carga de Ponta	Sistema de produção de eletricidade			284	640
			<b>Total</b>	<b>888</b>	<b>5.859</b>

Custos iniciais do cenário C

Custos iniciais (créditos)	Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade	Custos relativos
<b>Estudo de viabilidade</b>					
Estudo de viabilidade	custo	1	Rs 117.031	Rs 117.031	
Subtotal				Rs 117.031	0,8%
<b>Desenvolvimento</b>					
Desenvolvimento	custo	1	Rs 117.031	Rs 117.031	
Subtotal				Rs 117.031	0,8%
<b>Engenharia</b>					
Engenharia	custo	20	Rs 117.031	Rs 2.340.621	
Subtotal				Rs 2.340.621	15,2%
<b>Sistema de produção de eletricidade</b>					
Carga de base - Fotovoltaica	kW	181,44	Rs 9.731	Rs 1.765.593	
Carga Intermediária - Célula combustível	kW	1.100,00	Rs 8.156	Rs 8.971.600	
Carga de Ponta - Eletricidade da Rede	kW	2.000,00	Rs 17	Rs 33.400	
Reserva -Gas natural - m³	kW	300,00	Rs 450	Rs 135.000	
Construção de estrada	km			Rs -	
Linha de Transmissão	km			Rs -	
Subestação	projeto			Rs -	
Ações de Eficiência energética	projeto			Rs -	
Definido pelo usuário	custo			Rs -	
Subtotal				Rs 10.905.593	70,9%
<b>Sistema de refrigeração</b>					
Carga de base - Absorção	kW	603,9	Rs 789	Rs 476.477	
Carga de Ponta - Compressor	kW	284,1	Rs 1.130	Rs 321.033	
Ações de Eficiência energética	projeto			Rs -	
Definido pelo usuário	custo			Rs -	
Subtotal				Rs 797.510	5,2%
<b>Balanco do sistema e misc.</b>					
Peças de reposição	%	10,0%	Rs 1.170.310	Rs 117.031	
Transporte	projeto			Rs -	
Treinamento & Comissionamento	d-p			Rs -	
Definido pelo usuário	custo			Rs -	
Contingências	%	5,0%	Rs 14.394.816	Rs 719.741	
Juros durante a construção	3,50%	12 mes(es)	Rs 15.114.557	Rs 264.505	
Subtotal				Rs 1.101.277	7,2%
<b>Total de custos de investimento</b>				<b>Rs 15.379.062</b>	<b>100,0%</b>



Custos Anuais e Periódicos do cenário C

Custo anual (créditos)		Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade
<b>O&amp;M</b>					
Peças e mão de obra	projeto	4	Rs 117.031	Rs	468.124
Definido pelo usuário	custo			Rs	-
Contingências	%		Rs 468.124	Rs	-
Subtotal				Rs	468.124
<b>Custo combustível - caso proposto</b>					
Gás Natural	m³	1.997.149	Rs 1,320	Rs	2.636.236
Eletricidade	MWh	4.840	Rs 48,181	Rs	233.201
Subtotal				Rs	2.869.437
Economia anual		Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade
<b>Custo combustível - caso de referência</b>					
Eletricidade	MWh	12.793	Rs 475,000	Rs	6.076.800
Subtotal				Rs	6.076.800
Custos periódicos(créditos)		Unidade	Ano	Custo unitário	Quantidade
Definido pelo usuário	custo			Rs	-
				Rs	-
Valor residual do projeto	custo			Rs	-

## Análise de Emissões do cenário C

### Sumário dos GEE do caso de referência(Baseline)

Tipo de Combustível	Mix do combustível %	Consumo de combustível	Fator de emissão de GEE	Emissão de GEE
		MWh	tCO2/MWh	tCO2
Eletricidade	100,0%	13.118	0,102	1.339,0
Total	100,0%	13.118	0,102	1.339,0

