

# ANÁLISE DE MODELOS DE PRODUÇÃO E ABASTECIMENTO DE HIDROGÊNIO PARA ÔNIBUS DE TRANSPORTE COLETIVO URBANO: ESTUDO DE CASO EM FOZ DO IGUAÇU

RIVEROS-GODOY, GUSTAVO <sup>(1)</sup>  
CAVALIERO, CARLA <sup>(2)</sup>  
PERES, ENNIO <sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup> Faculdade de Ciências Químicas, Universidade Nacional de Assunção, Assunção, Paraguai  
<sup>(2)</sup> Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil

## RESUMO

Embora ainda existam barreiras tecnológicas e econômicas para o desenvolvimento de uma economia baseada no uso do hidrogênio, estas dificuldades configuram-se em oportunidades para o surgimento de novas empresas de bens e serviços, diversificação da matriz energética, focalização das atividades de pesquisa, desenvolvimento e suporte tecnológicos, indispensáveis para dar sustentabilidade aos negócios relacionados à nova economia. O presente trabalho faz a comparação técnica-econômica de modelos de produção e abastecimento de hidrogênio obtido pelo processo da eletrólise da água aproveitando a denominada Energia Vertida Turbinável da Usina Hidrelétrica de Itaipu e disponibilizado para o setor de transportes. Para tanto, foi utilizado como estudo de caso a substituição da frota de ônibus a diesel do setor de transporte coletivo urbano da cidade de Foz do Iguaçu, por ônibus com células a combustível alimentada com hidrogênio eletrolítico.

## ABSTRACT

*Even though technical-economical barriers still exist for the development of an economy based in the hydrogen, these difficulties are opportunities for the appearance of new business of goods and services, energetic matrix diversification, focusing of researches activities, development and support to provide sustainability to the new economy. This study presents the technical-economical comparison of hydrogen production and supply models, using the so-called Spilled Turbinable Energy of the ITAIPU Hydroelectric Power Plant and available for the transport sector. The substitution of the urban collective diesel bus fleet with fuel cell buses in Foz do Iguaçu city was used as a case study in this work.*

## PALAVRAS CHAVE

Palavra chave: hidrogênio; células de combustível; energia vertida turbinável; transporte coletivo urbano

## 1. INTRODUÇÃO

Diante do atual panorama energético e ambiental, a sociedade está à procura de reduzir os impactos ambientais decorrentes principalmente do uso de combustíveis fósseis, apontados como principais responsáveis da mudança global do clima. Portanto, as estratégias apontam para a busca de medidas que possibilitem uma maior eficiência energética e utilização de fontes renováveis de energia. Para o setor de transportes, uma das soluções alternativas é o estímulo ao transporte coletivo baseado em tecnologias limpas, como por exemplo, o uso de células a

---

<sup>1</sup> Correspondência deverá ser enviada a Gustavo Riveros-Godoy:  
Tel.: (+595 21) 585-562; fax: (+595 21) 585-564; e-mail: riveros@qui.una.py

combustível, apesar desta opção não impedir a possibilidade de utilizar combustíveis fósseis, já que existem processos que permitem obter hidrogênio destes combustíveis.

Deve-se considerar que atualmente a demanda energética mundial é satisfeita em mais de 80% por combustíveis fósseis [1], porém a importância da diversificação da matriz energética, já que esta dependência por combustíveis fósseis tem importantes repercussões tanto econômicas quanto ambientais.

Dentre os setores energointensivos em combustíveis fósseis, destaca-se o setor de transportes. Nos países em desenvolvimento, o transporte representa 14% do consumo total de energia, sendo o número de automóveis de aproximadamente 20 por 1.000 pessoas, comparado com 600 automóveis por 1.000 pessoas nos países desenvolvidos. Espera-se que a demanda por transportes cresça muito nos países em desenvolvimento nos próximos anos e, caso continuem adotando o mesmo modelo de desenvolvimento que se deu nos países desenvolvidos, os problemas ambientais tornar-se-ão insolúveis [2].

O problema da poluição atmosférica associada aos transportes fica ainda mais evidente em grandes centros urbanos. Nesses locais, o movimento diário de pessoas entre a residência e o trabalho é muito intenso, o que provoca retenções e congestionamentos nas zonas centrais e vias de acesso. Este fato somado à dificuldade de circulação do ar pela presença de grande número de prédios e edifícios faz com que as condições atmosféricas adversas sejam agravadas [3].

Para este trabalho foi considerado o transporte coletivo urbano do município de Foz do Iguaçu, localizado no extremo oeste do Estado do Paraná, latitude: 25° 32' 45" longitude: 54° 53' 07" [4], na divisa entre o Paraguai e a Argentina e, com uma população de 309.113 habitantes [5], estrategicamente localizado a poucos quilômetros da Usina Hidrelétrica Itaipu, cuja energia elétrica pode ser aproveitada para a produção do hidrogênio.

Considerando a existência de quatro empresas operadoras de transporte coletivo urbano de Foz do Iguaçu, são apresentados dois modelos de produção do hidrogênio eletrolítico: modelo centralizado e modelo descentralizado. A seleção do modelo mais adequado é realizada sob o ponto de vista econômico, considerando ainda que características logísticas e ambientais também influenciem nesta análise, como se encontra detalhado adiante.

