



AUTARQUIA ASSOCIADA À UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**IMPACTOS DA INTRODUÇÃO DA TECNOLOGIA DE CÉLULAS  
A COMBUSTÍVEL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA  
VISANDO A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DISTRIBUÍDA**

**MIGUEL LUIZ MIOTTO NEGRO**

**Dissertação apresentada como parte  
dos requisitos para obtenção do Grau  
de Mestre em Ciências na Área de  
Tecnologia Nuclear - Materiais.**

**Orientador:  
Prof. Dr. Marcelo Linardi**

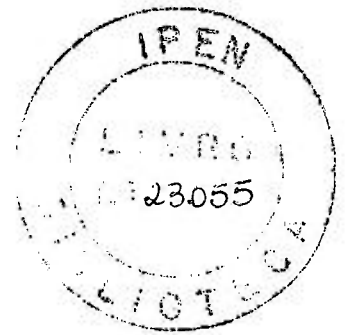
**São Paulo  
2004**



**INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES**  
Autarquia associada à Universidade de São Paulo

**IMPACTOS DA INTRODUÇÃO DA TECNOLOGIA DE CÉLULAS A  
COMBUSTÍVEL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA VISANDO  
A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DISTRIBUÍDA**

**MIGUEL LUIZ MIOTTO NEGRO**



Dissertação apresentada como parte  
dos requisitos para obtenção do Grau  
de Mestre em Ciências na Área de  
Tecnologia Nuclear – Materiais.

Orientador:

Prof. Dr. Marcelo Linardi

**SÃO PAULO**

**2004**

**INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES**  
**Autarquia associada à Universidade de São Paulo**

**IMPACTOS DA INTRODUÇÃO DA TECNOLOGIA DE CÉLULAS A  
COMBUSTÍVEL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA VISANDO  
A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DISTRIBUÍDA**

**MIGUEL LUIZ MIOTTO NEGRO**

**Dissertação apresentada como parte  
dos requisitos para obtenção do Grau  
de Mestre em Ciências na Área de  
Tecnologia Nuclear – Materiais.**

**Orientador:  
Prof. Dr. Marcelo Linardi**

**SÃO PAULO**  
**2004**

## **Agradecimentos**

Agradeço aos amigos pela ajuda,  
ao IPEN pela oportunidade,  
ao Prof. Robert Garner pela paciência e contribuição  
e especialmente ao Prof. Dr. Marcelo Linardi pela  
orientação, apoio, colaboração e entusiasmo  
que foram fundamentais para a execução deste trabalho.

# **IMPACTOS DA INTRODUÇÃO DA TECNOLOGIA DE CÉLULAS A COMBUSTÍVEL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA VISANDO A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DISTRIBUÍDA**

**Miguel Luiz Miotto Negro**

## **RESUMO**

Neste trabalho foram selecionados, estabelecidos e medidos alguns dos possíveis impactos causados pela introdução da tecnologia de células a combustível na geração distribuída de energia elétrica no Brasil. Para chegar-se a valores numéricos dos impactos foi necessário primeiramente estabelecer uma base de dados e informações relativas ao tema proposto. Essa base foi composta por quatro elementos, como segue: revisão da literatura sobre o estado da arte atual das tecnologias de células a combustível e seus custos; levantamento da matriz energética nacional, visando a disponibilidade de fontes primárias capazes de suprir a futura demanda de hidrogênio; estudo das possibilidades de produção de hidrogênio em larga escala no Brasil e seus custos e levantamento dos cenários do setor energético no futuro. A partir dessa base foram estabelecidos, descritos e calculados os impactos econômicos, mercadológicos, ambientais e sociais. Cada impacto foi tratado com metodologia própria. Os resultados deste trabalho permitem afirmar que há mercado potencial no Brasil na atualidade para determinados sistemas de células a combustível e que alguns deles já têm preços próximos à competitividade. Por outro lado, as previsões para o futuro são de fomento à geração distribuída e ao emprego de tecnologias alternativas. Por isso as perspectivas são bastante favoráveis à introdução da tecnologia de células a combustível para geração distribuída no Brasil.

**IMPACTS OF THE INTRODUCTION OF FUEL CELL TECHNOLOGY  
IN THE BRAZILIAN ENERGY MATRIX FOR DISTRIBUTED  
GENERATION OF ELECTRICITY**

**Miguel Luiz Miotto Negro**

***ABSTRACT***

In this study, certain possible impacts brought about by the introduction of fuel cell technology in distributed generation of electricity in Brazil were selected, established and measured. In order to achieve numerical values for these impacts, it was necessary to first establish an information and data base related to the proposed topic. This base was composed of the following four elements: review of the literature on the current *state of the art* of fuel cell technologies and their costs; study of the Brazilian energy matrix, focusing on the availability of primary sources capable of supplying future hydrogen demand; study of the possibilities and costs of the mass production of hydrogen in Brazil; and scenario building for the future of the energy sector. Based on these four elements, economic, environmental, social and market impacts were then established and calculated. Each impact was analyzed with methodology specific to its particular field. The findings of this study show that current market potential already exists in Brazil for certain fuel cell-based generating systems and that some of these systems already exist at near competitive prices. On the other hand future tendencies show that distributed generation as well as the use of alternative technologies will be encouraged in such a way that the perspectives are favorable for the introduction of fuel cell technology in the distributed generation of electricity in Brazil.

## SUMÁRIO

	<b>Página</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	8
<b>2 OBJETIVOS</b> .....	11
<b>3 REVISÃO DA LITERATURA</b> .....	12
3.1 Células a combustível .....	12
3.1.1 Tipos de tecnologias de células a combustível .....	14
3.1.1.1 Célula a combustível de membrana trocadora de prótons ...	17
3.1.1.1.1 Célula a combustível a metanol direto .....	20
3.1.1.2 Célula a combustível de ácido fosfórico .....	20
3.1.1.3 Célula a combustível de carbonatos fundidos .....	22
3.1.1.4 Célula a combustível de óxidos sólidos .....	24
3.1.1.5 Célula a combustível alcalina .....	28
3.1.2 Desafios .....	29
3.2 Custos .....	30
3.2.1 Estimativas de custo de instalação e de redução de custos .....	30
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÃO</b> .....	38
4.1 Estudo da matriz energética brasileira .....	38
4.1.1 Recursos energéticos primários no Brasil .....	38
4.1.1.1 Recursos energéticos primários não renováveis .....	39
4.1.1.2 Recursos energéticos primários renováveis .....	45
4.1.2 Produção de energia total no Brasil .....	55
4.1.2.1 Produção de energia elétrica estacionária no Brasil .....	57
4.1.3 Consumo de energia no Brasil .....	62
4.1.4 Comércio externo de energia .....	64
4.1.5 Discussão .....	65
4.2 Produção de hidrogênio no Brasil .....	67
4.2.1 Produção de hidrogênio por eletrólise .....	69
4.2.1.1 Energia nuclear .....	70
4.2.1.2 Energia hidrelétrica .....	71
4.2.1.3 Termelétrica a gás natural .....	72

4.2.1.4	Energia eólica .....	73
4.2.1.5	Energia solar fotovoltaica .....	74
4.2.2	Produção de hidrogênio por reforma de combustíveis fósseis ...	74
4.2.2.1	Gás natural .....	75
4.2.2.2	Gasolina .....	79
4.2.2.3	Metanol .....	80
4.2.3	Produção de hidrogênio por reforma de combustíveis renováveis .....	81
4.2.3.1	Biogás .....	81
4.2.3.2	Etanol .....	84
4.2.4	Avaliação dos custos de hidrogênio .....	86
4.3	Cenários do setor energético .....	89
4.3.1	Hipóteses .....	90
4.3.2	Cenário otimista (A) .....	92
4.3.3	Cenário pessimista (B) .....	93
4.3.4	Cenário mais provável (C) .....	94
4.3.5	Comparação entre os cenários .....	95
4.3.6	Discussão .....	96
→ 4.4	Impactos econômicos .....	98
4.4.1	Estimativas de custos de produção de energia elétrica .....	98
4.4.2	Avaliação de competitividade .....	102
4.4.3	Cogeração .....	103
4.4.3.1	Efeitos da cogeração no custo de eletricidade .....	105
4.4.4	Sistemas combinados .....	106
4.4.5	Discussão .....	107
4.5	Impactos mercadológicos .....	108
4.5.1	Segmentos de mercado .....	108
4.5.1.1	Geração distribuída .....	109
4.5.1.2	Segmento de geração .....	113
4.5.1.3	Segmento de cogeração e geração local .....	113
4.5.2	Aplicações de células a combustível .....	115
4.5.3	Oportunidade de mercado .....	117
4.5.3.1	Disponibilidade do equipamento e do mercado .....	119

4.5.3.2	Relação mercado-preço .....	121
4.5.3.3	Potencial de mercado no Brasil .....	122
4.5.3.4	Penetração de mercado .....	123
4.6	Impactos ambientais .....	126
4.6.1	Impactos com geração hidrelétrica .....	126
4.6.2	Impactos com geração termelétrica .....	127
4.6.3	Estudo de caso – Aterro sanitário e célula a combustível .....	128
4.6.3.1	Características de um aterro sanitário .....	128
4.6.3.2	Propriedades do gás gerado nos aterros .....	129
4.6.3.3	Situação atual de geração de energia a partir de gás do lixo .....	130
4.6.3.4	Aproveitamento de gás do lixo em células a combustível ...	132
4.6.3.5	Impactos do uso de gás do lixo em células a combustível...	133
4.7	Impactos sociais .....	137
4.7.1	Impactos com geração hidrelétrica .....	137
4.7.2	Estimativas de determinadas aplicações .....	138
4.7.2.1	Impactos sociais a curto prazo .....	140
4.7.2.2	Impactos sociais a médio prazo .....	142
4.7.2.3	Impactos sociais a longo prazo .....	145
4.7.3	A política e o setor energético .....	146
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS</b> .....	<b>149</b>
5.1	Sugestões de trabalhos futuros .....	154
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>155</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A partir da Revolução Industrial as fontes não renováveis têm sido responsáveis pela maior parte do consumo mundial de energia. Este quadro de consumo só foi alterado eventualmente por acontecimentos políticos e econômicos, que despertaram a humanidade para o problema da energia. A fragilidade política dos países exportadores de petróleo, os problemas econômicos envolvidos e a questão ambiental têm estabelecido uma nova orientação da sociedade face ao problema energético. Atualmente diversas fontes [BAU 01, FEL 02, GEL 03, WAL 02] assinalam a falta de adequação do sistema energético vigente devido à sua dependência dos combustíveis fósseis, à natureza finita destes combustíveis, à excessiva poluição do ar devido principalmente à queima de tais combustíveis e à falta de tecnologia adequada ao tratamento dos resíduos nucleares, entre outros. Além da questão do consumo, o problema da eficiência do aproveitamento das fontes de energia primária constitui um grande desafio da sociedade mundial.

Se forem mantidas as tendências energéticas atuais, haverá também um aprofundamento da desigualdade e das tensões entre as nações. Essas tensões iniciaram-se com a primeira crise do petróleo em 1973 e, desde então, não pararam de aumentar. A esses problemas acrescenta-se o aumento da demanda de energia no mundo nas próximas décadas, que deverá passar dos atuais 10 Gtoe por ano para aproximadamente 27 Gtoe anuais no ano de 2050 [BAU 01, AND 02]. Esse aumento da demanda acontecerá em sua maior parte nos grandes centros urbanos, exigindo alta densidade de geração de energia. Essa alta densidade de geração geralmente encontra solução apenas na energia nuclear, em grande escala.

Esses fatos fazem com que o mundo como um todo busque novas formas de uso e distribuição de energia. Podem-se citar duas grandes correntes de pensamento que defendem estratégias opostas para enfrentar o desafio energético do futuro. Uma delas segue a linha de conduta mais tradicional, a

chamada “trajetória severa” e a outra segue a linha do modelo do mundo em “crescimento sustentável”.

A trajetória severa enfatiza o suprimento de combustíveis não renováveis: petróleo, gás natural, carvão e urânio. Além disso, defende a construção de grandes usinas termelétricas (a carvão e a fissão nuclear) para atender a demanda nos próximos 25 anos. Após 2020 estariam em funcionamento os novos reatores nucleares rápidos regeneradores, prolongando a duração das reservas de urânio [FCP 01]. Após 2050 haveria uma mudança para as usinas a fusão nuclear.

A linha de crescimento sustentável defende o aumento da eficiência do uso de energia, a diminuição do uso de combustíveis fósseis, a redução das usinas nucleares, e o aumento do emprego de recursos energéticos alternativos. Seriam favorecidos, neste modelo, as energias solar, eólica e hidráulica e também conversores mais eficientes, como as células a combustível.

Entretanto o futuro das células a combustível também pode ser favorecido pela trajetória severa, pois o aumento do número de usinas nucleares, o desenvolvimento de reatores rápidos regeneradores e da tecnologia de fusão nuclear certamente contribuirão para a produção de hidrogênio em larga escala por meio de energia nuclear.

Independentemente da forma pela qual o setor energético desenvolva-se no futuro, atualmente há um notável interesse na utilização de células a combustível como contribuição para a solução dos problemas citados. Esse interesse se concretiza por meio dos muitos investimentos públicos e privados em pesquisa nessa área no mundo todo. Portanto, é possível ter-se quase certeza de que a célula a combustível será um dos conversores energéticos comuns no futuro [BRO 01, LIN 84, WIL 01].

Por outro lado, as legislações em muitos países, e também do Brasil, estão mudando rapidamente. Este fato está forçando a indústria de energia elétrica a também sofrer mudanças estruturais. Estas mudanças favorecem, entre outros fatores, a descentralização da geração de energia elétrica e dão ênfase ao uso eficiente da energia no nível do consumidor final, principalmente em eletrodomésticos e iluminação.

Do ponto de vista social, os países mais pobres do mundo é que terão o maior aumento da demanda de energia nas próximas décadas [GEL 03, BOA 02]. As únicas possibilidades reais para esses países são pequenos custos de investimento, instalações executadas em etapas e planejamento a curto prazo. Tais procedimentos geralmente conduzem a sistemas de geração descentralizada de energia. Esse tipo de geração diminui os custos de transmissão, representando uma vantagem adicional, principalmente para os países emergentes. Pode-se esperar que as tecnologias modernas, como as células a combustível, desempenhem um papel importante neste ponto, pois elas permitem que as unidades geradoras descentralizadas tenham alta eficiência energética e baixa emissão de poluentes.

Estes fatos despertam o interesse em pesquisas que revelem as possibilidades reais das células a combustível para a geração distribuída. Para tanto é necessário que sejam realizadas avaliações comparativas entre todas as fontes de energia, verificando a provável inserção das células a combustível. Devem ser planejadas estratégias para o suprimento da demanda, em especial de energia elétrica. Essas estratégias devem garantir o suprimento de eletricidade necessária ao desenvolvimento econômico e à melhoria da qualidade de vida, especialmente nos países mais pobres. Além disso, vários países, incluindo o Brasil, necessitam definir programas de energia para as próximas décadas, aumentando o interesse pela utilização de informações, ferramentas e metodologias bem elaboradas, visando a avaliação comparativa e abrangente dos diferentes sistemas de geração de energia elétrica, onde se inclui a célula a combustível.

## 2 OBJETIVOS

Os objetivos deste trabalho são descrever e medir os impactos da introdução da tecnologia de células a combustível na matriz energética brasileira, centrando-se na geração de energia elétrica distribuída. Para tanto devem ser elaboradas metodologias e ferramentas específicas para a realidade brasileira atual e suas projeções para o futuro. Também constitui objetivo deste trabalho um estudo da matriz energética brasileira, a qual possui dados específicos importantes para o estudo em questão.

Os possíveis parâmetros de medida destes impactos são inúmeros. Neste trabalho foram selecionados, definidos e medidos alguns parâmetros. Em linhas gerais os impactos mais importantes são aqueles relacionados aos custos dos sistemas de células a combustível, aos mercados para esses sistemas, ao meio ambiente e à sociedade. Para cada um desses impactos foi dedicado um estudo, procurando aproximar-se o máximo possível das particularidades de cada impacto na realidade brasileira.

As bases para as estimativas dos impactos são as possibilidades energéticas do Brasil, que foram levantadas por meio do estudo de sua matriz energética; das tecnologias disponíveis para as células a combustível; da capacidade específica de produzir hidrogênio e do cenário energético futuro. Todo o estudo está voltado à geração distribuída de energia elétrica estacionária. Por isso foi necessária uma definição apropriada e completa do conceito de geração distribuída de energia elétrica.

Nos objetivos do trabalho não se inclui a introdução da tecnologia de células a combustível em aplicações móveis, nas quais os motores a combustão interna seriam substituídos por motores elétricos alimentados pelas células a combustível. Também não foi considerada a introdução dessa tecnologia em aplicações portáteis, nas quais as células a combustível substituem as baterias e pilhas convencionais.

### 3 REVISÃO DA LITERATURA

#### 3.1 Células a Combustível

Nesta seção serão apresentados alguns aspectos concernentes a todos os tipos de células a combustível. As células a combustível são células galvânicas, ou seja, dispositivos eletroquímicos que convertem energia química diretamente em energia elétrica e calor, nas quais os reagentes são fornecidos de forma contínua aos eletrodos. Os reagentes são geralmente gases.

O princípio de funcionamento das células a combustível data do começo do século XIX. Desde então essa tecnologia vem sendo aperfeiçoada até chegar a uma aplicação prática de destaque, como o Projeto Apollo da NASA, Estados Unidos. A célula combustível ainda não está em fase plenamente comercial, principalmente devido a seu alto custo [LIN 02].

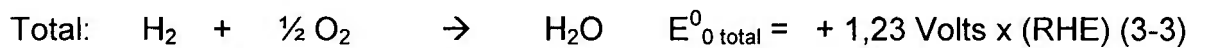
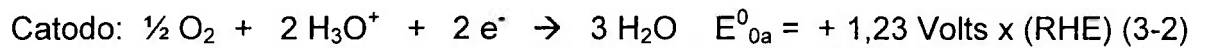
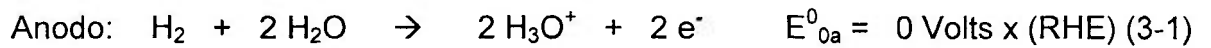
Os principais componentes de uma célula a combustível são:

- i) anodo – eletrodo onde se dá a oxidação do combustível e que conduz elétrons ao circuito externo;
- ii) catodo – eletrodo onde se dá a redução do oxidante e que recebe elétrons do circuito externo e
- iii) eletrólito – elemento de ligação dos eletrodos que transporta uma das espécies iônicas envolvidas nas reações eletródicas e previne a condução de elétrons entre os eletrodos.

As equações 3-1, 3-2 e 3-3 correspondem, por exemplo, às reações que ocorrem em uma célula a combustível ácida admitindo-se hidrogênio puro como combustível e oxigênio puro como oxidante [WEN 00]. Nessas reações, tanto o hidrogênio como o oxigênio são fornecidos na forma gasosa. Os eletrodos são chamados de eletrodos de difusão gasosa (EDG). Isto se deve às características porosas desses eletrodos que são adaptados para trabalhar com gases.

Em operação, cada célula unitária fornece aproximadamente entre 0,6V e 0,7V. A solução técnica encontrada para se obter potenciais úteis de 110 ou 220V

é o empilhamento (stack) de células, isto é, conexão em série de várias células unitárias [LIN 02]. Com isto somam-se os potenciais fornecidos por cada célula até se conseguir o potencial necessário.



onde  $E_0^0$  é o potencial termodinâmico de equilíbrio nas condições padrão e RHE indica o eletrodo de referência de hidrogênio.

Uma das principais vantagens deste energético é sua eficiência teórica máxima, dada por:

$$\eta_{\text{eletroquímica teórica máxima}} = \Delta G_r / \Delta H_r \quad (3-4)$$

onde:

$\eta_{\text{eletroquímica teórica máxima}}$  = eficiência teórica máxima da célula

$\Delta G_r$  = Variação de energia livre da reação, que corresponde ao trabalho elétrico máximo que a célula pode produzir.

$\Delta H_r$  = Variação total de entalpia da reação.

Levando-se em conta a lei da termodinâmica:

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S \quad (3-5)$$

tem-se que o termo  $T\Delta S$  é o responsável pela geração de calor irreversível no processo. Teoricamente todo o restante ( $\Delta G$ ) pode ser transformado em trabalho elétrico. A eficiência total real das células a combustível está hoje em torno de 80 %, enquanto que as máquinas de Carnot têm eficiência em torno de 40 %.

Além da maior eficiência, as células a combustível têm outras vantagens sobre os energéticos convencionais, como apresentado a seguir: alta

confiabilidade; baixo ou nenhum nível de emissão, isto é, pouco ou nada poluente; muito baixo impacto ambiental; versatilidade de potências podendo variar de alguns kW até MW; possibilidade de utilizar reagentes renováveis; possibilidade de geração descentralizada, isto é, microgeração; dependendo do tipo de célula a combustível, há possibilidade de co-geração; possibilidade de construção modular conferindo grande flexibilidade e são bastante mais silenciosas que os motores a combustão interna.

Algumas desvantagens são o alto custo, a dificuldade de geração de alta potência e a necessidade de reforma de alguns combustíveis primários para a obtenção de hidrogênio.

O parâmetro mais usado para a classificação das células a combustível é o tipo de eletrólito e conseqüentemente a temperatura de operação [LIN 02].

### 3.1.1 Tipos de tecnologias de células a combustível

Os vários tipos de célula a combustível envolvem materiais constituintes distintos e, portanto, técnicas de construção diversas, implicando em tecnologias diferentes de fabricação dos eletrodos bem como de operação e manutenção dos sistemas. As diferentes tecnologias de célula a combustível são usualmente designadas pelas abreviaturas de seus nomes em inglês. Na TAB. 1 estão apresentadas essas abreviaturas e seus correspondentes significados conforme o tipo de eletrólito.

**TABELA 1 – Designações usuais de células a combustível**

<b>Abreviatura</b>	<b>Por extenso</b>	<b>Eletrólito</b>
AFC	<i>Alkaline fuel cell</i>	Alcalino – KOH
SOFC	<i>Solid oxid fuel cell</i>	Óxidos sólidos
PAFC	<i>Phosforic acid fuel cell</i>	Ácido fosfórico
PEMFC	<i>Proton exchange membrane fuel cell</i>	Membrana trocadora de prótons
MCFC	<i>Molten carbonate fuel cell</i>	Carbonatos fundidos

confiabilidade; baixo ou nenhum nível de emissão, isto é, pouco ou nada poluente; muito baixo impacto ambiental; versatilidade de potências podendo variar de alguns kW até MW; possibilidade de utilizar reagentes renováveis; possibilidade de geração descentralizada, isto é, microgeração; dependendo do tipo de célula a combustível, há possibilidade de co-geração; possibilidade de construção modular conferindo grande flexibilidade e são bastante mais silenciosas que os motores a combustão interna.

Algumas desvantagens são o alto custo, a dificuldade de geração de alta potência e a necessidade de reforma de alguns combustíveis primários para a obtenção de hidrogênio.

O parâmetro mais usado para a classificação das células a combustível é o tipo de eletrólito e conseqüentemente a temperatura de operação [LIN 02].

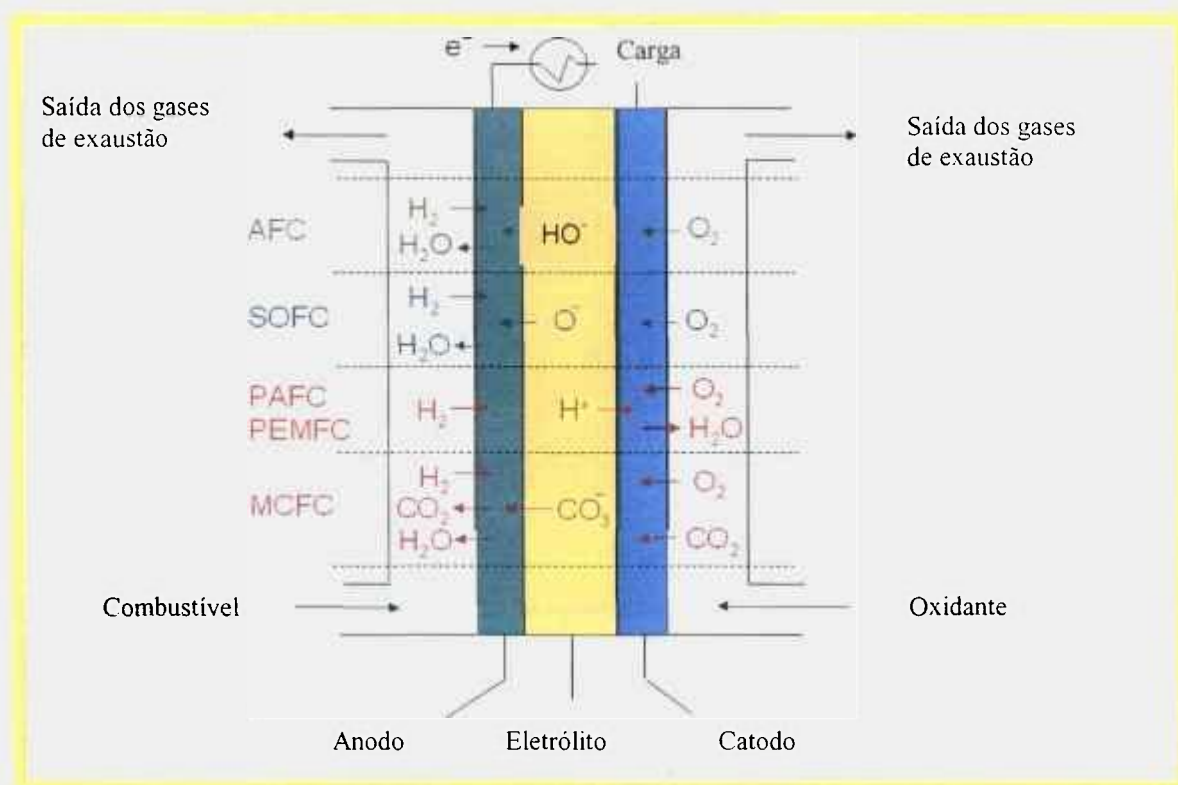
### 3.1.1 Tipos de tecnologias de células a combustível

Os vários tipos de célula a combustível envolvem materiais constituintes distintos e, portanto, técnicas de construção diversas, implicando em tecnologias diferentes de fabricação dos eletrodos bem como de operação e manutenção dos sistemas. As diferentes tecnologias de célula a combustível são usualmente designadas pelas abreviaturas de seus nomes em inglês. Na TAB. 1 estão apresentadas essas abreviaturas e seus correspondentes significados conforme o tipo de eletrólito.

**TABELA 1 – Designações usuais de células a combustível**

<b>Abreviatura</b>	<b>Por extenso</b>	<b>Eletrólito</b>
AFC	<i>Alkaline fuel cell</i>	Alcalino – KOH
SOFC	<i>Solid oxid fuel cell</i>	Óxidos sólidos
PAFC	<i>Phosforic acid fuel cell</i>	Ácido fosfórico
PEMFC	<i>Proton exchange membrane fuel cell</i>	Membrana trocadora de prótons
MCFC	<i>Molten carbonate fuel cell</i>	Carbonatos fundidos

Na FIG. 1 é apresentado um esquema simplificado do funcionamento das células a combustível para cada uma das tecnologias existentes. Na FIG. 1 observa-se que os gases oxidantes são introduzidos no catodo e os gases combustíveis no anodo. Da mesma forma vê-se que o eletrólito sempre é responsável pela condução de íons em qualquer tipo de célula a combustível. Na FIG. 1 estão também representados os diferentes íons trocados entre catodo e anodo para cada um dos tipos de células a combustível.



**FIGURA 1 – Esquema geral de funcionamento dos diversos tipos de células a combustível**

Na TAB. 2 são mostrados os vários tipos de células segundo suas denominações, vantagens e desvantagens [LIN 84, WEN 02, WEN 00]. A TAB. 2 é um resumo das características operacionais e aplicações preferenciais com ênfase na temperatura requerida pelo eletrólito.

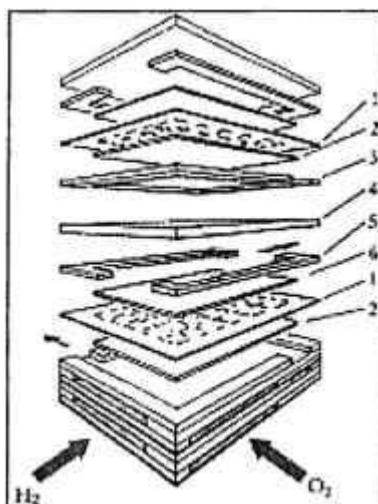
Na FIG. 2 está apresentado um esquema da montagem típica de um empilhamento (módulo) de unidades de células a combustível. Na FIG. 2 a placa

TABELA 2 – Tipos e características de células a combustível

Tipo	Eletrólito (espécie transportada)	Temp. (°C)	Vantagens	Desvantagens	Aplicações
Alcalina (AFC)	KOH (OH <sup>-</sup> ) Alcaline Fuel Cell	60 a 90	- Alta eficiência (83% teórica)	- Sensível a CO <sub>2</sub> - Gases ultra puros, sem reforma do combustível	- Espaçonaves - Aplicações militares
Membrana (PEMFC)	Polímero: Nafion® (H <sub>3</sub> O <sup>+</sup> ) Proton Exchange Membrane Fuel Cell	70 a 90	- Altas densidades de potência e eficiências - Operação flexível - Mobilidade	- Custo da membrana e catalisador - Contaminação do catalisador com CO	- Veículos automotores - Espaçonaves - Unidades estacionárias de até 1 MW
Ácido fosfórico (PAFC)	H <sub>3</sub> PO <sub>3</sub> (H <sub>3</sub> O <sup>+</sup> ) Phosphoric Acid Fuel Cell	160 a 200	- Maior desenvolvimento tecnológico	- Controle da porosidade do eletrodo - Sensibilidade a CO - Eficiência limitada pela corrosão	- Unidades estacionárias (100 kW a alguns MW) - Cogeração
Carbonatos fundidos (MCFC)	Carbonatos Fundidos (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> ) Molten Carbonate Fuel Cell	650 a 700	- Tolerância a CO/CO <sub>2</sub> - Eletrodos à base de Ni	- Problemas de materiais - Necessidade da reciclagem de CO <sub>2</sub> - Interface trifásica de difícil controle	- Unidades estacionárias de algumas centenas de kW - Cogeração
Cerâmica (SOFC)	ZrO <sub>2</sub> (O <sup>2-</sup> ) Solid Oxide Fuel Cell	800 a 1000	- Alta eficiência - A reforma do combustível pode ser feita na célula	- Problemas de materiais - Expansão térmica - Necessidade de pré-reforma	- Unidades estacionárias de 10 a algumas centenas de kW; Cogeração

bipolar é a responsável pela ligação em série das células unitárias e as molduras são necessárias para garantir a vedação do sistema.

Na FIG. 2 está mostrado um esquema de montagem de um empilhamento ou pilha (*stack*) de célula a combustível, também chamado de módulo de célula a combustível.



Legenda:

- 1 - Placa bipolar
- 2 - Catodo
- 3 - Moldura do catodo
- 4 - Eletrólito
- 5 - Moldura do anodo
- 6 - Anodo.

**FIGURA 2 - Montagem de um empilhamento de unidades de células a combustível**

### 3.1.1.1 Célula a combustível de membrana trocadora de prótons

PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) é a referência às células a combustível cujo eletrólito é uma membrana trocadora de prótons [LIN 02, VIE 03]. Essa membrana é constituída pelo polímero Nafion<sup>®</sup>. Este polímero é capaz de conduzir apenas os prótons H<sub>3</sub>O<sup>+</sup> quando hidratado e apresenta boa resistência química.

Para a confecção final do MEA (*Membrane Electrolyte Assembly*) deposita-se sobre a membrana de Nafion<sup>®</sup> um material condutor eletrônico, geralmente negro de fumo (ou *Carbon Black*), contendo nanopartículas de platina dispersas.

A platina é o eletrocatalisador de escolha das reações, enquanto o negro de fumo fornece o meio condutor eletrônico. Os eletrodos são porosos e portanto também chamados de eletrodos de difusão gasosa.

Um avanço tecnológico importante foi a impregnação da camada catalítica com solução de Nafion<sup>®</sup>. Isto possibilitou a redução da carga de Pt necessária para o mesmo desempenho, diminuindo-a de várias gramas para frações de mg por cm<sup>2</sup>. O custo da célula deixou então de ser determinado pela quantidade de Pt.

As principais características deste tipo de célula a combustível são:

- i) é a célula que tem maiores densidades de potência e a menor relação peso/volume, o que a habilita para aplicações móveis.
- ii) o gerenciamento do eletrólito é mais simples, porém o da água é mais complicado;
- iii) fácil liga/desliga;
- iv) robustas;
- v) trabalham a baixa temperatura (de 80 a 90°C).
- vi) sensíveis a CO.

Na prática o hidrogênio normalmente está contaminado com CO, proveniente da reforma de combustíveis primários como gasolina, gás natural ou um álcool. Durante a operação da célula, o CO entra em contato com a Pt e ali se adsorve quimicamente devido à alta entalpia de adsorção do CO em platina. A reação é a seguinte [LIN 02]:



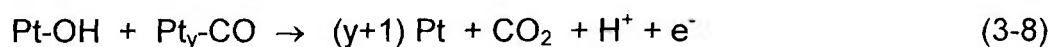
onde y pode valer 1 ou 2

Esse procedimento leva a um recobrimento quase total da superfície catalítica da Pt, diminuindo ou anulando o rendimento da célula. Este fato é chamado de envenenamento do catalisador. Há outro problema associado a este, que é o fato de a dessorção do CO da superfície da platina ocorrer muito lentamente. Por isso é necessário removê-lo por oxidação, dado que CO<sub>2</sub> se

desprende facilmente da platina, liberando-a para a oxidação do hidrogênio. Há basicamente três maneiras de se obter essa oxidação [WEN 00]:

i – Pela ativação da água

A ativação da água é dada pela reação 3-7, cujos produtos reagem com o CO adsorvido segundo a reação 3-8.



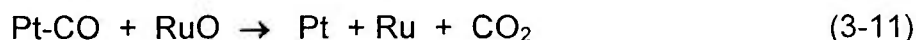
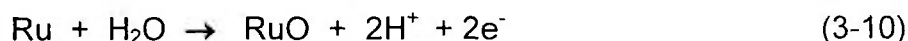
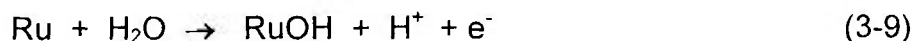
O CO<sub>2</sub> libera a platina para a oxidação de hidrogênio. Entretanto a ativação da água ocorre em proporções consideráveis somente a potenciais acima de 700 mV vs. NHE. Por isso é necessário um potencial de anodo da mesma grandeza para se conseguir a última reação acima (8). Este fato reduziria drasticamente o potencial oferecido pela célula e, portanto, o seu rendimento.

ii – Pela introdução direta de oxigênio

Adiciona-se um pouco de oxigênio ao gás do anodo, processo também chamado de “*air-bleed*”. Este procedimento gera um envenenamento bastante menor do catalisador. Porém gera também uma oxidação catalítica heterogênea de parte de hidrogênio no anodo. A oxidação heterogênea causa uma perda de parte do combustível (indesejável) e conseqüente redução do potencial da célula.

iii – Pela introdução de co-catalisadores

Os co-catalisadores na vizinhança da platina reagem com a água formando espécies contendo oxigênio que por sua vez reagirão com o CO adsorvido na platina (Pt<sub>y</sub>-CO) produzindo CO<sub>2</sub>, a potenciais abaixo de 700 mV vs. NHE. Um exemplo de um bom co-catalisador é o rutênio, segundo as reações:



### 3.1.1.1.1 Célula a combustível a metanol direto

DMFC (*Direct Methanol Fuel Cell*) é a célula que oxida metanol diretamente no ânodo [LIN 02, VIE 03]. A construção da célula é similar à PEMFC e o metanol pode ser alimentado nas formas líquida ou vapor. O metanol é adsorvido na superfície catalítica e segue-se uma série de reações de dehidrogenação do metanol, que leva à adsorção dissociativa do metanol formando  $Pt_{\gamma}$ -CO. Ou seja, à medida que a DMFC opera, ocorre também um envenenamento do catalisador. Este processo faz com que o potencial disponível diminua rapidamente e que a célula pare de funcionar.

Para resolver este problema são sugeridas algumas alternativas como elevar a temperatura de operação da célula, o que excluiria o Nafion<sup>®</sup> como eletrólito; uso de novos sistemas de catalisadores e reforma externa do metanol.

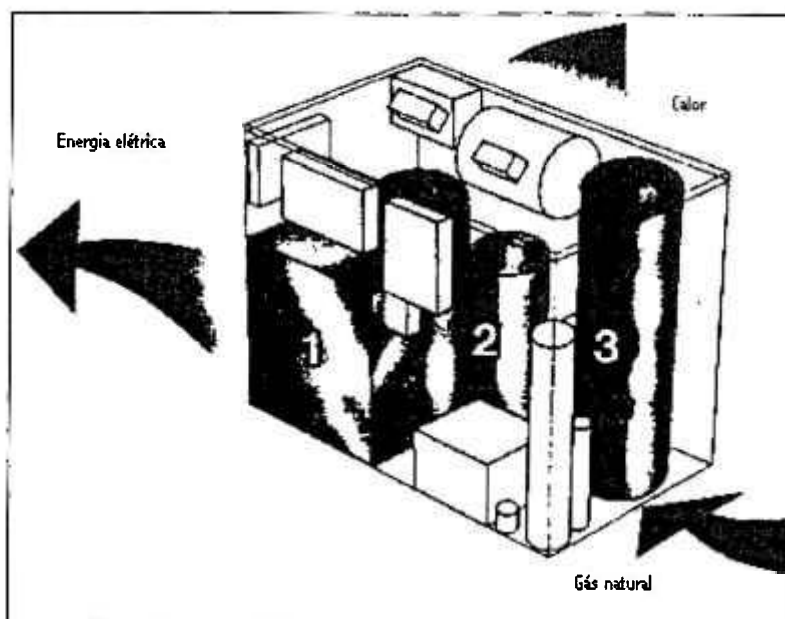
Em relação à PEMFC a DMFC tem ainda como desvantagens o potencial de equilíbrio inicial de 0,7 V que é mais baixo que na alimentação com hidrogênio (1,23 V) e a membrana de Nafion é permeável ao metanol. Uma outra alternativa para o caso de reforma externa do metanol seria o uso de etanol como combustível primário, pois em relação ao metanol o etanol é menos tóxico, mais barato e é uma fonte renovável. Porém o etanol requer mais energia para sua reforma [WEN 02].

### 3.1.1.2 Célula a combustível de ácido fosfórico

PAFC (*Phosphoric Acid Fuel Cell*) é a célula que usa ácido fosfórico como eletrólito [LIN 02, VIE 03]. Os eletrodos são de difusão gasosa da mesma forma como na PEMFC. Nas FIG. 3 e 4 estão mostrados um esquema de construção e medidas de uma unidade geradora de 200 kW baseada em PAFC.

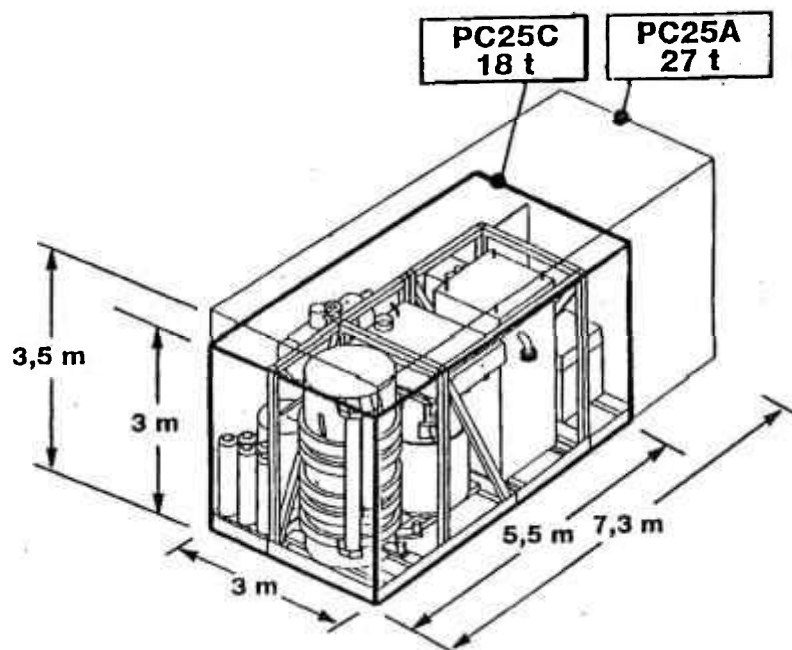
Na FIG. 3 tem-se que o conversor (1) é responsável pela transformação da corrente contínua produzida pelas células a combustível em corrente alternada. O reformador de combustível (2) fornece uma mistura gasosa rica em hidrogênio para o empilhamento (3) de células a combustível. Note-se na FIG. 3 que o gás natural não é fornecido diretamente ao módulo, mas sim ao reformador.

As principais características das células PAFC são a eficiência elétrica real de aproximadamente 42 %, aplicação primordialmente estacionária, maior desenvolvimento tecnológico, potência elétrica de aproximadamente 200 kW,



**FIGURA 3 - Esquema da montagem de um sistema de células a combustível tipo PAFC a gás natural.**

Fonte: [LIN 02]



**FIGURA 4 – Medidas usuais de uma unidade de PAFC de 200kW**

Fonte: [LIN 02]

potência térmica de aproximadamente 200 kW, operação simples, sem interferência humana (possível a distância), o combustível é geralmente o gás natural reformado, trabalham a média temperatura (aproximadamente 200°C), são insensíveis a CO até 1 %, foram o primeiro tipo de célula a combustível a ser comercializado e algumas empresas fabricantes são Fuji no Japão e UTC Fuel Cell (antiga IFC) nos EUA [WEN 02]. Na FIG 4. pode ser observado o progresso tecnológico conseguido entre o modelo antigo (A) e o atual (C) da unidade PC25 da UTC. Observa-se, para uma mesma potência, redução do peso total de 27 t para 18 t e redução de todas as medidas. Este modelo já tem mais de 200 unidades vendidas no mundo todo.