### Sumário GEE do caso proposto (Projeto de produção de frio e eletricidade)

	Mix do combustível			Consumo de combustível	Fator de emissão de GEE	Emissão de GEE
Tipo de Combustível	%			MWh	tCO2/MWh	tCO2
Gás Natural	74,8%			18.850	0,197	3.722,6
Solar	6,0%			1.510	0,000	0,0
Eletricidade	19,2%			4.840	0,102	494,1
Total	100,0%			25.200	0,167	4.216,7
Perdas T&D						
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	325		0	0,102	0,0
Total						4.216,7

### Sumário da redução de emissões dos GEE

	Emissões GEE		Redução anual bruta de emissões de GEE tCO2	Custo de transação dos créditos de GEE %	Redução anual líquida de emissões de GEE tCO2
	Caso de referência tCO2	Emissões de GEE Caso Proposto tCO2			
Projeto de produção de frio e eletricidade	1.339,0	4.216,7	-2.877,6	10%	-2.589,9
Redução anual líquida de emissões de GEE	-2.589,9	tCO2	é equivalente a	-474,3	Carros e camionetes não utilizados

# Parâmetros Financeiros, sumário de receita e fluxo de caixa anual do cenário C

## Análise Financeira RETScreen - Projeto de produção de frio e eletricidade

Parâmetros financeiros			Custo projeto e sumario econ./receita				Fluxo de caixa anual			
Geral			Custos iniciais				Ano			
Reajuste do custo do combustível	%	0,0%	Estudo de viabilidade	0,7%	BRL	65.851	#	Antes imposto	Após imposto	Cumulativo
Taxa de inflação	%	6,7%	Desenvolvimento	0,7%	BRL	65.851	0	BRL	BRL	BRL
Taxa de desconto	%	15,0%	Engenharia	14,3%	BRL	1.317.011	1	-919.267	-919.267	-919.267
Vida do projeto	ano	12	Sistema de produção de eletricidade	63,1%	BRL	5.804.417	2	1.092.397	1.092.397	173.130
Financiamento			Sistema de refrigeração	10,0%	BRL	921.357	3	1.082.982	1.082.982	1.256.112
Incentivos e subsídios	BRL	0	Balanco do sistema e misc.	11,1%	BRL	1.018.188	4	1.072.936	1.072.936	2.329.048
Razão da dívida	%	90,0%	Total de custos de investimento	100,0%	BRL	9.192.674	5	1.062.217	1.062.217	3.391.265
Empréstimo	BRL	8.273.406	Pagamento anual de custos e empréstimos				6	1.050.780	1.008.860	4.400.125
Capital próprio investido	BRL	919.267	O&M		BRL	131.701	7	1.038.576	804.831	5.204.956
Taxa de juros da dívida	%	3,50%	Custo combustível - caso proposto		BRL	2.468.827	8	1.025.555	790.230	5.995.186
Duração da dívida	ano	12	Pagamento da dívida - 12 anos		BRL	856.165	9	1.011.661	774.764	6.769.949
Pagamento da dívida	BRL/an	856.165	Total de custos anuais		BRL	3.456.693	10	996.837	758.378	7.528.328
Análise do imposto de renda			Custos periódicos(créditos)				11	981.019	741.016	8.269.344
Custo efetivo- imposto de renda	%	15,0%	Economia anual e receita				12	964.142	722.616	8.991.960
Postergar prejuízo?		Sim	Custo combustível - caso de referência		BRL	4.557.914		946.133	703.113	9.695.074
Método de depreciação		Linear	Total de economia e receita anual							
Base da taxa de depreciação	%	20,0%								
Período de depreciação	ano	12								
Isenção fiscal ?	sim/não	Não								
Receita anual										
Receita com eletricidade exportada										
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	1.391								
Preço eletricidade exportada	BRL/MWh	0,00								
Receita com eletricidade exportada	BRL	0								
Taxa de indexação sobre a eletricidade exportada	%									

Receita Anual com eletricidade exportada e viabilidade financeira do cenário C

Receita anual					
Receita com eletricidade exportada					
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	1.391			
Preço eletricidade exportada	BRL/MWh	0,00			
Receita com eletricidade exportada	BRL	0			
Taxa de indexação sobre a eletricidade exportada	%				
Receita pela redução de GEE					
		<input checked="" type="checkbox"/>			
Redução líquida de GEE	tCO2/an	-1.202			
Redução líquida de GEE - 12 anos	tCO2	-14.419			
Crédito para redução de GEE	BRL/tCO2				
Receita (ou desconto) adicional do consumidor					
		<input type="checkbox"/>			
			Viabil. Financeira		
			TIR antes impostos-capital próprio	%	117,9%
			TIR antes impostos - ativos	%	5,0%
			TIR após impostos - capital	%	117,3%
			TIR após impostos - ativos	%	2,5%
			Retorno simples	ano	4,7
			Retorno do capital próprio	ano	0,8
			Valor Presente Líquido (VPL)	BRL	4.247.698
			Economia anual no ciclo de vida	BRL/an	783.619
			Razão custo benefício (C-B)		5,62
			Juros da dívida		2,28
			Custo de Redução de GEE	BRL/tCO2	Sem redução

Análise de Sensibilidade do cenário C

**Análise de Sensibilidade e Risco RETScreen - Projeto de produção de frio e eletricidade**

**☑ Análise de Sensibilidade**

Análise de performance  
Fx. de sensibilidade  
Limite

Valor Presente Líquido (VPL)
40%
BRL

		Custos iniciais				BRL
Custo combustível - caso de referência		5.515.604	7.354.139	9.192.674	11.031.208	12.869.743
BRL		-40%	-20%	0%	20%	40%
2.734.749	-40%	-2.898.653	-4.010.695	-5.122.737	-6.234.779	-7.346.821
3.646.332	-20%	1.834.501	837.955	-194.486	-1.293.436	-2.405.478
4.557.914	0%	6.123.907	5.197.035	<b>4.247.698</b>	3.276.045	2.281.729
5.469.497	20%	10.355.006	9.453.565	8.539.689	7.604.540	6.655.705
6.381.080	40%	14.570.657	13.682.013	12.783.222	11.870.257	10.947.194

		Custos iniciais				BRL
Custo combustível - caso proposto		5.515.604	7.354.139	9.192.674	11.031.208	12.869.743
BRL		-40%	-20%	0%	20%	40%
1.481.296	-40%	10.706.231	9.807.037	8.894.071	7.960.943	7.015.507
1.975.062	-20%	8.421.954	7.508.989	6.578.989	5.631.602	4.666.613
2.468.827	0%	6.123.907	5.197.035	<b>4.247.698</b>	3.276.045	2.281.729
2.962.593	20%	3.815.081	2.860.711	1.877.323	866.127	-168.783
3.456.358	40%	1.469.249	461.700	-593.079	-1.705.121	-2.817.163

		Custos iniciais				BRL
Taxa de juros da dívida		5.515.604	7.354.139	9.192.674	11.031.208	12.869.743
%		-40%	-20%	0%	20%	40%
2,10%	-40%	6.310.773	5.449.547	4.568.035	3.667.212	2.748.375
2,80%	-20%	6.218.422	5.324.738	4.409.685	3.474.258	2.518.807
3,50%	0%	6.123.907	5.197.035	<b>4.247.698</b>	3.276.045	2.281.729
4,20%	20%	6.027.260	5.066.480	4.082.129	3.071.359	2.039.511
4,90%	40%	5.928.516	4.933.122	3.910.742	2.862.382	1.791.237

## CENÁRIO B.1

Parâmetros Financeiros, sumário de receita e fluxo de caixa anual e receita anual com eletricidade exportada do cenário B.1