### 3.1.1.3 Célula a combustível de carbonatos fundidos

MCFC (*Molten Carbonates Fuel Cell*) é a célula cujo eletrólito utiliza carbonatos fundidos [LIN 02, VIE 03]. Seu eletrólito é composto por uma matriz de  $\text{LiAlO}_2$  em pó e uma mistura de carbonatos fundidos no estado líquido. Procura-se operar a célula no ponto eutético da mistura de carbonatos. As misturas de carbonatos mais comuns são  $\text{Li}_2\text{O}_3$  ou  $\text{K}_2\text{CO}_3$  que tem o ponto eutético entre 488°C e 498°C e  $\text{Li}_2\text{CO}_3$  ou  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  que é menos volátil e mais condutora, porém com ponto eutético mais alto [WEN 00]. Quanto aos materiais de eletrodo tem-se:

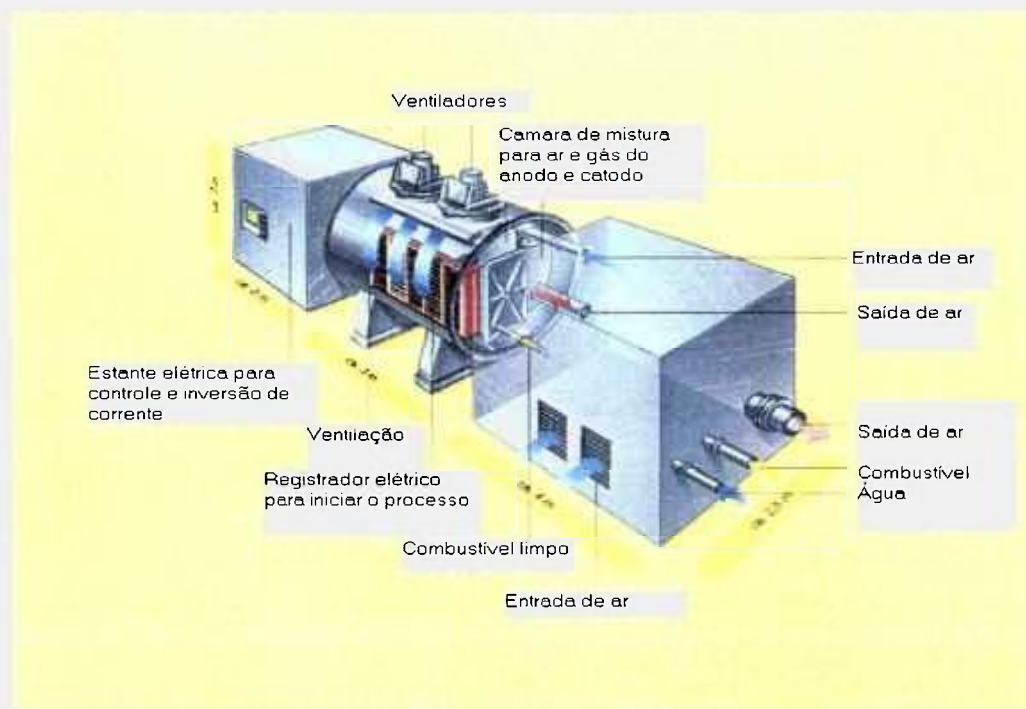
- i) Anodo: Ni com Al de 5% a 15% em massa e também Ni com Cr de 5% a 10% em massa, sinterizados e endurecidos.
- ii) Catodo: Atmosfera oxidante de NiO dopado com Li -  $\text{NiO}(\text{Li})$  -, em porosidades de 70% a 75% e espessuras de 0,6 a 0,9 mm. Nessas condições, esse material se aproxima a um semi condutor de  $10 \Omega \cdot \text{cm}^{-1}$  de condutividade específica. A reação inicial no catodo é a seguinte:



O produto se forma, então, em partículas de 100 nm, gerando aglomerados com diâmetros de 3 a 5  $\mu\text{m}$ .

Na FIG. 5 está mostrado um esquema de conjunto gerador baseado em empilhamento de MCFC. Outras características das células tipo MCFC são a elevada eficiência teórica máxima, aplicação exclusivamente estacionária, a

polarização por ativação tende a zero, pois o processo é ativado termicamente, tendência de unidades de 200 a 300 kW de potência, o íon trocado é o  $\text{CO}_3^{2-}$ , possibilidade de utilização de gás natural como combustível direto, trabalham a alta temperatura (aprox.  $600^\circ\text{C}$ ), são insensíveis a CO, possuem testes de campo já realizados com sucesso, têm capacidade de co-geração, produzindo eletricidade e calor de processo e seus eletrodos são à base de Ni ou Cu, dispensando o uso de metais nobres.



**FIGURA 5 – Esquema de unidade geradora baseada em MCFC**

Fonte: [LIN 02]

As principais desvantagens deste tipo de célula a combustível são os problemas de materiais a altas temperaturas, tais como compatibilidade entre os mesmos, corrosão e expansão térmica. Uma forma de reduzir esses problemas é a introdução de Al ou Cr no anodo para inibir a pós-sinterização do Ni, que reduz a área ativa do eletrodo. Adiciona-se  $\text{Al}_2\text{O}_3$  ou  $\text{Cr}_2\text{O}_3$  em partículas da ordem de  $\mu\text{m}$  [WEN 02]. Outra desvantagem é a necessidade de recirculação de  $\text{CO}_2$  para manter a concentração de íons carbonato no eletrólito.

### 3.1.1.4 Célula a combustível de óxidos sólidos

SOFC (*Solid Oxid Fuel Cell*) é a célula combustível que usa um eletrólito cerâmico sólido [LIN 02, VIE 03]. O eletrólito da SOFC é formado por Zircônia (óxido de zircônio) estabilizada com ítria - em inglês: *Yttrium Stabilized Zirconia*, ou YSZ – numa membrana de 50 a 150  $\mu\text{m}$  de espessura. Essa membrana é fabricada, entre outros processos, por *Slurry Casting* ou *Slip Casting*, mas a técnica mais comum é ECVD – *Electrochemical Vapor Deposition*.

Os eletrodos das SOFC também são sólidos. Os materiais que se utilizam para sua confecção no estado da arte atual são:

- i) Anodo: Cermet finamente disperso de YSZ (de 0,1 a 1,0  $\mu\text{m}$ ) e Ni (de 5 a 10  $\mu\text{m}$ ). A reação anódica ocorre na superfície limitante de Ni/YSZ. A espessura total do ânodo é de aproximadamente 10  $\mu\text{m}$ .
- ii) Catodo: É fabricado geralmente por *Slurry Casting* e posterior sinterização de óxidos mistos do tipo  $\text{La}(\text{Sr})_x\text{MnO}_{3+x}$ . Deve ser poroso, ter espessura de 200  $\mu\text{m}$  e boa mobilidade para  $\text{O}^{2-}$  associada a condutividade eletrônica moderada. Esta última limita a espessura de filmes finos, minimizando a resistividade lateral.

A seguir estão expostas as principais características do interconector de uma SOFC. Geralmente é composto por cromito de lantânio ( $\text{LaCrO}_3$ ) disposto em *plasma spray*. Este material é estável contra ataque oxidativo e redutivo no potencial da célula e à elevada temperatura de operação. O problema centra-se na alta volatilidade do Cr, que contamina a Zircônia. A Siemens-Westinghouse minimizou este problema, construindo a célula em forma tubular e fazendo a ligação de corrente em Ni.

Outras características deste tipo de célula a combustível são a alta temperatura de trabalho (de 800 a 1000°C), a alta eficiência teórica máxima, aplicação exclusivamente estacionária, a polarização por ativação tende a zero, pois o processo é ativado termicamente, o íon conduzido no eletrólito é o  $\text{O}^{2-}$ , há possibilidade de uso de vários combustíveis primários, são insensíveis a CO e  $\text{CO}_2$ , a reforma do combustível primário ocorre parcialmente na própria célula e tem considerável capacidade de co-geração de eletricidade e de calor de processo [WEN 02].

Assim como a MCFC, a SOFC tem como principal desvantagem os problemas de materiais. Esses problemas são a compatibilidade entre os diversos

materiais e a resistência dos materiais à alta temperatura de trabalho e em atmosferas oxidantes e redutoras. A tendência atual é a de desenvolver novos materiais para abaixar a temperatura de operação, sem comprometer o desempenho. Da mesma forma estão em estudo atualmente três diferentes configurações, conforme segue:

i – Planar quadrada

É composta de 4 janelas de 20 x 20 cm de aço inox especial como suporte de 4 elementos de eletrodo, com uma vedação de vidro especial, cuja composição é segredo. Usam-se placas bipolares de aço inox de alto cromo e terras raras, que ajudam no coeficiente de expansão [LIN 02].

Há problemas de vedação e de interconectores e a Siemens era a empresa que estava mais avançada neste desenvolvimento, com unidades de 10 kW até 1996. Hoje a Siemens faz *scaling-up* até algumas centenas de kW [LIN 02].

ii – Planar circular

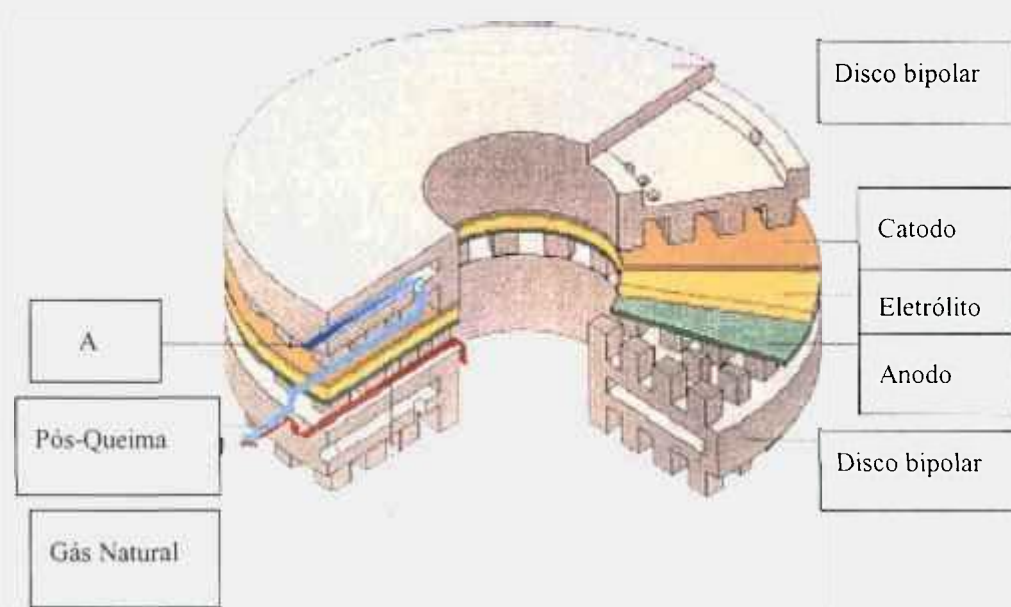
É simples e eficiente pois sua forma é a de um trocador de calor. O ar é alimentado radialmente sendo aquecido pela troca de calor com o gás do ânodo que sai radialmente.

O combustível é alimentado pelo centro e flui para fora também radialmente, queimando com o ar residual. Isso gera calor residual que é usado para pré-aquecer o ar fresco. Há 8 anos a empresa Suíça Sulzer fabrica unidades de 1 kW ao custo de US\$ 5.000,00 por kW. Na FIG. 6 está ilustrada a configuração planar circular da célula tipo SOFC.

iii - Tubular

Foi concebida na década de 1970 pela Westinghouse, que mais tarde uniu-se à Siemens. Hoje essa empresa chama-se Siemens-Westinghouse. A célula é montada sobre o manto externo de um tubo poroso de suporte, onde é depositada uma camada porosa delgada do catodo de  $\text{La,Sr-MnO}_3$ . Um dos extremos do tubo é fechado. Sobre a citada camada forma-se uma membrana fina de zircônia e é depositada uma camada de uma mistura composta de óxido de níquel e zircônia finamente dispersa, que é reduzida pelo gás do anodo durante a operação a

Cermet de  $\text{Ni}/\text{ZrO}_2$  no anodo. Na FIG. 7 está mostrado um esquema de construção e funcionamento de um tubo deste tipo de SOFC.

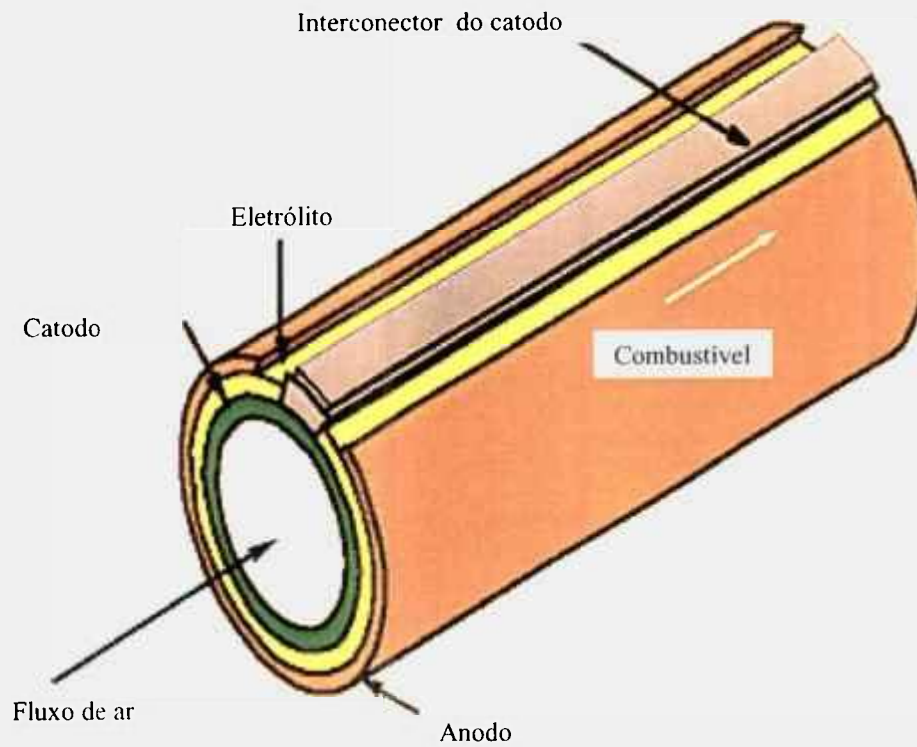


**FIGURA 6 – Configuração planar circular unitária de SOFC**

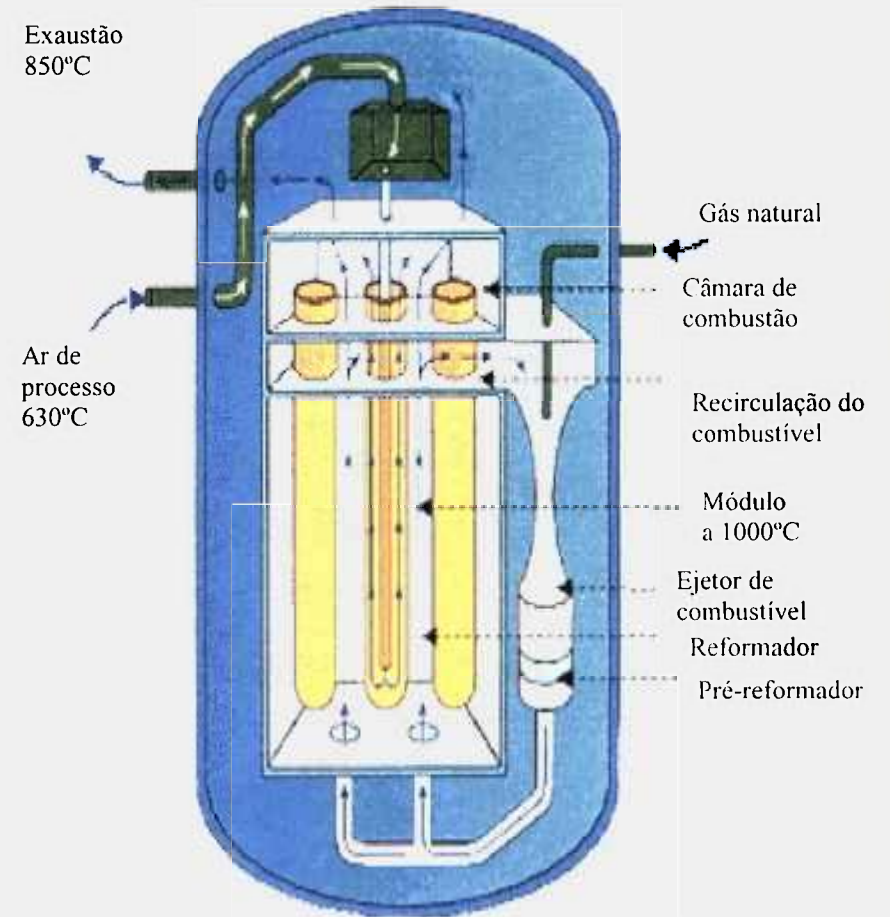
Fonte: [LIN 02]

O anodo e a membrana são interrompidos ao longo do comprimento dos tubos numa faixa para a introdução do interconector de cromito de lantânio sinterizado e não poroso, que se sobrepõe ao catodo nessa faixa. Esse material do interconector é um bom condutor eletrônico e é estável tanto sob a atmosfera redutora do anodo como a oxidante do catodo. Esse interconector tem a função da placa bipolar nas outras configurações, efetuando a ligação elétrica do catodo de uma célula tubular com o anodo da célula seguinte através de um filme de níquel deformável plasticamente. A conexão das células tubulares pelo contato de níquel pode dar-se em série ou em paralelo.

Os tubos possuem diâmetro de 3 cm e comprimento de 1 m. Espera-se poder chegar a uma eficiência total de 70% acoplando a célula a uma turbina a gás, para aproveitamento dos gases de saída, além da cogeração de calor. Na FIG. 8 está mostrado um esquema da construção e funcionamento de um conjunto de SOFC tubular.



**FIGURA 7 – Construção e funcionamento de um tubo de SOFC tubular**  
Fonte: [LIN 02]



**FIGURA 8 – Construção e funcionamento de um conjunto de SOFC tubular**  
Fonte: [LIN 02]

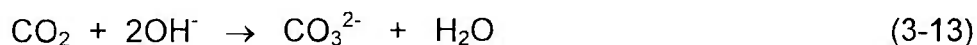
Os principais problemas deste tipo de células também se relacionam com materiais devido à elevada temperatura de operação: degradação do interconector, reações interfaciais, sinterização dos dois eletrodos e segregação de impurezas na superfície.

### 3.1.1.5 – Célula a combustível alcalina

AFC (*Alcaline Fuel Cell*) é a célula combustível cujo eletrólito é composto de KOH em fase aquosa e o íon transportado é o  $\text{OH}^-$  [LIN 02, VIE 03]. Os eletrodos são de difusão gasosa e os gases de alimentação devem ser puros. Foi desenvolvida por Bacon em 1932. Em 1952 ele construiu uma célula de 5 kW usando Ni no eletrólito com 30 % de KOH à pressão de 50 atm e temperatura de 200°C.

Hoje usam-se metais nobres, 30 % a 45 % de KOH e opera-se a 60-80°C e 1-2 atm. Esta célula havia sido abandonada no fim da década de 70, porém hoje há uma retomada de seu desenvolvimento visando a geração distribuída [LIN 02]. Características principais:

i) Operação em meio básico sendo que CO e  $\text{CO}_2$  tem caráter ácido, portanto a presença destes elementos, mesmo em pequenas quantidades (quando da reforma de combustíveis primários), provoca sua reação com os íons  $\text{OH}^-$  transportados pelo eletrólito, segundo a reação 3-13.



O  $\text{CO}_3^{2-}$  deposita-se nos eletrodos porosos inutilizando a célula. Ou seja, este tipo de célula é muito sensível a CO e  $\text{CO}_2$ , fato que exige a alimentação de gases puros. Uma alternativa à reforma de hidrocarbonetos como combustíveis primários é a reforma da amônia ( $\text{NH}_3$ ) ou da hidrazina ( $\text{N}_2\text{H}_2$ ), pois estas não geram CO e  $\text{CO}_2$  residuais.

ii) Outro problema desta célula é a formação de água no eletrólito devido à reação dos gases de alimentação com os íons  $\text{OH}^-$ . Este fato requer que se remova a água excedente do eletrólito, porém mantendo o KOH. Há duas formas mais comuns de se conseguir essa remoção: eletrólito circulante e eletrólito estático.

Uma aplicação interessante da célula a combustível alcalina deu-se no programa espacial americano (Projeto Apollo), que usava gases ultra puros. Outras aplicações incluem geração estacionária, usando gases ultra puros ou  $\text{NH}_3$ , utilização móvel, devido à alta eficiência e densidade de potência de 100 kW/kg, caso em que a General Motors já tem projetos de automóveis com AFC, além de aplicações portáteis. Seus custos aproximados na atualidade são da ordem de US\$ 500,00 por kW para aplicações portáteis e de US\$ 2.000,00 a US\$ 3.000,00 por kW em aplicações estacionárias [LIN 02].

### **3.1.2 Desafios**

Atualmente existem alguns campos onde há possibilidade de melhorias para todos os tipos de células a combustível. Alguns exemplos são a redução de sua relação peso por kW, o desenvolvimento de materiais alternativos, a melhoria de seu desempenho e estabilidade ao longo do tempo, a simplificação de periféricos, a produção em série e o aumento da confiabilidade.

## 3.2 Custos

As células a combustível têm um potencial de mercado bastante grande. Este fato está demonstrado em vários estudos onde se destacam sua alta eficiência energética, construção modular, resposta de carga rápida, baixa emissão e capacidade de cogeração. Entretanto a extensão da penetração de mercado pelos sistemas de células a combustível depende muito de seu custo. Dado que a tecnologia de células a combustível ainda é objeto de intensa pesquisa e desenvolvimento, os custos iniciais ainda são altos. Este é um fenômeno natural em novas tecnologias. Mas devem ser esperadas reduções de custo de capital significativas quando forem levados em consideração as amortizações, o aumento do número de pedidos, as reduções de gasto com mão de obra e de custo de materiais como também os efeitos de aprendizado da produção em massa. Além disso a tecnologia de células a combustível já despertou o interesse de muitos pesquisadores e de usuários potenciais no mercado de energia, como as distribuidoras de energia elétrica e de gás, o que indica ser possível que a redução do custo de capital produza custos aceitáveis de energia elétrica.

Conforme exposto na seção 3.1, são necessários pelo menos dois equipamentos adicionais – o reformador do combustível e o inversor de corrente – para que os sistemas baseados em células a combustível possam usar a maioria dos combustíveis existentes e integrar-se ao sistema elétrico atual. Portanto apenas a análise do custo do empilhamento (módulo) de células a combustível não é suficiente para comparar esses sistemas com seus concorrentes. Por isso foram levantados na literatura os custos de unidades geradoras completas baseadas em PEMFC, PAFC, MCFC e SOFC [MUG 93].

### 3.2.1 – Estimativas de custo de instalação e de redução de custos

Os três principais equipamentos dos sistemas de geração baseados em células a combustível são o empilhamento de células, o processador do combustível e o conversor de corrente. Supondo que tais equipamentos façam parte de projetos otimizados e integrados de geração ou cogeração de energia, seus custos podem ser levantados por meio da combinação de cotações dos

fabricantes, técnicas de estimativa de custos usadas em empresas de engenharia e informações de bases de dados. Os custos da tubulação, instrumentação e outros elementos construtivos podem ser obtidos por meio dos próprios projetos.

A sistemática de levantamento de custos considerada no estudo de Mugerwa estima o custo dos sistemas de células a combustível em função do aumento do número de unidades produzidas [MUG 93]. Essa sistemática também admite a hipótese de que quanto maior a potência de um sistema de células a combustível, menor o número de unidades produzidas. O número de unidades fabricadas é, obviamente, uma função do tamanho do sistema. Dessa forma, por exemplo, para os sistemas de 25 kW, considera-se que o volume de produção poderá atingir até 2.000 unidades num cenário de fabricação robotizado. Entretanto na faixa de potência de 100 MW, o volume de fabricação vai apenas até 20 unidades.

Na TAB. 3 está detalhado o número estimado de unidades a serem produzidas para diferentes capacidades dos sistemas de células a combustível, segundo Mugerwa [MUG 93]. Na TAB. 3 está refletida a expectativa de que o mercado de geração local (25 e 250 kW) será pelo menos 50 MW por ano durante os estágios avançados de comercialização, bem como a de que o mercado correspondente para os sistemas industriais será de aproximadamente 2000 MW ao ano [HOO 93].

**TABELA 3 – Número de unidades produzidas**

Capacidade (kW)	PU	PS	PPV	PGV	PR
5	-	50	100	1.000	10.000
25	-	5	20	200	2.000
250	-	5	20	200	-
3.250	-	5	20	100	-
100.000	1	5	20	-	-

Notas:

- 1) Primeira unidade – PU
- 2) Primeiras produções em série – PS
- 3) Produção de pequeno volume – PPV
- 4) Produção de grande volume – PGV
- 5) Produção robotizada – PR

Do ponto de vista de uma empresa de engenharia de projetos, os sistemas de células a combustível podem ser considerados como plantas de produção de hidrogênio (ou gás de síntese) integradas com sistemas de células a combustível e de inversor de corrente elétrica, com equipamentos suplementares que incluem, entre outros, estação de tratamento de água, unidades de gás inerte e de ar instrumental [MUG 03].

A estação de produção de hidrogênio é constituída por componentes bem conhecidos e é uma tecnologia muito madura quanto à confiabilidade e segurança, devido à sua utilização em larga escala nas refinarias e na indústria petroquímica. O empilhamento (módulo) de células a combustível é o elemento do sistema que mais precisa de desenvolvimento técnico atualmente. Conseqüentemente, os preços do empilhamento de células a combustível são muito dependentes da redução de custo indicada pela curva de aprendizado, fato que terá grande impacto no preço total do sistema durante os estágios iniciais de comercialização. Além disso os diversos tipos de células a combustível encontram-se em diferentes etapas de pesquisa, desenvolvimento, pré-produção e produção, o que dificulta a comparação razoável de preços. Por isso adotaram-se os seguintes procedimentos para simplificar o estudo [MUG 93]:

A) Os preços do empilhamento de células a combustível e do inversor estão baseados na literatura e em informações dos fabricantes sobre objetivos de preço para diferentes séries e representam valores consensuais para tais objetivos de preços. Eles tendem a ser otimistas no que se refere aos preços atuais e às expectativas de curto prazo.

B) O restante dos sistemas foi custeado usando-se métodos comprovados e largamente utilizados em engenharia e que tem um razoável grau de precisão, com  $\pm 30\%$  sobre base absoluta ou  $\pm 5\%$  a  $10\%$  sobre base relativa, quando comparando projetos diferentes de sistemas de geração baseados em células a combustível.

As estimativas de custos do empilhamento de células a combustível para os diferentes volumes de produção estão mostrados na TAB. 4. Nessa tabela está implícita a hipótese de que os fabricantes de células a combustível produzirão variadas gamas de potência. O custo do empilhamento para células em fase de

desenvolvimento é geralmente mais alto que o indicado, mas espera-se considerável redução desses valores com a produção em larga escala [MUG 93].

**TABELA 4 – Estimativas de custos do empilhamento (US\$ por kW)**

Tipo	Capacidade (kW)	PU	PS	PPV	PGV	PR
PEMFC	25	-	1.800	1.000	600	250
	100	-	1.500	800	400	-
PAFC	25	-	1.000	500	350	200
	250	-	750	350	250	-
SOFC	5	-	2.500	1.800	1.000	420
	250	3.600	2800	1.700	900	-
MCFC	25	-	900	400	250	150
	250	-	650	250	150	-
	1.000	350	150	100	-	-

Fontes: [COL 03, COS 03, GRI 02, MUG 93, PEH 03, SIS 03]

Na TAB. 5 estão detalhadas as estimativas de custos dos sistemas de inversão de corrente para uso nos diferentes sistemas de células a combustível segundo o número de unidades produzidas, onde se percebe que podem ser esperadas reduções de custo significativas [MUG 93].

**TABELA 5 – Estimativas de custos do inversor AC/DC (US\$/kW)**

Quantidade (unidades)	Capacidade (kW)			
	25	250	3.200	10.000
5	850	450	175	100
50	500	325	125	85
500	400	250	100	-

Fonte: [MUG 93]

Na TAB. 6 estão expostas estimativas do número de horas de engenharia geralmente necessárias para o projeto, construção e partida dos diferentes sistemas baseados em células a combustível, de acordo com a potência instalada e a escala de produção [MUG 93].

**TABELA 6 – Estimativas de horas de engenharia**

Capacidade (kW)	PU	PS	PPV	PGV	PR
25	-	2.000	400	50	(1)
250	-	3.500	500	80	-
3.250	-	7.000	1.700	450	-
100.000	60.000	28.000	22.000	-	-

Fonte: [MUG 93]

Nota: (1) = Custo aproximado de US\$ 500,00 por hora.

O procedimento adotado para as estimativas de custos e de redução de custos foi baseado em Mugérwa [MUG 93] e foi aplicado a alguns tipos de células a combustível e potências relacionados na TAB. 4. Baseando-se na primeira unidade (PU) e na primeira produção em série (PS) foram aplicadas reduções de custos em relação ao aumento do volume de produção. As bases para as reduções de custos incluem descontos, duplicação de pedidos e benefícios da produção em série tais como o efeito da curva de aprendizado.

Com relação aos custos laborais de construção e instalação das unidades geradoras, foi aplicada uma curva de aprendizado de 85 %. Isto significa que para cada duplicação do número de sistemas produzidos, há uma redução de 15 % nos custos laborais. Este é um procedimento comum em estimativas de custos e foi comprovado em indústrias que variam da automotiva até a de computadores [MUG 93]. As maiores reduções de custo são possíveis com os sistemas de maior potência pelo fato de lidar-se com maiores volumes de componentes pequenos. Tais componentes poderão ser produzidos por um maior número de fabricantes o que aumentará a competitividade entre eles favorecendo uma redução em seu custo.

Baseando-se nos fatos citados anteriormente o modelo de estimativa de custos utilizado gera fatores de redução de custo para os componentes principais dos sistemas de células a combustível, a saber: todos os equipamentos do reformador de combustível (para todos os tipos de células a combustível), tubulação, empilhamento de células a combustível, instrumentação, inversor de corrente, pintura, isolamento elétrico e engenharia. Esses fatores de redução de

custos são aplicados a cada sistema em questão e geram tabelas de custo desde a primeira unidade até a produção robotizada, conforme o caso. Na TAB. 7 estão expostos os resultados correspondentes a um sistema de células tipo PAFC. Este tipo foi escolhido por ser o que tem maior penetração comercial na atualidade.

**TABELA 7 – Detalhamento dos custos de uma unidade geradora baseada em PAFC de 250 kW em US\$**

	PS		PPV		PGV	
	Material	Constr.	Material	Constr.	Material	Constr.
Reformador	184.750	13.000	140.400	11.700	98.350	10.400
CC <i>stack</i>	187.500	13.000	87.500	11.700	62.500	10.400
Tubulação	52.500	75.000	42.000	54.190	31.500	31.500
Instrumentos	149.750	38.500	89.775	27.800	55.800	16.150
Inversor	112.500	7.875	81.250	5.690	62.500	4.375
Isolamento elétrico	40.000	44.500	36.000	32.150	30.000	18.700
Engenharia	-	227.500	-	32.150	-	5.200
Subtotal	727.000	419.375	476.925	175.730	340.650	96.725
Soma de subtotais	1.146.375		652.655		437.375	
Lucro e comissões	114.640		32.635		8.750	
TOTAL	1.261.015		685.290		446.125	
Custo por kW instalado	4.490		2.440		1.590	

Fonte: [MUG 93]

Nota: A categoria “Engenharia” corresponde ao valor que as empresas de engenharia geralmente cobram para projetar e instalar sistemas de geração de energia elétrica do porte de que trata esta seção.

Na TAB. 7 está indicado um exemplo dos cálculos propostos por Mugerwa [MUG 93] para a estimativa dos custos de unidades geradoras baseadas em células a combustível. Nessa tabela percebe-se que os custos de instalação decrescem acentuadamente com o aumento do volume de produção. No modelo

de custos considerado, a TAB. 7 foi gerada com abstrações e interpolações de estimativas de custos mais detalhadas dentro de cada categoria indicada.

Na TAB. 8 estão mostrados os valores estimados dos custos finais de instalação para alguns dos sistemas indicados na TAB. 4, conforme o volume de produção [MUG 93]. Os valores expostos na TAB. 8 foram estimados pela repetição dos cálculos exemplificados na TAB. 7. Na TAB. 8 pode-se perceber que a potência e o tipo de célula a combustível determinam em grande medida o custo final do sistema. Na sistemática de cálculo proposta todos os projetos foram otimizados e portanto tem diferentes vazões, pressões, temperaturas e processos de controle [MUG 93].

**TABELA 8 – Estimativas de custos de instalação de unidades geradoras baseadas em células a combustível (US\$ por kW)**

Tipo	Capacidade (kW)	PU	PS	PPV	PGV	PR
PEMFC	25	14.108	8.720	5.330	3.100	1.815
	100	16.554	10.900	4.590	2.370	-
PAFC	25	-	22.415	9.095	3.295	1.300
	250	8.860	4.550	2.435	1.580	-
SOFC	5	-	32.390	15.840	6.780	2.505
	250	18.380	8.860	3.720	1.900	-
MCFC	25	-	23.460	9.696	3.465	1.355
	250	-	4.820	2.670	1.740	-

Fonte: [MUG 93]

É importante notar que o empilhamento de células a combustível não é o principal componente de custo pois, em vários casos, seu valor é aproximadamente um terço do custo total (Vide TAB. 7). Os principais componentes de custo dos sistemas de geração de energia elétrica baseados em células a combustível são o reformador de combustível, o inversor de corrente e os demais equipamentos para equilíbrio e operação da unidade. Este fato está comprovado na literatura [MUG 93, PEH 03].

É interessante notar que os custos dos sistemas de geração baseados em células a combustível são favoráveis também aos aspectos ambientais. Isto é, a tecnologia das células a combustível provoca descargas pequenas no meio ambiente e mantém a eficiência de conversão energética se comparada às suas tecnologias concorrentes.

## **4 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

### **4.1 Estudo da matriz energética brasileira**

O Brasil é um país com grandes possibilidades energéticas. Alguns exemplos disso são: grande parte de toda a água doce do mundo está em território brasileiro constituindo um importante potencial hidráulico; há reservas de petróleo, urânio, tório e gás natural; o clima favorece as energias solar, eólica e a produção de biomassa. Entretanto é necessário medir e parametrizar essas possibilidades para viabilizar o desenvolvimento sustentável, pois este impõe restrições ambientais severas que podem afetar o uso de determinados tipos de energia.

Este capítulo faz uma abordagem da matriz energética brasileira levando em consideração as fontes primárias, o grau de dependência externa e as reservas de diferentes energéticos. Inicialmente é apresentada uma caracterização dos diferentes energéticos e suas relações dentro da matriz. Em seguida é apresentada a matriz completa, onde se incluem as fontes capazes de produzir gás hidrogênio para ser usado como combustível em sistemas de células a combustível.

#### **4.1.1 Recursos energéticos primários no Brasil**

Entende-se por fonte primária de energia, ou energético primário, um material em seu estado natural ou alguma propriedade encontrada na natureza capaz de fornecer energia. Algumas fontes primárias precisam passar por processos de transformação, como o petróleo que precisa ser refinado ou a energia hidráulica cujo aproveitamento requer a instalação de turbinas em cursos d'água. Também há fontes primárias que podem ser usadas sem qualquer transformação, como o gás natural.

As fontes primárias podem ser divididas em renováveis ou não renováveis. As renováveis são aquelas que podem ser obtidas continuamente ao longo do tempo. Um exemplo são os produtos da cana de açúcar, que podem ser sempre

produzidos, enquanto haja esse cultivo. Os energéticos não renováveis são aqueles cujo uso depende das reservas existentes. Um exemplo de energético não renovável é o petróleo.

#### **4.1.1.1 Recursos energéticos primários não renováveis**

##### **i) Petróleo**

O petróleo é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e de cor variando entre o negro e o castanho escuro. Embora objeto de muitas discussões no passado, hoje tem-se como certa a sua origem orgânica [PET 03], sendo uma combinação de moléculas de carbono e hidrogênio. Admite-se que esta origem esteja ligada à decomposição dos seres que compõem o plâncton. Estes seres decompostos foram, ao longo de milhões de anos, acumulando-se no fundo dos mares e dos lagos, sendo pressionados pelos movimentos da crosta terrestre e transformaram-se na substância oleosa que é o petróleo.

A história do petróleo no Brasil pode ser resumida da seguinte forma: até 1938 as explorações existiam exclusivamente sob o regime da livre iniciativa. Neste período, a primeira sondagem profunda foi realizada entre 1892 e 1896, no Município de Bofete, Estado de São Paulo, por Eugênio Ferreira Camargo [PET 03]. Em 1938 o Governo promoveu a nacionalização das riquezas do nosso subsolo e criou o Conselho Nacional do Petróleo. O Governo do Presidente Getúlio Vargas estabeleceu o monopólio estatal e, a 3 de outubro de 1953, promulgou a Lei 2004, criando a Petrobrás.

A produção brasileira de petróleo foi de cerca de um milhão e 300 mil barris por dia no ano 2000 [APB 03]. Aproximadamente 61 % desse total são produzidos por meio de plataformas marítimas fixas e flutuantes. No mar, a Petrobrás extrai petróleo no litoral dos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo e Paraná. Em terra, os estados produtores são Amazonas, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia e Espírito Santo [APB 03]. A região de maior produção de petróleo no Brasil é a Bacia de Campos no litoral do Estado do Rio de Janeiro. Setenta e oito por cento da produção brasileira de petróleo é extraída hoje de seus 38 campos em

atividade de um total de 44 campos já descobertos, que somam reservas totais de cerca de 12 bilhões de barris de petróleo [APB 03].

## ii) Gás natural

O gás natural é um combustível fóssil, encontrado em rochas porosas no subsolo, podendo estar associado ou não ao petróleo. As maiores reservas de gás natural do mundo estão localizadas na Rússia, Arábia Saudita e Estados Unidos [AND 02].

Sua formação resulta de matérias orgânicas soterradas em grandes profundidades devido ao processo de acomodação da crosta terrestre. É composto por gases inorgânicos e hidrocarbonetos saturados, predominando o metano e, em menores quantidades, o propano e o butano, entre outros [GNO 03]. No estado bruto, apresenta também baixos teores de contaminantes, como o nitrogênio, o dióxido de carbono, a água e compostos de enxofre. Existem duas formas mais comuns de apresentação do gás natural, como segue:

a) *Gás Associado*: é aquele que, no reservatório, está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás, isto é, uma camada de pequena espessura de gás natural sobre um reservatório de petróleo. Neste caso, a produção de gás é determinada diretamente pela produção de petróleo. Caso não haja condições econômicas para a extração, o gás natural é reinjetado na jazida ou queimado, a fim de evitar o acúmulo de gases combustíveis próximos aos poços de petróleo.

b) *Gás não Associado (Sigla GNA)*: é aquele que, no reservatório, está livre ou em presença de quantidades muito pequenas de petróleo. Neste caso, só se justifica comercialmente produzir o gás e não o petróleo. As maiores ocorrências de gás natural no mundo são de GNA [GNO 03].

A produção de gás natural é semelhante à do petróleo, tendo que ser extraído de poços subterrâneos. Com base nos mapas do reservatório, é definida a curva de produção, a infra-estrutura necessária para a extração e os processos de purificação dependendo do grau de contaminantes de cada jazida [GNC 03].

Até abril de 2003, as reservas comprovadas nacionais eram da ordem de 219,8 bilhões de metros cúbicos, nas quais se destacavam os Estados do Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte e Amazonas. A maior parte do gás existente no país (80 %) estava associada a jazidas de petróleo, limitando a extração do produto.

Além disso, as reservas da Amazônia só poderão ser utilizadas após a construção dos gasodutos Urucu-Porto Velho e Coari-Manaus, ambos em estudo pela Petrobrás [GNR 03].

Para complementar a produção nacional, viabilizou-se a importação da Bolívia e Argentina. Os gasodutos Bolívia-Brasil e Uruguiana-Porto Alegre deverão abastecer mais de 150 municípios brasileiros, atravessando os estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, além de também beneficiar indiretamente Rio de Janeiro e Minas Gerais [GNR 03].

Entretanto as reservas de gás natural descobertas em abril de 2003 na Bacia de Santos no litoral do Estado de São Paulo ultrapassam os 400 bilhões de metros cúbicos [PAM 03]. Essa descoberta pode alterar profundamente a história deste produto no Brasil e tem reflexos importantes da matriz energética total num futuro próximo. Isto porque o acordo com a Bolívia prevê a importação de 30 milhões de metros cúbicos por dia. Mas o gás descoberto em Santos está a apenas 130 quilômetros do principal entroncamento brasileiro, que é o mercado paulista, de onde saem gasodutos para a Região Sul, Rio de Janeiro e Minas Gerais.

Com essa descoberta, São Paulo torna-se a maior reserva de gás natural brasileira, enquanto o Rio de Janeiro mantém o posto de maior produtor de petróleo. As reservas de gás da Bacia de Campos, no litoral fluminense, eram pouco superiores a 100 bilhões de metros cúbicos no final de 2002. Mas se trata de gás associado ao petróleo, que depende diretamente da produção do óleo para ser extraído. Isso impede que a vazão dos poços seja regulada de acordo com as necessidades do mercado [PAM 03].

### **iii) Carvão mineral**

O carvão mineral – ou simplesmente carvão - é um combustível fóssil sólido formado a partir de matéria orgânica de vegetais depositados em bacias sedimentares. Por ação de pressão e temperatura em ambiente sem contato com o ar, em decorrência de soterramento e de atividade orogênica, os restos vegetais ao longo do tempo geológico se solidificam, perdem oxigênio e hidrogênio e se enriquecem em carbono, em um processo chamado de carbonificação [CAR 03]. Os diversos estágios de carbonificação, da menor para a maior concentração de

carbono, são: turfa → sapropelito → linhito → carvão sub-betuminoso → carvão betuminoso → antracito. O estágio mínimo para a utilização industrial do carvão é o do linhito.

O carvão é empregado no mundo todo em larga escala na geração de energia e na produção de aço. No uso como energético o carvão admite, a partir do linhito, toda gama possível de qualidade. Para tanto é necessário adaptar os equipamentos ao carvão disponível. Entre os recursos energéticos não renováveis, o carvão ocupa a primeira colocação em abundância e perspectiva de vida útil, sendo, em longo prazo, a mais importante reserva energética mundial, conforme mostrado na TAB. 9.