### Análise Financeira RETScreen - Projeto de produção de frio e eletricidade

Parâmetros financeiros			Custo projeto e sumario econ./receita				Fluxo de caixa anual				
Geral			Custos iniciais				Antes imposto		Após imposto		Cumulativo
Reajuste do custo do combustível	%	5,0%	Estudo de viabilidade	0,8%	Rs	132.969	Ano				
Taxa de inflação	%	6,7%	Desenvolvimento	0,8%	Rs	132.969	#	Rs	Rs	Rs	Rs
Taxa de desconto	%	15,0%	Engenharia	15,2%	Rs	2.659.372	0	-1.747.342	-1.747.342	-1.747.342	
Vida do projeto	ano	12	Sistema de produção de eletricidade	71,7%	Rs	12.536.793	1	1.703.275	1.703.275	-44.067	
			Sistema de refrigeração	4,3%	Rs	760.068	2	1.812.491	1.812.491	1.768.424	
Financiamento			Balanco do sistema e misc.	7,2%	Rs	1.251.251	3	1.926.521	1.926.521	3.694.945	
Incentivos e subsídios	Rs		Total de custos de investimento	100,0%	Rs	17.473.422	4	2.045.563	2.045.563	5.740.508	
Razão da dívida	%	90,0%	Pagamento anual de custos e empréstimos				5	2.169.822	2.169.822	7.910.330	
Empréstimo	Rs	15.726.079	O&M		Rs	531.874	6	2.299.507	1.937.732	9.848.062	
Capital próprio investido	Rs	1.747.342	Custo combustível - caso proposto		Rs	3.272.247	7	2.434.840	1.892.872	11.740.934	
Taxa de juros da dívida	%	3,50%	Pagamento da dívida - 12 anos		Rs	1.627.397	8	2.576.045	2.005.946	13.746.880	
Duração da dívida	ano	12	Total de custos anuais		Rs	5.431.518	9	2.723.356	2.123.967	15.870.848	
Pagamento da dívida	Rs/an	1.627.397	Custos periódicos(créditos)				10	2.877.016	2.247.132	18.117.980	
			Economia anual e receita				11	3.037.272	2.375.644	20.493.624	
Análise do imposto de renda			Custo combustível - caso de referência				12	3.204.382	2.509.712	23.003.337	
Custo efetivo- imposto de renda	%	15,0%	Receita com eletricidade exportada								
Postergar prejuízo?		Sim	Receita com eletricidade exportada								
Método de depreciação		Linear	Total de economia e receita anual								
Base da taxa de depreciação	%	10,0%									
Período de depreciação	ano	12									
Isenção fiscal ?	sim/não	Não									
Receita anual											
Receita com eletricidade exportada											
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	2.007									
Preço eletricidade exportada	Rs/MWh	475,00									
Receita com eletricidade exportada	Rs	953.401									
Taxa de indexação sobre a eletricidade exportada	%										
Receita pela redução de GEE											

## Viabilidade financeira do cenário B.1

<b>Viabil. Financeira</b>		
TIR antes impostos-capital próprio	%	103,7%
TIR antes impostos - ativos	%	7,7%
TIR após impostos - capital	%	103,0%
TIR após impostos - ativos	%	5,5%
Retorno simples	ano	5,4
Retorno do capital próprio	ano	1,0
Valor Presente Líquido (VPL)	Rs	8.963.347
Economia anual no ciclo de vida	Rs/an	1.653.565
Razão custo benefício (C-B)		6,13
Juros da dívida		2,05
Custo de Redução de GEE	Rs/tCO2	Sem redução

Análise de Sensibilidade do cenário B.1

**Análise de Sensibilidade e Risco RETScreen - Projeto de produção de frio e eletricidade**

**☑ Análise de Sensibilidade**

Análise de performance  
Fx. de sensibilidade  
Limite

Valor Presente Líquido (VPL)
90%
Rs

		Custos iniciais				Rs
Custo combustível - caso de referência		1.747.342	9.610.382	17.473.422	25.336.461	33.199.501
Rs		-90%	-45%	0%	45%	90%
607.680	-90%	-18.530.368	-23.286.346	-28.042.324	-32.798.302	-37.554.280
3.342.240	-45%	508.018	-4.211.185	-8.967.163	-13.723.141	-18.479.119
6.076.800	0%	16.766.911	12.993.292	8.963.347	4.735.083	359.590
8.811.360	45%	32.980.798	29.294.843	25.465.868	21.506.264	17.414.219
11.545.920	90%	49.194.684	45.556.881	41.794.050	37.938.444	33.994.288

		Custos iniciais				Rs
Custo combustível - caso proposto		1.747.342	9.610.382	17.473.422	25.336.461	33.199.501
Rs		-90%	-45%	0%	45%	90%
327.225	-90%	34.228.681	30.546.486	26.724.213	22.775.037	18.704.058
1.799.736	-45%	25.497.796	21.789.297	17.887.957	13.833.703	9.641.979
3.272.247	0%	16.766.911	12.993.292	8.963.347	4.735.083	359.590
4.744.758	45%	8.036.026	4.092.992	-234.356	-4.919.610	-9.675.588
6.217.269	90%	-923.305	-5.679.283	-10.435.261	-15.191.239	-19.947.217

		Custos iniciais				Rs
Taxa de juros da dívida		1.747.342	9.610.382	17.473.422	25.336.461	33.199.501
%		-90%	-45%	0%	45%	90%
0,35%	-90%	16.893.931	13.704.330	10.303.776	6.745.471	3.069.557
1,93%	-45%	16.832.184	13.358.521	9.656.334	5.770.752	1.755.485
3,50%	0%	16.766.911	12.993.292	8.963.347	4.735.083	359.590
5,08%	45%	16.698.224	12.609.267	8.235.106	3.638.504	-1.117.519
6,65%	90%	16.626.253	12.204.712	7.472.044	2.485.407	-2.676.247



## CENÁRIO C.1

Parâmetros Financeiros, sumário de receita, fluxo de caixa anual e receita Anual com eletricidade exportada do cenário C.1

Análise Financeira RETScreen - Projeto de produção de frio e eletricidade

Parâmetros financeiros			Custo projeto e sumario econ./receita			Fluxo de caixa anual			
Geral			Custos iniciais			Ano	Antes imposto	Após imposto	Cumulativo
						#	Rs	Rs	Rs
Reajuste do custo do combustível	%	5,0%	Estudo de viabilidade	0,8%	Rs	0	-1.537.906	-1.537.906	-1.537.906
Taxa de inflação	%	6,7%	Desenvolvimento	0,8%	Rs	1	1.590.132	1.590.132	52.226
Taxa de desconto	%	15,0%	Engenharia	15,2%	Rs	2	1.725.053	1.725.053	1.777.279
Vida do projeto	ano	12	Sistema de produção de eletricidade	70,9%	Rs	3	1.866.151	1.866.151	3.643.430
Financiamento			Sistema de refrigeração	5,2%	Rs	4	2.013.697	2.013.697	5.657.127
Incentivos e subsídios	Rs		Balanço do sistema e misc.	7,2%	Rs	5	2.167.972	2.167.972	7.825.100
Razão da dívida	%	90,0%	Total de custos de investimento	100,0%	Rs	6	2.329.270	1.835.615	9.660.714
Empréstimo	Rs	13.841.156	Pagamento anual de custos e empréstimos			7	2.497.896	1.967.654	11.628.369
Capital próprio investido	Rs	1.537.906	O&M		Rs	8	2.674.166	2.111.366	13.739.735
Taxa de juros da dívida	%	3,50%	Custo combustível - caso proposto		Rs	9	2.858.410	2.261.642	16.001.377
Duração da dívida	ano	12	Pagamento da dívida - 12 anos		Rs	10	3.050.970	2.418.766	18.420.143
Pagamento da dívida	Rs/an	1.432.337	Total de custos anuais		Rs	11	3.252.203	2.583.031	21.003.174
Análise do imposto de renda			Custos periódicos(créditos)			12	3.462.477	2.754.744	23.757.918
Custo efetivo- imposto de renda	%	15,0%	Economia anual e receita						
Postergar prejuízo?		Sim	Custo combustível - caso de referência		Rs				
Método de depreciação		Linear	Receita com eletricidade exportada		Rs				
Base da taxa de depreciação	%	10,0%	Total de economia e receita anual		Rs				
Período de depreciação	ano	12							
Isenção fiscal ?	sim/não	Não							
Receita anual									
Receita com eletricidade exportada									
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	325							
Preço eletricidade exportada	Rs/MWh	475,00							
Receita com eletricidade exportada	Rs	154.228							
Taxa de indexação sobre a eletricidade exportada	%								
Receita pela redução de GEE									