**TABELA 9 – Comparação de reservas mundiais de energéticos não renováveis**

<b>Recurso</b>	<b>Reservas mundiais (Mtce)</b>	<b>Vida útil estimada (anos)</b>
Carvão	726.000	219
Petróleo	202.000	41
Gás natural	186.000	65

Fonte: [CAR 03]

Nota: Mtce = milhões de toneladas em carvão equivalente

O Brasil é pobre em carvão mineral. Há ocorrências de linhito e carvão sub-betuminoso em vários estados brasileiros, mas elas não tem relevância econômica. Apenas as camadas de carvão sub-betuminoso e betuminoso do leste da bacia do rio Paraná, nas Regiões Sul e Sudeste, são significativas. A região sul do estado do Rio Grande do Sul concentra as maiores reservas de carvão do Brasil, com 51% das reservas oficiais provadas e prováveis. Mas é um carvão energético pobre, que não admite beneficiamento nem transporte, tendo que ser utilizado no estado bruto e nas proximidades da mina.

As demais ocorrências de carvão no Brasil são quase todas de teor energético de pobre a médio, estão em jazidas de camadas carboníferas finas e irregulares, localizadas em sua maior parte no subsolo. Este fato demanda altos investimentos em mineração, que não seriam compensados pelo baixo poder energético do carvão obtido [CAR 03].

Historicamente o governo brasileiro sempre subsidiou e incentivou a produção e uso do carvão nacional. Entretanto, a partir de 1990, a abertura do nosso mercado para o exterior e a liberalização da economia brasileira levaram ao fim do protecionismo estatal ao setor carbonífero. Em 1990 foi suspensa a obrigatoriedade de as siderúrgicas brasileiras comprarem uma parte do carvão de coque (nome dado ao carvão usado para produção de aço) de Santa Catarina. Após um breve período de transição, esse tipo de carvão deixou de ser produzido no país. Hoje há uma produção muito pequena de carvão de coque para fundição.

Quanto ao carvão energético, o governo brasileiro incentivou sua produção até meados da década de 1980, ainda influenciado pela crise mundial do petróleo. Mas a partir da década de 1990 o setor carbonífero foi totalmente liberado, o que expôs sua falta de competitividade frente ao carvão importado. Como resultado, a produção brasileira de carvão energético estabilizou-se no patamar de consumo do parque termelétrico já instalado e de indústrias petroquímicas e de celulose próximas às minas [CAR 03].

A nova alta nos preços do petróleo e do gás natural nos últimos anos criou uma perspectiva favorável ao mercado carbonífero internacional e também, em menor escala, ao brasileiro. Apesar de a pressão ambientalista contra o carvão ser cada vez mais intensa, este energético mantém-se inabalável no cenário mundial. A resistência do carvão se deve, em parte, ao grande progresso na tecnologia de prevenção e recuperação de danos ambientais em sua mineração e queima e, em parte, à dificuldade tecnológica de os recursos limpos aumentarem sua participação na matriz energética mundial.

#### **iv) Urânio**

O elemento químico Urânio encontra-se na natureza em rochas da crosta terrestre sob a forma de minério de urânio. O minério de urânio é uma concentração natural de mineral ou minerais na qual o urânio ocorre em proporções e condições tais que permitam sua exploração econômica. A principal aplicação comercial do urânio é a geração de energia elétrica, na qualidade de combustível para reatores nucleares de potência. É também utilizado na produção de material radioativo para uso na medicina e na agricultura.

Entretanto os minérios de urânio não podem ser utilizados diretamente como combustível nos reatores nucleares. Eles precisam ser transformados no chamado Ciclo do Combustível Nuclear, cujas etapas são: mineração → conversão → enriquecimento → reconversão → produção de pastilhas → fabricação de elementos combustíveis. O produto final é um composto de urânio capaz de ativar os reatores de potência em usinas de geração de energia elétrica.

Todas as etapas do Ciclo do Combustível Nuclear foram desenvolvidas no Brasil em escala laboratorial. Em julho de 2000, foi feito um acordo para processar no País o enriquecimento industrial de urânio a médio prazo [CCN 03]. Em 2004 iniciam-se os primeiros testes de enriquecimento industrial de urânio no Brasil.

Na etapa de mineração, o minério de urânio é retirado da mina e passa por processos de extração. O produto obtido nesta etapa é um concentrado de diuranato de amônia, que é um composto de cor amarela, conhecido como “yellowcake” [MUR 03]. Neste estudo, o concentrado de  $U_3O_8$  será considerado como a fonte primária de urânio, devido à grande variedade na composição dos minérios de urânio e também por ser este o material enviado ao exterior para fins de exportação ou de enriquecimento.

O Brasil possui uma das maiores reservas mundiais de urânio, o que permite o suprimento das necessidades domésticas em longo prazo e a oferta do excedente para o mercado externo [BEN 03]. Em junho de 2001 o País registrou a sexta maior reserva geológica de urânio do mundo, contando com cerca de 309.000 t de urânio nos Estados da Bahia, Ceará, Paraná e Minas Gerais, entre outras ocorrências [RUB 03]. O País possui também ocorrências uraníferas associadas a outros minerais, como aqueles encontrados nos depósitos de Pitinga no Estado do Amazonas e área de Carajás, no Estado do Pará, com um potencial adicional estimado de 150.000 t. Entretanto os estudos de prospecção e pesquisas geológicas foram realizadas em apenas 25 % do território nacional, o que coloca o Brasil numa posição vantajosa na produção de concentrado de  $U_3O_8$  [RUB 03].

#### **4.1.1.2 Recursos energéticos primários renováveis**

##### **i) Energia hidráulica**

Esta fonte primária de energia elétrica baseia-se na construção de barragens ou desvios de cursos d'água, provocando (ou aumentando) a diferença de altura no curso natural da água dos rios. A diferença de energia potencial destes desníveis pode ser convertida em energia elétrica. Ao descer a altura causada pela barragem, a água aciona turbinas acopladas a geradores de energia elétrica. A barragem gera um lago artificial que funciona como um "reservatório" de energia.

A distribuição de água no mundo está na proporção de 97,5 % de água salgada e 2,5 % de água doce. Da água doce, 76,7 % estão em geleiras, 22,1 % em lençóis subterrâneos e apenas 1,2 % na superfície. A energia hidráulica no mundo representa apenas 2,3 % do total [AND 02].

O Brasil possui quase 20 % da água doce do planeta e 11,1 % da produção hidrelétrica do mundo, com tendência de ser o maior produtor nos próximos 10 anos, caso mantenha o crescimento anual de 4,41 %, superior ao dos Estados Unidos e Canadá, maiores produtores atuais. O potencial hidráulico brasileiro é de 260 GW, mas apenas 24 % são aproveitados. Dos 76 % não aproveitados, 52 % correspondem à região amazônica [TID 03].

O baixo aproveitamento do potencial hidráulico brasileiro (24 %) faz pensar em aumentar os investimentos nessa área. Mas a energia hidráulica supre 79 % do consumo nacional de eletricidade [CAP 03], sugerindo uma maior diversificação da matriz energética por questões estratégicas. Entretanto essa diversificação não deverá diminuir significativamente a importância da hidreletricidade no Brasil em médio prazo.

Um dado relevante sobre nossas hidrelétricas é o vertimento. Vertimento é a denominação dada à parte da água do reservatório que não é usada para geração de energia elétrica [RAM 03]. Essa parte da água é desviada das turbinas da usina hidrelétrica e passa diretamente pelas comportas rio abaixo. Há várias causas para o vertimento, mas as mais importantes são a geração fora do horário de pico e a quantidade de água afluente ao reservatório da usina.

Fora do horário de pico a geração tem que ser menor, pois não é possível armazenar energia elétrica. Caso a água não utilizada nesse horário faça o nível do reservatório aproximar-se do nível máximo de segurança da barragem, o vertimento é obrigatório. Analogamente, mesmo em horário de pico, caso a água afluente ao reservatório da usina tenha um volume tal que aproxime o nível do reservatório do nível máximo de segurança da barragem, outra vez o vertimento é obrigatório. Essas e outras razões fizeram com que houvesse vertimento da ordem de 95 % do tempo em quase todas as hidroelétricas brasileiras no ano de 2003 [RAM 03].

O vertimento pode ser aproveitado para a geração de eletricidade adicional com o fim específico de geração de hidrogênio por eletrólise, sem prejudicar a operação regular da usina e a custo muito baixo. Um exemplo de vertimento está mostrado na TAB. 10.

**TABELA 10 – Exemplo de vertimento**

Período (2003)	SUL			SUDESTE / C. OESTE		
	ENA TOTAL (MW <sub>med</sub> )	MLT (%)	ENA Controlada (%)	ENA TOTAL (MW <sub>med</sub> )	MLT (%)	ENA Controlada (%)
24/05 a 30/05	2.303	40	39	21.707	82	81
31/05 a 06/06	3.570	53	53	20.738	89	89
31/05 a 06/06	3.186	47	-	20.527	89	-
07/06 a 13/06	3.674	53	-	19.368	86	-

Notas:

ENA TOTAL: Energia Natural Afluente Total;

ENA Controlada: ENA excluída a Energia Vertida;

MLT: Percentual da ENA Média de Longo Termo

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2003.

Na TAB. 10 são mostrados vários valores das afluências na Região Sudeste-Centro Oeste do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na semana de 31/05/2003 até 06/06/2003. Vê-se que 89 % da afluência foram aproveitadas para geração elétrica, isto é, 11 % foram vertidas [SIH 03]. Dado que a afluência total naquela semana foi de 20.738 MW, tem-se que o vertimento

correspondeu a 2.281 MW em média durante aquela semana. Esta energia seria suficiente para produzir  $4,845 \cdot 10^6$  kmol de  $H_2$  por eletrólise da água.

Os dados apresentados na TAB. 10 não incluem a usina hidrelétrica de Itaipú, pois o ONS dá tratamento diferenciado a essa usina por sua condição exclusiva de não pertencer 100 % ao Brasil, como as demais usinas [SIH 03]. Os dados da TAB. 10 correspondem à Região Sudeste-Centro Oeste do ONS, a qual abrange as usinas hidrelétricas expostas na TAB. 11. Pela TAB. 11 pode-se perceber a grande densidade do aproveitamento do potencial hidrelétrico na Região Sudeste do Brasil.

**TABELA 11 – Usinas hidrelétricas da Região Sudeste-Centro Oeste do ONS**

<b>Bacias dos rios</b>	<b>Usinas hidrelétricas</b>
Grande	Furnas M. Moraes Marimbondo Água Vermelha
Paranaíba	Emborcação Nova Ponte Itumbiara São Simão
Paraná	Ilha Solteira Jupia
Tietê	Barra Bonita Promissão Três Irmãos
Paranapanema	Jurumirim Chavantes Capivara

## ii) Lenha

A lenha é provavelmente o energético mais antigo usado pelo homem e continua tendo grande importância na Matriz Energética Brasileira, participando com cerca de 10 % da produção de energia primária. A lenha pode ser de origem nativa ou de reflorestamento. Ela tem recebido a denominação de “energia dos pobres” por ser parte significativa da base energética dos países em desenvolvimento, chegando a representar até 95 % da fonte de energia em vários países. Nos países industrializados, a contribuição da lenha chega a um máximo de 4 % [LNB 03]. A combustão ou queima direta é a forma mais tradicional de uso da energia da lenha, porém, a gaseificação e a pirólise são processos termoquímicos que recebem especial atenção [LNB 03].

Cerca de 40 % da lenha produzida no Brasil é transformada em carvão vegetal pelo processo conhecido por carbonização. O setor residencial vem em segundo lugar no consumo de lenha com 29 %. Geralmente ela é destinada a cocção dos alimentos nas regiões rurais. O setor industrial vem em seguida com cerca de 23 % do consumo. As principais indústrias consumidoras de lenha no país são alimentos e bebidas, cerâmicas e papel e celulose [LNB 03].

A mata nativa sempre foi uma fonte de lenha que parecia inesgotável devido à quantidade gerada na ampliação da fronteira agrícola. A forma devastadora com que ela foi explorada deixou o país em situação crítica, em várias regiões onde existiam abundantes coberturas florestais, no tocante à degradação do solo, alteração no regime de chuvas e conseqüente desertificação. A substituição da lenha de mata nativa por lenha de reflorestamento vem crescendo a cada ano, sendo o eucalipto a principal árvore cultivada para este fim. É um vegetal de origem australiana e apresenta mais de 600 espécies, sendo que muitas delas foram desenvolvidas e adaptadas no Brasil, onde encontrou condições propícias para o seu rápido crescimento [LNB 03].

Na produção de lenha para fins comerciais, uma parte da árvore (troncos e galhos finos) é rejeitada constituindo os resíduos florestais. Além disso, as indústrias que usam a madeira para fins não energéticos, como as serrarias e as indústrias de móveis, produzem resíduos industriais como pontas de toras, costaneiras e serragem em diferentes tamanhos de partículas e densidade, que podem ter aproveitamentos energéticos.

### **iii) Produtos da cana-de-açúcar**

Historicamente a cana de açúcar é um dos principais produtos agrícolas do Brasil, sendo cultivada desde a época da colonização. Do seu processo de industrialização obtém-se como produtos primários o caldo de cana, melaço, bagaço, pontas e folhas, e como produtos secundários o vinhoto, o álcool anidro e o álcool hidratado.

Devido à grandeza dos números do setor sucroalcooleiro no Brasil, não se pode tratar a cana-de-açúcar, apenas como mais um produto, mas sim como o principal tipo de biomassa energética, base para todo o agronegócio sucroalcooleiro, representado por 350 indústrias de açúcar e álcool e um milhão empregos diretos e indiretos em todo o Brasil [CAB 03].

O Programa Brasileiro do Álcool Combustível tem mais de 20 anos, durante os quais o Brasil conquistou uma tecnologia, única no mundo, para a utilização em larga escala de um combustível renovável que independe do mercado internacional do petróleo. Hoje, o Brasil dispõe de um "combustível verde", renovável e neutro em relação ao efeito estufa, que reduz em 50 % a emissão de monóxido de carbono dos motores de veículos e que promoveu a substituição total do chumbo tetraetila, que era misturado à gasolina [ACC 03]. O programa nasceu em 1975 como solução original brasileira para enfrentar a primeira crise do petróleo, ocorrida dois anos antes. As conseqüências haviam sido especialmente graves para o país, que àquela época importava aproximadamente 80 % do petróleo consumido.

O álcool de cana-de-açúcar logo se impôs como alternativa ideal à gasolina. Para viabilizá-la, o governo lançou uma gigantesca operação de financiamento, contando também com apoio do Banco Mundial, o que possibilitou o aumento das áreas plantadas com cana-de-açúcar, a construção de novas usinas e o desenvolvimento de indústrias de caldeiraria, além da ampliação das já existentes. Uma vez disponível, o etanol foi aproveitado de duas formas. De início, cuidou-se, sobretudo de misturá-lo à gasolina sob forma de álcool anidro. Ao mesmo tempo as montadoras de automóveis instaladas no Brasil passaram a desenvolver motores que funcionassem exclusivamente com etanol.

O programa continuou em ascensão até que, em 1984, os carros a álcool constituíam 94,4 % da produção das montadoras [ACC 03]. O consumidor acostumara-se a encontrar o álcool a um preço muito inferior ao da gasolina - até 40 % em alguns casos, sempre devido a subsídios do Governo Federal. Mas com a posterior queda acentuada dos preços internacionais do petróleo, o governo já não conseguia sustentar esse diferencial, que foi se estreitando com o tempo até se reduzir pela metade. O ano de 1985 marcou o fim de uma etapa. Depois disso, a participação dos carros a álcool na produção anual foi gradualmente reduzida: 88,4 % em 1988, 61 % em 1989, 19,9 % em 1990 e apenas 0,3 %, em 1996 [ACC 03].

No início da década de 1990 a indústria automobilística brasileira estava estacionada em 700 mil veículos por ano, depois de já ter ultrapassado a marca de 1,1 milhão de unidades na década anterior. Esse fato levou o governo a diminuir os impostos dos carros populares, como forma de estimular a produção da indústria automobilística. Essa operação de expansão da produção automobilística foi um grande êxito, pois os carros populares somaram 50 % dos 1,4 milhão de automóveis vendidos em 1994.

Mas, por razões técnicas, só foram produzidos carros populares movidos a gasolina. Como exigência básica para pertencer à categoria "carro popular", o tamanho dos motores deveria ser reduzido para o limite de um litro. Essa redução, que já não é simples nos motores a gasolina, seria ainda mais problemática numa eventual versão a álcool. Assim, a partir de 1994, a frota nacional passou a ter uma quantidade cada vez maior de automóveis movidos a gasolina.

Um fator importante remanescente dessa época é que, desde 1991 existe uma lei federal que obriga a adição de 22 % de álcool anidro à gasolina [ACC 03]. Atualmente essa porcentagem sofre as pressões do setor sucro-alcooleiro e é regulamentada pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) por meio da Portaria ANP nº 309/01 de 27.12.2001 [AEC 03]. Isto mantém o interesse na produção de etanol e ajuda a diminuir as emissões de gases de efeito estufa. Atualmente este índice é de 25 % [PRE 04].

Desde 1975 até hoje a produção de etanol no Brasil passou de 500 milhões para 12 bilhões de litros por ano e pode alcançar 16 bilhões de litros

anuais sem aumento da capacidade instalada [ACC 03]. Portanto não há risco de desabastecimento e o programa do álcool volta a ter novos impulsos.

Durante as duas últimas décadas as técnicas de cultivo de cana de açúcar foram melhoradas. Atualmente, alguns pesquisadores paulistas concentram esforços no campo da biologia molecular, com o objetivo de acelerar o processo de seleção de variedades de cana-de-açúcar mais eficientes [ACC 03]. O Programa Pró Álcool também promoveu o desenvolvimento técnico da produção de álcool e açúcar, gerando ganhos na produtividade. Segundo a Fundação Getúlio Vargas a queda dos custos da produção de álcool na região Centro-Sul, desde o início do programa, foi em média, de 3,2 % ao ano. No Nordeste, ficou em torno de 1,9 % por ano [ACC 03].

A geração e a co-geração distribuída de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro também deve ser considerada, pois hoje ela está ajustada às necessidades do processamento industrial da cana de açúcar, utilizando o bagaço. Mas como a quantidade de bagaço produzida é muito elevada (aproximadamente 30% da cana moída torna-se bagaço) [CAB 03], existe um grande potencial para geração de eletricidade para venda comercial.

O potencial de geração de energia elétrica a partir de bagaço de cana está estimado em 4.000 MW com tecnologias comercialmente disponíveis no Brasil [CAB 03]. As alterações nas regras do mercado de energia elétrica, estão criando melhores condições para a oferta de energia por produtores independentes, podendo ser atrativas para o setor sucroalcooleiro, que vem experimentando mudanças e acompanhando pouco a pouco o desenvolvimento tecnológico, para aumentar sua produção de eletricidade. [CAB 03].

#### **iv) Energia eólica**

A energia dos ventos é uma abundante fonte de energia renovável, limpa e disponível em muitos lugares. Mas sua utilização para a geração de eletricidade em escala comercial teve início apenas há pouco mais de 30 anos. No início da década de 70, com a crise mundial do petróleo, houve um grande interesse de países europeus e dos Estados Unidos em desenvolver equipamentos para produção de eletricidade que ajudassem a diminuir a dependência do petróleo e carvão. Mais de 50.000 novos empregos foram criados e uma sólida indústria de

componentes e equipamentos foi desenvolvida. Atualmente, a indústria de turbinas eólicas vem acumulando crescimentos anuais acima de 30 % e movimentando cerca de 2 bilhões de dólares em vendas por ano [PEE 03].

Na Dinamarca, a contribuição da energia eólica é de 12 % da energia elétrica total produzida; no norte da Alemanha (região de Schleswig Holstein) a contribuição eólica já passou de 16 %; e a União Européia tem como meta gerar 10 % de toda eletricidade a partir do vento até 2030.

No Brasil, embora o aproveitamento dos recursos eólicos tenha sido feito tradicionalmente com a utilização de cataventos múltiplos para bombeamento d'água, algumas medidas precisas de vento, realizadas recentemente em diversos pontos do território nacional, indicam a existência de um imenso potencial eólico ainda não explorado [PEE 03].

Grande atenção tem sido dirigida para o Estado do Ceará por este ter sido um dos primeiros locais a realizar um programa de levantamento do potencial eólico através de medidas de vento com modernos anemógrafos computadorizados. Entretanto, não foi apenas na costa do Nordeste que áreas de grande potencial eólico foram identificadas. Em Minas Gerais, por exemplo, uma central eólica está em funcionamento, desde 1994, em um local (afastado mais de 1000 km da costa) com excelentes condições de vento. O Paraná também tem bom potencial eólico.

A energia eólica poderá também resolver o problema do uso da água do Rio São Francisco no Nordeste (água para gerar eletricidade versus água para irrigação). Grandes projetos de irrigação às margens do rio e/ou envolvendo a transposição das águas do rio para outras áreas podem causar um grande impacto no volume de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas e, conseqüentemente, prejudicar o fornecimento de energia para a região. Entretanto as maiores velocidades de vento no nordeste do Brasil ocorrem justamente quando o fluxo de água do Rio São Francisco é mínimo. Logo, as centrais eólicas instaladas no nordeste poderão produzir grandes quantidades de energia elétrica evitando que se tenha que utilizar a água do rio São Francisco [PEE 03].

A avaliação precisa do potencial de vento em uma região é o primeiro passo para o aproveitamento do recurso eólico como fonte de energia. No Brasil

quase não existem dados de vento com qualidade para uma avaliação do potencial eólico. Os primeiros anemógrafos computadorizados e sensores especiais para energia eólica foram instalados no Ceará e em Fernando de Noronha/Pernambuco apenas no início da década de 1990. Os bons resultados obtidos com aquelas medições favoreceram a determinação precisa do potencial eólico daqueles locais e a instalação de turbinas eólicas.

A análise dos dados de vento de vários locais no Nordeste confirmaram as características dos ventos comerciais (*trade-winds*) existentes na região: velocidades médias de vento altas, pouca variação nas direções do vento e pouca turbulência durante todo o ano. Estima-se que o potencial eólico existente no Nordeste é de 6.000 MW [PEE 03].

Uma das principais características da energia elétrica proveniente de energia eólica é a dificuldade em elevar a tensão. Dado que são necessárias altas tensões para diminuir as perdas na transmissão, não é economicamente viável transmitir energia elétrica proveniente de geradores eólicos. Isto torna a energia eólica uma fonte primária particularmente adequada para a geração distribuída.

#### **v) Outras fontes primárias renováveis**

Há inúmeros resíduos vegetais e industriais utilizados em pequena escala para geração de calor e vapor. Nesta categoria inclui-se o biogás, adequado ao uso em células a combustível após a respectiva reforma e purificação.

Atribui-se o nome de Biogás (também conhecido como gás dos pântanos) à mistura gasosa combustível, resultante da fermentação e decomposição anaeróbica de matéria orgânica por bactérias denominadas metanogênicas. O biogás é produzido pelos resíduos provenientes das atividades agrícolas e pecuárias, assim como aqueles produzidos por matadouros, destilarias, fábricas de laticínios, esgotos domésticos e estações de tratamento de lixo. Essa mistura é essencialmente constituída por metano ( $\text{CH}_4$ ) e dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ). A proporção de cada gás na mistura depende de vários parâmetros, como o tipo de digestor e o substrato decomposto [PBG 03].

Um dos sistemas mais conhecidos de obtenção do biogás é o biodigestor para aplicação rural, existindo grande número de unidades instaladas, principalmente na Índia (com aproximadamente 300 mil) e na China (com mais de

8 milhões). Recentemente vários outros países do continente europeu têm realizado programas de disseminação e uso de biodigestores [PBG 03].

O biogás pode ser usado em fogões, motores, lâmpadas e geladeiras a gás, podendo ser considerado uma das fontes energéticas mais econômicas e de fácil aquisição pelas pequenas propriedades rurais. O processo conjunto de geração e aproveitamento do biogás – independentemente do uso final – é chamado de recuperação do biogás.

Em vários países o biogás é produzido em aterros sanitários e aplicado como fonte energética em processos sanitários, e em alguns casos existe até a comercialização do biogás para uso nas indústrias. Em São Paulo o biogás chegou a ser utilizado, experimentalmente, em caminhões de coleta de lixo [PBG 03].

Há processos mais elaborados nos quais as usinas de açúcar e álcool estão conseguindo produzir biogás a partir do vinhoto [PBG 03]. O produto obtido, depois de tratado e engarrafado, pode ser usado como combustível em várias aplicações nas próprias usinas. Além disto, a decomposição do vinhoto resulta em fertilizante para a agricultura e evita a poluição de rios e mananciais pelo lançamento direto do vinhoto, que é um resíduo tóxico. O biogás é um gás incolor, geralmente inodoro (se não contiver demasiadas impurezas) e insolúvel em água.

O biogás é mais leve do que o ar, o que diminui os riscos de explosão na medida em que a sua acumulação se torna mais difícil. Em contrapartida essa baixa densidade implica em que ele ocupe um volume significativo e que a sua liquefação seja mais trabalhosa, dificultando o transporte. O biogás, em condições normais de produção, devido ao seu baixo teor de monóxido de carbono (inferior a 0,1 %) não é tóxico. Por outro lado, devido às impurezas que contém, o biometano é muito corrosivo. De qualquer forma o biogás pode substituir facilmente o gás natural. Para tanto bastam pequenas adaptações nas instalações de gás natural ou processos de purificação e concentração do biogás. Além disso, o biogás tem a grande vantagem de ser renovável.

Até há pouco tempo, o Biogás era considerado um subproduto de lixo urbano e de resíduos animais. No entanto, o desenvolvimento econômico e a elevação acentuada do preço dos combustíveis convencionais tem encorajado pesquisas de produção de energia a partir do biogás.

#### 4.1.2 Produção de energia total no Brasil

Levando-se em consideração o exposto anteriormente, na TAB. 12 são apresentados os valores anuais da produção de energia segundo todas as fontes primárias existentes no Brasil [BEN 03].

**TABELA 12 – Produção de energia primária no Brasil em 10<sup>3</sup> tep**

Fontes	2000	2001	2002
Energia primária não renovável	77179	81378	95910
Petróleo	62073	64989	75124
Gás natural	12901	13595	15453
Carvão vapor	2043	2128	1935
Carvão metalúrgico	31	9	63
Urânio (U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	129	656	3335
Energia primária renovável	69414	69498	78263
Energia hidráulica	24382	21451	24495
Lenha	21481	21655	23542
Produtos da cana-de-açúcar	19527	22205	25272
Outras fontes primárias renováveis	4023	4186	4955
<b>Total</b>	<b>146593</b>	<b>150877</b>	<b>174173</b>

Notas:

1 – tep: tonelada equivalente de petróleo;

2 – As denominações “Carvão Vapor” e “Carvão Metalúrgico” referem-se a carvão mineral após seu beneficiamento;

3 – Devido ao grande número de atividades envolvidas na transformação do urânio natural (U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>) em urânio enriquecido (UO<sub>2</sub>) são necessários em média 21 meses para esse processo. Devido a esse fato, todo o urânio que estiver em processamento no ciclo do combustível nuclear é registrado como estoque de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>.

4 – Os “produtos da cana-de-açúcar” são obtidos a partir da cana esmagada para a produção de açúcar e álcool. São considerados como produtos primários o caldo de cana, melaço, bagaço, pontas, folhas e olhaduras, e como produtos secundários o álcool anidro e hidratado.

5 – “Outras fontes primárias” são resíduos vegetais e industriais utilizados para geração de calor e vapor.

Apesar de as diferentes formas de energia serem geralmente expressas em unidades características próprias, é necessário apresentar seus valores numa

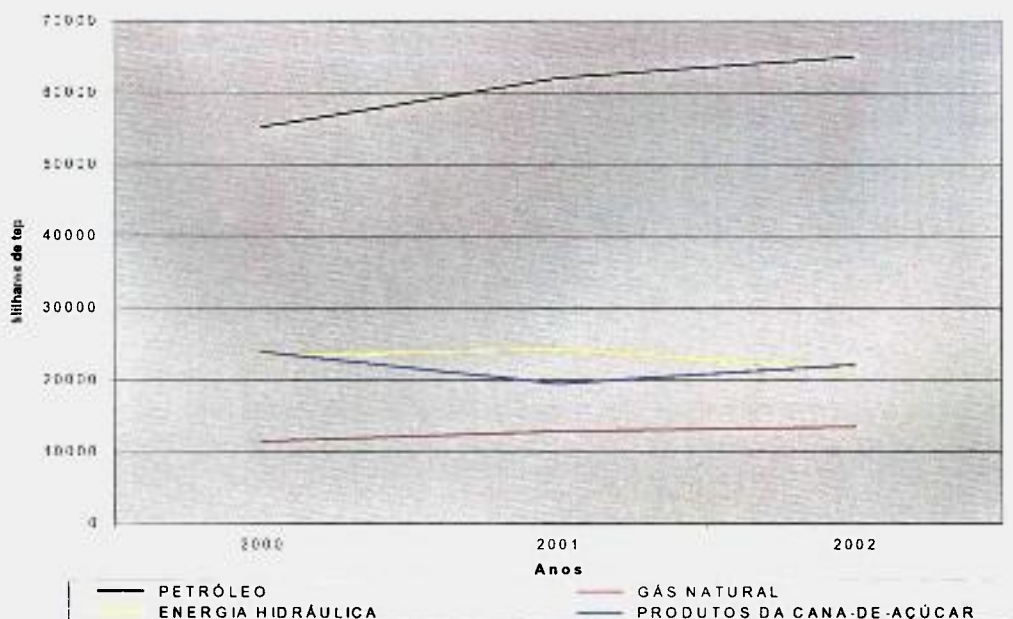
mesma unidade, para fins de comparação entre os diferentes energéticos. A unidade adotada foi a Tonelada Equivalente de Petróleo (tep).

Pela TAB. 12 nota-se que o petróleo é a mais importante fonte primária de energia total no Brasil. Também fica claro que a hidreletricidade, os produtos da cana-de-açúcar e a lenha tem o mesmo volume de produção, todos ao redor de 20 milhões de tep ao ano. Estes três energéticos vêm em segundo lugar em volume de produção, depois do petróleo. Mas cada um deles tem apenas um terço do volume do petróleo. Isso evidencia a importância da lenha, cujo volume é igual ao da hidreletricidade.

Nas FIG. 9 e 10 estão mostradas a participação e a evolução da produção das principais fontes primárias na matriz energética total. Esses gráficos foram levantados com dados da TAB. 12. Nas FIG. 9 e 10 está mostrada a grande influência do petróleo na Matriz Energética Brasileira. O declínio observado na produção de energia hidrelétrica deve-se ao racionamento do ano de 2001. Mas esta tendência inverteu-se desde o começo de 2002.



**FIGURA 9 – Participação de fontes primárias de energia no Brasil**



**FIGURA 10 – Evolução da produção brasileira de energia primária**

A tendência para os próximos anos é de aumento da produção nacional de petróleo, como consequência da descoberta e exploração de novos poços e também devido ao aperfeiçoamento da tecnologia de extração do petróleo. É muito provável que o petróleo continue sendo o energético mais importante para o setor de transportes (aplicações móveis) nos próximos anos. Entretanto esse setor não é o foco deste estudo.

A tendência de produção de gás natural é também de crescimento, principalmente com a descoberta das reservas na bacia de Santos. O mesmo ocorre com o etanol devido aos novos incentivos do Programa Pró Álcool.

#### **4.1.2.1 Produção de energia elétrica estacionária no Brasil**

Nesta seção é apresentada a matriz de geração de energia elétrica no Brasil. Esta é uma matriz secundária que detalha a situação atual da geração distribuída no País e também o emprego de tecnologias não convencionais de geração de energia elétrica. O estudo desta matriz secundária é importante para este trabalho por ser o nicho de mercado onde se insere a tecnologia de células a combustível de baixa potência para aplicações estacionárias.

### **i) Hidreletricidade**

Conforme exposto nas seções anteriores, a hidreletricidade é a tecnologia mais usada para produzir energia elétrica no Brasil. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divide o uso desta tecnologia em três categorias, segundo a potência instalada:

Central Geradora Hidrelétrica – são as menores, geralmente particulares e destinadas ao consumo próprio;

Pequena Central Hidrelétrica – de porte pequeno a médio, pode fornecer energia também para fins comerciais e

Usina Hidrelétrica de Energia – de grande porte.

É possível afirmar que as Centrais Geradoras Hidrelétricas geram energia elétrica distribuída, pois são geralmente construídas próximas às cargas, são de pequeno porte e podem ser instaladas em cursos d'água bem pequenos, abundantes em quase todo o País. Mas elas sempre dependem da disponibilidade dos cursos d'água.

### **ii) Energia termelétrica a gás natural**

Este tipo de geração de energia elétrica baseia-se na tecnologia de combustão do gás natural, que aciona turbinas a gás acopladas a geradores de energia elétrica. Também existe a tecnologia do chamado ciclo combinado, no qual os gases residuais são aproveitados para co-geração de vapor. O vapor pode ser utilizado diretamente como tal, para aquecimento em geral, ou para geração de mais energia elétrica em turbinas de vapor acopladas a geradores de energia elétrica. Serão consideradas neste estudo apenas essas duas tecnologias por serem as mais usadas atualmente nas usinas termelétricas instaladas no Brasil. O mesmo acontece com o combustível, motivo pelo qual o estudo está baseado apenas no gás natural.

### **iii) Energia eólica**

A capacidade instalada no Brasil é de 20,3 MW, com turbinas eólicas de médio e grande portes conectadas à rede elétrica. Além disso, existem dezenas de turbinas eólicas de pequeno porte funcionando em locais isolados da rede convencional para aplicações diversas - bombeamento, carregamento de

baterias, telecomunicações e eletrificação rural. [PEE 03]. Esta tecnologia é bastante adequada para a geração distribuída, mas também depende das condições locais para a existência de ventos aproveitáveis.

#### **iv) Energia solar fotovoltaica**

A geração de energia elétrica usando-se como fonte primária a energia solar ocorre por meio de coletores fotovoltaicos. A tecnologia fotovoltaica produz eletricidade diretamente dos elétrons liberados pela interação da luz do sol com certos semicondutores, tal como o silício no painel fotovoltaico [NOG 03]. O movimento dos elétrons forma eletricidade de corrente contínua. O elemento principal é a célula solar. Várias células são conectadas para produzir um painel fotovoltaico e muitos painéis conectados formam um módulo fotovoltaico.

Essa tecnologia não deve ser confundida com a de aquecimento de água com energia solar, pois os princípios de funcionamento são completamente diferentes. Será considerada neste estudo a geração de energia elétrica por meio da energia solar apenas com a tecnologia fotovoltaica [AND 02].

Os sistemas fotovoltaicos mais comuns consistem de um módulo conectado a um inversor, que converte a eletricidade de corrente contínua em corrente alternada, compatível com o sistema da rede elétrica. Podem ser incluídas baterias no arranjo para prover um sistema totalmente independente da rede elétrica ou de emergência no caso de falha no fornecimento da rede. Esses sistemas mais comuns são encontrados comercialmente em tamanhos que variam entre 10 e 300 Watts. [NOG 03].

Sob o ponto de vista custo/potência instalada a energia solar fotovoltaica é uma das formas mais caras de obtenção de energia elétrica. Entretanto sua utilização pode ser economicamente vantajosa em uma série de situações, dependendo da potência demandada e da distância da rede convencional ou outra fonte de energia [SES 03].

A utilização da energia solar fotovoltaica teve um crescimento acelerado nos últimos anos em todo o mundo. Durante a década de 1990 seu mercado cresceu a uma taxa média de 20 % ao ano e, entre os anos 2000 e 2001, esta taxa superou os 40 % [ZIR 02]. Este crescimento deveu-se principalmente a programas de incentivo, em especial na Alemanha, Espanha e Japão. Tais

programas visam ampliar a geração de eletricidade com fontes renováveis para reduzir a emissão de gases de efeito estufa por meio de financiamento de projetos piloto. O Brasil seguiu a mesma linha desses programas provendo financiamento para programas de difusão dessa tecnologia durante a última década. Entre os programas desenvolvidos em nosso país merece destaque o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM, elaborado e executado pelo Ministério de Minas e Energia. Estima-se que há 12 MWp (Megawatts pico) instalados no Brasil em sistemas isolados. É oportuno mencionar que o desenvolvimento das aplicações da energia solar fotovoltaica no Brasil foi motivado pela necessidade de contar com alternativas de fornecimento de energia elétrica para as comunidades distantes da rede de distribuição, tendo fundamentalmente um fim social [ZIR 02].

#### **v) Totais da produção de energia elétrica estacionária no Brasil**

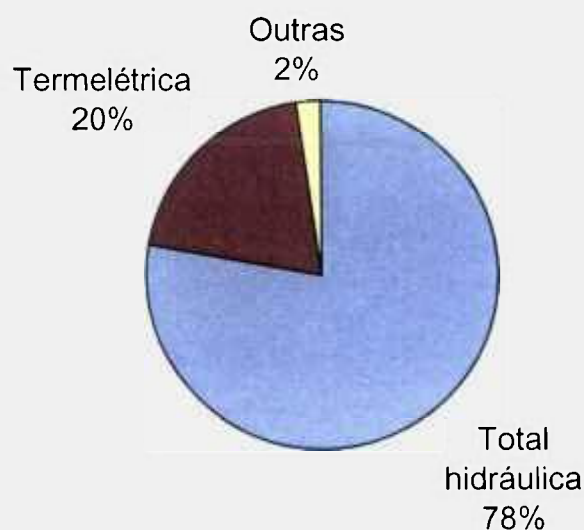
Nas TAB. 13 e FIG. 11 estão mostrados os totais nacionais da produção de energia elétrica no ano de 2004, divididos por tipos de fonte primária, segundo as fontes apresentadas anteriormente [CGB 04]. Pelas TAB. 13 e FIG. 11 infere-se mais uma vez a grande participação da energia hidráulica em nossa matriz energética.

Também é de se notar que a tecnologia de geração distribuída mais flexível disponível hoje no Brasil é a fotovoltaica, pois as demais tecnologias apresentadas na TAB. 13 dependem da proximidade de água para refrigeração (nuclear), rios ou lagos e seus desníveis (hidráulica), disponibilidade de combustível (termelétricas) ou de vento (eólica). Essa versatilidade da tecnologia fotovoltaica refere-se à abundância de sua fonte primária, que é o sol, no Brasil. Mas a tecnologia fotovoltaica é a de menor participação na matriz de geração de energia elétrica, o que deixa muito espaço para o crescimento da geração distribuída. Além dos empreendimentos expostos na TAB. 13, está prevista para os próximos anos uma adição de 38.138.709 kW na capacidade de geração de energia elétrica do País. Esse aumento provirá dos 70 empreendimentos atualmente em construção e mais 527 outorgados [CGB 04].

**TABELA 13: Empreendimentos de geração de energia elétrica no Brasil no ano de 2004**

Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	165	89.705	0,10
Central Geradora Eolielétrica	11	28.625	0,03
Pequena Central Hidrelétrica	244	1.212.825	1,39
Central Geradora Solar Fotovoltaica	1	20	0
Usina Hidrelétrica de Energia	141	66.425.154	76,21
Usina Termelétrica de Energia	791	17.396.426	19,96
Usina Termonuclear	2	2.007.000	2,30
Total	1.355	87.159.755	100

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [CGB 04].



**FIGURA 11 – Participação de fontes primárias na geração de energia elétrica estacionária no Brasil**

### 4.1.3 Consumo de energia no Brasil

Os conversores de energia nem sempre a utilizam em suas formas primárias. O petróleo, por exemplo, não é utilizado no estado que se encontra quando é extraído. Ele passa por vários processos de refino e purificação que produzem diversos derivados. Estes são os elementos energéticos utilizados diretamente nos usos finais. Quando a forma ou composição final de um determinado energético é diferente da forma em que é produzido, essa forma é chamada de Fonte Secundária de Energia ou Energético Secundário.

No Brasil consome-se energia primária e secundária, dependendo do energético e das tecnologias empregadas. Na TAB. 14 são apresentados os valores anuais do consumo de energia no Brasil segundo algumas fontes primárias e secundárias nos anos de 2000, 2001 e 2002.

**TABELA 14 – Evolução do consumo de energia total por fonte em 10<sup>3</sup> tep**

<b>Fontes</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Gás natural	6.384	7.552	9.202
Carvão mineral	2.841	2.759	3.016
Lenha	13.627	13.699	14.390
Bagaço de cana	13.381	15.676	17.495
Outras	3.000	3.055	3.260
Gás de coqueria	1.247	1.219	1.178
Coque de carvão mineral	6.506	6.327	6.673
Eletricidade	28.509	26.626	27.642
Carvão vegetal	4.814	4.409	4.609
Etanol	5.820	5.377	5.776
Subtotal derivados de petróleo	71.458	71.870	71.212
Outras secundárias de petróleo	8.087	8.739	8.294
<b>Total</b>	<b>157.664</b>	<b>158.644</b>	<b>164.533</b>

Notas:

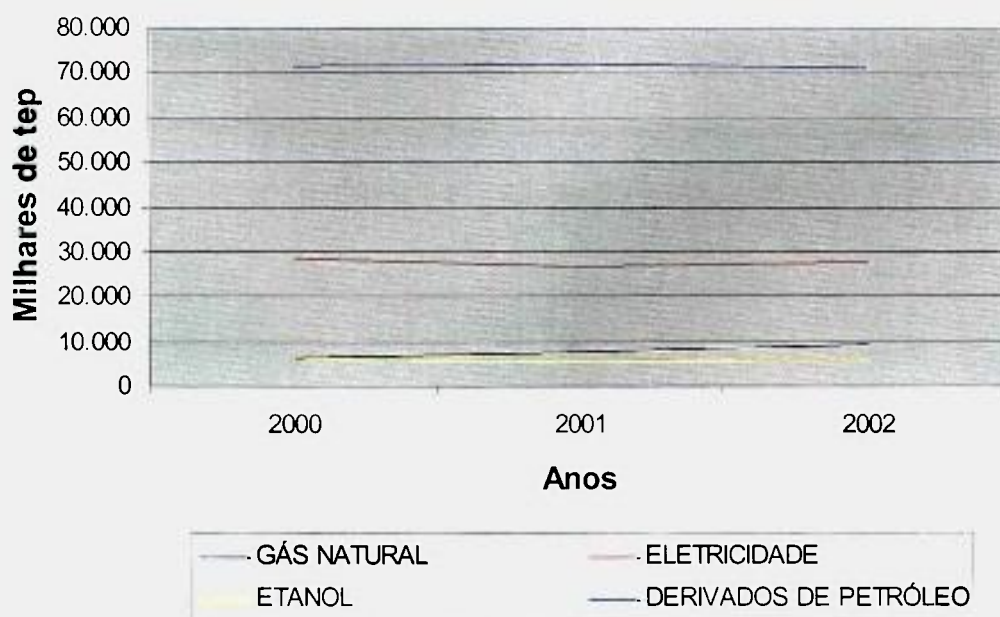
1 - O gás de coqueria e o coque de carvão mineral são produzidos no início do processo de produção de aço;

4 – O carvão vegetal é produzido pela combustão parcial de lenha;

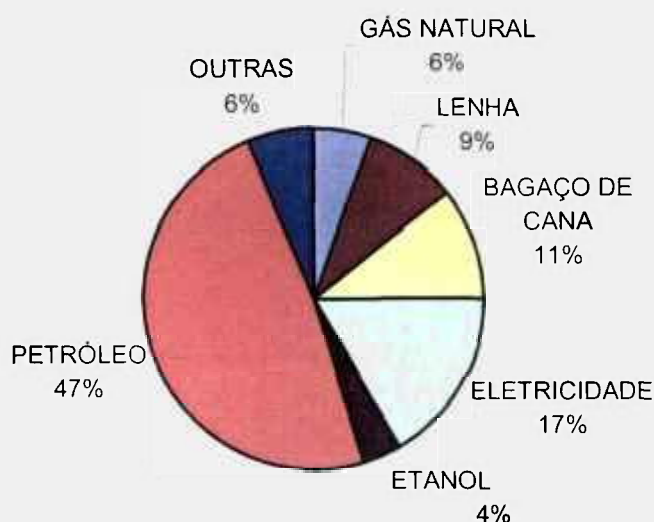
Fonte: Balanço Energético Nacional 2003 [BEN 03].

Nas FIG. 12 e 13 estão expostos os valores do consumo de alguns dos principais energéticos. Esses gráficos foram levantados com dados da TAB. 14. Nas FIG. 12 e 13 está mostrada mais uma vez a grande influência do petróleo na Matriz Energética Brasileira, pois esta é a fonte primária mais consumida no país. Do mesmo modo, o declínio observado no consumo de energia elétrica deve-se ao racionamento do ano de 2001. Mas esta tendência inverteu-se desde o começo de 2002. Quanto ao etanol é de se esperar uma tendência de aumento do consumo a partir de 2003 devido à nova portaria da Agência Nacional de Petróleo que aumenta a participação do álcool etílico na gasolina de 22 % para 25 % e também devido às novas versões bicombustíveis de alguns automóveis.

A tendência de aumento do consumo de gás natural deverá manter-se nos próximos anos devido ao aumento do número de usinas termelétricas, de veículos movidos a gás natural, da disseminação do uso doméstico do gás natural no Sul e Sudeste brasileiros e também devido ao aumento da oferta com a descoberta de gás natural na Bacia de Santos.



**FIGURA 12 – Consumo nacional de energia**



**FIGURA 13: Participação dos energéticos no consumo nacional**

#### 4.1.4 Comércio externo de energia

O Brasil ainda depende da importação de vários tipos de energia para o abastecimento de seu mercado interno. Isso se deve em parte à produção insuficiente de alguns energéticos, como no caso do petróleo, e em parte à política energética, como no caso da eletricidade de Itaipú e do Gasoduto Bolívia-Brasil.

Mas também há exportação de alguns energéticos, seja por motivos estratégicos ou por excedentes de produção. Na TAB. 15 são apresentados os valores anuais de 2000 até 2002 do balanço entre importação e exportação de todos os energéticos comercializados pelo Brasil com o exterior. Pela TAB. 15 pode-se notar que o energético de que o Brasil mais depende do exterior é o petróleo. Isso se dá mesmo sendo este energético o mais produzido pelo País, conforme exposto em seções anteriores.

Em termos de comércio exterior a hidreletricidade volta a ter um papel importante. Se por um lado há potencial hidráulico suficiente para toda a demanda nacional de energia elétrica, por outro lado, motivos políticos levaram à construção da Usina de Itaipú, de onde o Brasil importa este energético.

**TABELA 15 – Balanço de comércio de energia com o Exterior em 10<sup>3</sup> tep**

<b>Fonte</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Petróleo	19.535	15.851	7.588
Gás natural	1.945	4.053	4.635
Carvão mineral	9.789	9.616	9.625
Coque de carvão mineral	1.112	1.116	1.437
Urânio	618	1.632	3.580
Eletricidade	3.812	3.254	3.144
Etanol	-83	-103	-386
Lenha e carvão vegetal	6	6	3
Subtotal derivados de petróleo	5.349	3.298	1.021
Outras secundárias de petróleo	1.765	2.326	1.652
Produtos não energéticos de petróleo	-82	155	209
<b>Total</b>	<b>42.083</b>	<b>38.723</b>	<b>30.647</b>

Nota:

Valores sem sinal correspondem a importações líquidas. Valores negativos correspondem a exportações líquidas.

Fonte: Balanço Energético Nacional 2003 [BEN 03].

Também merecem destaque as importações de carvão mineral usado principalmente em siderurgia, conforme apresentado em seções anteriores.

#### **4.1.5 Discussão**

Pelo exposto anteriormente pode-se perceber que a Matriz Energética Brasileira é muito rica, embora esteja fortemente dependente do petróleo. Ela tem grandes possibilidades de aumento de aproveitamento de potenciais naturais, como o hidráulico, o eólico, o solar e o da biomassa, onde se inclui o etanol. Também são consideráveis as reservas de combustíveis fósseis, com novas descobertas de grandes jazidas e o parque de refino e distribuição bem estabelecido, de grande porte e em expansão.

Porém alguns desses recursos são finitos e poluentes, como os combustíveis fósseis, ou têm impactos ambientais consideráveis, como as grandes hidrelétricas. Esses fatos induzem a pensar em algum tipo de energético

renovável, não poluente e sem impacto ambiental. O hidrogênio pode ser uma solução para esses problemas, considerando-se a abundância deste energético em todas as fontes primárias e secundárias da Matriz Energética Brasileira.

## 4.2 Produção de hidrogênio no Brasil

O hidrogênio é o elemento mais abundante do universo. Entretanto, neste planeta, não está disponível na forma de gás ( $H_2$ ) para ser utilizado diretamente em sistemas de células a combustível. Assim para o uso em grande escala deste combustível há a necessidade de obtê-lo a partir de suas outras formas alotrópicas. Tal procedimento necessita de energia para sua ativação. Essa energia pode ser obtida das fontes primárias. Na FIG. 14 está apresentado o esquema de produção de hidrogênio a partir de fontes de energia primária. Nessa figura observa-se que as fontes Nuclear e Geológica utilizam energia elétrica (energia nobre), enquanto que as fontes Fóssil e Biomassa usam calor (energia menos nobre, para reações de reforma) em seus processos de produção de hidrogênio. Também na FIG. 14 estão apresentados os possíveis usos para o hidrogênio [PIE 93].

A produção de gás hidrogênio para uso em sistemas de células a combustível, a partir de fontes primárias **renováveis**, passa pela energia da biomassa que inclui o etanol, estratégico para o Brasil. Partindo-se de combustíveis primários **não renováveis**, o hidrogênio pode ser produzido através de vários processos químicos, utilizando-se carvão, gasolina, metanol ou gás natural. Além disso, considera-se a produção de hidrogênio também via eletrólise da água, que pode ser efetuada tanto por processo fotovoltaico, quanto por aproveitamento da energia gerada no núcleo de reatores nucleares. Na TAB. 16 são apresentados valores de energia necessários para as reações de reforma de alguns combustíveis comparativamente à energia necessária à reação da eletrólise da água [PIE 93].

Atualmente o hidrogênio tem três usos principais em processos industriais: produção de fertilizantes, produção de produtos químicos diversos e refino de petróleo bruto. Historicamente o setor industrial tem sido o maior consumidor de hidrogênio [FCP 01].

A tecnologia de produção de hidrogênio por eletrólise da água já é conhecida e dominada há mais de um século [WAL 02]. O custo mais baixo do uso de combustíveis fósseis é a principal causa de o hidrogênio não ter sido

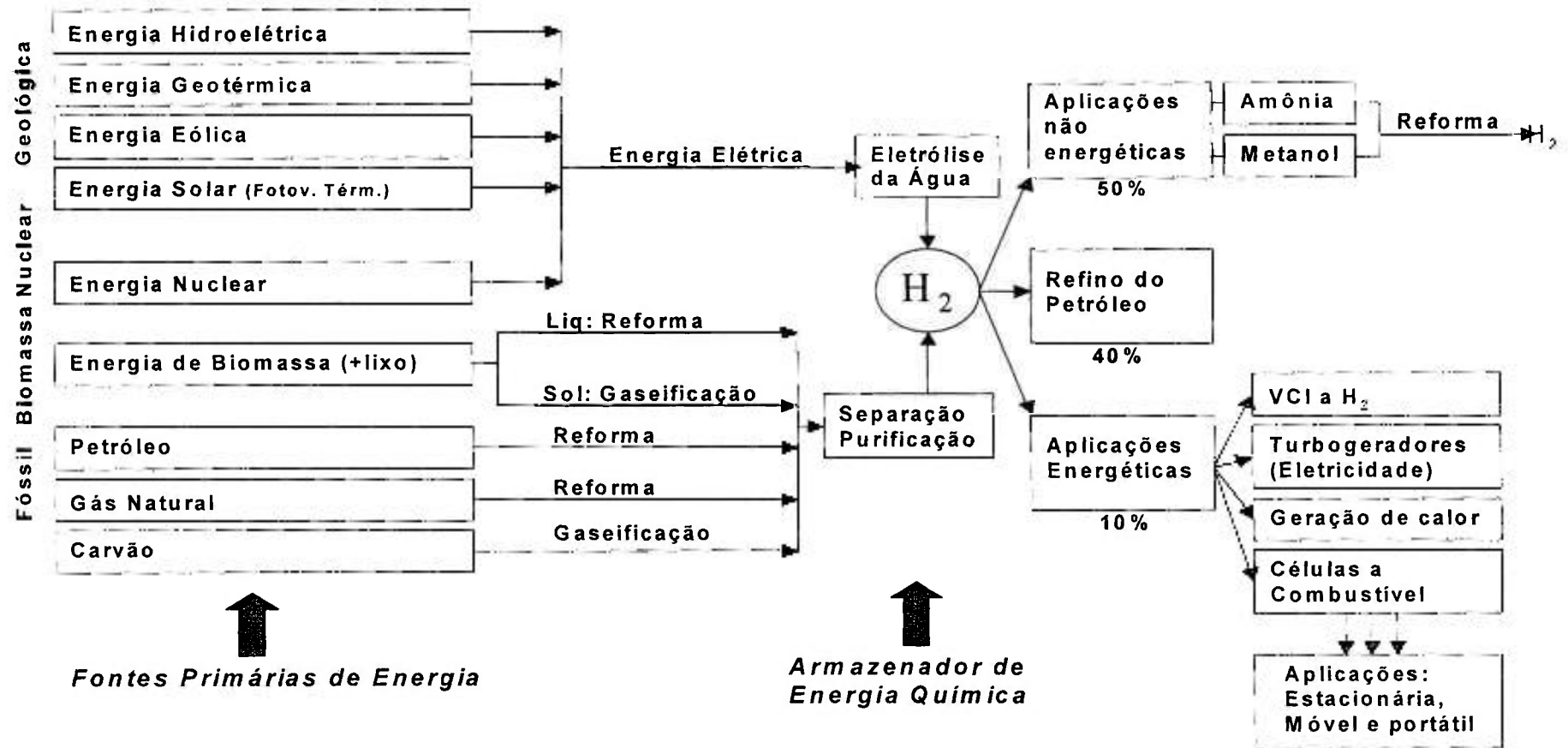


FIGURA 14 – Obtenção e usos do hidrogênio

usado como fonte de energia em grande escala até hoje. Mas esse custo exclui o preço que a sociedade paga pelos impactos na saúde e no meio ambiente.

**TABELA 16 – Consumo de energia para a produção de hidrogênio**

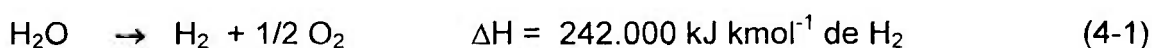
		Energia requerida em kJ kmol <sup>-1</sup> de H <sub>2</sub>
	Gás natural	41.280
Reforma de	Nafta	38.350
	Carvão	57.150
Eletrólise da água		242.000

O combustível das estrelas pode ser a resposta para a produção de energia estacionária e para veículos automotores, sem recorrer à emissão de gases ligados ao efeito estufa. Vários países apostam no hidrogênio como sendo o combustível do futuro [BAU 01, GEL 03, WAL 02], onde se sugere o uso do gás hidrogênio para substituir o petróleo e o gás natural em aplicações móveis e estacionárias [BUR 02, FCP 01, HAF 94]. Esses e outros motivos indicam ser inevitável a evolução do setor energético mundial para a chamada *Economia do Hidrogênio*.

#### 4.2.1 Produção de hidrogênio por eletrólise

Nesta seção estudam-se possibilidades e custos da produção de hidrogênio por eletrólise da água. Os valores calculados para o custo do hidrogênio correspondem apenas ao gasto em energia elétrica no processo. A tecnologia de produção de hidrogênio por eletrólise da água já está bem estabelecida. Muitos produtores oferecem unidades eletrolisadoras com capacidades variadas [WAL 02].

A reação da eletrólise da água é endotérmica, sendo representada pela equação 4-1. A eficiência dessa reação é da ordem de 85 %. Isso significa que serão necessários 284.706 kJ (ou 0,07909 MWh) para produzir um kmol de gás hidrogênio (H<sub>2</sub>).



A eletricidade necessária para a eletrólise pode provir de várias fontes. (ver FIG. 14). Neste estudo será considerado apenas o custo da eletricidade produzida pelas seguintes formas primárias de energia: energias nuclear, hidrelétrica, termelétrica, eólica e solar. Esse custo geralmente é expresso em dólares por Megawatthora (US\$ MWh<sup>-1</sup>). Por esse motivo utilizar-se-á a unidade de MWh para expressar a energia necessária para ativar a reação de eletrólise da água.

Considera-se a hipótese de empresas privadas, instaladas e operando no Brasil, dedicadas à produção de H<sub>2</sub> na chamada *Economia do Hidrogênio*, isto é, num cenário adequado dentro das próximas décadas. Supõe-se que essas empresas produzem H<sub>2</sub> exclusivamente por meio da eletrólise da água e, portanto, utilizam energia elétrica como insumo para o processo produtivo. Dessa forma o preço que essas empresas pagam pela energia elétrica é considerado como custo. Por isso, neste estudo, são considerados os preços cobrados pelas distribuidoras de eletricidade em escala industrial na atualidade. Conseqüentemente chegou-se a estimativas de custos do hidrogênio, caso tais empresas existissem hoje em dia. Em todos os custos apresentados a seguir não foi considerado o capital necessário para a compra e instalação dos eletrolisadores.

#### **4.2.1.1 Energia nuclear**

A forma mais comum de obtenção de energia nuclear é a fissão do núcleo do urânio enriquecido. Esta reação libera grande quantidade de calor devido à energia cinética dos produtos de fissão. O calor liberado é usado para gerar vapor, que por sua vez aciona turbinas acopladas a geradores de energia elétrica. A quase totalidade dos 435 reatores nucleares em operação comercial de produção de energia elétrica no mundo é do tipo PWR, isto é, refrigerados a água pressurizada e consomem urânio enriquecido. [WAL 02].

No Brasil a energia nuclear é utilizada para produção comercial de energia elétrica exclusivamente nas usinas de Angra 1 e Angra 2. O custo médio da eletricidade gerada nessas usinas foi da ordem de R\$ 61,00 ou US\$ 19,00 por MWh em março de 2003 [ANG 03]. Esse custo corresponde à tarifa estipulada

pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a energia elétrica proveniente das usinas de Angra 1 e Angra 2.

Esse custo da energia nuclear no Brasil refere-se apenas à operação das usinas, pois do ponto de vista econômico não é possível recuperar os investimentos feitos em Angra 2. Grande parte do custo foi absorvida pelo Tesouro Nacional, incluindo juros. Os investimentos feitos em Angra 2 (6 bilhões de dólares) dificilmente seriam recuperados nos 20 ou 25 anos de vida que têm, em média, os reatores deste porte. Mas o faturamento talvez seja suficiente para pagar o descomissionamento do sistema e o tratamento do lixo nuclear [ENC 03].

Assumindo-se o custo da eletricidade de origem nuclear no Brasil como sendo US\$ 19,00 por MWh, e tomando-se o valor de 0,07909 MWh para a produção de um kmol de hidrogênio (ver seção 4.2.1), obtém-se o custo de um kmol de hidrogênio produzido por eletrólise da água usando-se eletricidade de origem nuclear no Brasil. Esse custo é dado por: US\$ 19,00 por MWh multiplicado por 0,07909 MWh = US\$ 1,503 por kmol de H<sub>2</sub>.

Entretanto o preço de US\$ 19,00 por MWh fixado pela ANEEL é influenciado pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE) e no período em questão (ano de 2003) o mercado estava operando em baixa demanda de energia elétrica. Tarifas semelhantes a essa provocaram prejuízo à empresa operadora das usinas de Angra 1 e Angra 2, Eletrobrás Termonuclear S.A. (ELETRONUCLEAR) no ano de 2002 [REF 03]. Por isso deve-se considerar o custo da energia nuclear em outra situação mercadológica. Para fins deste estudo será considerado o valor de US\$ 50,00 por MWh por ser este um preço aproximado do MAE [RAM 03] e por coincidir com tarifas praticadas em outros países [WAL 02].

Desta forma obtém-se um segundo valor de custo de um kmol de hidrogênio produzido por eletrólise da água usando-se eletricidade de origem nuclear como sendo US\$ 3,955 por kmol de H<sub>2</sub>.

#### **4.2.1.2 Energia hidrelétrica**

O custo da hidreletricidade no Brasil varia conforme a usina em questão, as regiões brasileiras, as bacias hidrográficas, os regimes hídricos e principalmente a distância entre as usinas e as cargas. A transmissão da energia elétrica é um

fator de custo muito importante no Brasil. Como ilustração tem-se o exemplo do custo previsto da hidreletricidade na usina de Belomonte, no rio Xingú, que está projetado para ser de US\$ 15,00 por MWh, quando a usina estiver acabada. Nesse valor estão incluídos os seguintes custos [RAM 03]: a construção da barragem, os equipamentos de geração, a manutenção da usina, o lucro da empresa operadora da usina e o custo da água que é zero. Esses custos se diluem entre 20 a 30 anos, períodos típicos das concessões da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para usinas hidrelétricas [RAM 03]. O valor de US\$ 15,00 por MWh refere-se a uma carga localizada na própria usina, portanto sem custo de transmissão. Mas o transporte dessa energia fará com que seu preço, por exemplo, na Região Nordeste atinja US\$ 30,00 por MWh [RAM 03].

O estudo do custo e da formação de preços da hidreletricidade caso a caso exige uma abordagem matemática sofisticada e um considerável levantamento de dados. Porém considerando-se as atuais condições da geração hidrelétrica no Brasil, será adotado o valor de US\$ 40 por MWh, por ser este o preço aproximado de venda da hidreletricidade em bloco [RAM 03]. Assumindo o custo da eletricidade de origem hidráulica no Brasil como sendo US\$ 40,00 por MWh, e tomando-se o valor de 0,07909 MWh para a produção de um kmol de hidrogênio (ver seção 4.2.1), obtém-se US\$ 3,164 por kmol de H<sub>2</sub> como o custo de um kmol de hidrogênio produzido por eletrólise da água.

Alternativamente, assumindo-se US\$ 15,00 (custo previsto de Belomonte) o valor de um kmol de H<sub>2</sub> passa a ser US\$ 1,186. Além disso, pode-se assumir também que o custo da energia elétrica produzida por vertimento (vide seção 4.1) seja de US\$ 5,00 por MWh, obtendo-se o custo do hidrogênio de US\$ 0,396 por kmol.

#### **4.2.1.3 Energia termelétrica a gás natural**

Diferentemente das usinas hidrelétricas, o custo da energia termelétrica depende pouco da usina em questão, sua localização e necessidade de transmissão. Isso se deve aos seguintes fatos:

- i) a tecnologia das termelétricas e a disponibilidade de gás natural na Região Sudeste permitem que essas usinas sejam construídas próximas às cargas;

- ii) sua instalação se dá em tempo menor que uma usina hidrelétrica;
- iii) seu custo inicial é bastante menor que o de uma usina hidrelétrica;
- iv) as turbinas de uma usina termelétrica podem ser usadas em outra termelétrica. Isso não ocorre nas usinas hidrelétricas e
- v) a tecnologia das usinas termelétricas permite que elas sejam acionadas e desligadas com muito mais rapidez e flexibilidade que as hidrelétricas.

Será adotado o valor de US\$ 40 por MWh para o preço da energia elétrica proveniente de nossas termelétricas, por ser este o preço calculado quando se leva em consideração os seguintes custos: a construção da usina termelétrica, os equipamentos de geração, a manutenção da usina, o lucro da empresa operadora da usina e o custo do gás natural [RAM 03]. Assumindo o custo da eletricidade de origem térmica a gás natural no Brasil como sendo US\$ 40,00 por MWh, e tomando-se o valor de 0,07909 MWh para a produção de um kmol de hidrogênio (ver seção 4.2.1), obtém-se US\$ 3,164 como o custo de um kmol de hidrogênio produzido por eletrólise da água usando-se eletricidade de origem térmica a gás natural.

#### **4.2.1.4 Energia eólica**

Dada a grande adequação da energia eólica para geração distribuída (vide seção 4.1) ela se torna particularmente útil para a geração local de hidrogênio, pois este pode ser armazenado e utilizado em células a combustível em épocas onde haja diminuição ou ausência de ventos. É grande o potencial eólico existente no Brasil e ele foi confirmado através de medidas de vento precisas realizadas recentemente. Algumas análises dos recursos eólicos medidos em vários locais do Brasil, mostram a possibilidade de geração elétrica com custos da ordem de US\$ 70 até US\$ 80 por MWh [PEE 03]. Assumindo o custo da eletricidade de origem eólica no Brasil como sendo US\$ 75,00 por MWh, e tomando-se o valor de 0,07909 MWh para a produção de um kmol de hidrogênio (vide seção 4.2.1), obtém-se US\$ 5,932 como o custo de um kmol de hidrogênio produzido por eletrólise da água usando-se eletricidade de origem eólica.

#### **4.2.1.5 Energia solar fotovoltaica**

Sob o ponto de vista custo/potência instalada, a energia solar fotovoltaica é uma das formas mais caras de obtenção de energia elétrica. Entretanto sua utilização pode ser economicamente vantajosa em uma série de situações, dependendo da potência demandada e da distância da rede convencional ou outra fonte de energia [SES 03]. Embora os processos de fabricação tenham sido aperfeiçoados para a redução do custo do painel fotovoltaico, desde os meados de 1970, a eletricidade fotovoltaica tem um custo médio de US\$ 0,25 por kWh, como citado por Nogueira [NOG 03]. Entretanto outros autores apontam para custos da ordem de US\$ 0,80 por kWh [HOH 99].

Será considerado o custo da eletricidade de origem solar fotovoltaica no Brasil como sendo US\$ 0,30 por kWh (ou US\$ 300,00 por MWh), por ser este o seu preço de mercado nos Estados Unidos [SOL 03]. Tomando-se o valor de 0,07909 MWh para a produção de um kmol de hidrogênio (ver seção 4.2.1), obtém-se US\$ 23,727 por kmol de H<sub>2</sub> como o custo do hidrogênio produzido por eletrólise da água usando-se eletricidade de origem solar fotovoltaica no Brasil.

#### **4.2.2 Produção de hidrogênio por reforma de combustíveis fósseis**

Nesta seção são apresentados custos e possibilidades da produção de hidrogênio por meio de reforma de gás natural, gasolina e metanol por serem estes alguns dos combustíveis fósseis mais comuns e mais adaptáveis ao uso em células a combustível. O metanol é considerado combustível fóssil por que a maior parte de sua produção atual provém do gás natural [MET 03].

O gás obtido pela reforma destes combustíveis não é hidrogênio puro, como no caso da eletrólise da água. O gás resultante dos processos de reforma é uma mistura de hidrocarbonetos rica em hidrogênio. Essa mistura não pode ser utilizada diretamente em células a combustível de baixa temperatura (PEMFC e AFC) devido à sua sensibilidade ao carbono, conforme exposto na seção 3.1 (células a combustível). É necessário purificar essa mistura gasosa até que os níveis de monóxido de carbono sejam aceitáveis para as células a combustível de baixa temperatura. Os custos dos processos de purificação não foram considerados neste estudo, de forma que o hidrogênio obtido nas próximas

seções só poderá ser utilizado em células a combustível de média e alta temperatura, ou seja, PAFC, SOFC e MCFC.

Analogamente à seção de eletrólise, considera-se a hipótese de empresas privadas, instaladas e operando no Brasil, dedicadas à produção de H<sub>2</sub> na chamada *Economia do Hidrogênio*, isto é, num cenário adequado dentro das próximas décadas. (Vide seção 4.3 - Cenários). Supõe-se que essas empresas produzam H<sub>2</sub> exclusivamente por meio da reforma de combustíveis e portanto utilizam-nos como matéria-prima em seu processo produtivo. Dessa forma o preço que essas empresas pagam pelos combustíveis é considerado como custo. Por isso, neste estudo, são considerados os preços cobrados pelas distribuidoras dos diferentes combustíveis em escala industrial na atualidade. Desta forma chegou-se a estimativas de custos do hidrogênio, caso tais empresas existissem hoje em dia.

Em todos os custos apresentados a seguir não foi considerado o capital para a compra e instalação dos equipamentos necessários aos diversos processos de reforma. Da mesma forma não foi considerada a eficiência das reações de reforma. Esses elementos não foram considerados neste estudo por não serem necessários para as análises realizadas.

#### 4.2.2.1 Gás natural

A composição do gás natural varia conforme a jazida, porém segue um padrão de alta concentração de gás metano. Neste estudo será considerado o gás do Gasoduto Bolívia-Brasil, cuja composição percentual e propriedades físico-químicas estão mostradas nas TAB. 17 e 18 respectivamente [CGN 03].

A reforma catalítica do gás natural se faz por meio de sua reação com vapor de água de 800°C a 900°C [PIE 93], formando H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>. Atualmente a reforma de gás natural é responsável por 95 % de todo o hidrogênio produzido no mundo [WAL 02]. Neste estudo será admitida apenas a reforma do gás metano, principal componente do gás natural. O processo mais usual para a reforma do metano ocorre nas duas reações representadas pelas equações abaixo.



**TABELA 17 - Composição química do gás natural do gasoduto Bolívia-Brasil**

Gases componentes	Fórmula	Participação volumétrica (%)
Metano	CH <sub>4</sub>	91,80
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,58
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,97
I-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,03
N-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,02
N-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,10
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	0,80
Nitrogênio	N <sub>2</sub>	1,42

**Tabela 18 - Propriedades físicas do gás natural do gasoduto Bolívia-Brasil**

Propriedade	Unidade	Valor
Poder calorífico superior	kcal Nm <sup>-3</sup>	9,958
Poder calorífico inferior	kcal Nm <sup>-3</sup>	8,993
PCS (gás a 20°C e 760 mm de Hg)	kcal m <sup>-3</sup>	9,278
PCI (gás a 20°C e 760 mm de Hg)	kcal m <sup>-3</sup>	8,379
Densidade relativa (Ar = 1)		0,602
Índice de Weaver		14,27
Velocidade de chama (cm s <sup>-1</sup> )	(H <sub>2</sub> = 346 cm s <sup>-1</sup> )	49,4
Massa molecular aparente	g mol <sup>-1</sup>	17,367

Os custos do gás natural no Brasil são muito variáveis. A maioria das empresas distribuidoras de gás natural estabelece grandes segmentos de mercado para diferenciar seus clientes conforme seu consumo e finalidade da utilização. Os segmentos mais comuns são: 1 – residencial, comercial e industrial; 2 – grandes consumidores; 3 – pequena cogeração; 4 – cogeração e termelétricas. Dentro de cada segmento há diversas tarifas que variam conforme o volume mensal consumido. Na TAB. 19 estão mostradas as tarifas, em Reais por metro cúbico, cobradas pela Companhia de Gás de São Paulo, COMGÁS, para o segmento de Pequena Cogeração. Nas notas dessa tabela estão expostas particularidades técnicas e comerciais do fornecimento de gás natural pela COMGÁS.

**TABELA 19 – Algumas tarifas de gás natural da COMGÁS**

Segmentos de pequena cogeração na área de concessão da COMGÁS			
Classes	Volumes mensais em m <sup>3</sup>	Tarifa A (R\$ m <sup>-3</sup> )	Tarifa B (R\$ m <sup>-3</sup> )
1	de 0 a 100.000	0,119812	0,119193
2	de 100.001 a 499.999	0,065352	0,065014

**Notas:**

- 1) A tarifa A aplica-se à geração ou cogeração de energia elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda ao consumidor final;
- 2) A tarifa B aplica-se à geração ou cogeração de energia elétrica destinada à revenda a distribuidor.
- 3) Os valores não incluem ICMS;
- 4) Aplica-se para consumos mensais inferiores a 500.000 m<sup>3</sup>;
- 5) Ao valor das margens desta tabela, que já incluem os tributos PIS/COFINS, deverá ser acrescido o valor do preço do gás (commodity + transporte) referido nas condições abaixo e destinado a esses segmentos;
- 6) Gás Natural referido nas seguintes condições: Poder Calorífico: 9.400 Kcal m<sup>-3</sup> (39.348,400 kJ m<sup>-3</sup> ou 10,932 kWh m<sup>-3</sup>); Temperatura = 293,15°K (20°C); Pressão = 101.325 Pa (1 atm);
- 7) O custo do gás canalizado e do transporte destinados a este segmento, já considerados os valores dos tributos PIS e COFINS incidentes no fornecimento pela concessionária, vigentes nesta data, é de:
  - a. R\$ 0,449785 m<sup>-3</sup>, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético(matéria-prima) utilizado na geração ou cogeração de energia elétrica destinada à revenda a distribuidor.
  - b. R\$ 0,452121 m<sup>-3</sup>, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético (matéria-prima) utilizado na geração e cogeração de energia elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final;
- 8) Os valores obtidos em razão de alterações para mais ou menos dos custos indicados no item 5, serão contabilizados em separado por usuário e a estes repassados, nos termos da Cláusula 11<sup>a</sup> do Contrato de Concessão;
- 9) O cálculo das margens deve ser aplicado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das faixas de consumo [TGN 03].

Para este estudo será considerado o valor médio entre as quatro tarifas apresentadas na TAB. 19. Dessa forma o valor usado será de R\$ 0,092343 por metro cúbico de gás natural. Esse valor convertido para Dólares usando-se o câmbio médio de maio de 2003 resulta em US\$ 0,031842 por metro cúbico de gás natural.

Da TAB. 17 observa-se que 91,80 % do gás natural são formados por metano (CH<sub>4</sub>). Se um metro cúbico de gás natural custa US\$ 0,031842 conclui-se que esse é o preço de 0,918 m<sup>3</sup> de metano. Admitindo-se o metano e o gás

natural como gases ideais pode-se aplicar a Equação de Estado dos Gases Ideais:

$$P.V = n.R.T \quad (4-4)$$

onde P é a pressão em pascal (Pa), V o volume em metros cúbicos (m<sup>3</sup>), T a temperatura em kelvin (K), n o número de mols do gás em kmol e R a constante universal dos gases ideais, que vale 8314 J K<sup>-1</sup> kmol<sup>-1</sup>.

Aplicando-se a Equação de Estado dos Gases Ideais a 0,918 m<sup>3</sup> de metano nas condições da TAB. 13, tem-se que n = 0,0381644 kmol, que equivalem a 38,16 mols de metano em cada metro cúbico de gás natural. Pelas equações 4-2 e 4-3 sabe-se que um mol de metano (CH<sub>4</sub>) forma 4 mols de (H<sub>2</sub>). Portanto o número de mols de hidrogênio formado pela reforma de um metro cúbico de gás natural é 152,64 mols = 0,15264 kmol de H<sub>2</sub>. Dado que o preço de um metro cúbico de gás natural é US\$ 0,031842, tem-se o custo de um kmol de hidrogênio como: US\$ 0,2086 por kmol de H<sub>2</sub> (Valor A). Este valor não inclui o custo da energia correspondente à entalpia das reações de reforma do metano.

Nas equações 4-2 e 4-3 estão expostos os valores das entalpias de reação necessárias à reforma do metano. Ambas as reações são necessárias à reforma do metano, de forma que a entalpia total da reação global é dada pela soma das entalpias das reações 4-2 e 4-3. Esse valor é de 167,2 kJ mol<sup>-1</sup> e representa o valor da energia necessária para a produção de 4 mols de gás hidrogênio, considerando-se o aproveitamento térmico no processo. Com este dado pode-se calcular a energia necessária para processar a reação de reforma do metano para produzir 1 kmol de H<sub>2</sub>, que será 41.800 kJ kmol<sup>-1</sup> de H<sub>2</sub>.

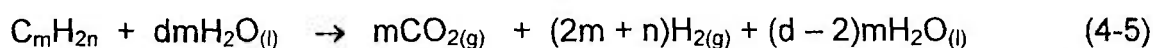
Essa energia é geralmente obtida por combustão do próprio gás natural no reformador dos sistemas de células a combustível. Portanto deve-se considerar essa energia como perda no cálculo do custo do gás hidrogênio. O valor do poder calorífico do gás natural consta das notas da TAB. 19 e vale 39348,400 kJ m<sup>-3</sup>. Portanto serão necessários 1,0623 metros cúbicos de gás natural para processar a reação de reforma de metano para produzir 1 kmol de H<sub>2</sub>. O custo deste volume é dado por 1,0623 m<sup>3</sup> multiplicado por US\$ 0,031842, ou seja, US\$ 0,034, que será chamado de Valor B.

O custo total para a produção de gás hidrogênio a partir da reforma de gás natural é dado pela soma dos valores A e B, isto é, pela soma do custo do hidrogênio produzido pela reforma do gás natural (US\$ 0,2086) com o custo da energia correspondente à entalpia dessa reação (US\$ 0,034). Dessa forma obtém-se US\$ 0,243 por kmol de H<sub>2</sub>.

#### 4.2.2.2 Gasolina

A gasolina talvez seja o mais importante entre todos os derivados do petróleo, por ser o combustível mais usado em automóveis no mundo todo e ter o parque industrial e de distribuição bem estabelecido. Os processos de refino do petróleo para obtenção de gasolina compreendem desde uma simples separação por destilação, até processos complexos que modificam a estrutura das moléculas que irão compor a gasolina, como, por exemplo, o craqueamento catalítico, a alquilação e a reforma catalítica.

Para este estudo será considerado o custo de US\$ 0,34 por litro de gasolina, por ser este o preço médio de venda às distribuidoras de combustíveis no Brasil atualmente [CUE 03]. Por analogia esse seria o preço pago pelos agentes produtores de hidrogênio. A reforma a vapor da gasolina segue as mesmas regras básicas da reforma a vapor de hidrocarbonetos em geral, a qual é mostrada na equação abaixo:



onde d é o coeficiente de excesso de água, necessariamente maior ou igual a 2. No caso da gasolina tem-se: m = 7, n = 8 e d = 2. Mas na prática d varia de 4 a 6.

Além da reforma a vapor, que é endotérmica, existem outros dois processos de reforma para a gasolina. São chamados de reforma de oxidação parcial e reforma autotérmica e são reações exotérmicas. Esses três processos combinados fazem com que se consiga 0,35 kg de H<sub>2(g)</sub> para cada quilograma de gasolina [LIN 02].

A densidade da gasolina é de 720 kg m<sup>-3</sup> a 1 atm de pressão e temperatura de 20°C [AGA 03]. Portanto um quilograma de gasolina tem o volume de 1,39 L e custa US\$ 0,47, considerando o preço de US\$ 0,34 L<sup>-1</sup> citado acima. Este custo

de US\$ 0,47 é o mesmo para 0,35 kg de  $H_{2(g)}$ . Um mol de  $H_{2(g)}$  tem massa de 2 g a 1 atm de pressão e temperatura de 20°C e, portanto, 0,35 kg de  $H_{2(g)}$  contém 175 mols de  $H_{2(g)}$ . Dessa forma, se 175 mols de  $H_{2(g)}$  custam US\$ 0,47 obtém-se o custo de um kmol de gás hidrogênio produzido pela reforma da gasolina como US\$ 2,70 por kmol de  $H_2$ .

#### 4.2.2.3 Metanol

O metanol ( $CH_3OH$ ) é um álcool líquido à temperatura ambiente e pressão de 1 atm, incolor, usado para fabricar diversos produtos químicos, e também usado como combustível e como armazenador de hidrogênio para as células a combustível. A matéria prima mais largamente empregada para a produção de metanol é o metano ( $CH_4$ ) contido no gás natural. O metanol também pode ser obtido de fontes renováveis como madeira, e biogás. A produção de metanol pode ser vista também como uma alternativa para o uso do gás natural que muitas vezes é queimado na indústria do petróleo.

A produção de metanol ocorre geralmente em duas etapas. A primeira é a conversão do gás natural num gás de síntese formado por  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $H_2O$  e  $H_2$ . A segunda etapa é a síntese catalítica de metanol a partir do gás de síntese. Ambas as etapas podem ser realizadas de diversas maneiras e usando-se diferentes tecnologias. O custo do metanol tem-se mantido estável durante muitos anos com valores da ordem de US\$ 0,45 por galão [MET 03]. Entretanto, nos últimos anos, o preço do gás natural tem aumentado, levando preço do metanol para os atuais US\$ 0,55 por galão, isto é, US\$ 0,145 por litro [MET 03].

A reação de reforma a vapor do metanol está apresentada na seguinte equação:



A densidade do metanol é  $0,78 \text{ kg L}^{-1}$  e sua massa molar é  $32 \text{ g mol}^{-1}$  [DTR 03]. Portanto um litro contém 780 gramas ou 24,38 mols de metanol. Pela equação 4-6 sabe-se que um mol de metanol produz 3 mols de gás hidrogênio. Dessa forma chega-se ao resultado de 73,13 mols de  $H_2$  produzidos por cada litro de metanol reformado. Conseqüentemente o custo para a produção de 1 kmol de

H<sub>2</sub> a partir de metanol é de US\$ 1,983 por kmol de H<sub>2</sub> (Valor C). Este valor não inclui o custo da energia correspondente à entalpia da reação de reforma a vapor do metanol.

Na equação 4-6 está exposto o valor da entalpia dessa reação, que é de 131 kJ mol<sup>-1</sup>. Considera-se que a energia correspondente à entalpia seja obtida por combustão do próprio metanol no reformador dos sistemas de células a combustível. Portanto deve-se considerar essa energia como perda no cálculo do custo do gás hidrogênio. Pela equação 4-6 pode-se calcular que a produção de 1.000 mols de hidrogênio demandará 43.667 kJ.

O poder calorífico do metanol vale 4.800 kcal kg<sup>-1</sup> [MPE 03], isto é 15672,38 kJ L<sup>-1</sup>. Serão necessários 2,786 L de metanol para processar a reforma de um litro de metanol. O custo deste volume é dado por 2,786 L multiplicado por US\$ 0,145, resultando US\$ 0,404 (Valor D).

O custo total para a produção de gás hidrogênio a partir da reforma a vapor de metanol é dado pela soma dos valores C e D, isto é, pela soma do custo do hidrogênio produzido pela reforma do metanol (US\$ 1,983) com o custo da energia correspondente à entalpia dessa reação (US\$ 0,404). Dessa forma obtém-se US\$ 2,387 por kmol de H<sub>2</sub>.

### **4.2.3 Produção de hidrogênio por reforma de combustíveis renováveis**

Nesta seção apresentam-se possibilidades e custos da produção de hidrogênio por meio de reforma de biogás e etanol por serem estes alguns dos combustíveis renováveis mais comuns e mais viáveis ao uso em células a combustível. Para a realidade brasileira é dada ênfase especial a etanol devido ao grande potencial disponível para esse energético no Brasil e também devido à produção e distribuição já estabelecidos em larga escala no país. O Brasil é um país privilegiado para a alternativa de etanol devido ao solo e ao clima favoráveis ao cultivo da cana de açúcar. Nesta seção foram aplicadas as mesmas hipótese e considerações da seção 4.2.2.

#### **4.2.3.1 Biogás**

Conforme exposto na seção 4.1, o biogás é produzido por decomposição anaeróbica de resíduos. Na TAB. 20 está apresentada a composição média da

mistura gasosa do biogás. O poder calorífico do biogás vale cerca de 5500 kcal por m<sup>3</sup>, quando a proporção em metano é de aproximadamente 60 % [PBG 03]. O levantamento do custo do biogás no Brasil é dificultado porque sua recuperação não é uma atividade econômica identificada no país. Também não há registros significativos de sua recuperação em países em desenvolvimento [ALV 00]. Na TAB. 21 estão resumidos os principais componentes envolvidos num projeto de recuperação do biogás para fins energéticos.

A ausência de projetos brasileiros dificulta o cálculo do custo dos componentes apresentados na TAB. 21, ainda que essa tabela tenha sido elaborada com dados reais de algumas usinas de cana de açúcar no Brasil, onde o biogás serve para a autoprodução de energia elétrica [ALV 00]. Entretanto é possível considerar o caso de tais usinas da seguinte forma: dado que em muitas dessas usinas o proprietário do biogás deixa de comprar energia elétrica da rede, pode-se atribuir à energia gerada a partir do biogás o mesmo valor da tarifa que seria cobrada pela distribuidora local de energia elétrica. Por meio dessa e de outras aproximações [ALV 00], pode-se chegar a uma estimativa de custo de US\$ 0,29 por m<sup>3</sup> de biogás. Este será o valor utilizado para fins deste estudo.

**TABELA 20 - Composição média do biogás**

Gases componentes	Participação volumétrica
Metano (CH <sub>4</sub> )	50 a 75 %
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	25 a 40 %
Hidrogênio (H <sub>2</sub> )	1 a 3 %
Azoto (N <sub>2</sub> )	0.5 a 2.5 %
Oxigênio (O <sub>2</sub> )	0.1 a 1 %
Sulfureto de Hidrogênio (H <sub>2</sub> S)	0.1 a 0.5 %
Amoníaco (NH <sub>3</sub> )	0.1 a 0.5 %
Monóxido de Carbono (CO)	0 a 0.1 %
Água (H <sub>2</sub> O)	variável

Fonte - Projeto Biogás, 2003.

O custo do hidrogênio produzido a partir do biogás será determinado por meio do mesmo procedimento de cálculo que o usado para o gás natural, pois

seu principal componente é o metano, que também é o principal componente do gás natural.

Da TAB. 20 sabe-se que 60% do biogás são formados por metano ( $\text{CH}_4$ ). Se um metro cúbico de biogás custa US\$ 0,29 conclui-se que o preço de  $0,60 \text{ m}^3$  de metano terá o mesmo valor. Admitindo-se o metano e o biogás como gases ideais pode-se aplicar a equação 4-4, que é a Equação de Estado dos Gases Ideais. Será admitido que o biogás encontra-se nas condições de pressão e temperatura apresentadas na TAB. 21, devido à sua semelhança com o gás natural.