## Viabilidade financeira do cenário C.1

Viabil. Financeira		
TIR antes impostos-capital próprio	%	111,6%
TIR antes impostos - ativos	%	10,1%
TIR após impostos - capital	%	110,8%
TIR após impostos - ativos	%	7,9%
Retorno simples	ano	5,3
Retorno do capital próprio	ano	1,0
Valor Presente Líquido (VPL)	Rs	9.139.812
Economia anual no ciclo de vida	Rs/an	1.686.120
Razão custo benefício (C-B)		6,94
Juros da dívida		2,11
Custo de Redução de GEE	Rs/tCO2	Sem redução

Análise de Sensibilidade do cenário C.1

**Análise de Sensibilidade e Risco RETScreen - Projeto de produção de frio e eletricidade**

**☑ Análise de Sensibilidade**

Análise de performance

Fx. de sensibilidade

Limite

Valor Presente Líquido (VPL)

90%

R\$

		Custos iniciais				R\$
Custo combustível - caso de referência		1.537.906	8.458.484	15.379.062	22.299.640	29.220.218
Rs		-90%	-45%	0%	45%	90%
607.680	-90%	-19.439.891	-23.625.818	-27.811.746	-31.997.674	-36.183.602
3.342.240	-45%	-364.730	-4.550.658	-8.736.586	-12.922.514	-17.108.441
6.076.800	0%	15.983.035	12.666.536	<b>9.139.812</b>	5.439.432	1.617.089
8.811.360	45%	32.196.921	28.960.168	25.603.837	22.139.112	18.577.497
11.545.920	90%	48.410.808	45.209.031	41.910.470	38.541.138	35.102.676
Custo combustível - caso proposto		1.537.906	8.458.484	15.379.062	22.299.640	29.220.218
Rs		-90%	-45%	0%	45%	90%
286.944	-90%	31.295.283	28.055.813	24.694.639	21.223.439	17.654.125
1.578.191	-45%	23.639.159	20.376.623	16.950.843	13.397.143	9.717.467
2.869.437	0%	15.983.035	12.666.536	<b>9.139.812</b>	5.439.432	1.617.089
4.160.684	45%	8.326.911	4.882.446	1.127.777	-2.854.558	-7.040.486
5.451.931	90%	625.080	-3.489.907	-7.675.834	-11.861.762	-16.047.690
Taxa de juros da dívida		1.537.906	8.458.484	15.379.062	22.299.640	29.220.218
%		-90%	-45%	0%	45%	90%
0,35%	-90%	16.094.831	13.292.349	10.311.184	7.197.652	3.985.880
1,93%	-45%	16.040.485	12.987.988	9.741.344	6.345.310	2.837.076
3,50%	0%	15.983.035	12.666.536	<b>9.139.812</b>	5.439.432	1.617.089
5,08%	45%	15.922.581	12.328.540	8.498.858	4.482.825	328.042
6,65%	90%	15.859.236	11.974.627	7.828.554	3.473.520	-1.030.495