**TABELA 21 – Componentes de instalações de recuperação de biogás**

Classe	Item
O	<b>Projeto</b>
O	<b>Equipamentos</b>
F	Filtro de $\text{H}_2\text{S}$
F	Filtro de $\text{CO}_2$
O	Gasoduto de biogás
F	Equipamentos de controle
F	Tanque pulmão (Gasômetro)
F	Compressor
O	Aparelho gerador – geralmente máquina térmica. <i>Este é o ponto de inserção de sistemas de célula a combustível</i>
O	<b>Análise de riscos e medidas de segurança</b>
O	<b>Operação</b>
O	Manutenção
F	Reagentes de beneficiamento
F	Energia
O	Mão-de-obra
F	<b>Combustível de enriquecimento da mistura</b>
O	<b>Energia evitada</b>
O	<b>Energia recuperada</b>

Notas: O – Item obrigatório  
F – Item facultativo

Aplicando-se a Equação de Estado dos Gases Ideais a  $0,60 \text{ m}^3$  de metano nas condições da TAB. 21, tem-se  $0,025 \text{ kmol}$  ou  $25 \text{ mols}$  de metano contidos em cada  $\text{m}^3$  de biogás. Pelas equações 4-2 e 4-3 sabe-se que um mol de metano ( $\text{CH}_4$ ) forma  $4 \text{ mols}$  de  $\text{H}_2$ . Portanto o número de mols de hidrogênio formado pela reforma de um metro cúbico de biogás é  $100 \text{ mols}$  ou  $0,1 \text{ kmol}$  de  $\text{H}_2$ . Dado que o preço de um metro cúbico de biogás é US\$ 0,29, o custo de um kmol de hidrogênio será US\$ 2,9 (Valor E). Este valor não inclui o custo da energia correspondente à entalpia das reações de reforma a vapor do metano.

Nas equações 4-2 e 4-3 estão expostos os valores das entalpias de reação necessárias à reforma do metano. Ambas as reações são necessárias a essa reforma, de forma que a entalpia da reação global é dada pela soma das entalpias das reações 4-2 e 4-3. Esse valor é  $167,2 \text{ kJ mol}^{-1}$  e representa o valor da energia necessária para a produção de  $4 \text{ mols}$  de gás hidrogênio, considerando-se o aproveitamento térmico no processo. Com este dado pode-se calcular a energia necessária para processar a reação de reforma do metano para produzir  $1 \text{ kmol}$  de  $\text{H}_2$ , que será  $41800 \text{ kJ kmol}^{-1}$  de  $\text{H}_2$ .

Considera-se que essa energia seja obtida por combustão do próprio biogás no reformador dos sistemas de células a combustível. Portanto deve-se admitir essa energia como perda no cálculo do custo do gás hidrogênio. O poder calorífico do biogás é  $5500 \text{ kcal m}^{-3}$ , ou seja,  $23023 \text{ kJ m}^{-3}$ . Portanto é necessário  $1,816 \text{ m}^3$  de biogás para processar as reações de reforma de metano para a produção de  $1 \text{ kmol}$  de  $\text{H}_2$ . O custo deste volume é US\$ 0,527 (Valor F).

Finalmente o custo total para a produção de gás hidrogênio a partir da reforma de biogás é dado pela soma dos valores E e F, isto é, pela soma do custo do hidrogênio produzido pela reforma do biogás (US\$ 2,9) com o custo da energia correspondente à entalpia dessa reação (US\$ 0,527). Desta forma obtém-se o custo de US\$ 3,427 por kmol de  $\text{H}_2$ .

#### 4.2.3.2 Etanol

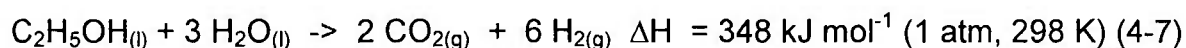
O declínio observado no custo do etanol durante os mais de vinte anos do programa Pró Álcool era de se esperar. Isso ocorreu da mesma forma como o preço de qualquer produto manufaturado diminui à medida que as vendas aumentam de acordo com a "curva de aprendizado" que reflete ganhos devido ao

progresso tecnológico, economias de escala e prática organizacional. A experiência mostra que tal declínio é exponencial à medida que a produção cresce.

Mas a expectativa de que o preço do álcool declinaria de forma a fazê-lo competitivo com a gasolina não se materializou, o que causou um problema grave. Desde seu início a política de preço de combustível adotada para estimular o uso do etanol foi a seguinte: o Governo indexou o preço do álcool ao consumidor ao preço da gasolina e elevou a gasolina a um preço que é aproximadamente o dobro do preço dos Estados Unidos. A existência desta "taxa" na gasolina foi usada para reduzir o custo de outros derivados de petróleo (GLP e nafta) e, no caso do etanol, cobrir seu custo mais alto de produção. As justificativas para tal política foram o benefício ambiental e social decorrentes do programa.

A consequência dessa política é que cada litro de gasolina vendida pela Petrobrás às companhias distribuidoras recebe um sobre-preço de US\$ 0,14, enquanto para o óleo diesel o valor é US\$ 0,01. Através desse mecanismo tem sido possível pagar aos produtores US\$ 0,40 L<sup>-1</sup> e vender etanol ao consumidor final por US\$ 0,65 L<sup>-1</sup>. Por outro lado, a gasolina é vendida às distribuidoras por US\$ 0,34 L<sup>-1</sup> (US\$ 0,20 é o preço real mais US\$ 0,14 que é o subsídio intra-setorial) e comercializada a US\$ 0,75 L<sup>-1</sup> nos postos de gasolina [CUE 03]. Para este estudo será considerado o custo de US\$ 0,40 por litro de etanol, por ser este o preço médio que seria pago pelos agentes produtores de hidrogênio.

A reação de reforma a vapor do etanol está apresentada na equação abaixo [WES 99]:



A densidade do etanol é de 0,7915 kg L<sup>-1</sup> [ETC 03] e sua massa molecular 34 uma. Portanto há 23,28 mols L<sup>-1</sup>. Pela equação 4-7 sabe-se que um mol de etanol produz seis mols de gás hidrogênio. Com isso sabe-se que um litro de etanol produzirá 139,68 mols de H<sub>2</sub>. Aplicando o preço por litro do etanol, obtem-se US\$ 2,864 por kmol de H<sub>2</sub> (Valor G). Este valor não inclui o custo da energia correspondente à entalpia da reação de reforma a vapor do etanol.

Na equação 4-7 está exposto o valor da entalpia da reforma do etanol. Esse valor é  $348 \text{ kJ mol}^{-1}$  e representa o valor da energia necessária para processar a reação de reforma do etanol para a produção de 6 mols de gás hidrogênio. Com este dado pode-se calcular a energia necessária para a produção de 1 kmol de  $\text{H}_2$  que será  $58000 \text{ kJ kmol}^{-1}$  de  $\text{H}_2$ . Essa energia representa um custo adicional na produção do gás hidrogênio

Para a obtenção dessa energia serão considerados dois casos:

- i) Será admitido que essa energia seja obtida por combustão do próprio etanol no reformador dos sistemas de células a combustível.

O poder calorífico do etanol vale  $22,3 \text{ MJ L}^{-1}$  [CUE 03]. Portanto serão necessários 2,60 litros de etanol para processar a reação de reforma do etanol para a produção de 1 kmol de  $\text{H}_2$ . O custo deste volume é US\$ 1,04 (Valor H). Neste caso o custo total para a produção de gás hidrogênio a partir da reforma de etanol é dado pela soma dos valores G e H, isto é, pela soma do custo do hidrogênio produzido pela reforma do etanol (US\$ 2,864) com o custo da energia correspondente à entalpia dessa reação proveniente da combustão de etanol (US\$ 1,04). Desta forma obtém-se US\$ 3,904 por kmol de  $\text{H}_2$ .

- ii) Será admitido que essa energia seja obtida por combustão de gás natural.

Na seção 4.2.2.1 estão expostos os valores do custo (US\$  $0,031842 \text{ m}^{-3}$ ) e do poder calorífico do gás natural ( $39.348,40 \text{ kJ m}^{-3}$ ). Com esses dados calcula-se que são necessários  $1,474 \text{ m}^3$  de gás natural para processar a reação de reforma de etanol para produzir 1 kmol de  $\text{H}_2$ . O custo deste volume é US\$ 0,047 (Valor I). Neste caso o custo total para a produção de gás hidrogênio a partir da reforma de etanol é dado pela soma dos valores G e I, isto é, pela soma do custo do hidrogênio produzido pela reforma do etanol (US\$ 2,864) com o custo da energia correspondente à entalpia dessa reação proveniente da combustão de gás natural (US\$ 0,047). Dessa forma obtém-se US\$ 2,911 por kmol de  $\text{H}_2$ .

#### 4.2.4 Avaliação dos custos de hidrogênio

Na TAB. 22 estão apresentados os custos totais da produção de hidrogênio calculados anteriormente. Nessa tabela foram correlacionados os custos com as

formas de produção. Há grande variação nos valores expostos na TAB. 22. Observa-se que o valor mais elevado do custo da energia é a de origem solar fotovoltaica, indicando que essa forma de energia ainda não é competitiva com as demais fontes primárias de energia.

**TABELA 22 – Custos da produção de hidrogênio no Brasil**

Meios de produção		Custo (US\$ por kmol de H <sub>2</sub> )
	Energia nuclear – I	1,503
	Energia nuclear – ii	3,955
Eletrólise da água utilizando energia elétrica de diferentes fontes primárias	Hidrelétrica em bloco	3,164
	Hidrelétrica na usina	1,186
	Hidrelétrica – vertimento	0,396
	Termelétrica a gás natural	3,164
	Energia eólica	5,932
	Eletricidade solar fotovoltaica	23,727
Reforma de combustíveis fósseis	Gás natural	0,243
	Gasolina	2,700
	Metanol	2,387
Reforma de combustíveis renováveis	Biogás	3,427
	Etanol – i	3,904
	Etanol – ii	2,911

Notas:

Energia nuclear – i: mercado em baixa demanda de energia

Energia nuclear – ii: mercado em alta demanda de energia

Etanol – i: Reforma com etanol

Etanol – ii: Reforma com gás natural

O segundo maior valor da TAB. 22 refere-se à energia eólica e é bastante mais baixo que o valor mais alto. O custo referente à energia eólica está em linha com os demais valores, excluindo-se o custo da energia solar fotovoltaica. Pode-se esperar que o custo da energia eólica diminuirá nos próximos anos devido ao aumento do número de unidades instaladas, de forma que seu custo deverá ser competitivo com os demais.

O custo do hidrogênio obtido por hidreletricidade e por energia nuclear pode ser muito variável dependendo da distância da carga até a usina, do vertimento e da situação de mercado. A transmissão de energia elétrica não é fator de custo para as termelétricas, pois elas sempre podem ser construídas próximas às cargas. Mas elas dependem da manutenção do preço do gás natural, que, em longo prazo, tende a subir.

Os custos da produção de hidrogênio por reforma foram calculados supondo que a energia necessária para ativar as reações de reforma proviesse da combustão de parte do próprio combustível em questão. No caso do etanol considerou-se também o caso de a energia ser fornecida pela combustão de gás natural. Obteve-se dessa forma uma redução significativa no custo do hidrogênio.

A eficiência dos processos de reforma de combustíveis não foi considerada nos cálculos dos custos de hidrogênio por duas razões:

- i) os processos de reforma de alguns combustíveis ainda não estão totalmente estabelecidos e
- ii) a eficiência de quase todos os processos de reforma situa-se em torno de 80 %, de forma que os valores finais obtidos estariam todos alterados aproximadamente pelo mesmo valor. Este fato tem pouca influência sobre o estudo comparativo de custos a que se propõe esta seção.

A interpretação dos resultados da TAB. 22 leva a concluir que a forma mais viável para a produção de hidrogênio no Brasil, em termos de custo e a curto prazo, é a reforma de gás natural. Entretanto esse procedimento tem emissões de gases de efeito estufa que devem ser evitadas.

Em médio prazo deve-se buscar a transição para outra fonte primária, preferencialmente renovável. Essa segunda fonte poderá ser a energia hidrelétrica, eólica, nuclear ou o etanol. Apesar de não ser renovável, a energia nuclear deverá ter um papel importante na futura *Economia do Hidrogênio*, conforme citado mais adiante.

### 4.3 Cenários do setor energético

Nesta seção será utilizada a técnica de cenários para prever o comportamento do setor energético brasileiro no futuro [SCH 95]. Enfoca-se especificamente a geração estacionária distribuída e as possibilidades para células a combustível. É importante notar que a técnica de cenários não prediz o futuro de forma realística. Ela é apenas uma ferramenta analítica para simular os impactos causados por determinados eventos.

Há inúmeros fatores que influem no comportamento do setor energético. Na TAB. 23 estão apresentadas algumas incertezas que o afetam e que podem ser relevantes para o futuro das células a combustível no Brasil [AGU 03].

**TABELA 23 – Incertezas selecionadas sobre o futuro do setor energético brasileiro**

- 
- 1 A política energética predominante no Brasil nos próximos anos.
  - 2 A evolução da integração energética na América do Sul.
  - 3 A intensidade e a natureza da participação do gás natural no setor de energia, na indústria e nos transportes.
  - 4 A intensidade e a natureza da participação do etanol nos transportes.
  - 5 Produção e preço do etanol nas próximas décadas.
  - 6 Como será o crescimento das fontes alternativas de energia (biomassa, eólica, solar), e o uso de conversores mais eficientes, como a célula a combustível.
  - 7 A natureza e a intensidade da participação do petróleo e derivados.
  - 8 A evolução dos preços internacionais do petróleo, gás natural e derivados.
  - 9 A evolução da produção de petróleo e gás natural no Brasil.
- 

Alguns dos fatores relacionados na TAB. 23 originam-se no mercado internacional (números 2, 6 e 8) e tem conseqüências no Brasil. Esses fatores são pouco ou nada alterados pela política energética brasileira. Outros fatores são de natureza exclusivamente brasileira (números 1, 3, 4 e 5). Há ainda muitas outras incertezas que dificultam a previsão do futuro. Neste trabalho serão consideradas apenas as incertezas que parecem ser mais relevantes e para as quais há mais dados disponíveis.

Foram construídos três cenários, sendo um otimista (A), um pessimista (B) e o terceiro é chamado de cenário mais provável (C). O cenário mais provável é a média aritmética dos outros dois cenários. Os conceitos de otimista e pessimista são aplicados quanto ao uso de células a combustível e ao crescimento econômico. Dessa forma, no cenário otimista há uma forte expansão da participação de energias alternativas e, portanto, de células a combustível, na matriz energética. No cenário pessimista essa expansão não ocorre.

O uso da técnica de cenários requer considerar hipóteses e admiti-las como reais para um cenário específico. Este procedimento é adotado com o objetivo de separar os elementos conhecidos daqueles não conhecidos ou pouco conhecidos de cada cenário [SCH 95].

#### **4.3.1 Hipóteses**

Nesta seção são apresentadas as hipóteses válidas para todos os cenários. Algumas hipóteses aplicam-se ao setor energético mundial e tem conseqüências no Brasil. Outras hipóteses referem-se exclusivamente ao Brasil.

Os cenários são levantados até o ano 2050. Esta previsão de longo prazo é necessária, pois uma nova tecnologia energética leva algumas décadas para estabelecer-se. Isto se comprova por vários autores que fazem previsões até o ano 2050 [BAU 01, LAR 02]. Além disso, a introdução de um novo produto em mercados saturados é geralmente lenta. O mercado mundial de energia pode ser considerado saturado pelo petróleo, e a célula a combustível pode ser considerada como um produto novo nesse mercado. O mesmo raciocínio vale para o mercado brasileiro.

O crescimento da demanda mundial de energia não será igual em todos os países. O aumento da demanda de energia será maior nos países subdesenvolvidos e em desenvolvimento. Isto se deve ao fato de as populações desses países passarem de seus atuais níveis baixos de consumo de energia para, a longo prazo, passarem a níveis próximos aos dos países desenvolvidos. As populações dos países desenvolvidos já se encontram num nível elevado de demanda de energia e deverão manter esse padrão.

O aumento mais acentuado da demanda de energia nos países subdesenvolvidos e em desenvolvimento é um fator que impulsionará a energia

nuclear. Isto se deve à necessidade de alta densidade energética nesses países. A alta densidade energética é uma característica da energia nuclear que não está presente em diversos tipos de fontes energéticas como a hidráulica, eólica e solar. Por isso haverá, provavelmente, expansão da energia nuclear em todos os cenários. Nas próximas décadas a energia nuclear deverá ser responsável por uma porcentagem maior que a atual na geração de eletricidade e também será responsável por parte da produção de hidrogênio, conforme citado por vários autores [FEL 02, BAU 01, FCP 01]. A tendência mundial de incrementar o uso de energia nuclear nas próximas décadas também poderá ocorrer no Brasil, pelos motivos expostos anteriormente.

Hoje o consumo total de energia no Brasil é da ordem de 0,18 Gtoe por ano [BEN 02]. Esse valor representa 2,43 % de toda a energia consumida no mundo [AND 02]. Considera-se a hipótese de que o Brasil consumirá 5 % de toda a energia mundial no ano 2050, pois o Brasil é um dos países em desenvolvimento que deverá sofrer expressivo aumento em sua demanda de energia.

Atualmente 28,6 % de toda a energia consumida no Brasil destina-se ao setor de transporte [BEN 02]. Considera-se que este percentual mantenha-se nesse nível até o ano 2050, devido às seguintes hipóteses:

- i) os problemas de transporte urbano tendem a se agravar, levando a um uso cada vez maior de transporte público nas cidades. Este tipo de transporte consome proporcionalmente menos energia que o transporte individual, diminuindo a participação do setor de transporte na matriz energética;
- ii) em longo prazo haverá maior desenvolvimento humano e econômico no interior do Brasil, levando ao incremento do transporte inter-regional. Este fato isolado aumenta a participação do setor de transporte na matriz energética.

A relação entre os dois fatos expostos anteriormente permite admitir a hipótese de que a participação do setor de transporte na matriz brasileira de consumo de energia tende a manter-se relativamente estável nas próximas décadas.

A participação do setor estacionário na matriz energética brasileira é dada pela diferença entre 100 % e a participação do setor de transporte. Isto resulta em

71,4 %, ou 0,129 Gtoe por ano atualmente. Esta porcentagem será usada em cálculos posteriores.

A participação atual das fontes alternativas e renováveis na matriz energética mundial de geração de energia primária é da ordem de 7,5 % [BAU 01, BRO 01]. Esse número na matriz energética brasileira é da ordem de 50 % [BEN 02]. Esse elevado percentual deve-se ao emprego em larga escala da energia hidráulica, da lenha e do etanol em nosso país, conforme exposto na seção 4.1.

A seguir são apresentadas as particularidades, hipóteses específicas e dados numéricos de cada cenário. Objetiva-se determinar as incertezas e valores referentes ao setor energético brasileiro com ênfase em sistemas estacionários de geração de energia elétrica distribuída a partir de células a combustível.

#### **4.3.2 Cenário otimista (A)**

Neste cenário, a previsão de longo prazo é de grande pressão social a favor das energias não poluentes, devido principalmente ao efeito estufa e a outros problemas decorrentes da poluição atmosférica. As empresas do mundo todo utilizarão técnicas de seqüestro de CO e CO<sub>2</sub>, e evitarão o uso de combustíveis fósseis. As energias alternativas serão cada vez mais aplicadas e serão utilizados todos os recursos disponíveis para redução de emissões de gases de efeito estufa. Neste cenário o mercado é favorável às energias alternativas e as células a combustível têm grande impulso.

Neste caso considera-se forte crescimento econômico no mundo todo. Esse crescimento fará a demanda mundial de energia passar dos atuais 10 Gtoe por ano (aproximadamente) para um valor da ordem de 27 Gtoe por ano em 2050, conforme citado por vários autores [BAU 01, AND 02].

Considerando a hipótese de que o Brasil consumirá 5% de toda a energia mundial em 2050, encontra-se que o consumo total de energia no Brasil em 2050 será da ordem de 1,35 Gtoe por ano. Considerando-se que 71,4 % de toda a energia consumida no Brasil é destinada a aplicações estacionárias, tem-se que este setor consumirá 0,964 Gtoe por ano em 2050.

Considera-se a hipótese de que 20 % de toda a energia consumida mundialmente será fornecida por fontes renováveis no ano 2050. Esta é a porcentagem mais alta de participação de energias renováveis na matriz

energética mundial, prevista pelo cenário mais otimista do Conselho Mundial de Energia [FEL 02]. Conforme citado anteriormente, a participação atual das fontes alternativas e renováveis na matriz energética mundial de geração de energia primária é da ordem de 7,5 % [BAU 01, BRO 01]. Portanto neste cenário há um aumento de 12,5 pontos percentuais absolutos no fornecimento de energia primária por fontes renováveis no ano 2050 em nível mundial. Considera-se a hipótese de que haverá igual aumento na matriz energética brasileira, elevando a participação das energias renováveis dos atuais 46,1 % para 58,6 %.

#### **4.3.3 Cenário pessimista (B)**

Neste cenário, a previsão de longo prazo é de que as pressões social e econômica contrárias ao efeito estufa não são suficientes para mudar a matriz energética. Ela continuará baseada em combustíveis fósseis e os agentes do setor energético não utilizarão técnicas de redução de emissões de gases de efeito estufa. As energias alternativas não aumentam nem diminuem sua participação na matriz energética mundial, mantendo seu nível atual de 7,5 % [BAU 01, BRO 01]. Para geração de eletricidade há cada vez mais utilização de carvão nos países industrializados. Neste cenário o mercado não é favorável às energias alternativas e ao uso mais eficiente de energia.

Entretanto, em longo prazo, os combustíveis fósseis tornam-se mais escassos e passa-se a utilizar hidrocarbonetos pesados como combustível, fato que não ocorre atualmente. Tais hidrocarbonetos precisam de adição de hidrogênio para que possam ser usados como combustível. Para tanto será necessário produzir hidrogênio numa escala muito maior do que a atual, mesmo neste cenário pessimista. Nesse caso a *Economia do Hidrogênio* ganhará força, facilitando a introdução das células a combustível.

Neste cenário admite-se crescimento econômico fraco no mundo todo. Esse crescimento fará a demanda mundial de energia passar dos atuais 10 Gtoe por ano (aproximadamente) para um valor da ordem de 18 Gtoe por ano em 2050 [BAU 01].

Considerando a hipótese de que o Brasil consumirá 5 % de toda a energia mundial em 2050, encontra-se que o consumo total de energia no Brasil em 2050 será da ordem de 0,9 Gtoe por ano. Considerando-se que 71,4 % de toda a

energia consumida no Brasil é destinada a aplicações estacionárias, tem-se que este setor consumirá 0,643 Gtoe por ano em 2050.

Considera-se a hipótese de que a participação das fontes renováveis e alternativas na matriz mundial de energia consumida não crescerá até o ano 2050. Ela manterá seu nível atual de 7,5 % [BAU 01, BRO 01]. Considera-se também a hipótese de que a matriz energética brasileira seguirá a mesma tendência, mantendo a participação das energias renováveis em 2050 nos atuais 46,1 %.

#### **4.3.4 Cenário mais provável (C)**

Neste caso a população será cada vez mais consciente em relação ao efeito estufa e ao desenvolvimento sustentável. Ao mesmo tempo, a diminuição das reservas de combustíveis fósseis conduzem à elevação de seus preços. Esses dois fatores impulsionam o desenvolvimento das energias alternativas, entre elas as células a combustível. Mas também aproveitam-se os combustíveis fósseis, porém de forma mais eficiente, e as atuais reservas passam a ser exploradas com técnicas novas que as transformam em recursos.

Outra característica deste cenário é o desenvolvimento da *Economia do Hidrogênio*. Isto ocorrerá devido ao crescente uso do hidrogênio para acionar sistemas de células a combustível – tanto estacionários como móveis – e também devido ao maior uso de hidrogênio nos processos de refino de combustíveis fósseis, entre outros.

Neste cenário o crescimento econômico mundial é moderado. Esse crescimento fará a demanda mundial de energia atingir um valor da ordem de 22,5 Gtoe por ano em 2050 [BAU 01].

Considerando a hipótese de que o Brasil consumirá 5 % de toda a energia mundial em 2050, encontra-se que o consumo total de energia no Brasil em 2050 será da ordem de 1,125 Gtoe por ano. Considerando-se que 71,4 % de toda a energia consumida no Brasil é destinada a aplicações estacionárias, tem-se que este setor consumirá 0,803 Gtoe por ano em 2050.

Considera-se a hipótese de que a participação das fontes renováveis e alternativas na matriz de energia consumida será a média aritmética dos dois

cenários anteriores. Isto representa 13,75 % em nível mundial e 52,35 % no Brasil.

#### 4.3.5 Comparação entre os cenários

Elaborando-se de forma conveniente os dados expostos anteriormente é possível ter-se uma visão geral dos três cenários e compará-los. Na TAB. 24 estão mostrados os valores citados anteriormente para cada cenário. Considerando-se o cenário C (mais provável) na TAB. 24 percebe-se que o consumo de energia do setor estacionário no Brasil será seis vezes maior no ano 2050 quando comparado ao valor atual. Esse aumento no cenário C da TAB. 24 corresponde a 0,674 Gtoe ou aproximadamente 80 usinas de Itapu [GER 02], caso não houvesse consumo de outros energéticos como lenha, carvão, petróleo e gás natural pelo setor estacionário.

**TABELA 24 – Energia consumida nos três cenários em Gtoe**

Anos	Consumo mundial de energia			Consumo de energia no Brasil			Consumo do setor estacionário no Brasil		
	Cenários			Cenários			Cenários		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
2004	10	10	10	0,18	0,18	0,18	0,129	0,129	0,129
2050	27	18	22,5	1,35	0,9	1,125	0,964	0,643	0,803

Nota: Gtoe é a abreviatura da unidade Tonelada Equivalente de Petróleo.

Este crescimento ocorrerá no cenário mais provável "C", no qual as energias alternativas e renováveis tem razoável expansão. Na TAB. 25 estão mostrados os valores das energias consumidas pelo setor estacionário brasileiro nos três cenários segundo fontes primárias renováveis e não renováveis.

Considerando-se o cenário C na TAB. 25 observa-se um crescimento de 0,36 Gtoe no consumo de energia proveniente de fontes renováveis pelo setor estacionário brasileiro no ano de 2050. Esse crescimento equivale a aproximadamente 50 usinas de Itapu. Este é o valor onde haverá expansão das novas tecnologias, onde se inclui a célula a combustível. Portanto há uma tendência clara de crescimento do mercado brasileiro potencial para energias

renováveis e alternativas, dentre elas os sistemas estacionários de células a combustível.

**TABELA 25 – Energia consumida pelo setor estacionário no Brasil em Gtoe**

Anos	Cenário A			Cenário B			Cenário C		
	Renov.	Ñ. Ren.	Total	Renov.	Ñ. Ren.	Total	Renov.	Ñ. Ren.	Total
2004	0,06	0,069	0,129	0,06	0,069	0,129	0,06	0,069	0,129
2050	0,565	0,399	0,964	0,296	0,347	0,643	0,42	0,383	0,803

Mas a tecnologia de células a combustível não se resume ao hidrogênio produzido a partir de fontes primárias renováveis. Ela também pode usar hidrogênio produzido por fontes não renováveis como, por exemplo, utilizando-se gás natural reformado [WEN 02]. Na TAB. 25, cenário C, nota-se que também há grande expansão do consumo de energia produzida por fontes não renováveis. Este fato contribui com a tendência de crescimento do mercado potencial para sistemas estacionários de células a combustível no Brasil.

#### 4.3.6 Discussão

Atualmente apenas 0,4 % de toda a energia elétrica disponível ao mercado brasileiro é consumida pelo setor de transportes [BEN 02]. Portanto a quase totalidade da eletricidade no Brasil é consumida pelo setor estacionário. A eletricidade é responsável por 20,73 % do consumo total de energia do setor estacionário brasileiro. Supondo que este percentual seja mantido até o ano 2050, o consumo de eletricidade do setor estacionário no Brasil estará situado no patamar de 0,167 Gtoe, segundo os dados da TAB. 24. Este valor corresponde a aproximadamente 22 usinas de Itaipú.

O potencial hidráulico brasileiro não é suficiente para gerar toda essa eletricidade por meio de usinas hidrelétricas [TID 03]. Isso é, caso seja feita a opção de gerar essa eletricidade por meio de usinas hidrelétricas, o potencial hidráulico brasileiro será esgotado e a demanda do ano 2050 não será atendida

em sua totalidade. É portanto inviável atender essa demanda por meio de hidreletricidade.

Além disso o aproveitamento de 100 % do potencial hidráulico brasileiro causaria grandes impactos ambientais e sociais, conforme exposto nas seções 4.6. e 4.7. Finalmente, do ponto de vista estratégico, a utilização de 100 % de nosso potencial hidráulico esgotaria a possibilidade de seu futuro aproveitamento e aumentaria a dependência do país em relação à hidreletricidade. Esses fatores levam o Governo a buscar outras formas de geração de eletricidade, cuja prioridade atual são as termelétricas a gás natural. Mas essa política não poderá manter-se até o ano 2050 devido à diminuição das reservas de combustíveis fósseis [AND 02, CAR 03].

Pelas considerações anteriores parece inevitável o crescimento da energia nuclear no Brasil nas próximas décadas. Neste ponto pode-se acrescentar a alta densidade energética e as possibilidades de geração de hidrogênio por meio da energia nuclear. Esta tendência também se confirma considerando-se o setor de transporte, onde as células a combustível demandarão grandes quantidades de hidrogênio. Na TAB. 25, cenário C, nota-se que também há grande expansão do consumo de energia produzida por fontes não renováveis. Uma dessas fontes poderá ser a energia nuclear. Estes fatos reforçam a hipótese de crescimento da energia nuclear no Brasil, confirmando a previsão mundial feita por vários autores [FEL 02, BAU 01, FCP 01]. O crescimento da energia nuclear facilitará a produção de hidrogênio, promovendo maior disponibilidade deste combustível para os sistemas de células a combustível.

Pelo exposto anteriormente tem-se um confortável nível de certeza de dois fatos do setor estacionário no Brasil em 2050 relevantes para as células a combustível. Um deles é a maior disponibilidade de hidrogênio e o outro é o crescimento do mercado potencial para células a combustível. Acrescentado-se a isto a flexibilidade da célula a combustível de operar com hidrogênio proveniente de fontes renováveis e não renováveis, a introdução da nova tecnologia torna-se muito mais provável. Pelos três fatos citados pode-se concluir que a haverá espaço para a expansão dos sistemas de células a combustível. Portanto a introdução dessa tecnologia dependerá prioritariamente de seu custo e de políticas favoráveis.

## **4.4 Impactos econômicos**

### **4.4.1 Estimativas de custos de produção de energia elétrica**

A metodologia de estimativa de custos a seguir foi em parte baseada na literatura para cálculos equivalentes no exterior [MUG 93, FUE 00] e em parte desenvolvida para incorporar os resultados da seção 4.2 (Hidrogênio). Naquela seção foram estimados custos para a produção de hidrogênio em larga escala no Brasil, os quais são empregados nesta seção para estimar o custo da produção de energia elétrica por meio de sistemas baseados em células a combustível. Os custos do hidrogênio indicados na seção 4.2 incluem o custo do processo de reforma, nos casos em que esse processo seja necessário. Portanto deve-se descontar as estimativas de custo do equipamento de reforma dos sistemas indicados na seção 3.2 (Custos).

Ainda conforme os procedimentos indicados na seção 4.2, sabe-se que o hidrogênio produzido por eletrólise da água, pode ser usado em qualquer tipo de célula a combustível, enquanto que o hidrogênio produzido por reforma só pode ser utilizado em células a combustível de média e alta temperatura. Para a alimentação deste hidrogênio em células PEMFC é necessária mais uma etapa de purificação em relação ao monóxido de carbono.

Foi adotado o tempo de vida operacional dos sistemas de 20 anos para a amortização do capital, taxa de juros anual de 12 % e 8.400 horas de operação dos sistemas por ano. Este tempo pressupõe operação contínua e não supervisionada e inclui pausas para manutenção. O custo anual de manutenção e operação assistida foi considerado como sendo 7,4 % do custo de capital. Só foi considerada a eficiência de conversão elétrica, isto é, não foi considerado o aproveitamento do calor produzido pelos sistemas de célula a combustível.

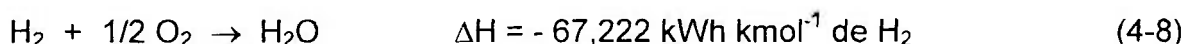
Na TAB. 26 estão mostradas as eficiências elétricas consideradas e potências selecionadas para os diferentes sistemas de célula a combustível em estudo [MUG 93, PEH 03, SIS 03]. Considerando o sistema estacionário baseado em PEMFC de 100 kW tem-se os seguintes cálculos: a energia produzida em 20 anos será 16.800.000 kWh. O custo de capital será o indicado na coluna Produção de Pequeno Volume (PPV) da TAB. 8 da seção 3.2.1 menos um terço, que é o custo aproximado do reformador de combustível, isto é: US\$ 4.590 por

kW x 100 kW x 0,6667. Este cálculo resulta em US\$ 306.000,00. Este valor corrigido a 20 anos a 12 % de juros simples ao ano corresponde a US\$ 1.040.400,00. Este valor dividido pela energia gerada durante 20 anos resulta em US\$ 0,061929 por kWh, valor (A). O custo de operação e manutenção será 7,4% do custo de capital, isto é 7,4% de US\$ 0,061929, resultando em US\$ 0,004583, valor (B).

**TABELA 26 – Eficiências elétricas e potências**

Tipo	Capacidade (kW)	Eficiência (%)
PEMFC	100	35
PAFC	250	40
SOFC	250	50
MCFC	250	55

Quanto ao custo do combustível foram considerados os custos do hidrogênio apresentados na seção 4.2. As estimativas de consumo das células a combustível foram baseadas na reação da síntese da água:



Pela equação acima sabe-se que 1 kmol de hidrogênio produzirá a energia equivalente a 67,22 kWh. Considerando este valor e as eficiências elétricas citadas, obtém-se o consumo de hidrogênio para cada sistema em estudo. No caso das células PEMFC da TAB. 26 o resultado é um consumo de hidrogênio de 0,0425 kmol por kWh. Esta quantidade aplicada aos custos de hidrogênio produzido a partir das diferentes fontes primárias citadas na seção 4.2 resulta em diferentes custos do combustível por kWh. Esses custos são designados como valores (C).

Na TAB. 27 estão apresentados os resultados finais das estimativas de custos da eletricidade gerada pelo sistema baseado em PEMFC de 100 kW, resultantes da soma dos valores (A + B + C). Na TAB. 27 não foram considerados os custos de hidrogênio produzido por reforma devido à intolerância das PEMFC em relação ao monóxido de carbono, conforme citado anteriormente. Considerou-

se que o custo da etapa de purificação adicional necessária elevaria o custo final demasiadamente. Tem-se que a TAB. 27 é um exemplo dos resultados obtidos com a metodologia utilizada para estimar os custos de produção de eletricidade.

**TABELA 27 – Exemplo de custos da produção de eletricidade em US\$ por kWh para unidade geradora baseada em PEMFC de 100 kW**

Fonte	(A + B)	C	Custo final
Nuclear – i	0,0665	0,0639	0,1304
Hidrelétrica	0,0665	0,0504	0,1169
Termelétrica	0,0665	0,1345	0,2010

Notas:

A = custo do capital (inclui amortização)

B = custo de operação e manutenção

C = custo de hidrogênio (Ver seção 4.2)

Custo final = (A + B + C)

Na TAB. 28 estão apresentados todos os custos de produção de eletricidade estudados. A TAB. 28 foi gerada pela aplicação da metodologia descrita aos quatro tipos de sistemas de células a combustível apresentados na TAB. 26, relacionando-os com os custos de produção de hidrogênio a partir de todas as fontes primárias e formas de produção relacionadas na seção 4.2. É importante ressaltar que, na TAB. 28, os custos correspondentes à célula tipo PEMFC para hidrogênio proveniente de reforma servem apenas como exercício. Isso se deve ao fato de que os custos de hidrogênio calculados na seção 4.2 por reforma não incorporam os processos de purificação de hidrogênio, necessários à operação das células tipo PEMFC com os gases resultantes de reforma.

Pela TAB. 28 percebe-se mais uma vez o alto custo da energia elétrica de origem fotovoltaica, pois esta é a fonte primária com os valores mais altos dessa tabela. Excluindo-se os valores referentes à eletricidade fotovoltaica, para facilitar a comparação, obtém-se que os valores mínimo e máximo da TAB. 28 são respectivamente US\$ 0,044326 por kWh e US\$ 0,234659 por kWh, sendo a média US\$ 0,151838 por kWh. Este último valor é ainda alto para o mercado brasileiro, onde a energia elétrica é vendida em larga escala a US\$ 0,04 por kWh em média (vide seção 4.2). Entretanto os valores mais baixos da TAB. 28 estão

próximos a este valor, indicando competitividade de alguns sistemas de geração baseados em células tipo PAFC no mercado brasileiro.

**TABELA 28 – Custos da produção de eletricidade em US\$ por kWh**

Fonte primária de energia e processo produtivo de H <sub>2</sub>	PEMFC 100 kW	PAFC 250 kW	SOFC 250 kW	MCFC 250 kW
<b>Eletrólise da água</b>				
Energia nuclear – i	0,130414	0,091198	0,098637	0,079354
Energia nuclear –ii	0,234659	0,182412	0,171608	0,145692
Hidreletricidade (bloco)	0,20103	0,152987	0,148068	0,124292
Hidreletricidade (usina)	0,116937	0,079405	0,089203	0,070778
Vertimento	0,08335	0,050017	0,065692	0,049405
Termelétrica	0,20103	0,152987	0,148068	0,124292
Eólica	0,318709	0,255956	0,230444	0,199179
Solar fotovoltaica	1,831793	1,579904	1,289602	1,16205
<b>Reforma de combustíveis</b>				
Gás natural	0,076846	0,044326	0,061139	0,045266
Gasolina	0,181303	0,135726	0,134259	0,111739
Metanol	0,167996	0,124082	0,124944	0,103271
Biogás	0,212211	0,16277	0,155895	0,131407
Etanol – i	0,23249	0,180515	0,17009	0,144312
Etanol – ii	0,190274	0,143575	0,140539	0,117447

Notas:

Energia nuclear – i: mercado em baixa demanda de energia

Energia nuclear – ii: mercado em alta demanda de energia

Etanol – i: Reforma com etanol

Etanol – ii: Reforma com gás natural

Os dados da TAB. 28 referem-se uma pequena produção em série de tais sistemas, pois seus cálculos foram baseados na coluna Produção de Pequeno Volume (PPV) da TAB. 8 da seção 3.2.1. O aumento do número de unidades produzidas levará a diminuições no custo de capital, provocando uma diminuição nos valores da TAB. 28. Na literatura estrangeira encontram-se formas semelhantes para calcular o custo de eletricidade. Mas os custos da TAB. 28

incorporam o custo do hidrogênio produzido no Brasil, dado este que não consta da literatura. Entretanto a média dos valores da TAB. 28 é consistente com as estimativas encontradas por alguns autores [MUG 93]. Alguns dos valores da TAB. 28 podem ser menores do que a atual realidade brasileira, devido às hipóteses consideradas ao longo deste trabalho.

Finalmente o fato de ter-se considerado apenas o aproveitamento da geração de energia elétrica das células a combustível mostra que as células a combustível são viáveis como conversores de energia para aplicações que aproveitem também sua geração térmica.

#### 4.4.2 Avaliação de competitividade

Uma forma eficiente de medir a competitividade dos sistemas de geração de energia elétrica distribuída baseados em células a combustível é comparar seus custos de eletricidade com as tecnologias concorrentes de geração distribuída. Na TAB. 29 estão apresentados os custos de eletricidade de algumas tecnologias concorrentes das células a combustível [MUG 93].

**TABELA 29 – Custo de eletricidade de tecnologias concorrentes**

Potência	Tipo de sistema	Custo de eletricidade em US\$ por kWh
25 kW	Motor a gás	0,198
	Motor a gás com bateria	0,200
250 kW	Motor a gás	0,136
	Turbina a gás	0,208
3,25 MW	Motor a gás	0,123
	Turbina a gás	0,132
100 MW	Ciclo combinado	0,066
	Convencional a gás	0,086

Comparando-se os valores da TAB. 29 na faixa de potência de 250 kW com os da TAB. 28 encontra-se competitividade de alguns sistemas de células a combustível sobre seus concorrentes. Neste caso a competitividade depende do tipo de célula e da forma de obtenção de hidrogênio. É importante notar que esta

comparação não é totalmente adequada pois a TAB. 28 foi levantada com dados da Produção de Pequeno Volume (PPV), ao passo que as tecnologias concorrentes já têm produção de grande volume. Além disso, a TAB. 28 incorpora dados da realidade brasileira, o que não ocorre com a TAB. 29.

Entretanto, considerada como estudo preliminar, essa comparação mostra a competitividade de alguns sistemas com produção de pequeno volume. Portanto essa competitividade será maior, quando a produção ocorrer em maior escala. Esse resultado coincide com os da literatura estrangeira [MUG 93]. O aprofundamento deste estudo produzirá números que poderão ajudar a limitar o modo de operação e a redução aceitável de desempenho para um dado nicho de mercado.

Por outro lado, na faixa de potência de 100 MW, a comparação de seu custo de eletricidade deve ser feita com as tarifas das distribuidoras públicas. Entretanto os preços das distribuidoras são formulados em bases financeiras diferentes das utilizadas neste estudo, o que dificulta a comparação dos custos. Uma maneira de tentar comparar é extrair esse custo da literatura estrangeira. Mugerwa [MUG 93] estima esse custo como sendo US\$ 0,052 por kWh. Este valor é pouco competitivo com as distribuidoras brasileiras, cuja tarifa média para grandes consumidores é da ordem de US\$ 0,04 por kWh [TAR 04].

Essas comparações implicam na necessidade de delimitar-se claramente a faixa de potência, o tipo de célula e aplicação adequada, para encontrar os níveis de custo de eletricidade onde os sistemas de células a combustível são competitivos para a geração distribuída.

#### **4.4.3 Cogeração**

Nas seções anteriores foram estudados os custos buscando a otimização do fornecimento de energia elétrica das células a combustível. Entretanto há várias aplicações que podem aproveitar o calor residual produzido pelas células a combustível, geralmente nas formas de água quente ou vapor. Nestes casos o calor residual das unidades geradoras pode ter valor importante, pois seu custo deve ser calculado separadamente. Neste estudo o aproveitamento do calor será considerado exclusivamente nas formas de vapor ou água quente.

Em geral a eletricidade tem mais valor econômico do que o calor, e o calor de alta temperatura (aproximadamente 500°C) tende a ter valor mais alto que o de baixa temperatura (aproximadamente 100°C). Por isso qualquer sistema de geração de energia capaz de fornecer eletricidade (E) e calor (C) deverá primeiramente maximizar sua eficiência elétrica e depois procurar maximizar a eficiência total (E + C). No caso de células a combustível, este procedimento possibilitará o máximo aproveitamento econômico do combustível. Entretanto isto não acontece com freqüência, pois em vários países há situações de monopólio e legislação que são desfavoráveis e dificultam a venda do excesso de eletricidade à rede. O Brasil pode ter uma situação deste tipo, pois as necessidades de calor do setor residencial e comercial são menores que as de eletricidade. Entretanto um grande consumidor de eletricidade no setor residencial brasileiro é o chuveiro elétrico, cuja finalidade é aquecer água. Na medida em que os sistemas de células a combustível forneçam essa água quente haverá considerável redução na demanda de eletricidade, diminuindo a sobrecarga do sistema hidrelétrico do país. Este fato certamente valorizará o calor gerado pelas células a combustível.

A razão de uso de eletricidade para energia total é definida na equação 4-9 [MUG 93].

$$R = \frac{\text{Consumo de eletricidade}}{\text{Consumo de eletricidade mais calor}} \quad (4-9)$$

No caso de  $R = 1$  na equação 4-9 tem-se que somente a eletricidade é aproveitada, enquanto que  $R$  próximo de zero significa que o uso de calor é alto em comparação com o de eletricidade. O calor de baixa temperatura não está incluído na razão  $R$ . Considera-se que as quantidades de calor e eletricidade requeridas são constantes para cada aplicação e também que não é aproveitado calor abaixo de 100°C. A fração da energia total do combustível consumido pelo sistema que se torna calor de baixo grau ou calor dissipado (D) pode ser calculada a partir de  $R$  e da eficiência elétrica global ( $e$ ), como apresentado na equação 4-10 [MUG 93].

$$D = 1 - e/R \quad (4-10)$$

A demanda relativa de calor e eletricidade varia grandemente entre as aplicações, de forma que R vale 0,035 na indústria de refino de petróleo, 0,17 na produção de vidro plano e 0,66 num escritório [MUG 93]. A quantidade e temperatura do calor disponível de um sistema específico de geração de calor e eletricidade geralmente não coincide com a demanda. Por isso uma parte do calor de alta temperatura poderá ser perdido ou, no caso oposto, um aquecedor de água ou gerador de vapor suplementar terá que ser instalado. No caso dos sistemas de células a combustível pode ser necessário aumentar o tamanho da seção de convecção do reformador [MUG 93].

É importante considerar as possibilidades de cogeração pois algumas tecnologias concorrentes das células a combustível com eficiências elétricas mais baixas podem ser mais atraentes do ponto de vista de custo em aplicações onde sejam requeridos valores altos de R.

#### **4.4.3.1 Efeitos da cogeração no custo de eletricidade**

O principal problema na avaliação dos benefícios da cogeração de água quente ou vapor é a atribuição de valor. Para tanto é necessário determinar o custo médio de produção de água quente para diferentes taxas de fluxo de calor e diferentes tecnologias. Este procedimento é bastante extenso e requer o levantamento de dados específicos do mercado brasileiro, geralmente de difícil obtenção. Por isso será adotado o valor de US\$ 0,047 por kWh [MUG 93] como custo médio do calor. Este custo do calor foi usado como crédito econômico para todas as tecnologias de geração de energia elétrica e de calor, reduzindo o custo de eletricidade.

A máxima cogeração possível para os sistemas de células a combustível corresponde àquela obtida pela subtração do crédito do calor e da eficiência do sistema. Ou seja, é necessário descontar o calor dissipado (D) dentro das condições normais de operação do sistema. Devido a esses fatos e à hipótese de não se aproveitar calor abaixo de 100°C, obtém-se que na maioria dos sistemas de células a combustível otimizados para geração de energia elétrica, serão perdidos de 20 a 43% da energia do combustível como calor de baixa temperatura [MUG 93].

Entretanto a hipótese de não aproveitar calor abaixo de 100°C deve ser alterada para os setores residencial e comercial brasileiro, onde a temperatura da água pode estar entre 50°C e 100°C, como no caso do chuveiro elétrico. Esta premissa exige considerável levantamento de dados e procedimentos de cálculo de forma que neste ponto também será adotado o valor médio do custo de eletricidade com o respectivo desconto do crédito de calor indicado por Mugerwa, que é de US\$ 0,082 por kWh [MUG 93].

Os resultados descritos brevemente acima mostram que obter altas eficiências elétricas globais e gerar grande quantidade de calor são processos incompatíveis. As células a combustível são melhor empregadas onde sejam necessários valores altos de R. Nos casos em que são requeridas grandes quantidades de calor e relativamente pouca eletricidade, as tecnologias convencionais são mais competitivas. Isto significa que os sistemas baseados em células a combustível precisam ter custos de capital mais baixos para poder competir eficientemente nestes segmentos de mercado.

#### **4.4.4 Sistemas combinados**

Os sistemas avaliados neste capítulo são todos baseados em projetos tradicionais de sistemas de célula a combustível que são os constituintes de sua primeira geração comercial. Atualmente já há desenvolvimentos de sistemas combinados de turbinas a gás com células a combustível, que prometem eficiências mais altas e menores custos por kW pelos seguintes motivos:

- i) Mais energia elétrica será produzida com basicamente os mesmos tamanhos de equipamentos e tubulações.
- ii) Alguns equipamentos rotativos, que constituem uma parte relativamente grande dos custos do processador de combustível, serão substituídos por equipamentos mais padronizados para turbinas a gás. Isto pode ser até duas vezes mais econômico, dado que tais equipamentos já são produzidos em série.

Entretanto os primeiros sistemas combinados não demonstram esta vantagem de custo, porque requerem mais equipamentos de controle para garantir a confiabilidade, para combinar gerador e inversor (ou combinar as saídas elétricas dos dois dispositivos de geração), e para superar a curva de aprendizado dos dois fluxos de energia envolvidos, que são totalmente diferentes

[MUG 93]. Entretanto os sistemas combinados são bastante promissores quando houver um maior desenvolvimento técnico dos sistemas de células a combustível num futuro próximo.

#### 4.4.5 Discussão

Os cálculos expostos nesta seção fornecem uma base razoável para a avaliação da viabilidade econômica dos sistemas de geração baseados em células a combustível. Esses cálculos mostram que ainda deve haver considerável redução em vários custos na medida em que aumenta a produção, apesar de ser difícil prever a extensão dessa redução de custo. É importante notar que o empilhamento de células a combustível propriamente dito deverá representar no máximo 20 % do custo de capital total do sistema em estágios avançados de produção [MUG 93]. Entretanto há alguns tipos de células a combustível que ainda requerem considerável melhoria tecnológica para alcançar a competitividade de mercado, principalmente no que se refere aos materiais empregados em sua construção.

Também foi visto que a característica mais importante da célula a combustível, que é a sua alta eficiência elétrica, perde importância relativa em aplicações que requerem grande quantidade de cogeração de calor. Entretanto, para aplicações de cogeração que demandem calor de baixa temperatura e alta razão de uso de eletricidade para energia total ( $R > 0,7$ ), as células a combustível terão vantagens econômicas sobre tecnologias concorrentes.

Portanto parece razoável esperar que os sistemas de geração baseados em células a combustível alcancem preços competitivos após a superação das barreiras de custo impostas pelos estágios iniciais de produção. Entretanto, os cálculos apresentados são teóricos e certamente terão variação a favor ou contra as células a combustível na medida em que a produção se estabeleça. Por isso é importante ressaltar que vários fatores específicos das células a combustível encontrados até hoje são baseados em dados limitados e devem ser considerados como muito preliminares [FUE 00]. Será necessário um refinamento continuado dos cálculos na medida em que haja mais informações disponíveis sobre o custo dos sistemas de células a combustível, principalmente no que se refere à realidade brasileira.

## **4.5 Impactos mercadológicos**

Nesta seção desenvolve-se uma perspectiva do mercado brasileiro para sistemas estacionários de células a combustível por meio do estudo de projeções de mercado e de suas sobreposições no crescimento de alguns segmentos de mercado e na disponibilidade de células a combustível. Dentre os segmentos potenciais foi dada atenção especial à geração distribuída. A penetração de mercado foi feita para o período de 2001 até 2050. O estudo detalhado deste mercado seria muito difícil porque há cinco tipos básicos de células a combustível que podem, no futuro, ser aplicados a quase todos os tipos de demanda de energia. Outra dificuldade é a escassez de dados no Brasil. É feito um levantamento das necessidades de energia para cada segmento do mercado brasileiro. A probabilidade de os fabricantes terem capacidade produtiva suficiente para toda a demanda não foi considerada neste trabalho.

### **4.5.1 Segmentos de mercado**

Atualmente os países em desenvolvimento consomem apenas um sexto da energia usada pelos países desenvolvidos. Mas, conforme citado na seção 4.3, os países em desenvolvimento deverão seguir um padrão de consumo de energia similar ao dos países desenvolvidos. Isso fará com que a demanda mundial de energia aumente consideravelmente, exigindo aumentos de geração que poderão causar graves problemas econômicos e ambientais. Ao mesmo tempo as reservas de combustíveis fósseis diminuirão, impondo a necessidade de buscar alternativas de maior eficiência energética.

A célula a combustível apresenta-se como possibilidade concreta de atendimento dessas necessidades nos diferentes segmentos do mercado de energia, devido às suas características de alta eficiência, baixa emissão de poluentes, flexibilidade em relação ao combustível e variabilidade de potências devido à construção modular.

Os segmentos de mercado mais atraentes para as células a combustível são os que podem aproveitar ao máximo suas propriedades e características. Tais mercados podem ser segmentados conforme exposto na TAB. 30. Os mercados mais apropriados para cada aplicação citada na TAB. 30 variam

conforme o país e conforme as regiões dentro de um mesmo país. Entretanto estima-se que a maior penetração dos sistemas de células a combustível aconteça nos mercados de geração, cogeração e portátil mundialmente nas próximas décadas [HOO 93].

**TABELA 30 – Segmentos de mercado e sub-categorias**

Geração	100 kW até 250 MW
Rede pública	
Sistemas isolados	
Cogeração	1 kW até 10 MW
Residencial	
Condomínios	
Comercial	
Indústria leve	
Indústria pesada	
Portátil	Alguns Watts até 500 kW
Veicular	50 kW até 2,5 MW
Automóveis	
Ônibus e caminhões	
Trens	
Embarcações	
Espaçonaves	

Pelo exposto na seção 4.3 (Cenários) pode-se afirmar que no Brasil o comportamento dos mercados será o mesmo. Entretanto, o estudo dos mercados para aplicações portáteis e veiculares requer uma abordagem específica, que não é objeto deste estudo. Por isso nesta seção estudam-se apenas os mercados de geração e cogeração estacionárias que constam da TAB. 30.

#### **4.5.1.1 Geração distribuída**

A expressão “geração distribuída” é usada por muitos autores para definir a geração de energia elétrica de pequeno porte e próxima às cargas. Pode-se afirmar que geração distribuída é aquela oposta à idéia tradicional de geração

centralizada numa usina de grande porte e transmitida em longa distância. Estes conceitos são aproximadamente os mesmos em grande parte da literatura [SER 03, KOR 96, HOO 93, BEN 03, APP 00]. Entretanto há divergências entre os autores ao se referirem à gama de potências que delimita a geração distribuída. Alguns autores a classificam como estando entre 1 kW e 200 kW [SER 03], outros entre 100 kW e 20 MW [KOR 96] e outros ainda entre 100 kW e 250 MW [HOO 93].

Neste estudo considera-se geração distribuída como sendo a geração de energia elétrica numa gama de potências de 1 kW até 30 MW [APP 00] e numa distância das cargas tal que o custo de transmissão seja desprezível. Esta definição engloba toda a seção de cogeração e parte da seção de geração da TAB. 30.

Algumas das tecnologias usadas atualmente em geração distribuída são: turbinas a gás e motores a combustão interna, geradores que usam biomassa, concentração do calor solar, sistemas fotovoltaicos, células a combustível e turbinas eólicas. Na TAB. 31 estão expostos tamanhos e eficiências para alguns exemplos.

**TABELA 31 – Características de alguns sistemas de geração distribuída**

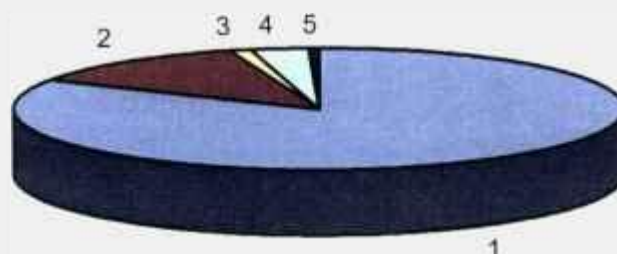
Tipo	Tamanho	Eficiência (%)
Motores a combustão interna	50 kW – 6 MW	33 – 37
Micro turbinas	10 kW – 300 kW	20 – 30
Célula a combustível PAFC	50 kW – 1 MW	40
Célula a combustível SOFC	5 kW – 3 MW	45 – 65
Célula a combustível PEMFC	< 1 kW – 1 MW	34 – 36
Fotovoltaico	1 kW – 1 MW	Desconhecida
Turbina eólica	150 kW – 500 kW	Desconhecida

Fonte: [APP 00]

O mercado de geração distribuída é formado por clientes que dependem de energia confiável como hospitais, indústria leve, frigoríficos, restaurantes, hotéis e bancos. No Brasil há hoje aproximadamente 6,5 GW instalados nos chamados autoprodutores, que se enquadram tanto na categoria de geração

distribuída como na de cogeração [BEN 03]. Portanto o setor dos autoprodutores representa o que há de mais atual no Brasil em termos de cogeração e geração distribuída. Na FIG 15. está exposta a composição desse setor no Brasil.

Os autoprodutores geraram 5,8 % de toda a energia elétrica produzida no Brasil em 1994, sendo 8,0 % da produzida em 2001 e 8,5 % da eletricidade produzida em 2002 [BEN 03]. Esses números comprovam a atual tendência mundial de aumento da demanda por geração distribuída. Essa demanda se deve aos benefícios que a geração distribuída traz tanto para o consumidor como para as concessionárias e geradoras de grande porte. Na TAB. 32 são apresentados alguns dos fatores favoráveis e desfavoráveis à geração distribuída.



Legenda:

	Setor	Participação
1	Industrial	83 %
2	Energético	12 %
3	Comercial	1 %
4	Agropecuário	3 %
5	Outros	1 %

**FIGURA 15 – Composição do setor autoprodutor de energia elétrica no Brasil**

Uma outra vantagem da geração distribuída em nível nacional será o estabelecimento de uma indústria de equipamentos para essa finalidade, o que contribuirá para o crescimento da economia e para a geração de empregos.

A célula a combustível é uma das tecnologias mais adequadas para a geração distribuída. Ela permite construção modular que lhe confere grande flexibilidade de potência, permitindo atender uma grande gama de cargas. Essa

mesma construção modular permite a fabricação de unidades portáteis, muito úteis para áreas isoladas do Brasil. As células a combustível podem usar diferentes combustíveis, o que lhes permite adaptar-se ao combustível disponível no local, mediante os devidos processos de reforma e purificação do combustível. As células a combustível têm alta eficiência a qual pode ser elevada se houver aproveitamento do calor produzido.

**TABELA 32: Fatores favoráveis e desfavoráveis à geração distribuída**

Fatores favoráveis	Fatores desfavoráveis
Atendimento de áreas isoladas.	Alto investimento inicial.
Escalas mais eficientes de preços de eletricidade.	Os clientes não são compensados por aliviar o horário de pico.
Saturação dos sistemas de transmissão e distribuição de eletricidade.	Falta de normas técnicas para a conexão com a rede.
Demanda por energia não poluente e renovável.	Alguns equipamentos ainda não estão tecnicamente maduros.
Geração de eletricidade e calor.	Algumas tecnologias ainda são muito caras.
Construção modular e portátil.	Diferentes regulações para as emissões.
Fornecimento mais confiável.	Indefinição das regras de propriedade.
Energia de melhor qualidade, pela ausência de variações de tensão.	Ignoram-se os impactos na confiabilidade local.
Menos investimentos em transmissão e distribuição para as concessionárias.	Falta de regulamentação para a localização e licenciamento.
Abertura de mercados em áreas não atendidas pela rede de distribuição.	Falta de procedimentos padronizados, desestimulando o autoprodutor.

A penetração da célula a combustível no segmento de cogeração no Brasil ainda é barrada pelo seu alto custo. Mas há projetos em várias partes do mundo visando o desenvolvimento deste segmento [APP 00] e o Programa Brasileiro de Células a Combustível incentiva a geração distribuída na faixa de 5 kW a 200 kW [CGE 02].

#### **4.5.1.2 Segmento de geração**

Na categoria “Geração” da TAB. 30 estão incluídos os equipamentos estacionários de geração de energia elétrica de até 250 MW de potência, conhecidos como equipamentos elétricos pesados. São geralmente usados em centrais elétricas conectadas à rede para distribuição a curta distância e também em muitos autoprodutores no Brasil. O número de fabricantes deste tipo de equipamento no mundo todo é reduzido e formado por empresas de atuação global. Os equipamentos que competem neste segmento são todos aqueles necessários para a produção de hidreletricidade (incluindo as turbinas), de energia geotérmica (calor do subsolo), energia nuclear e turbinas a gás. No mundo todo vários combustíveis diferentes são utilizados para acionar esses equipamentos como, por exemplo, gás natural, carvão e urânio enriquecido. No Brasil um importante combustível para os autoprodutores no meio rural é o bagaço de cana, configurando um concorrente poderoso para os sistemas de células a combustível.

Para que os sistemas baseados em célula a combustível possam competir efetivamente com os equipamentos citados, seu custo de instalação (custo de capital) não poderá ser superior a US\$ 1.000,00 por kW e seu custo operacional deverá estar em torno de US\$ 0,04 por kWh [HOO 93]. Em países desenvolvidos será possível absorver custos maiores. Mas isso limitará a penetração de mercado, ao passo que custos mais baixos aumentarão a penetração.

Em termos gerais a capacidade mundial para a produção de equipamentos elétricos pesados excede a demanda. Esse fenômeno tem ocorrido principalmente nos Estados Unidos, Europa e Japão. Mas em todo o mundo os fabricantes tem consolidado suas operações e fechado unidades produtivas em resposta à fraca demanda dos serviços públicos e autoprodutores, responsáveis pela compra da quase totalidade desses equipamentos. Este fato pode prejudicar a penetração dos sistemas de células a combustível neste segmento de mercado.

#### **4.5.1.3 Segmento de cogeração e geração local**

Este segmento de mercado consiste geralmente de equipamentos na faixa de potências de 4 kW até 10 MW. Na TAB 33 estão mostrados alguns sub-segmentos deste mercado relacionados com as potências requeridas, os custos

máximos permitidos nesses mercados e os combustíveis mais adequados [HOO 93].

Há boas oportunidades nos segmentos de condomínios, comercial e de indústria leve. Conforme citado anteriormente, o mercado mundial de cogeração tem crescido continuamente, fato que também ocorre no Brasil. Em muitos casos as unidades geradoras utilizam turbinas, mas a maior parte delas é acionada por motores de combustão interna. O setor industrial é responsável por aproximadamente 90 % de todo o mercado mundial de cogeração. Os tipos de indústria que mais utilizam cogeração são aqueles que tem alta demanda de energia como, por exemplo, as indústrias química, de papel e siderúrgica.

**TABELA 33 – Algumas subdivisões do segmento de geração e cogeração segundo potências, combustíveis utilizados e custos**

Mercado	Potência (kW)	Combustíveis			Custo máximo (US\$ por kW)	
		H <sub>2</sub>	GN	C.	Instalação	Operação
Residencial	< 10	X	X		500	Rede
Condomínios	10-200	X	X		1000	Rede
Comercial	40-1000	X	X		1500	0,04
Indústria leve	40-1000	X	X	X	1000	0,04
Indústria	500-1000	X	X	X	1000	0,04

Notas:

1) H<sub>2</sub> = hidrogênio;

2) GN = gás natural;

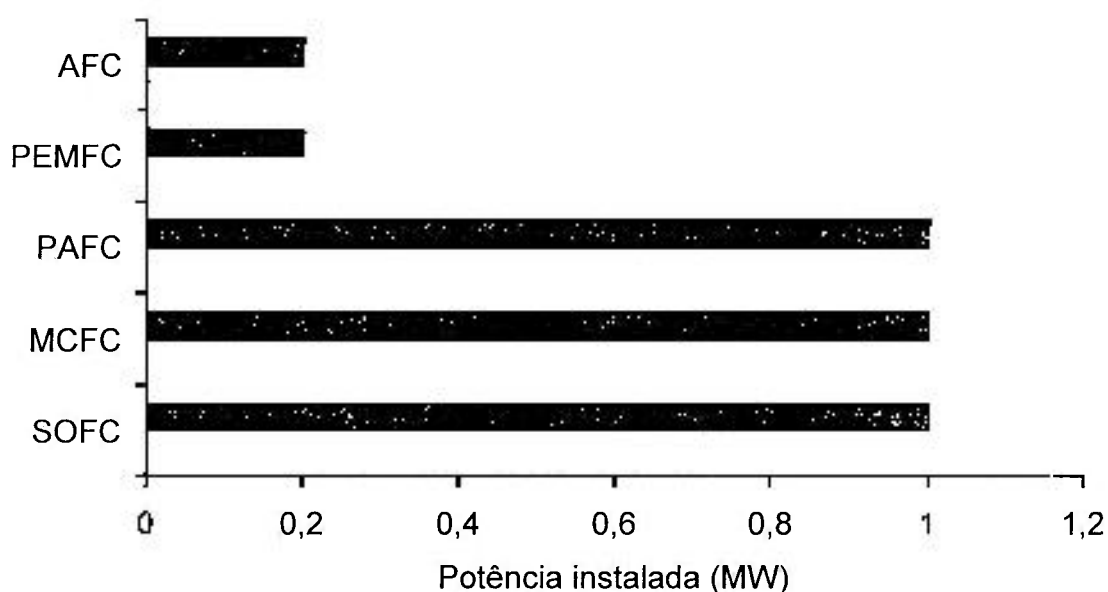
3) C. = carvão;

4) Rede = Tarifa cobrada pela distribuidora local de energia elétrica.

Quanto ao mercado de condomínios, já há condições técnicas de atendimento de muitos edifícios brasileiros por meio dos sistemas de PAFC da empresa UTC. Neste caso também o custo de capital é o fator que ainda impede a penetração de mercado. Entretanto o mercado residencial brasileiro, com as atuais condições de tarifas das distribuidoras de gás e energia elétrica, poderia ser atendido por células a combustível, caso seu custo de capital estivesse no nível de US\$ 1.000,00 por kW instalado [SER 03].

#### 4.5.2 Aplicações de células a combustível

Para determinar as oportunidades de mercado para cada sistema, o tipo de célula a combustível tem que ser comparado com as necessidades do mercado. Cada tipo de unidade geradora baseada em célula a combustível tem um tamanho específico próprio que a torna viável dos pontos de vista econômico e técnico. Na FIG. 16 estão mostrados esses tamanhos em função da potência de geração e do tipo de célula a combustível.

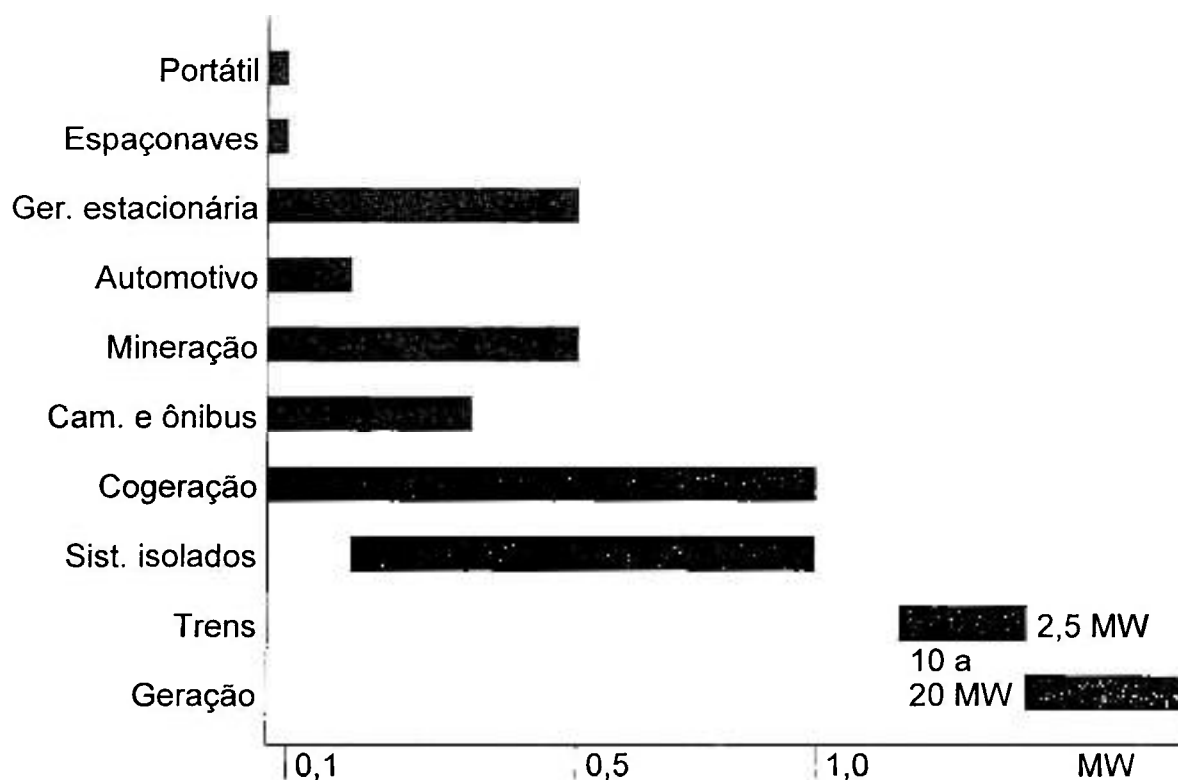


**FIGURA 16 – Prováveis tamanhos técnica e economicamente viáveis para unidades geradoras baseadas em células a combustível**

Fonte: [HOO 93]

É interessante notar que na FIG. 16 está apresentada a variação possível da potência do energético célula a combustível para aplicações estacionárias. Dos vários tipos de células a combustível citados na FIG. 16 apenas a PAFC tem comercialização estabelecida mundialmente. Os demais tipos ainda estão em fase de desenvolvimento, comprovação ou teste de campo.

Sobrepondo-se os tamanhos apresentados na FIG. 16 com as demandas de potência de aplicações selecionadas do mercado obteve-se a FIG. 17. Alguns mercados citados na FIG. 17 como, por exemplo, portátil e móvel, requerem sistemas de baixa potência. Outros mercados demandam unidades geradoras de maior porte como, por exemplo, os segmentos de geração e industrial.



**FIGURA 17 – Tamanhos de unidades geradoras por mercado**

Fonte: [HOO 93]

Na TAB. 34 estão mostrados os mercados ideais para os diferentes sistemas de geração de energia elétrica baseados em células a combustível, classificados segundo o tipo de eletrólito. Os dados apresentados na TAB. 34 são uma análise inicial, onde o preço de mercado não foi considerado. Como pode ser visto na TAB. 34 as células a combustível alcalinas e de membrana trocadora de prótons são as mais adequadas para os sistemas móveis e portáteis.

As células de ácido fosfórico têm tido boa aceitação nos mercados comerciais, de condomínios e de indústria leve nos países desenvolvidos. As células de carbonatos fundidos, no futuro, deverão competir com as de ácido fosfórico pelos mesmos segmentos, ainda que aparentemente ambas tenham seu próprio nicho de mercado. Quanto às células de eletrólito sólido, seu principal mercado deverá ser o de aplicações estacionárias numa ampla gama de potências, juntamente com as células tipo MCFC.

**TABELA 34 – Comparação de aplicações de mercado com o tipo de célula a combustível**

Segmento de mercado	Tipos de célula a combustível				
	AFC	PEM	PAFC	MCFC	SOFC
<b>Geração</b>					
Rede pública			X	X	
Sistemas isolados	X	X	X	X	X
<b>Cogeração</b>					
Residencial		X	X		X
Condomínios		X	X		X
Comercial		X	X	X	X
Indústria leve		X		X	X
Indústria pesada					X
Portátil	X	X			
<b>Veicular</b>					
Automóveis		X	X		
Ônibus e caminhões	X	X	X		X
Trens	X	X			
Embarcações		X			
Espaçonaves	X	X	X		

#### 4.5.3 Oportunidade de mercado

Avaliou-se a oportunidade da célula a combustível com base num modelo de mercado desenvolvido para comparar as células a combustível com outros equipamentos de cogeração [HOO 93]. Este modelo baseou o custo de capital admissível numa análise de custo do ciclo de vida do equipamento na qual o sistema foi dimensionado para a otimização do aproveitamento de calor e eletricidade da célula a combustível. Dado que o modelo foi projetado para otimizar a célula a combustível em relação à demanda de mercado, há uma tendência de favorecer a célula a combustível em detrimento de seus competidores. Entretanto a oportunidade de mercado é bastante grande,

conforme exposto mais adiante e também na seção 4.3 (Cenários). Este fato atenuará ou anulará a imparcialidade citada.

Além disso, como em qualquer programa de modelagem matemática, a resposta será melhor quanto melhores forem as projeções e hipóteses com que se alimenta o programa. Portanto qualquer modelo de mercado deve ser usado apenas como diretriz para decisões de negócios. O modelo de mercado em questão ajudará a responder as seguintes incertezas da estratégia de negócios com células a combustível:

- i) a dificuldade inerente a este negócio para satisfazer os objetivos comerciais de uma empresa.
- ii) a incerteza sobre se mercado no Brasil está suficientemente estruturado para uma estratégia de penetração minimamente segura.

O modelo considerado baseia o custo admissível numa análise de custo do ciclo de vida para a qual o sistema foi dimensionado, visando o aproveitamento ótimo da produção de calor e eletricidade [HOO 93]. Por isso, em muitos casos, os equipamentos de comparação necessitam suplemento térmico ou elétrico para equiparar suas saídas de energia com as saídas das células a combustível. Na verdade esta hipótese equivale ao procedimento normalmente aplicado em projetos de cogeração usando gás natural. Em muitos países esses projetos baseiam-se no aproveitamento total do calor residual disponível, pois em muitos casos as distribuidoras locais pagam pouco pelo eventual excesso de eletricidade. Por isso os sistemas de cogeração usuais são projetados para o aproveitamento do calor residual ao invés de produção de eventuais excessos de energia elétrica. Este fato faz com que a comparação com os sistemas de células a combustível tenha que ser feita de tal forma a contrabalançar a razão calor/eletricidade dos equipamentos concorrentes, como, por exemplo, turbinas a gás e geradores eólicos. Para tanto fez-se uma complementação da saída térmica da célula a combustível com um aquecedor a gás.

O custo admissível para as células a combustível é então comparado com a oportunidade total de mercado. A oportunidade de mercado depende do preço do sistema e também das condições gerais de mercado, que incluem desde o ambiente ecológico e os marcos regulatórios do setor energético até a política vigente. Esses fatores variam de país para país e, dentro do Brasil, também

variam entre os distintos estados brasileiros. Além disso há fatores subjetivos a ser considerados como as projeções de crescimento industrial e econômico e o grau de inovação do mercado. Deve-se atribuir pesos diferentes aos vários fatores que determinam os valores necessários aos cálculos. A obtenção de tais dados e a execução do modelo matemático são tarefas complexas e extensas, que não serão abordadas neste estudo.

#### **4.5.3.1 Disponibilidade do equipamento e do mercado**

Neste estudo define-se por disponibilidade a capacidade de as células a combustível atenderem às necessidades do mercado nas próximas décadas e também a capacidade do mercado em se adaptar às características dos sistemas de células a combustível. Por exemplo, no setor automotivo, será necessário remodelar partes importantes das linhas de produção de automóveis para incorporar a tração por meio de células a combustível.

Para os sistemas estacionários deverão ser consideradas as normas de construção e as regulações do setor energético para atender às características das células a combustível. Por exemplo, durante a fase de aquecimento de alguns sistemas de célula a combustível refrigerados a água, faz-se circular água superaquecida através do sistema. Isto é, o mesmo circuito de água de refrigeração é utilizado para pré-aquecer o sistema. Em instalações de grande porte o volume de água circulante pode levar o sistema a ser classificado como um superaquecedor de água. A legislação de vários países exige que os superaquecedores sejam supervisionados 24 horas por dia por motivos de segurança. Mas a célula a combustível não é um superaquecedor de água e é projetada para operar sem supervisão. Dessa forma não deve ser aplicada a legislação que exige supervisão contínua para células a combustível. Alguns regulamentos precisarão, portanto, ser modificados para exigir a presença de pessoal especializado em superaquecedores apenas durante a fase de aquecimento do sistema, dependendo do país em questão.

Analogamente é necessário considerar os riscos da operação com hidrogênio. Em muitos países o hidrogênio é classificado na mesma categoria dos gases inflamáveis e explosivos, como o gás natural, por exemplo. Entretanto promover a segurança na operação com o hidrogênio é mais fácil do que com tais

gases e isso levará a procedimentos e equipamentos de proteção mais simples e baratos. Este fato é bastante benéfico para as células a combustível, pois regras muito estritas teriam um impacto negativo para uma tecnologia que já é cara.

Na TAB. 35 está apresentado um resumo da situação de mercado dos sistemas estacionários existentes na atualidade no mundo todo segundo os fabricantes, as datas previstas de entrada no mercado e preços [MAR 04].

**TABELA 35 – Situação de mercado atual de sistemas de geração estacionária baseados em células a combustível**

Empresa	Produtos	Previsão de entrada no mercado	Preço em US\$ por kW
Acumentrics	SOFC tubular	IND	IND
Ballard	PEMFC, 1kW	2003	24.000,00
Ceramatec	SOFC, 1,4 kW	2008	IND
Ceramic FC	SOFC, 40 kW	IND	IND
Fuel Cell Tech.	SOFC modular, 5 kW	Em desenvolvimento	1.000,00
Fuji Electric	PEMFC, 1 a 10 kW	2005	IND
Fuji Electric	PAFC 100 kW	Disponível	IND
Global Thermo.	SOFC	2002	IND
Global Thermo.	SOFC, 2 kW	Em desenvolvimento	1.000,00
Hydrogenics	PEMFC	Em desenvolvimento	IND
Lyntech	PEMFC	Em desenvolvimento	IND
Matsushita	PEMFC	Em teste	IND
Mitsubishi	PEM	Em teste	IND
Rolls-Royce	SOFC planar	Em teste	IND
Sanyo	PEMFC	Em teste	IND
Siemens	SOFC	2004	IND
Sultzer Hexis	SOFC residencial	2001 até 2005	IND
Toshiba	PEM	Em teste	IND
UTC	PAFC, 200 kW	Disponível	900,00
UTC	PEMFC	Em teste	IND

Notas:

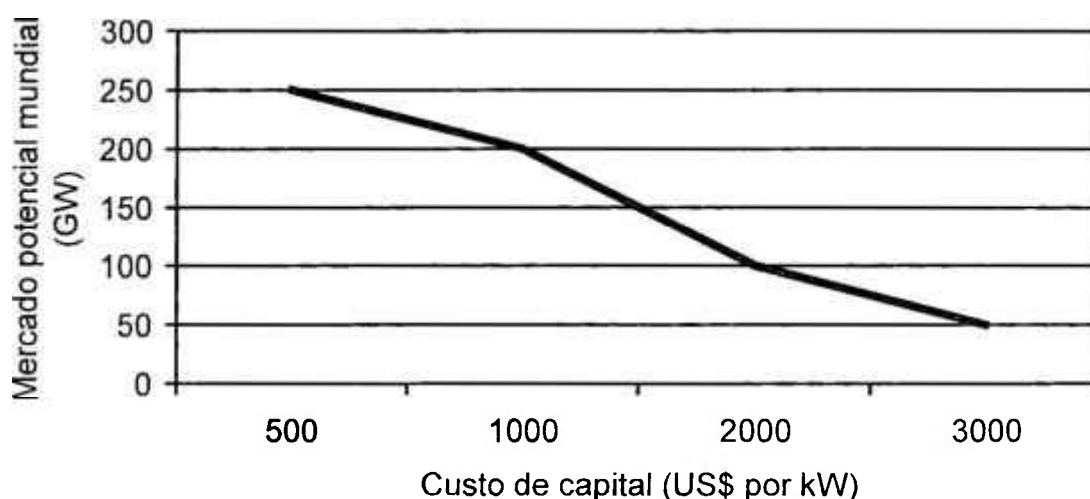
1) "IND" significa informação não disponível

Pela TAB. 35 percebe-se que a introdução no mercado é retardada principalmente devido ao preço. Isto é, ainda falta desenvolvimento técnico em vários sistemas para que eles sejam competitivos com as tecnologias concorrentes em termos de custo, vida útil e manutenção. Entretanto é importante ressaltar que os sistemas de células a combustível levam vantagens sobre seus concorrentes em termos da eficiência energética.

Independentemente do preço, a disponibilidade das células a combustível com relação ao nível de avanço de sua produção em série tem que ser considerada para uma melhor avaliação das oportunidades de mercado. Por exemplo, vários fabricantes anunciam que já podem fornecer sistemas de células a combustível tipo SOFC de grande potência. Mas isso não tem se concretizado em fornecimentos reais nos últimos anos, conforme demonstrado na TAB. 35.

#### 4.5.3.2 Relação mercado-preço

O preço do sistema de células a combustível afeta muito a oportunidade de mercado. Na FIG. 18 está mostrado que o mercado potencial aumenta na medida em que o custo de capital cai abaixo de US\$ 2.000,00 por kW [HOO 93].



**FIGURA 18 – Efeito do preço sobre a oportunidade de mercado**

Pelo exposto na FIG. 18 conclui-se que a melhor oportunidade de mercado encontra-se na faixa de custo de capital de US\$ 1.000,00 a US\$ 2.000,00 por kW.

Entretanto é importante notar, ainda na FIG. 18, que existe uma oportunidade de mercado significativa mesmo na faixa de custo de US\$ 3.000,00 por kW. Essa faixa de preço certamente não será abordada no Brasil ou em qualquer país em desenvolvimento em curto prazo. Mas essa faixa de custo pode ser abordada já na atualidade em países desenvolvidos. Caso isso aconteça pode-se esperar redução no custo em médio prazo devido à produção de maior número de unidades em série. Isto representaria um primeiro passo fundamental para a introdução da tecnologia de células a combustível em larga escala no mercado internacional [HOO 93].

#### **4.5.3.3 Potencial de mercado no Brasil**

O potencial de mercado depende do preço dos sistemas de células a combustível e do ano. Conforme citado anteriormente, muitos autores e fabricantes indicam o custo de capital de US\$ 1.000,00 por kW para introdução no mercado [SER 03, HOO 93, WIL 01]. Por isso a análise foi baseada nesse valor, de modo que o mercado total aumentará ou diminuirá de acordo com as relações apresentadas na seção anterior.

Na FIG. 18 está mostrado que a oportunidade de mercado mundial para todos os tipos de células a combustível a US\$ 1.000,00 é de aproximadamente 200.000 MW por ano. Isto é, elas já podem competir com outras tecnologias a este preço. Este dado vale também para o Brasil, conforme citado por alguns autores [HOO 93, SER 03, WIL 01]. Na seção 4.3 foi exposto que o consumo total de energia no Brasil atualmente corresponde a 2,43 % de toda a energia consumida no mundo [AND 02]. Dessa forma pode-se admitir que o Brasil tenha 2,43 % do mercado potencial mundial, isto é 4.860 MW por ano na faixa de custo de US\$ 1.000,00 nos dias de hoje. Ainda da seção 4.3 sabe-se que o consumo de energia no Brasil no ano 2050 será aproximadamente 6,25 vezes maior do que na atualidade, no cenário mais provável. Supondo que o mercado potencial cresça na mesma proporção, seu valor no ano 2050 será de 30.375 MW ao ano na faixa de US\$ 1.000,00 por kW.

Esses valores de oportunidade de mercado são bastante altos e referem-se apenas à geração de energia elétrica. Mas não se deve esquecer que as células a combustível estão competindo com tecnologias já estabelecidas e, em vários

casos, mais baratas. Estes são alguns dos fatores que contribuíram para que a oportunidade de penetrar o mercado de autoprodutores no Brasil nas últimas décadas tenha sido perdida pelas células a combustível para outras tecnologias.

É pouco provável que as tecnologias atualmente aplicadas pelos autoprodutores brasileiros em plantas já existentes sejam substituídas por células a combustível nas próximas décadas. Mas é importante salientar que hoje já há oportunidade para as células a combustível no Brasil em plantas novas. E essa oportunidade aumentará no futuro, conforme exposto mais adiante.

Como citado em seções anteriores, a indústria compõe mais de 80 % do setor de autoprodutores no Brasil atualmente. Mas há uma tendência de modificação desse percentual favorecendo os setores comercial, bancário e de saúde devido às suas demandas de energia de alta qualidade e confiabilidade. Nesses segmentos as chances das células a combustível são maiores.

#### **4.5.3.4 Penetração de mercado**

A penetração de mercado pelas células a combustível no Brasil atualmente restringe-se a algumas unidades de demonstração e pesquisa. Para o futuro deve-se analisar o crescimento dos mercados potenciais para todos os tipos de células a combustível. Devido à concorrência com as tecnologias já estabelecidas e com as novas tecnologias que pouco a pouco vão aumentando sua participação de mercado, é provável que a participação de mercado das células a combustível não seja muito grande. Por isso as hipóteses foram feitas com participações de 1 % e de 20 % do mercado potencial total.

Conforme citado anteriormente o mercado potencial total para todos os tipos de células a combustível no Brasil atualmente é de 4.860 MW por ano e no ano de referência de 2050 será de 30.375 MW por ano, ambos na faixa de US\$ 1.000,00 por kW. Estes valores englobam as aplicações móveis [HOO 93], que não são objeto deste estudo. Da seção 4.3 (Cenários) sabe-se que o setor estacionário absorve 71,38 % de toda a energia consumida no Brasil. Portanto estima-se que essa será a participação no mercado potencial para células a combustível estacionárias, isto é, 3.340 MW atualmente e 21.679 MW no ano 2050. Este fato representaria investimentos da ordem de US\$ 33,4 milhões na atualidade, considerando-se o custo de US\$ 1.000,00 por kW.

Na TAB. 36 estão mostradas as penetrações previstas pelos sistemas de células a combustível nos segmentos estacionários, considerando-se que no ano 2050 as participações percentuais dos diversos segmentos serão as mesmas da atualidade. Essas participações foram calculadas a partir de dados do Balanço Energético Nacional 2003 do Ministério das Minas e Energia.

**TABELA 36 – Penetração de mercado a US\$ 1000,00 por kW e segmentação de mercado conhecida**

	Com 1 % de participação	Com 20 % de participação
Ano 2001	(MW)	(MW)
Residencial	6,05	121,10
Comercial	1,39	27,89
Industrial	18,44	368,71
Outros	7,52	150,30
<b>Total</b>	<b>33,40</b>	<b>668,00</b>
<b>Ano 2050</b>		
Residencial	39,30	786,02
Comercial	9,05	181,01
Industrial	119,66	2393,19
Outros	48,78	975,58
<b>Total</b>	<b>216,79</b>	<b>4335,80</b>

Supondo-se que o preço de venda dos equipamentos seja o valor de referência de US\$ 1.000,00 por kW então os valores da TAB. 36 também expressam o possível volume de vendas em milhões de dólares americanos.

Por outro lado, vários sistemas de geração distribuída baseados em células a combustível são competitivos no patamar de custo de US\$ 1.500,00 por kWh. A TAB. 37 foi levantada aplicando-se esse valor aos dados da TAB. 36. Na TAB. 37 está mostrado que o potencial de mercado no Brasil é bastante interessante para empresas que consigam oferecer os sistemas de células a combustível a US\$ 1.500,00 por kW. Dessa forma pode-se concluir que há mercado potencial no Brasil hoje e que ele crescerá no futuro.

**TABELA 37 – Vendas potenciais a US\$ 1.500,00 por kW e segmentação de mercado conhecida**

	Com 1 % de participação	Com 20 % de participação
Ano 2001	(US\$ milhões)	(US\$ milhões)
Residencial	9,08	181,65
Comercial	2,09	41,83
Industrial	27,65	553,06
Outros	11,27	225,46
<b>Total</b>	<b>50,10</b>	<b>1002,00</b>
<b>Ano 2050</b>		
Residencial	58,95	1179,03
Comercial	13,58	271,51
Industrial	179,49	3589,79
Outros	73,17	1463,37
<b>Total</b>	<b>325,19</b>	<b>6503,70</b>

A penetração nos mercados indicados na TAB. 37 dependerá fundamentalmente do custo de capital. Entretanto, a penetração de mercado em países desenvolvidos em patamares de preços mais elevados poderá favorecer as vendas nos países emergentes. Para promover essas vendas tanto nos países desenvolvidos quanto nos emergentes, incluindo-se o Brasil, é necessária uma política comercial agressiva por parte dos fabricantes, pois a concorrência de tecnologias já estabelecidas é muito grande. Além disso é necessário contar com capacidade produtiva suficiente (vide seção 4.5.3.1) e políticas públicas favoráveis, conforme citado mais adiante.

## 4.6 Impactos ambientais

Podem-se definir diversos parâmetros para a medida dos impactos ambientais decorrentes da introdução da tecnologia de células a combustível na geração distribuída no Brasil. Foram feitas duas comparações, uma com a correspondente área alagada por energia hidráulica e outra com as emissões de carbono de termelétricas a gás natural. Além disso é apresentado um estudo de caso.

— A abordagem dos impactos ambientais foi feita considerando-se a introdução da nova tecnologia nos segmentos de mercado indicados nas seções 4.3 e 4.5. Considerou-se que as células a combustível penetrarão apenas os novos espaços mercadológicos criados a partir do aumento da demanda atual. Isto é, considera-se que as aplicações existentes continuarão sendo atendidas pelas tecnologias concorrentes utilizadas atualmente. Dessa forma tem-se que a penetração de mercado pelas aplicações estacionárias de células a combustível no Brasil no ano 2050 será de 4335,8 MW por ano (Valor A), supondo participação de 20 % do mercado (Vide TAB. 36 da seção 4.5.3.4).

### 4.6.1 Impactos com geração hidrelétrica

Para medir o impacto ambiental será considerada a área alagada pela usina hidrelétrica de Sobradinho, quando de sua construção na década de 1970. Essa usina possui uma potência nominal de 1.050 MW e a área do lago formado por sua barragem é de 4.214 km<sup>2</sup> [GER 04]. Para fins de estudo será considerada a área alagada por MW instalado para as hidrelétricas em geral como sendo a média da usina de Sobradinho, isto é 4,01 km<sup>2</sup> alagados por MW instalado, considerado como Valor B.

Usando-se os valores A e B acima conclui-se que, no caso de o valor A acima ser atendido por energia hidrelétrica, o lago formado pela barragem teria uma área de 17.386,6 km<sup>2</sup>. Este valor é mais de quatro vezes superior ao lago formado pela barragem da usina de Sobradinho e é próximo à área do Estado de Sergipe de 22.050 km<sup>2</sup> [INF 04]. Entretanto a maior parte do potencial hidráulico brasileiro ainda não aproveitado para fins energéticos encontra-se na região amazônica, conforme citado na seção 4.1. Portanto, caso o valor A acima fosse

atendido por energia hidrelétrica, seria muito provável que tais hidrelétricas fossem construídas na Amazônia. Entretanto as áreas alagadas na Amazônia seriam maiores que no Nordeste, devido às diferenças na topografia dessas regiões. Dessa forma pode-se esperar áreas alagadas ainda maiores resultando em grande impacto ambiental, que poderá ser evitado com o uso de células a combustível.

#### **4.6.2 Impactos com geração termelétrica**

Conforme exposto na TAB. 25 da seção 4.3.5, o consumo de energia pelo setor estacionário no Brasil crescerá de hoje até o ano 2050 em 0,674 Gtoe por ano, ou seja o equivalente a  $7,839 \cdot 10^9$  MWh por ano. Caso esse aumento da demanda seja atendido por termelétricas a gás natural, ter-se-á emissões da ordem de  $3,912 \cdot 10^9$  toneladas de CO<sub>2</sub> por ano no ano 2050, pois as emissões de CO<sub>2</sub> típicas de termelétricas são 499,1 kg de CO<sub>2</sub> por MWh [CAL 04].

Por outro lado as emissões de CO<sub>2</sub> típicas dos sistemas estacionários de células a combustível são da ordem de 440 Kg de CO<sub>2</sub> por MWh, quando alimentados por gás natural [FUE 04]. Baseando-se neste valor chega-se a emissões da ordem de  $3,45 \cdot 10^9$  toneladas de CO<sub>2</sub> por ano no ano de 2050. Apesar de o nível de emissões de CO<sub>2</sub> não ser tão diferente entre os dois sistemas, a emissão de CO<sub>2</sub> das células a combustível é 12 % mais baixa que o equivalente nas usinas termelétricas. Entretanto deve-se considerar que as emissões dos demais gases de efeito estufa pelas células a combustível é praticamente nula. O uso de células a combustível, portanto, evitará tais descargas na atmosfera.

A diferença entre as emissões de termelétricas e as emissões de células a combustível corresponde à chamada adicionalidade dos sistemas de células a combustível. Neste caso a adicionalidade no ano de 2050 será da ordem de  $0,492 \cdot 10^9$  toneladas de CO<sub>2</sub> por ano. É muito provável que nesse ano haja Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDLs) implantados no Brasil, conforme solicitado pelo Protocolo de Kyoto. Supondo-se que essa adicionalidade seja comercializada ao preço atual da tonelada de CO<sub>2</sub> (US\$ 5,00), o Brasil obteria hoje US\$ 2,46 bilhões em Créditos de Carbono. Algumas projeções para o ano 2020 indicam que o preço da tonelada de CO<sub>2</sub> será um valor próximo a

US\$ 200,00 [NET 04]. Neste caso a mesma adicionalidade valerá US\$ 98,4 bilhões em Créditos de Carbono.

Estes fatos gerariam os seguintes impactos econômicos adicionais: incremento do comércio exterior, pois tratam-se de divisas que entrariam na economia brasileira, e melhoria da imagem do Brasil no cenário internacional. Essa melhoria da imagem do país, por sua vez, contribuiria para o aumento do comércio exterior de outros gêneros, gerando um ciclo de movimento econômico muito benéfico para o país.

#### **4.6.3 Estudo de caso – Aterro sanitário e célula a combustível**

Apresenta-se a seguir um estudo de aproveitamento de gás do lixo como combustível de células a combustível. Este caso serve para ilustrar os possíveis impactos ambientais decorrentes da introdução dessa nova tecnologia e também para mostrar uma possibilidade de aplicação que explicita a flexibilidade operacional das células a combustível. Neste caso essa flexibilidade possibilita uma aplicação de grande efeito ambiental. É feita uma breve apresentação de um aterro sanitário, enfatizando-se a produção e características do gás do lixo. Posteriormente apresenta-se o sistema usual de aproveitamento do gás do lixo e faz-se uma comparação com sua conversão por meio de células a combustível.

##### **4.6.3.1 Características de um aterro sanitário**

A construção típica de um aterro sanitário é constituída dos seguintes elementos estruturais:

- i) camada inferior, que separa o lixo e os efluentes das reservas de água subterrâneas;
- ii) células, que são os locais onde o lixo é depositado;
- iii) sistema de drenagem de água de chuva, que coleta a água da chuva que cai sobre o aterro;
- iv) sistema de coleta de gás, que recolhe o gás formado na decomposição do lixo;
- v) cobertura ou capa, que é um isolante colocado no topo do aterro.

As células dos aterros foram concebidas para otimizar o processo de decomposição. Elas contêm somente o lixo de um dia. A drenagem da água da

chuva é necessária, pois deve-se manter o aterro o mais seco possível para reduzir a quantidade de efluentes produzida. Esses efluentes são geralmente denominados chorume.

Através de um processo anaeróbio, o lixo é decomposto e um dos produtos formados é o chamado “gás do lixo”. Para a remoção do gás do lixo, são introduzidos tubos no interior do aterro por onde o gás é retirado, constituindo o sistema de coleta de gás do lixo. Esse gás na maioria das vezes é queimado ou apenas exaurido. Entretanto, em alguns casos, o gás é capturado e pode ser utilizado em turbinas a gás ou em caldeiras, para produção de energia. Ele também pode ser usado como combustível em sistemas de célula a combustível.

#### **4.6.3.2 Propriedades do gás gerado nos aterros**

O gás do lixo é produto imediato da decomposição do lixo nos aterros e seu principal componente é o metano, com aproximadamente 50 % de sua composição. A liberação do gás do lixo na atmosfera implica na liberação de metano, que é altamente tóxico e contribui para o efeito estufa além de ser um gás altamente inflamável. Uma relação de concentração entre metano e ar de aproximadamente de 1 para 20 é explosiva [REI 02]. Por isso as instalações de recuperação de gás de lixo devem incluir a análise de risco de acidentes da instalação. Esses fatos também impõem a necessidade de controle da emissão do gás de aterros. Esse controle se dá usualmente através da queima desse gás diretamente em chaminés ou dutos coletores. Esse processo não aproveita seu potencial energético, pois o metano pode ser utilizado como combustível em sistemas de geração de energia. Na TAB. 38 está apresentada a composição química média do gás do lixo.

A produção de metano é relacionada com a fração orgânica contida nos Resíduos Sólidos Municipais (RSM). Os resíduos brasileiros têm um teor orgânico por peso na faixa entre 50 % e 80 %, mais alto que no Japão (42 %), EUA (23 %), Suécia (45 %), Holanda (30 %), Alemanha 27 % e Canadá (29 %) [REI 02]. A geração orgânica no Brasil varia consideravelmente, bem como a taxa de geração de resíduos per capita. O clima tropical e subtropical acelera a decomposição dos resíduos orgânicos, de forma que o clima do Brasil oferece condições favoráveis à

produção de metano e, portanto, a potenciais iniciativas de recuperação energética a fim de mitigar as emissões desse gás de efeito estufa.

**TABELA 38 – Composição média do gás de aterro sanitário**

Componente	Fórmula	Participação (%)
Metano	CH <sub>4</sub>	50- 70
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	35 – 45
Hidrogênio	H <sub>2</sub>	1-10
Nitrogênio	N <sub>2</sub>	0,5- 3
Oxigênio	O <sub>2</sub>	0,1 – 1
Monóxido de carbono	CO	0,1
Gás sulfídrico	H <sub>2</sub> S	0,1
Vapor de água	H <sub>2</sub> O	variável

Fonte: [REI 02]

Há vários componentes do gás de lixo considerados contaminantes para alguns tipos de células a combustível. Cada tipo de célula é sensível a diferentes tipos de contaminantes, conforme citado na seção 3.1. Esses contaminantes precisam ser eliminados do gás do lixo antes do processo de reforma do metano, caso contrário haverá prejuízos para a eficiência da célula a combustível podendo, inclusive, levar à parada da operação. Há muitos processos comerciais de purificação do gás do lixo para retirada de contaminantes. A seleção dos processos mais adequados depende da aplicação energética pretendida, do tipo de célula a combustível, dos custos envolvidos e da composição do gás.

#### **4.6.3.3 Situação atual de geração de energia a partir de gás do lixo**

Até hoje as tecnologias predominantes para aproveitamento do gás de aterro são as caldeiras e as turbinas a gás. Em ambos os casos o gás do lixo é queimado tal qual é produzido, isto é, sem qualquer processo prévio de eliminação de seus contaminantes. Por isso o seu aproveitamento energético não pode ser considerado como limpo, colocando o gás de aterro em desvantagem, por exemplo, com o gás natural, uma fonte consideravelmente mais limpa.

Entretanto, o uso do gás de aterro com as tecnologias tradicionais é considerado mais limpo do que carvão e óleo diesel [REI 02].

Do ponto de vista tecnológico o sistema tradicional já é amplamente utilizado e suas tecnologias dominadas, conseguindo-se níveis menores de emissões e eficiências energéticas cada vez maiores. Entretanto apenas uma pequena parcela de metano é recuperada em aterros sanitários no Brasil [REI 02]. Várias restrições contribuem para esse fato, destacando-se a falta de informações, existência de poucos aterros apropriados, falta de regulamentação e de fiscalização eficazes, falta de continuidade política e inadequada coordenação entre os agentes governamentais, mentalidade conservadora, baixa compensação entre oferta e demanda locais, problemas com fornecedores de tecnologia para recuperação do gás do lixo, competição com a reciclagem, dificuldades de financiamento, alto custo e falta de disposição a correr riscos [REI 02].

O resultado é que mais de 75 % do Resíduo Sólido Municipal (RSM) gerado no país são despejados ou descartados ilegalmente. Apesar de vários regulamentos e políticas emitidos, o governo enfrenta dificuldade para controle de despejo ilegal, bem como a monitorização e imposição de penalidades legalmente permitidas. Como a fiscalização e controle são atribuídos às agências ambientais estaduais e o gerenciamento de resíduos é uma atribuição municipal, muitas vezes as prefeituras ignoram problemas ambientais causados por resíduos. A fiscalização é difícil de assegurar por falta de recursos institucionais, humanos e materiais. A fragmentação nas decisões cria superposições e conflitos entre os vários níveis de legislação existentes. Há muitas fronteiras pouco claras no que se refere a responsabilidades legais de acordo com o tipo de resíduo. No início de 1998, a aprovação da Lei de Crimes Ambientais [REI 02] – fixando sanções pesadas aos responsáveis pela disposição inadequada de resíduos – deu esperanças aos empreiteiros responsáveis do setor. No entanto, uma legislação posterior previu uma extensão de limite de tempo para as entidades se adaptarem à nova lei. As emissões de gases de efeito estufa não são cobertas pelos padrões de emissão de poluição, mas espera-se que regulamentos futuros direcionem novos empreendimentos para tecnologias de prevenção de tais emissões.

#### 4.6.3.4 Aproveitamento de gás do lixo em células a combustível

Considerando-se uma adequada recuperação do gás produzido em aterros sanitários seria necessário primeiramente eliminar seus contaminantes. Em seguida passar-se-ia à reforma do gás metano, conforme exposto na seção 4.2. Com isto gerar-se-ia o hidrogênio necessário à operação da célula. Mas esse hidrogênio ainda não seria puro, pois os processos para sua purificação total são bastante caros. Por isso os tipos de célula a combustível que melhor se adaptam ao trabalho com este gás são a MCFC e a SOFC, por operarem a altas temperaturas e logo, serem menos sensíveis aos gases à base de carbono que contaminam o gás do lixo.

Considerando-se um sistema de células a combustível de 200 kW de potência elétrica, serão necessários 54 m<sup>3</sup> por hora de metano, ou aproximadamente 100 m<sup>3</sup> por hora de gás de lixo. Esta vazão de gás lixo é conseguida em aterros de pequeno a médio porte, o que viabiliza o sistema em cidades pequenas e médias, favorecendo a geração distribuída.

Do ponto de vista energético os benefícios das células a combustível já foram apresentados em capítulos anteriores. No caso do aproveitamento do gás de lixo, vale ressaltar que o aproveitamento do calor residual também será possível, além da eletricidade.

Do ponto de vista ambiental, as emissões do sistemas implantados dependem dos processos de purificação. Na reforma do gás metano é produzido CO<sub>2</sub> que pode ser lançado na atmosfera. Se isto ocorrer, o CO<sub>2</sub> pode ser considerado como não poluente, pois foi gerado por fonte renovável e é consumido pela fotossíntese, gerando créditos de carbono [REI 02]. Quanto ao nível, forma e estado físico das emissões de CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> e outros contaminantes, estes serão determinados pela composição do gás do lixo e pelos processos de limpeza e reforma disponíveis em cada caso. Estes fatores podem determinar reduções significativas nas emissões se comparadas com o sistema tradicional de geração.

Ainda do ponto de vista ambiental tem importância a produção de água. A água produzida pela célula a combustível é vista como um resíduo não poluente, o que por si só já é um benefício ambiental comparado à atual queima de combustíveis à base de carbono. Entretanto a água produzida pelas células a

combustível pode ser aproveitada. Ela pode ser empregada na higiene de edifícios e veículos, em processos industriais e também na irrigação para agricultura.

É importante notar que a água em referência é aquela rejeitada pelo grupo gerador. Ou seja, é a parte de água gerada na célula a combustível que não é reutilizada dentro do próprio grupo gerador em seus processos de co-geração, limpeza, reforma e trocas de calor. Essa água geralmente é quente e sua temperatura varia conforme o tipo de célula a combustível, a potência instalada e o arranjo do grupo gerador. Dependendo do nível de contaminação dessa água e de sua temperatura de saída do sistema de células a combustível, ela poderá ser utilizada para higiene humana [REI 02]. Este fato significa um passo considerável no campo ambiental, pois a água será produzida a partir de lixo.

#### **4.6.3.5 Impactos do uso de gás do lixo em células a combustível**

Supondo-se que os aterros estejam convenientemente preparados para a geração de gás do lixo, então é de se esperar que toda a infraestrutura pertinente à correta utilização do aterro esteja constituída, bem como sua manutenção. Dadas essas condições, o aproveitamento do gás do lixo proporcionaria os seguintes impactos, após a implantação de todo o sistema:

- i) Oferta de energia a partir de uma fonte renovável que vem sendo tratada como resíduo;
- ii) Geração de energia descentralizada e próxima aos pontos de carga;
- iii) Possibilidade de receita extra (venda às concessionárias) e economia no consumo de energia;
- iv) Créditos de Carbono;
- v) Redução nas emissões de metano para a atmosfera, reduzindo o efeito estufa;
- vi) Redução na geração de odor, de chorume e contaminação do lençol freático;
- vii) Colaboração para a viabilidade econômica do saneamento básico e do tratamento do lixo – Gerenciamento Integrado de Resíduos Sólidos.
- viii) Tratamento de outros gases, tais como compostos de enxofre e cloro, entre outros que não são utilizados e prejudicam a qualidade do ar;

- ix) Execução das Políticas Governamentais que incentivam e viabilizam a proteção ambiental, a autoprodução de energia e a geração pelo gás de aterro;

Além dos impactos descritos acima deve-se avaliar o potencial disponível no Brasil. Conforme o inventário nacional de metano de resíduos, cerca de 805 mil toneladas métricas de resíduos foram geradas em 1994 [REI 02]. A maior parte foram Resíduos Sólidos Municipais (RSM), equivalente a 84 % do total. Em todo o país, a produção de RSM é calculada em 59 mil metros cúbicos por dia, sendo suas composições e taxas per capita variáveis de região a região. Desse total, 76 % são despejados livremente e 23 % dispostos em aterros – controlados ou sanitários. Áreas metropolitanas densamente habitadas produzem até cerca de 16 mil toneladas de RSM por dia, com elevado teor orgânico [REI 02].

Uma avaliação de 13 aterros em todo o país estimou reservas variando de 9,7 a 14,8 bilhões de metros cúbicos de metano, com capacidade total de geração de 303 a 578 milhões de metros cúbicos por ano, possibilitando a provisão de 60 a 144 MW de energia elétrica, utilizando-se tecnologia tradicionais [REI 02]. Assim, cerca de 50 % das emissões brasileiras de metano por resíduos – inclusive efluentes líquidos – provêm de 13 aterros. Somente dois aterros representam 25 % do total das emissões do país: o aterro Bandeirantes em São Paulo e o de Gramacho no Rio de Janeiro.

Apesar de que muito pouco de metano é recuperado de aterros no país, é importante notar que as primeiras iniciativas de aproveitamento energético do gás do lixo já estão ocorrendo. Um caso interessante é o do aterro Bandeirantes em Perus, SP, onde foi inaugurada em janeiro de 2004 uma unidade geradora termelétrica de 20 MWh. A energia gerada será destinada a uma empresa privada, que passou a ser considerada autoprodutor de energia pela ANEEL. O projeto já existia há 22 anos e deverá gerar energia por um período de 10 anos. Este conceito de aproveitamento do gás do lixo para produção de energia tem o apoio político do Protocolo de Kyoto, do qual o Brasil é signatário [GEB 04].

Na TAB. 39 estão apresentados dados sobre alguns aterros sanitários localizados em São Paulo, com algumas medições monitorizadas e estimativas conservadoras.

**TABELA 39 - Características de Aterros de São Paulo e resultados esperados**

Aterro	Características
Vila Albertina	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ depositadas 9,25Mt RSM</li> <li>◆ aberto em 1977 e fechado em 1993</li> <li>◆ projeto potencial 4,1 MW</li> <li>◆ combustível* estimado 2800 m<sup>3</sup> por hora</li> <li>◆ investimento** \$2,7-6,8 milhões</li> </ul>
Santo Amaro	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ depositados 15 Mt RSM</li> <li>◆ iniciado em 1976 e fechado em 1995</li> <li>◆ projeto potencial 6,5 MW</li> <li>◆ combustível estimado 4400 m<sup>3</sup> por hora</li> <li>◆ investimento** \$4.2-10,8 milhões</li> </ul>
São João	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ depositados 5,05 Mt RSM</li> <li>◆ aberto em 1992 e fechado em 2002</li> <li>◆ projeto potencial de 8,0 MW</li> <li>◆ combustível est. 7700 m<sup>3</sup> por hora</li> <li>◆ investimento** \$7.4-13,3 milhões.</li> </ul>

Notas:

1 - A vida útil prevista para os aterros é de 15 anos ou mais.

\* de valor calorífico médio

\*\* o valor inferior refere-se ao uso direto como combustível; o superior, para geração elétrica com tecnologias tradicionais.

Fonte: [REI 02]

Na TAB. 39 estão mostrados valores de energia baseados em tecnologias convencionais. O potencial de aproveitamento de todos os resíduos produzidos no Brasil é da ordem de 1.800 MW [REI 02], usando-se tecnologias tradicionais. Com a introdução da tecnologia de células a combustível esse valor aumentará, podendo até duplicar.

Portanto a introdução de sistemas estacionários de células a combustível que usem o gás do lixo como combustível provocará impactos ambientais favoráveis quanto ao tratamento de resíduos, diminuição da contaminação de lençóis freáticos, redução de emissões na atmosfera, geração descentralizada de

energia elétrica (diminuindo a sobrecarga da rede de distribuição), possibilidade de aproveitamento do calor residual e geração de água a partir do lixo. No momento atual em que iniciam-se campanhas nacionais para a economia de água, a geração de água citada torna-se ainda mais interessante.

Vale ressaltar ainda a importância do uso do gás do lixo, como uma importante solução para o problema cada vez mais crescente da deposição final de resíduos. Além disso é importante salientar que os sistemas de células a combustível podem ser dimensionados para a quantidade de metano disponível. Essa modularidade permite aos sistemas de células a combustível operar em regiões isoladas da rede elétrica, onde geralmente os agrupamentos humanos são pequenos e, portanto, produzem poucos resíduos.

Para atingir esse aproveitamento é necessário aumentar a eficiência do uso tradicional do gás do lixo na produção de energia, aumentar o número de aterros e a conscientização sobre o uso eficiente do lixo, bem como estimular novas tecnologias. Todos estes procedimentos encarecem o aproveitamento do gás lixo. Mas o custo final da energia produzida por sistemas de células a combustível que venham a usar o gás do lixo como combustível não deveria impedir a introdução desta forma de geração devido aos grandes benefícios ambientais. Seria interessante atribuir valores monetários para os impactos ambientais e descontá-los do custo da energia para ter-se uma análise mais real. Entretanto o aumento do número de unidades instaladas e operantes provocará queda nesse custo, justificando ainda mais sua introdução imediata. Tal estudo é de grande complexidade e extensão, não podendo ser abordado neste trabalho.

Considerando o aumento de demanda por energia citado nas seções 4.6.1. e 4.6.2, os sistemas estacionários de células a combustível que usem gás do lixo para geração distribuída apresentam-se como uma solução muito interessante e promissora. Esses sistemas evitarão os impactos ambientais de hidrelétricas e termelétricas citados nas seções 4.6.1. e 4.6.2 e além disso podem provocar impactos ambientais bastante positivos.

## **4.7 Impactos sociais**

O uso da energia altera profundamente o comportamento e as relações humanas. Para exemplificar esse fato, basta recordar a revolução energética promovida pela substituição da lenha pelo carvão no Século XVIII. O poder calorífico do carvão (7.000 kcal por kg) [BOA 85] é muito superior ao da lenha (3.000 kcal por kg) de forma que sua introdução tornou os processos industriais da época mais produtivos e eficientes. Isso aumentou o poder dos proprietários dos meios de produção, reforçando as bases do capitalismo.

Esses fatos implicam que os impactos sociais decorrentes da introdução de uma nova tecnologia energética são muito variados e complexos. Portanto é possível definir diversos parâmetros para a medida dos impactos sociais decorrentes da introdução da tecnologia de células a combustível na geração distribuída no Brasil. Para fins de estudo foram feitas duas abordagens, uma com o correspondente deslocamento populacional devido às hidrelétricas e outra com previsões futuras de uma determinada aplicação.

### **4.7.1 Impactos com geração hidrelétrica**

Os lagos formados pelas barragens de usinas hidrelétricas são freqüentemente responsáveis por grandes deslocamentos populacionais. Há casos em que localidades inteiras são cobertas pela água [BOA 02]. Isso força a mudança das populações para locais geralmente escolhidos pelas geradoras de eletricidade ou pelas construtoras das barragens. Essas empresas geralmente não levam em consideração o sofrimento das pessoas envolvidas e anunciam os deslocamentos como necessários a uma realização maior. Essa realização é a geração de energia, vista como base para o progresso do país.

Esse comportamento de alguns agentes do setor energético causou grandes problemas sociais em décadas passadas, pois a maioria das pessoas deslocadas saiu de seus locais de origem e continuou com o mesmo padrão de vida que tinha anteriormente. Portanto o progresso prometido não chegou a essas pessoas e elas agora estão impossibilitadas de retornar a seus locais de origem pois muitos deles estão desaparecidos sob as águas. Estes fatos levaram ao surgimento do Movimento dos Atingidos por Barragens. Esse movimento visa

conseguir indenizações maiores por parte do Estado devido aos danos provocados pelos deslocamentos populacionais. Foi formado em sistema de cooperativa e já tem sede estabelecida em Brasília [REG 04]. Portanto pode-se esperar grande mobilização social, caso o aumento da demanda por energia no Brasil nas próximas décadas seja atendido por meio da construção de novas usinas hidrelétricas.

Uma estimativa desse impacto social foi feita considerando-se a população deslocada devido à formação do lago da usina hidrelétrica de Sobradinho, quando de sua construção na década de 1970. Essa usina tem uma potência nominal de 1.050 MW e forçou o deslocamento de 70.000 pessoas [REG 04]. Para fins de estudo será considerada a população deslocada por MW instalado para as hidrelétricas em geral como sendo a média da usina de Sobradinho, isto é 67 pessoas deslocadas por MW instalado (Valor A).

Analogamente à seção 4.6, considerou-se que as células a combustível penetrarão apenas os novos espaços mercadológicos criados a partir do aumento da demanda atual. Dessa forma tem-se que a penetração de mercado pelas aplicações estacionárias de células a combustível no Brasil no ano 2050 será de 4335,8 MW por ano (Valor B), supondo participação de 20 % do mercado (Vide TAB. 36 da seção 4.5.3.4).

Usando-se os valores A e B acima conclui-se que 290.500 pessoas serão deslocadas, caso o valor B acima seja atendido por energia hidrelétrica. Essas pessoas certamente vão se unir ao Movimento dos Atingidos por Barragens, aumentando ainda mais o problema social. Este fato representa também um custo extra para a implantação de novas usinas hidrelétricas.

Estes números referem-se apenas à penetração de mercado prevista para sistemas estacionários de células a combustível, de 20 %. Caso os outros 80 % de aumento da demanda também sejam atendidos por células a combustível, pode-se esperar significativa redução dos problemas sociais.

#### **4.7.2 Estimativas de determinadas aplicações**

Nas seções anteriores foi dada ênfase a alguns aspectos negativos decorrentes da aplicação de uma tecnologia energética que tem sérios impactos sociais. Entretanto a energia também tem aspectos positivos que são

fundamentais para o bem estar social. Um exemplo simples é a possibilidade de as pessoas conservarem melhor os alimentos em geladeiras. O desafio do setor energético e do governo brasileiro é fazer chegar a energia às comunidades isoladas no meio rural de nosso país. O isolamento energético mantém as pessoas afastadas de muitos dos melhoramentos tecnológicos havidos nos últimos cem anos, de tal forma que essas pessoas tem que viver de maneira semelhante à que havia no século XIX.

Segundo o Censo 2000 do IBGE, 11 milhões de brasileiros não têm acesso à energia elétrica e a maioria deles vive na zona rural. O mapa da exclusão elétrica no país revela que as famílias sem acesso à energia estão majoritariamente nas localidades de menor Índice de Desenvolvimento Humano e nas famílias de baixa renda. Cerca de 90 % destas famílias têm renda inferior a três salários-mínimos e, 80 % estão no meio rural [DOM 04].

Esses fatos levaram o governo a instituir um programa para levar energia elétrica a essas pessoas. Esse programa chama-se Luz para Todos e é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia com participação da Eletrobrás e de suas empresas controladas. Entre os objetivos do programa Luz para Todos destacam-se o desenvolvimento social e econômico das comunidades isoladas, a redução da pobreza, o aumento da renda familiar, a integração dos programas sociais do governo federal, além do acesso a serviços de saúde, educação, abastecimento de água e saneamento. Os primeiros contratos do Luz para Todos foram assinados no Acre em 17 de abril de 2004. Nesse Estado o programa deverá atender 4.000 pessoas em 2004. Os projetos pioneiros estão sendo desenvolvidos nos municípios de Plácido de Castro, Xapuri, Capixaba, Bujari, Sena Madureira, Epitaciolândia, Cruzeiro do Sul, e na comunidade de Vila Campina, com prioridade para os assentamentos rurais e pólos agroflorestais [LPT 04].

A geração distribuída é particularmente interessante para atender a essa demanda reprimida de energia. Alguns dos motivos são a menor sobrecarga da rede de distribuição atual, a eliminação de longas linhas de transmissão, a supressão da construção de usinas de grande porte e a qualificação da população local na operação e manutenção dos equipamentos de geração.

Os sistemas estacionários de células a combustível, se aplicados nesse tipo de geração distribuída, oferecem as mesmas vantagens citadas e, além delas, agregam eficiência energética, geração de calor, flexibilidade de combustíveis, baixo ou nenhum impacto ambiental e modularidade de construção. Estas características permitem às células a combustível adaptarem-se a diversas situações de demanda da geração distribuída, principalmente em localidades remotas do país.

Admitindo-se que a demanda por geração distribuída no Brasil seja atendida por sistemas estacionários de células a combustível pode-se prever impactos sociais muito positivos no que se refere ao desenvolvimento humano, conforto e bem estar incluindo-se o acesso aos serviços mínimos de energia. Partindo-se dessa hipótese foram descritos os impactos sociais em curto, médio e longo prazo.

#### **4.7.2.1 Impactos sociais a curto prazo**

Nos próximos dez anos, os desenvolvimentos nacionais de aplicações estacionárias de células a combustível deverão acontecer principalmente em universidades, institutos de pesquisa e em empresas embrionárias detentoras dessa tecnologia. Essas empresas embrionárias crescerão devagar, mas terão um papel importante na difusão desse conhecimento e dos benefícios que ele traz. Essa tecnologia também será lentamente incorporada às empresas nacionais de energia, como a Petrobrás e a Eletrobrás.

Por isso dentro dos próximos dez anos, no Brasil, o Estado deveria ter papel preponderante no desenvolvimento da célula a combustível estacionária, porque ele será o responsável pelos investimentos iniciais. Esses investimentos vão se destinar à pesquisa, à formação de especialistas, às empresas embrionárias detentoras dessa tecnologia e à implantação de projetos piloto, muitos deles no âmbito do Programa Brasileiro de Células a Combustível. O desenvolvimento inicial nestes primeiros dez anos trará impactos sociais de pequena amplitude, pois a penetração de mercado ainda será pequena.

Os principais atores sociais envolvidos serão o Governo Federal e os Estaduais. Sua ação acontecerá por meio de direcionamento de recursos para a implementação da nova tecnologia. Esses recursos deveriam vir do Ministério de

Minas e Energia (MME) e do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) no âmbito federal e das Fundações de Ampara à Pesquisa (FAPs) no âmbito estadual. Os recursos poderão vir de novos impostos a curto prazo ou redirecionamento de recursos de outros energéticos. Os incentivos do MME e MCT para pesquisa e desenvolvimento dessa tecnologia deverão ocorrer por meio de bolsas de estudo, financiamento de pesquisas através dos fundos setoriais e aquisição de unidades geradoras no exterior. Já os incentivos para empresas detentoras dessa tecnologia deveriam ser redução de impostos, alocação de verbas, concessão de prazo de pagamento favorável e empréstimos a juros baixos.

Outro ator social no cenário de curto prazo é o pessoal envolvido nos projetos piloto em escolas, hospitais, edifícios de escritórios e hotéis. Nos usuários desses edifícios é de se esperar alteração do sentimento de dependência da rede e contato com a nova tecnologia, facilitando que essas pessoas tornem-se agentes dessa tecnologia. Nestes casos também deveria haver subsídios do MME e impactos maiores na zona rural.

Mais um ator social deste cenário é o pessoal técnico formado nessa tecnologia com os recursos vindos dos MME, MCT e FAPs. Estas pessoas terão o papel de difusoras dessa tecnologia a médio e longo prazo, serão responsáveis pelo avanço das pequenas empresas nacionais detentoras da tecnologia e poderão atuar nessa tecnologia nas empresas de energia em geral. Além desses impactos positivos, deve-se analisar os interesses em jogo por parte desses atores sociais. Dessa forma tem-se que o Estado deseja propiciar uma alternativa energética para o futuro e diminuir a dependência da geração com hidrelétricas. Ambos interesses tem como pano de fundo o interesse mais amplo do Estado em promover o desenvolvimento e o bem-estar social. Ao mesmo tempo os interesses da população dos edifícios citados referem-se à garantia do suprimento de energia com qualidade, ao preço mais baixo possível e à possibilidade de ter a geração de energia em sua própria casa, condomínio residencial ou edifício onde trabalha. Isto é, essas pessoas também se interessarão por geração independente da rede.

Por sua vez, os interesses das concessionárias e geradoras de energia elétrica são captar novos clientes, aumentar sua geração elétrica, expandir sua rede e fornecer mais energia. Portanto os interesses das atuais concessionárias e

geradoras poderão colocar entraves à introdução da tecnologia, caso essas empresas não mudem sua atuação tradicional, como se verá adiante.

Sempre admitindo-se que os sistemas de células a combustível ocuparão os espaços mercadológicos criados, haverá perdas e ganhos entre os atores sociais. Entre os perdedores podem-se citar empresas relacionadas com a construção de hidrelétricas de grande porte; as construtoras e operadoras de usinas termelétricas e nucleares e as concessionárias que não absorvam a nova tecnologia.

Entre os atores sociais que ganharão com a introdução da tecnologia pode-se citar a população em geral. Ela ganha devido ao aumento da oferta de energia elétrica, geração própria, baixo ou nenhum impacto ambiental e geração de novos empregos. Outro ator que ganha são as empresas detentoras dessa tecnologia devido à nacionalização da tecnologia. Este último fato implica na fabricação de todos os componentes no Brasil, reduzindo o custo de produção dos equipamentos.

#### **4.7.2.2 Impactos sociais a médio prazo**

Após a década de 2020 é de se esperar uma diminuição da produção e oferta de petróleo e outros combustíveis fósseis, conforme citado em capítulos anteriores. Essa diminuição aumentará a pressão pelo desenvolvimento de novas alternativas energéticas, entre elas a célula a combustível. Essa deverá ser a época em que a chamada Economia do Hidrogênio começará a se impor. No Brasil, os investimentos do MME feitos nos anos anteriores terão os seguintes desdobramentos:

O conhecimento da tecnologia vai aos poucos saindo das universidades e institutos de pesquisa e é transferido para empresas que trabalham nessa tecnologia. Podem haver fusões ou aquisições de pequenas empresas brasileiras por empresas estrangeiras de maior porte. A maior difusão da tecnologia implicará em impactos sociais também maiores se comparados ao cenário de curto prazo.

O Governo Federal vai deixando de ser o principal agente da introdução da tecnologia e passa a ter um papel mais regulador dos atores sociais envolvidos. O MME continuará atuando da mesma forma como o fez no cenário de curto prazo,

porém com menos intensidade. Portanto ainda haverá aporte direto de recursos na pesquisa e o desenvolvimento dessa tecnologia, nas empresas detentoras dessa tecnologia e na implementação de projetos piloto. Além dessas atividades o Governo Federal ganhará o novo papel de regulação do novo sistema energético emergente. Essa tarefa deverá ser delegada à ANEEL, visando a harmonização da nova tecnologia com aquelas já existentes.

Outro ator social no cenário de médio prazo é ainda o pessoal envolvido nos projetos piloto em escolas, hospitais, edifícios de escritórios e hotéis. Nos usuários desses edifícios é de se esperar os mesmo impactos descritos no cenário de curto prazo. A diferença será a maior quantidade desses projetos piloto, que afetarão um número crescente de pessoas, tornando a nova tecnologia mais próxima de muitas pessoas.

Outro ator social deste cenário de médio prazo é o pessoal técnico formado nessa tecnologia com os recursos vindos do MME, MCT e FAPs. Neste cenário estas pessoas são mais numerosas e mais especializadas que no cenário de curto prazo, sendo portanto importantes difusoras dessa tecnologia, pois trabalham nas empresas detentoras da tecnologia e também nas empresas de energia em geral.

Os interesses do Estado serão os mesmos dos cenário de curto prazo acrescidos do papel regulador. A população usuária da nova tecnologia terá grande interesse nesse uso como forma de poder sobre as concessionárias e também como forma de garantir o fornecimento. As concessionárias e geradoras continuam com os mesmos interesses do cenário de curto prazo, porém esses interesses serão acrescidos de duas vertentes. Uma dessas vertentes serão as empresas de energia que aderiram à nova tecnologia, que poderão atuar de diversas maneiras diferentes, porém certamente serão inovadoras. A outra vertente são as empresas que não aderiram à nova tecnologia, que poderão posicionar-se contra ela.

Entretanto o mais provável é que essas empresas absorvam a nova tecnologia pelos seguintes motivos:

- i) Elas poderão instalar e realizar a manutenção dos equipamentos, o que lhes representará um novo negócio;

- ii) Elas poderão comprar a energia excedente produzida de forma distribuída, aumentando sua capacidade geradora nos horários de pico ou em épocas de níveis baixos nos reservatórios das hidrelétricas;
- iii) A tecnologia de células a combustível aplicada à geração distribuída diminui os custos com transmissão de energia elétrica;
- iv) As geradoras poderão fazer eletrólise da água em períodos de níveis altos nos reservatórios de usinas hidrelétricas e armazenar os gases resultantes para dois possíveis usos:
  - a) Geração extra com células a combustível instaladas nas próprias usinas hidrelétricas;
  - b) Dependendo da dimensão do armazenamento dos gases da eletrólise, elas poderão se tornar fornecedoras de hidrogênio para outros usos de células a combustível, inclusive aplicações móveis.

Dado que o caso mais provável é o de que as concessionárias e geradoras posicionem-se favoravelmente às células a combustível, então as construtoras de hidrelétricas podem ser prejudicadas. Seu interesse na construção de barragens pode levá-las a fazer propaganda contrária às células a combustível. Caso não tenham argumentos técnicos para apresentar ao público em geral, elas poderão fazer “lobby” junto aos meios político e estatal para que estes não aprovem verbas para o desenvolvimento da tecnologia de células a combustível. Nesse caso o MME e o MCT deixariam de ter sua ação fomentadora no cenário de curto prazo.

Esta ação do Estado (MME e MCT) é a mais importante no âmbito nacional para o estabelecimento da nova tecnologia. Sem ela a introdução da tecnologia limitar-se-á às ações das empresas de energia e das filiais brasileiras de empresas estrangeiras. Entretanto não parece provável que a pressão das construtoras seja capaz de desacelerar o desenvolvimento das células a combustível estacionárias, pelos seguintes motivos:

- i) as barragens das hidrelétricas não são seu único negócio, o que leva à diminuição de tal pressão;
- ii) o Estado terá, pelo menos, alguma resistência a essa pressão. Afinal desde hoje já existem os investimentos do MME e do MCT citados no cenário de curto prazo;

- iii) essa tecnologia será interessante para as atuais empresas petrolíferas devido ao agravamento da crise do petróleo a médio prazo;
- iv) há grandes empresas estrangeiras investindo nessa tecnologia;
- v) as concessionárias e geradoras estarão muito provavelmente interessadas na tecnologia de células a combustível, como exposto anteriormente.

Portanto parece mais provável que as construtoras optarão por diversificar seus campos de atuação ao invés de pressionar vários setores empresariais e o Estado contra o estabelecimento da nova tecnologia. Completando o quadro social, tem-se que o jogo de interesses descrito anteriormente promoverá ganhos para os produtores dos equipamentos de célula a combustível, para as fornecedoras de seus combustíveis e para os usuários dos sistemas de células a combustível. Isto se deverá ao fato de as células a combustível serem cada vez mais acessíveis por terem quase a totalidade de seus componentes fabricados no Brasil.

#### **4.7.2.3 Impactos sociais a longo prazo**

Próximo ao ano 2050 é de se esperar que o mundo todo esteja consciente da aproximação do fim da produção de petróleo em larga escala. Uma parte considerável dos veículos do primeiro mundo já será equipada com sistemas de célula a combustível. Isso fará com que essa tecnologia seja cada vez mais acessível. E a opinião pública em geral será muito favorável a ela devido ao caráter ambiental. Estes fatores serão um impulso a mais para as aplicações estacionárias, que terão seu estabelecimento definitivo a partir de então.

O Governo Federal já não precisa fomentar a tecnologia, pois outros atores sociais o fazem. O Estado apenas controla e regula o sistema energético, visando garantir o suprimento de energia, evitar políticas comerciais abusivas e promover a preservação do meio ambiente.

Já não haverá mais projetos piloto, porém aplicações finais em edifícios que compraram a tecnologia e a usam regularmente. Para tanto elas tem o apoio das empresas de tecnologia de células a combustível e contam com a possibilidade de vender seu excedente de energia às concessionárias. Os atores

sociais neste caso são os habitantes desses edifícios, que tem geração própria de eletricidade e calor, sem prejuízos ao meio ambiente.

Outro ator social deste cenário de longo prazo é o pessoal técnico em célula a combustível, que é ainda mais numeroso que no cenário de médio prazo, trabalha em quaisquer empresas relacionadas a células a combustível e serão responsáveis por desenvolver tecnologias cada vez mais simples e baratas.

O interesse do Estado é apenas regular o sistema energético; o dos usuários da nova tecnologia é a independência da rede e a garantia do suprimento. Por outro lado as concessionárias e geradoras de energia elétrica terão interesse em conhecer e dominar totalmente a nova tecnologia, pois o mais provável é que elas optem por aderir à célula a combustível. Isto permitir-lhes-á usá-la das várias maneiras citadas no cenário de médio prazo, visando estabelecer novos tipos de negócios.

#### **4.7.3 A política e o setor energético**

O uso da energia pela humanidade inclui relações de poder, conforme citado no começo deste capítulo. O domínio da energia por alguns setores da sociedade às vezes representa busca de poder sobre outras parcelas da sociedade. Por sua vez o estudo dos impactos sociais deve incluir toda a sociedade. Um estudo pormenorizado de todos os impactos sociais em todas as camadas sociais é bastante extenso e necessitaria um exaustivo levantamento de dados. Por isso foi feita apenas uma aproximação das principais fontes de poder em nossos dias, seus relacionamentos com a energia, com as células a combustível e seus desdobramentos no Brasil.

Na TAB. 40. estão comparados alguns dados do orçamento do ano de 2004 do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) com os custos da guerra contra o Iraque iniciada em março de 2003 e com a posterior reconstrução do país a partir de outubro de 2003 [APP 04, LIP 03, MOV 04, VER 04].

Pela TAB. 40 pode-se calcular que o investimento no setor militar é a soma do total do Iraque (US\$ 135 bilhões) com as atividades de defesa do Departamento de Energia (US\$ 16,31 bilhões), isto é US\$ 151,31 bilhões. A comparação deste valor com o gastos anuais em pesquisa de células a combustível (US\$ 0,34 bilhões) evidencia o maior interesse do Governo

americano na guerra e na política de defesa nacional. Se uma parte maior destes recursos fosse destinada às células a combustível, certamente seu desenvolvimento seria muito mais acelerado.

Como visto anteriormente, a posição das empresas de energia em relação às células a combustível é um dos fatores de sucesso ou fracasso na introdução dessa tecnologia. Empresas petrolíferas de atuação internacional como Shell e Exxon só serão efetivamente aderentes à nova tecnologia quando o fim do petróleo estiver realmente próximo. Do contrário elas continuarão tendo grandes lucros mantendo suas operações tal e como encontram-se na atualidade. Neste contexto é importante lembrar que o atual governo dos Estados Unidos é alinhado com os interesses da indústria petrolífera, fato que explica seu pouco interesse nas células a combustível, como demonstrado na TAB. 40.

**TABELA 40 – Comparação de gastos dos EUA**

Orçamento do DOE para 2004	Bilhões de US\$
Desenvolvimento energético	
Pesquisa científica	
Pesquisa de células a combustível	0,34
Total de pesquisa científica	3,5
Outros desenvolvimentos energéticos	1,99
Total de desenvolvimento energético	5,49
Atividades de defesa	16,31
Outros	1,48
<b>TOTAL DOE 2004</b>	<b>23,28</b>
Gastos com a guerra contra o Iraque	48
Gastos com a reconstrução do Iraque	87
<b>TOTAL IRAQUE</b>	<b>135</b>

No cenário internacional descrito acima parece pouco provável que o Brasil tenha um desenvolvimento dos sistemas de células a combustível muito diferente do resto do mundo no setor automotivo. Entretanto, para o setor estacionário, é possível que o desenvolvimento seja diferente, como exposto em capítulos anteriores. Quando os sistemas estacionários de células a combustível penetrem

seus nichos de mercado previstos, pode-se prever impactos sociais bastante positivos. Da mesma forma pode-se concluir que os únicos entraves no Brasil serão o possível "lobby" das construtoras e em menor escala a disposição das empresas de energia em geral em mudar sua filosofia de trabalho. Entretanto é provável que esses entraves não sejam suficientes para interromper a introdução da tecnologia. Além disso, a célula a combustível é de interesse estratégico para o sistema energético nacional pois promove a diversificação da matriz brasileira de geração de energia elétrica. Este aspecto já é uma política do MME e do MCT em nossos dias, podendo-se afirmar que a política energética brasileira é favorável às células a combustível.

Pode-se esperar que a população em geral será muito favorável à nova tecnologia devido ao impacto ambiental insignificante com redução pela metade da poluição sonora se comparada com geradores diesel, ausência de poluição do ar e da água, componentes recicláveis, independência de combustíveis fósseis, flexibilidade de potências e de combustíveis e segurança do fornecimento. Quanto aos 11 milhões de brasileiros que atualmente não dispõem de energia elétrica, a introdução da nova tecnologia representará sua inclusão no mundo moderno, onde o uso da energia satisfaz necessidades básicas e traz vários confortos.

Portanto uma vez passada a reação negativa inicial de alguns setores, a introdução dos sistemas estacionários de células a combustível para geração distribuída no Brasil deverá ter um desenvolvimento significativo, trazendo benefícios para várias parcelas da sociedade.

## 5 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS

As características físico-geográficas e climáticas do Brasil favorecem uma grande diversificação de sua matriz energética. Este quadro abre grandes possibilidades de aumento de aproveitamento de potenciais renováveis, como o hidráulico, o eólico, o solar e o da biomassa, onde se inclui o etanol. Também são consideráveis as reservas de combustíveis fósseis às quais adicionam-se recentes descobertas de grandes jazidas de gás natural. O parque brasileiro de refino de petróleo e a estrutura de distribuição de seus derivados estão bem estabelecidos e o mesmo acontece com a produção e distribuição de etanol. Por sua vez, o hidrogênio está presente em muitas das fontes primárias e secundárias da matriz energética brasileira, proporcionando ao país várias formas potenciais de produção de hidrogênio em larga escala. Além disso, a abundância de recursos naturais nas fontes primárias de energia proporciona ao Brasil possibilidades de produção de hidrogênio por muitos anos. Vale a pena ressaltar ainda que a Matriz Energética Brasileira é menos dependente de recursos não renováveis do que a maioria dos países desenvolvidos atualmente.

Conforme verificado e exposto neste trabalho, a forma mais econômica para a produção de hidrogênio no Brasil é a reforma de gás natural, a curto prazo. Entretanto esse procedimento ainda tem emissões de gases de efeito estufa que devem ser evitadas a longo prazo. Em médio prazo deve-se considerar o fim das reservas de gás natural e buscar a transição para outra fonte primária, preferencialmente renovável. Essa segunda fonte poderá ser a energia hidrelétrica, eólica, nuclear ou o etanol (biomassa). Apesar de não ser renovável, a energia nuclear deverá ter um papel importante na futura *Economia do Hidrogênio*.

Há outras particularidades da energia nuclear que a tornam interessante para a futura *Economia do Hidrogênio*. Uma dessas características é que as usinas nucleares são operadas de forma mais econômica na respectiva potência nominal, isto é, operação com carga de base. Portanto o excedente de energia produzido pelas usinas nucleares nos períodos fora do horário de pico pode ser

colocado à disposição a um custo relativamente baixo. Estima-se que a diferença de custo do hidrogênio de origem nuclear produzido no horário de pico e fora dele situe-se entre 20 % e 30 % [PRO 96].

A opção de energia primária usada para a geração de hidrogênio em larga escala no Brasil nas próximas décadas causará impactos na matriz energética do país, pois a fonte primária selecionada será então muito mais explorada do que as demais. Pelo estudo das várias fontes de hidrogênio pode-se concluir que, independentemente da fonte primária de energia selecionada, a produção de hidrogênio em larga escala no Brasil é possível do ponto de vista econômico e do ponto de vista de disponibilidade de fontes primárias. Também tem relevância o fato de que já há produção de hidrogênio no Brasil, em nossos dias, para atender à demanda da indústria química e petroquímica. Todos estes potenciais de produção de hidrogênio formam um dos pilares mais importantes para a introdução da tecnologia de células a combustível.

O cenário de longo prazo mais provável para o setor de geração estacionária no Brasil indica que haverá maior disponibilidade de hidrogênio, devido às hipóteses consideradas. Esse cenário também aponta crescimento do mercado potencial para células a combustível. Portanto deverá existir espaço para a expansão dos sistemas baseados na nova tecnologia para a geração estacionária em geral, dentro da qual inclui-se a geração distribuída.

Além disso, as estimativas de custo indicam razoável competitividade no mercado brasileiro de alguns sistemas de geração baseados em células tipo PAFC já em nossos dias. Essas estimativas referem-se a uma provável pequena produção em série de tais sistemas. Com o aumento do número de unidades produzidas, esse custo diminuirá, facilitando a penetração de mercado. Além disso o aproveitamento do calor residual reduz ainda mais o custo global dos sistemas e de sua operação. Portanto há mercado potencial no Brasil hoje, embora restrito, e ele tende a crescer no futuro.

Entretanto, será necessária uma política de vendas e de convencimento da nova tecnologia agressiva por parte dos fabricantes, pois a concorrência de tecnologias já estabelecidas é grande. Um dos fatores a ser observados na política de vendas dos sistemas de células a combustível é a seleção de aplicações que aproveitem o calor residual. Há um mercado considerável para

estas aplicações no setor residencial, onde o chuveiro elétrico é muitas vezes considerado como um “vilão energético”, pois utiliza a mais nobre das energias, que é a eletricidade, para produzir calor, considerado uma energia menos nobre. Os sistemas de célula a combustível instalados em edifícios residenciais podem fornecer a eletricidade e o calor consumidos pelos moradores.

Quanto ao aspecto ambiental, o uso dos sistemas de células a combustível não apenas evitará vários impactos negativos, como também contribuirá para a solução de problemas ambientais. No exemplo considerado de gás do lixo, esses sistemas evitarão os impactos ambientais negativos de algumas tecnologias tradicionais, gerarão quantidade igual ou maior de energia, ajudarão a solucionar o problema da deposição de resíduos e ainda produzirão água. Caso os aterros sanitários instalem os sistemas de células a combustível e aproveitem o calor residual, então deverão contar-se também os benefícios econômicos, além dos ambientais. Dessa forma evitar-se-ia alagar uma área próxima à do Estado de Sergipe, que provavelmente estaria localizada na Amazônia, caso a opção fosse por usinas hidrelétricas. Da mesma forma evitar-se-ia emitir 12% a mais de carbono, caso a opção fosse por usinas termelétricas. Neste caso estima-se que a adicionalidade no ano de 2050 seria da ordem de  $0,492 \cdot 10^9$  toneladas de  $\text{CO}_2$  por ano, ou seja, aproximadamente US\$ 98,4 bilhões em Créditos de Carbono.

Em relação aos 11 milhões de brasileiros que atualmente não dispõem de energia elétrica, a introdução da nova tecnologia representará sua inclusão no mundo moderno, onde o uso da energia satisfaz necessidades básicas e traz vários confortos. Portanto a introdução dos sistemas estacionários de células a combustível para geração distribuída no Brasil terá impactos positivos para várias parcelas da sociedade.

Desta forma a situação atual no Brasil pode ser equacionada da seguinte forma: há muitas possibilidades para a produção de hidrogênio, há recursos humanos capacitados na tecnologia de células a combustível, a maioria dos componentes dos sistemas de células a combustível pode ser fabricada no país, há mercado potencial, há alguns sistemas com preços próximos à competitividade e as previsões para o futuro são de fomento à geração distribuída. Caso os sistemas de células a combustível realmente ocupem os nichos de mercado previstos, os impactos econômicos, mercadológicos, ambientais e sociais serão

muito positivos. Essa situação permite afirmar que as perspectivas de futuro para a introdução da tecnologia de células a combustível visando a geração distribuída são as mais promissoras.

Além disso, é interessante observar que outros autores que se dedicaram ao estudo de células a combustível chegaram a conclusões semelhantes. Um exemplo é o que Blomen e Mugerwa escreveram já em 1993, como segue: "Estima-se que 200.000 veículos movidos a célula a combustível estarão rodando em 1997 e que 200.000 novos veículos por ano serão introduzidos a partir de 2003." [BLO 93]. Também é interessante observar que grandes fabricantes internacionais de sistemas estacionários, como, por exemplo, Siemens-Westinghouse, afirmam ano após ano que em breve espaço de tempo lançarão sistemas a preços competitivos e com vida útil comparável à de tecnologias concorrentes. A observação de outros autores mostra conclusões semelhantes, isto é, muito otimistas em relação às células a combustível, embora defasadas no tempo. Esses fatos induzem à reflexão em busca da causa pela qual a célula a combustível não está se expandindo tão rapidamente quanto esperado.

A causa principal é, bastante provavelmente, o custo, que ainda não permite que a tecnologia de célula a combustível seja competitiva em relação às suas concorrentes já estabelecidas. A maior parte dos atuais sistemas de células a combustível ainda está em fase de testes ou desenvolvimento, fato que promove a manutenção dos preços nos níveis atuais devido à ausência da produção em larga escala.

Uma das outras causas certamente é o "lobby" das grandes empresas petrolíferas de atuação mundial, conforme exposto na seção 4.7.3. Essas empresas têm grandes lucros executando seus negócios da forma como os têm feito nas últimas décadas. Portanto, caso o setor energético continue tal e como está, essas empresas continuarão tendo seus lucros como fazem há décadas.

Outra causa é a relativa pouca importância dada por alguns países ricos à problemática ambiental. Esperava-se grande mobilização mundial a favor da questão ambiental por ocasião da conferência Rio 1992. Passados doze anos dessa conferência, o nível de degradação ambiental mundial aumentou, os Estados Unidos não assinaram o Protocolo de Kiyoto e a conferência seguinte,

Johannesburgo 2002, não teve maiores impactos além da constatação do pequeno sucesso da Rio 92.

Finalmente pode-se identificar como causa para o lento progresso da tecnologia de células a combustível os fatos históricos do setor energético. A história mostra que as novas tecnologias energéticas levaram décadas para se estabelecer e que esses processos ocorreram de forma progressiva e simultânea à existência de outras tecnologias energéticas. Portanto, é de se esperar que a expansão da tecnologia de células a combustível ocorra de forma lenta e gradual e que as tecnologias existentes convivam com ela durante as próximas décadas.

Entretanto as tecnologias energéticas mais difundidas - o carvão e o petróleo – representam fontes de poder para as parcelas da sociedade que as controlam. Os mesmos fatos históricos citados anteriormente mostram que o poder mundial conquistado pela Inglaterra no século XIX baseou-se grandemente no carvão e na máquina a vapor. O mesmo vale para os Estados Unidos no século XX, onde grande parte do poder baseia-se no petróleo.

De um lado a Inglaterra possuía grandes reservas de carvão e de outro os Estados Unidos também têm grandes reservas de carvão e petróleo. Mas a produção americana não é suficiente para seu próprio consumo, sendo então necessário buscar outras fontes através da importação. Desses fatos pode-se concluir que a não auto-suficiência americana em fontes primárias de energia não foi obstáculo para o crescimento de seu poder. Ao mesmo tempo há países extremamente pobres com abundantes fontes energéticas.

Estas reflexões indicam que as relações entre capital, disponibilidade de fontes energéticas primárias, domínio de certas tecnologias e desenvolvimento humano são bastante complexas e influenciam a introdução de qualquer nova tecnologia energética. São necessários, portanto, estudos adicionais mais detalhados dessas relações e seus desdobramentos na nova tecnologia nos âmbitos mundial e brasileiro.

### **5.1 Sugestões de trabalhos futuros**

Como sugestão de trabalhos futuros pode-se citar um estudo detalhado dos custos apresentados nas seções 3.2 e 4.4, incluindo mais dados brasileiros. Esse procedimento ampliaria e aprofundaria o conhecimento dos custos e melhoraria a precisão dos cálculos. Além disso seria útil estabelecer um algoritmo de mercado que relacionasse o tamanho dos diversos segmentos de mercados com as potências requeridas e os tipos de células a combustível mais adequados para cada aplicação. Para ambas sugestões seria útil o aumento da precisão dos cenários e das estimativas de custos de hidrogênio, pois elas são fontes de dados muito importantes para as conclusões. Também seria interessante a avaliação dos impactos causados pela produção de hidrogênio em larga escala no Brasil.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- /ACC 03/ O ÁLCOOL COMO COMBUSTÍVEL. **União da Agroindústria Canavieira de São Paulo – ÚNICA**. São Paulo, 2003. Disponível em: <<http://www.copersucar.com.br/>>. Acesso em 25 jun. 2003.
- /AEC 03/ A ATUAL ESPECIFICAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS NO BRASIL – Conjuntura e Informação nº 19. **Agência Nacional do Petróleo. Superintendência de Assuntos Estratégicos**. Brasília, 2001. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/doc/informe\\_ci/ci\\_n\\_19.pdf?f n=document-frame.htm\\$f=templates\\$3.0](http://www.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/doc/informe_ci/ci_n_19.pdf?f n=document-frame.htm$f=templates$3.0)>. Acesso em 12 ago. 2003.
- /AGA 03/ ANÁLISE DA GASOLINA. **Revista eletrônica de química – Universidade Federal de Santa Catarina**. Florianópolis, nov. 2002. Disponível em: <<http://www.qmc.ufsc.br/qmcweb/artigos/gasolina.html>>. Acesso em 23 jul. 2003.
- /ALV 00/ ALVES, JOÃO WAGNER SILVA. **Diagnóstico técnico institucional da recuperação e uso energético do biogás gerado pela digestão anaeróbica de resíduos**. 2000. Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da USP, São Paulo.
- /AGU 03/ AGUIAR, E. Um futuro sem apagão. **Brasil Energia on-line**. Editora Brasil Energia. Rio de Janeiro, jan. 2003. Disponível em: <[http://www.energiahoje.com.br/artigos.asp?ID\\_MATERIA=5](http://www.energiahoje.com.br/artigos.asp?ID_MATERIA=5)>. Acesso em 16 out. 2003.
- /AND 02/ ANDRADE, CARLOS AMÉRICO MORATO DE. **Recursos e Oferta de Energia**. Disciplina de Pós-graduação ministrada no Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002. Não publicada.
- /ANG 03/ ANGRA 3 DEPENDE DE SANEAMENTO DA ELETRONUCLEAR, DIZ PINGUELLI. **O Estado de S. Paulo**. São Paulo, 18 mar. 2003. Disponível em: <<http://www.estadao.com.br/eleicoes/governolula/noticias/2003/mar/18/107.htm>>. Acesso em 15 abr. 2003
- /APB 03/ A PRODUÇÃO BRASILEIRA, A indústria do petróleo, O petróleo e a petrobrás, Sala de aula. **Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás)**. Rio de Janeiro, jun. 2001. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/portugues/index.asp>>. Acesso em 05 set. 2003.

- /APP 00/ APPLICATIONS, DEMONSTRATIONS AND STATUS. Distributed generation. **Fuel Cell Handbook (Fifth Edition)**. Morgantown, WV: U.S. Department of Energy, out. 2000. cap. 1. p. 1\_21-1\_25.
- /APP 04/ APPROPRIATION ACCOUNT SUMMARY, Department of Energy. In: **Department of Energy FY 2005 Congressional Budget Request**. Washington, DC, Office of Management, Budget and Evaluation/CFO, Fev. 2004. V. 1. DOE/ME-0032. p. 3-4.
- /BAU 01/ BAUQUIS, P.R. A reappraisal of energy supply and demand in 2050. **Oil and Gas Science and Technology**, p. 389-402, v. 56, n. 4, 2001.
- /BEN 02/ BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – BEN 2002, Secretaria de Energia. Departamento Nacional de Políticas Energéticas – DNPE, Coordenação Geral de Informações Energéticas – CGIE. **Ministério de Minas e Energia**. Brasília, mar 2003. Cap. 1 e 8.
- /BEN 03/ BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – BEN 2003, Secretaria de Energia. Departamento Nacional de Políticas Energéticas – DNPE, Coordenação Geral de Informações Energéticas – CGIE. **Ministério de Minas e Energia**. Brasília, jan. 2004. Cap. 1 a 8.
- /BLO 93/ BLOMEN, L.J.M.J.; MUGERWA, M.N. Epilogue. In: BLOMEN, L.J.M.J.; MUGERWA, M.N. (Ed.). **Fuel Cell Systems**. New York, Plenum Press, 1993. p. 586.
- /BOA 02/ BÔA NOVA, A.C. **Energia e Sociedade**. Disciplina de Pós-graduação ministrada no Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002. Não publicada.
- /BOA 85/ BÔA NOVA, A.C. **Energia e Classes Sociais no Brasil**. São Paulo: Edições Loyola, 1985.
- /BRO 01/ BROWN, M. A.; LEVINE, M. D.; SHORT, W.; KOOMEY, J. G. Scenarios for a clean energy future. **Energy Policy**, Elsevier, p. 1179-1196, n. 29, 2001.
- /BUR 02/ BURNS, LAWRENCE D.; MCCORMICK, J. BYRON; BORRONI-BIRD, CHRISTOPHER E. Um futuro limpo. **Scientific American Brazil**, p. 80-89, jun. 2002.
- /CAB 03/ CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL / Banco de Dados de Biomassa no Brasil. **Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE) e Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO)**. São Paulo, nov. 2002. Disponível em: [http://infoener.iee.usp.br/scripts/biomassa/br\\_cana.asp](http://infoener.iee.usp.br/scripts/biomassa/br_cana.asp). Acesso em 30 set. 2003.

- /CAL 04/ CALDEIRA-PIRES, A. Metodologias Avançadas para Estudos de Câmaras de Combustão de Turbinas Estacionárias. **Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Eletronorte**. Brasília, jan. 2004. Disponível em: <[www.lea.unb.br/~modturb/oficina1/comb.pdf](http://www.lea.unb.br/~modturb/oficina1/comb.pdf)>. Acesso em 01 mar. 2004.
- /CAP 03/ CAPACIDADE DE GERAÇÃO DO BRASIL / Banco de Informações de Geração. **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**. Rio de Janeiro, jun. 2003. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em 10.06.2003
- /CAR 03/ CARVÃO MINERAL. Balanço Mineral Brasileiro 2001. Páginas 1 a 19. **Departamento Nacional de Produção Mineral**. Brasília, mar. 2001. Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br/Balan%C3%A7o01/pdf/carvao.pdf>>. Acesso em 05 set. 2003.
- /CCN 03/ CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR. **Indústrias Nucleares do Brasil – INB**. Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <<http://www.inb.gov.br>>. Acesso em 29 set. 2003.
- /CGB 04/ CAPACIDADE DE GERAÇÃO NO BRASIL / Banco de Informações de Geração. **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**. Brasília, abr. 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 13 mai. 2004.
- /CGE 02/ CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS - CGEE. **Programa Brasileiro de Células a Combustível**. Brasília: Ministério da Ciência e Tecnologia, jul. 2002.
- /CGN 03/ COMPOSIÇÃO DO GÁS NATURAL – Gasoduto Bolívia-Brasil. **Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS**. São Paulo, abr. 1999. Disponível em: <[http://www.comgas.com.br/pt/gas\\_natural/composicao.asp](http://www.comgas.com.br/pt/gas_natural/composicao.asp)>. Acesso em 15 mai. 2003.
- /COL 03/ COLSON-INAM, S. Solid Oxide Fuel Cells – Ready to Market? **Cell Expert**. Boston, MA, nov. 2003. Disponível em: <<http://www.cell-expert.com/CENA%20article%2011%202003.htm>>. Acesso em 19 jan. 2004.
- /COS 03/ COST ANALYSES OF FUEL CELL STACKS/SYSTEMS. 2003 Hydrogen and Fuel Cells Merit Review Meeting. **TIAX LLC**. Berkeley, CA, mai. 2003. Disponível em: <[http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/hydrogen/pdfs/103\\_tiax\\_eric\\_carlson.pdf](http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/hydrogen/pdfs/103_tiax_eric_carlson.pdf)>. Acesso em 16 jan. 2004.

- /CUE 03/ CUSTOS DO ETANOL/O Programa do Álcool. Ministério da Ciência e Tecnologia. Brasília, 1997. Disponível em:  
<[http://www.mct.gov.br/clima/comunic\\_old/alcohol0.htm](http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/alcohol0.htm)>. Acesso em 03 jul. 2003.
- /DOM 04/ DOMICÍLIOS POR CONDIÇÃO DE SANEAMENTO E LUZ ELÉTRICA. Indicadores Sociais Mínimos. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)**. Brasília, jul. 2001. Disponível em:  
<<http://www.ibge.gov.br>>. Acesso em 11 mar. 2004.
- /DTR 03/ DYE TRACING PROCEDURE - Fact Sheet nr. 5/3. **Chelsea Technologies Group – Marine Systems**. West Molesey, UK, abr. 2002. Disponível em:  
<<http://www.chelsea.co.uk/DyeTrac.pdf>>. Acesso em 11 jun. 2003.
- /ENC 03/ ENERGIA NUCLEAR: CUSTOS DE UMA ALTERNATIVA. **ComCiência**, Rio de Janeiro, abr. 2003. Disponível em:  
<<http://www.comciencia.br/reportagens/nuclear/nuclear11.htm>>. Acesso em 30 abr. 2003.
- /ETC 03/ ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS – Álcool etílico. **Grupo Copersucar União**. São Paulo, 2003. Disponível em:  
<<http://www.copersucar.com.br/>>. Acesso em 25 jun. 2003.
- /FCP 01/ FORSBERG, CHARLES W.; PEDDICORD, K. L. Hydrogen Production as a major nuclear energy application. **Nuclear News**, p. 41-45, September 2001
- /FEL 02/ FELLS, I. Clean and secure energy for the twenty-first century. In: INSTITUTION OF MECHANICAL ENGINEERS, December 12, 2001, Newcastle upon Tyne. **Proceedings...** Newcastle upon Tyne: J Power and Energy, 2002, Vol 216, Part A, p. 291-294.
- /FUE 04/ FUEL CELL AIR EMISSIONS, Combined Heat and Power Workshop. **International Fuel Cells**. South Windsor, CO, mai. 2001. Disponível em: <<http://www.hawaii.gov/dbedt/ert/chp/cardes/sld015.htm>>. Acesso em 20 fev. 2004.
- /GEB 04/ GERAÇÃO DE ENERGIA A BIOGÁS DE ATERRO SANITÁRIO. Aterro Bandeirante já iniciou planta de 20MW. **Bancor Internacional Ltda – Brasil**. São Paulo, fev.2004. Disponível em:  
<<http://www.bancor.com.br/not1.htm>>. Acesso em 21 mai. 2004.
- /GEL 03/ GELLER, H.S. Em direção a um futuro energético sustentável. In: **Revolução energética**. Rio de Janeiro, Relume Dumará, 2003. cap. VIII. p. 264-268.

- /GER 02/ GERAÇÃO 2002. Produção, Dados Técnicos. **Itapu Binacional**. Brasília, jan. 2003. Disponível em: <<http://www.itaipu.gov.br/>>. Acesso em 21 nov. 2003.
- /GER 04/ GERAÇÃO DE ENERGIA, Sobradinho. **Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF)**. Recife, abr. 1998. Disponível em: <<http://www.chesf.gov.br/ctudo-geracao-sobradinho.html>>. Acesso em 20 fev. 2004.
- /GNC 03/ GÁS NATURAL/O CAMINHO ATÉ A DISTRIBUIDORA. **Portal GásEnergia**. Rio de Janeiro, mar. 2000. Disponível em: <<http://www.gasenergia.com.br/portal/port/gasnatural/caminhodistribuidora.jsp>> Acesso em 12 mai. 2003.
- /GNO 03/ GÁS NATURAL/O QUE É? **Portal GásEnergia**. Rio de Janeiro, mar. 2000. Disponível em: <<http://www.gasenergia.com.br/portal/port/gasnatural/oque.jsp>> Acesso em 12 mai. 2003.
- /GNR 03/ GÁS NATURAL/RESERVAS. **Portal GásEnergia**. Rio de Janeiro, mar. 2000. Disponível em: <<http://www.gasenergia.com.br/portal/port/gasnatural/reservas.jsp>> Acesso em 12 mai. 2003.
- /GRI 02/ GRID-INDEPENDENT, RESIDENTIAL FUEL-CELL CONCEPTUAL DESIGN AND COST ESTIMATE. Final report to DOE NETL. **TIAX LLC**. Cambridge, MA, out. 2002. Disponível em: <[http://www.seca.doe.gov/pubs/reports/Resid\\_FC\\_Final\\_10-18-02.pdf](http://www.seca.doe.gov/pubs/reports/Resid_FC_Final_10-18-02.pdf)>. Acesso em 16 jan. 2004.
- /HAF 94/ HYDROGEN as an alternative automotive fuel. **Automotive Engineering Review** out. 1994, fev. 1997 e jun. 1997.
- /HOH 99/ HAAS, REINHARD; ORNETZEDER, MICHAEL; HAMETNER, KRISTINA; WROBLEWSKY, ANGELA; HÜBNER, MICHAEL. Socio-Economic Aspects of the Austrian 200 kWp Photovoltaic-Rooftop Programme. **Solar Energy**, v. 66, n. 2, p. 183-191, 1999.
- /HOO 93/ HOOIE, D. T. Market. In: BLOMEN, L. J. M. J.; MUGERWA, M. N. (Ed.). **Fuel Cell Systems**. New York, Plenum Press, 1993. cap. 4. p. 121-156.
- /INF 04/ INFORMAÇÕES SOBRE SERGIPE, Área. **Governo do Estado de Sergipe**. Aracaju, jun. 2001. Disponível em: <<http://www.se.gov.br/>>. Acesso em 01 mar. 2004.

- /INS 03/ INDICADORES SOCIAIS, População, Censo Demográfico 2000. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)**. Brasília, jun. 2001. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/solar/>>. Acesso em 14 ago. 2003.
- /KOR 96/ KORDESCH, K., SIMADER, G. **Fuel Cells and Their Applications**. Weinheim, VCH Verlagsgesellschaft mbH, 1996. cap. 5. p. 181-206.
- /LAR 02/ LARSEN, H., SØNDERBERG, P. **New and emerging technologies – options for the future**. Risø: National Laboratory, Out. 2002. (ISBN 87-550-3081-5).
- /LIN 02/ LINARDI, M. **Introdução à Tecnologia de Células a Combustível**. Disciplina de Pós-graduação ministrada no Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, São Paulo, 2002. Não publicada.
- /LIN 84/ LINDEN, D. **Handbook of batteries and fuel cells**. New York, N.Y.: McGraw-Hill Book Company, 1984.
- /LIP 03/ LIPPER, T., WOLFFE, R. What will Iraq cost Bush? **Newsweek**. 03 nov. 2003, p. 12-15.
- /LNB 03/ LENHA NO BRASIL. Banco de Dados de Biomassa no Brasil. **Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE) e Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO)**. São Paulo, nov. 2002. Disponível em: <[http://infoener.iee.usp.br/scripts/biomassa/br\\_lenha.asp](http://infoener.iee.usp.br/scripts/biomassa/br_lenha.asp)>. Acesso em 30 set. 2003.
- /LPT 04/ LUZ PARA TODOS. Programas. **Ministério de Minas e Energia**. Brasília, out.2003. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/LuzParaTodos/index.shtml>>. Acesso em 21 mai. 2004.
- /MAR 04/ MARKET INFO. Stationary Fuel Cells. Fuel Cell Reference Charts. **Fuel Cells 2000**. Washington, DC, 2003. Disponível em: <<http://www.fuelcells.org/info/charts.html>>. Acesso em 21 mai. 2004.
- /MET 03/ METHANOL PRICING (USGC Spot). **Methanol Institute**. Washington, D.C., mai. 2003. Disponível em: <<http://www.methanol.org>>. Acesso em 12 mai. 2003
- /MOV 04/ MOVING TOWARD A HYDROGEN ECONOMY, Department of Energy. In: **Fiscal Year 2005 Budget of the U.S. Government**. Washington, DC, Office of Management and Budget, Fev. 2004. p. 119-120.

- /MPE 03/ MELHORIA DO PERFIL ENERGÉTICO DE COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS – Projeto MultiMin. **Universidade Federal do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro, 03 mar. 1999. Disponível em: <<http://acd.ufri.br/multimin/mmp/textos/combust.htm>>. Acesso em 16 jun. 2003.
- /MUG 93/ MUGERWA, M.N.; BLOMEN, L.J.M.J. Fuel Cell System Economics. In: BLOMEN, L.J.M.J.; MUGERWA, M.N. (Ed.). **Fuel Cell Systems**. New York, Plenum Press, 1993. cap. 12. p. 531-563.
- /MUR 03/ MINÉRIO DE URÂNIO. Indicadores tecnológicos. **Indústrias Nucleares do Brasil – INB**. Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <<http://www.inb.gov.br/uranio.asp>>. Acesso em 29 set. 2003.
- /NET 04/ NETO, W.G. Os aspectos jurídicos e os cuidados necessários para entrar no mercado de Créditos de Carbono. In: IV FÓRUM DE ENERGIA LIMPA, 25-27 mai. 2004., São Paulo, SP. **Resumos**. São Paulo: Caju, 2004. 1 CD-ROM.
- /NOG 03/ NOGUEIRA JR., MILTON P. Energia solar fotovoltaica. **Aonde vamos/Energias renováveis/O site de divulgação e difusão de energias renováveis**. Maceió, jan. 2000. Disponível em: <<http://www.aondevamos.eng.br/textos/texto02.htm>> acesso em 23 jun. 2003
- /PAM 03/ PAMPLONA, N. Gás encontrado em Santos triplica reservas brasileiras. **O Estado de S. Paulo**. São Paulo, 04 set. 2003. Disponível em: <<http://www.estadao.com.br/economia/noticias/2003/set/04/2.htm>>. Acesso em 04 set. 2003.
- /PBG 03/ PROJETO BIOGÁS. **Turma 333/2001 da Escola Estadual Carneiro de Campos de Serafina Corrêa**. Rio Grande do Sul, nov. 2001. Disponível em: <<http://www.net11.com.br/eccc/biogas>>. Acesso em 02 jul. 2003.
- /PEE 03/ PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA. **Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE)**. Recife, 1999. Disponível em: <[http://www.eolica.com.br/index\\_por.html](http://www.eolica.com.br/index_por.html)>. Acesso em 02 out. 2003.
- /PEH 03/ PEHNT, M., RAMESOHL, S. **Fuel cells for distributed power: benefits, barriers and perspectives**. Wupertal, Institut für Klima, Umwelt und Energie, 2003.
- /PET 03/ PETRÓLEO, Centro de estudos de petróleo (CEPETRO). **Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)**. Campinas, abr. 2003. Disponível em: <[http://www.cepetro.unicamp.br/petroleo/index\\_petroleo.html](http://www.cepetro.unicamp.br/petroleo/index_petroleo.html)>. Acesso em 05 set. 2003.

- /PIE 93/ PIETROGRANDE, P.; BEZZECCHERI, MAURIZIO. Fuel Processing. In: BLOMEN, LEO J.M.J.; MUGERWA, MICHAEL N. (Ed.). **Fuel Cell Systems**. New York, Plenum Press, 1993. cap. 4. p. 121-156.
- /POD 04/ PODER CALORÍFICO. Propriedades dos combustíveis. **Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais**. Belo Horizonte, 2001. Disponível em: <<http://www.redesinodal.com.br/prevestibular/resumos/quimica/0029.doc>>. Acesso em 13 mai. 2004.
- /PRE 04/ PREÇO NA BOMBA, Composição de preços ao consumidor, Gasolina comum A, Produtos. **Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás)**. Rio de Janeiro, mai. 2004. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/portal/produtos.htm>>. Acesso em 12 mai. 2004.
- /PRO 96/ PROJEÇÃO PARA O SEGUNDO MEIO-SÉCULO DE ENERGIA NUCLEAR. Produção de hidrogênio. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Energia Nuclear, p. 53-54, mar. 1996. Edição especial.
- /RAM 03/ RAMOS, DOREL SOARES. **Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente Institucional do Setor Elétrico**. Disciplina de Pós-graduação ministrada na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003. Não publicada.
- /REF 03/ REALIZAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA; RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO; BALANÇO 2002. **Eletronuclear**. Rio de Janeiro, mar. 2003. Disponível em: <[http://www.eletronuclear.gov.br/novo/sys/interna.asp?ldSecao=236&secao\\_mae=6](http://www.eletronuclear.gov.br/novo/sys/interna.asp?ldSecao=236&secao_mae=6)>. Acesso em 29 jul. 2003.
- /REG 04/ REGIÃO NORDESTE, História do MAB. **Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB)**. Brasília, abr. 1997. Disponível em: <<http://www.mabnacional.org.br/site/index.html>>. Acesso em 20 fev. 2004.
- /REI 02/ REIS, L.B. dos. **Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável**. Disciplina de Pós-graduação ministrada na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002. Não publicada.
- /RUB 03/ RESERVAS DE URÂNIO NO BRASIL. **Indústrias Nucleares do Brasil – INB**. Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <<http://www.inb.gov.br/reservasBrasil.asp>>. Acesso em 29 set. 2003.
- /SCH 95/ SCHOEMAKER, P.J.H. Scenario Planning: A Tool for Strategic Thinking. **Sloan Management Review/Winter**, p. 25-40, 1995.

- /SER 03/ SERRA, E. T. Uso de células a combustível em residências e estabelecimentos comerciais. *Eletricidade Moderna*, p. 128-139, mai., 2003.
- /SES 03/ SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. *Laboratório de Energia Solar da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul*. Porto Alegre, jan. 2003. Disponível em: <<http://www.mecanica.ufrgs.br/solar/>>. Acesso em 23 jun. 2003.
- /SIH 03/ SITUAÇÃO HIDROLÓGICA/ Esquemático dos Principais Reservatórios de Acumulação/ Bacia do Rio Paraná – Trecho até Jupia. *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. Rio de Janeiro, jul. 2003. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/ons/operacao/boletim/sabado/page11.htm>>. Acesso em 17 jul. 2003
- /SIS 03/ SISTEMAS DE CÉLULAS A COMBUSTÍVEL TIPO PEM. *1º Encontro IPEN sobre Célula a Combustível*. Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN), Universidade de São Paulo, São Paulo, out. 2003. Não publicado.
- /SOL 03/ SOLAR ENERGY COSTS/PRICES. PHOTOVOLTAIC INDUSTRY STATISTICS: COSTS.RA. *SolarBuzz*. San Francisco, CA, dez. 2003. Disponível em: <<http://www.solarbuzz.com/StatsCosts.htm>> Acesso em 19 jan. 2004.
- /TAR 04/ TARIFAS DO GRUPO A. *AES Eletropaulo*. São Paulo, SP, out. 2003. Disponível em: <<http://www.eletropaulo.com.br/>>. Acesso em 02 fev. 2004.
- /TGN 03/ TARIFAS DO GÁS NATURAL CANALIZADO. *Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS*. São Paulo, mai. 2003. Disponível em: <<http://www.comgas.com.br>>, guia “Tarifas”. Acesso em 15 mai. 2003.
- /TID 03/ TIDEI, CARLOS. O Futuro Energético. *Jornal da UNICAMP*. Campinas, abr. 2002. Disponível em: <[http://www.unicamp.br/unicamp/unicamp\\_hoje/ju/abril2002/unihoje\\_ju173pag03.html](http://www.unicamp.br/unicamp/unicamp_hoje/ju/abril2002/unihoje_ju173pag03.html)>. Acesso em 30 set. 2003.
- /VER 04/ A VERSÃO DE BUSH. *Folha de São Paulo*. São Paulo, 04 out. 2003. Disponível em: <<http://www1.uol.com.br/cgi-bin/bibliot/arquivo.cgi?html=fsp2003&banner=bannersarqfolha>>. Acesso em 19 mar. 2004.
- /VIE 03/ VIELSTICH, W., LAMM, A., GASTEIGER, H. A. (Ed.). *Handbook of Fuel Cells*. West Sussex, 2003. v. 4.

- /WAL 02/ WALTERS, LEON; WADE, DAVID; LEWIS, DAVID. **Transition to a Nuclear/Hydrogen Energy System**. Argonne: Argonne National Laboratory, 2002.
- /WEN 00/ WENDT, H.; GÖTZ, M.; LINARDI, M. Tecnologia de células a combustível. **Química Nova**, p. 538-545, 23 (4), 2000.
- /WEN 02/ WENDT, H.; LINARDI, M.; ARICÓ, E. M. Células a combustível de baixa potência para aplicações estacionárias. **Química Nova**, Vol. 25, Nº. 3, p. 470-476, 2002.
- /WES 99/ WESTERHOLM, ROGER; PETERSON, LARS J. **State of the Art Multi-Fuel Reformers for Automotive Fuel Cell Applications: Problem identification and research needs**. Stockholm: Royal Institute of Technology and Stockholm University, Oct. 1999.
- /WIL 01/ WILLIAMS, M. C. Status and Promise of Fuel Cell Technology. **Fuel Cells 2001**, p. 87-91, 1, Nº. 2, 2001.
- /ZIR 02/ ZILLES, ROBERTO. **Energia Solar Fotovoltaica**. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, jun 2002.