No modelo descentralizado é proposta a produção de hidrogênio eletrolítico na garagem de cada empresa, o que não exigirá o planejamento de distribuição do produto até a área de abastecimento, portanto cada empresa deve contar com a sua própria planta de eletrólise. Com isto, torna-se necessário um dimensionamento do sistema de eletrólise e outros componentes adequados à demanda de cada empresa. O hidrogênio produzido pode ser armazenado, tanto na forma líquida como na forma gasosa sob pressão. No entanto, considerando que os ônibus são abastecidos na forma gasosa, neste modelo foi considerada unicamente a armazenagem na forma de gás comprimido.

No modelo centralizado a produção é realizada em um único local. Uma vez produzido, o hidrogênio pode ser distribuído da mesma forma que outros gases. O modal de distribuição mais adequado do ponto de vista econômico a partir de uma planta centralizada aos postos de abastecimento foi detalhadamente analisado por Yang C. and Ogden J. [6] e os resultados mostraram que a demanda e a distância são parâmetros decisivos no custo de distribuição. Dentro deste modelo, foram analisados os seguintes casos:

- a. Distribuição mediante caminhões, na forma de gás comprimido em cesta de cilindros ou em tubos. Esta forma é recomendada para curtas distâncias e pequenas demandas devido principalmente à limitada capacidade de transporte por viagem. Para este trabalho foi considerado o transporte em tubos, com capacidade total para 350 kg de hidrogênio a 200 bar de pressão.
- b. Distribuição mediante caminhões, em cilindros, na forma líquida. Esta forma de transporte tem como principal vantagem o aumento da densidade do hidrogênio transportado, cerca de 10 vezes maior

quando comparada com a forma gasosa sob alta pressão. É recomendada para distâncias e demandas maiores, entre 500 kg e 3.000 kg por dia [6]. Entretanto, apresenta três desvantagens básicas: a grande quantidade de energia gasta no processo de liquefação, aproximadamente 11 kWh/kg, o que representa um gasto de cerca de 33% do conteúdo energético do produto; o grande investimento na compra de reservatórios criogênicos; e a perda sistemática entre 0,3% e 1% ao dia, o que impede o armazenamento nesta forma por grandes períodos.

- c. Sem distribuição, produção e abastecimento dos veículos em um único local. Portanto, obvia-se a logística de distribuição às empresas, serão os ônibus os que chegaram até a planta central de produção para abastecer o tanque.

No caso do Brasil, considerando o grande potencial hidráulico do país, a utilização de esta energia renovável para obter o hidrogênio torna-se uma opção importante tanto para a sociedade quanto para as empresas de energia elétrica. Se de um lado a sociedade pode se beneficiar com o uso de uma tecnologia relativamente mais limpa e energeticamente eficiente, de outro as empresas de energia elétrica podem diversificar os produtos a serem ofertados, vindo a atuar também como empresas de energia, como tem sido verificado nas empresas do setor de petróleo. Isto significa dizer que se abre um novo mercado de atuação para as empresas do setor elétrico: o de produção e venda de hidrogênio eletrolítico. Assim, toda a análise foi realizada levando em consideração que o empreendimento seria realizado pela Itaipu Binacional enquanto fornecedora de hidrogênio para o setor de transportes coletivos de Foz do Iguaçu.

Este trabalho propõe o aproveitamento da denominada EVT<sup>2</sup> junto à UHE Itaipu, esta energia excedente depende diretamente do regime de chuvas [7]. O estudo realizado por Souza e Silva [8] mostrou que o aproveitamento de pelo menos quatro meses do ano deste tipo de energia, mais barata, complementada com a energia firme o resto do ano, pode significar uma queda muito importante no custo médio do hidrogênio eletrolítico.

Com base na disponibilidade média mensal da EVT da UHE Itaipu no período de 2001 a 2006 e do consumo de energia elétrica total da planta de produção, tomado como exemplo o modelo centralizado de produção e abastecimento, igual a 22.743 MWh/mês, foi elaborado o gráfico da Figura 1.

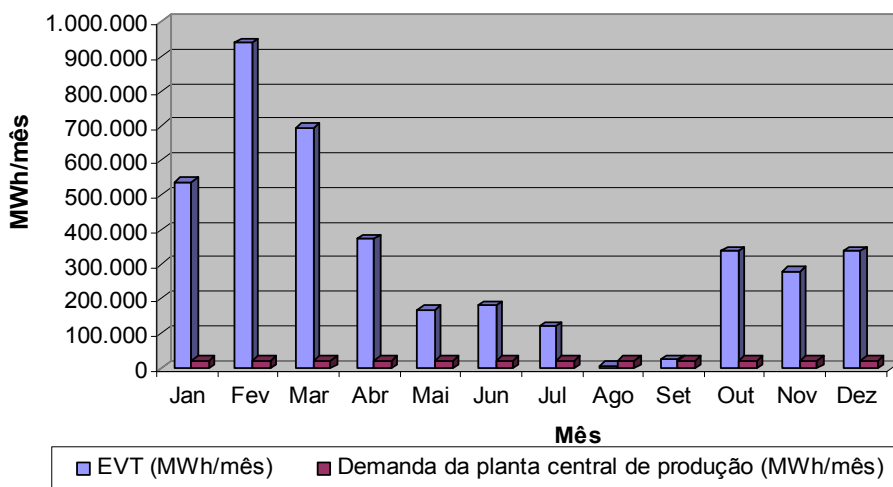


Figura 1 – Disponibilidade média mensal da EVT e consumo elétrico da planta de produção  
 Fonte: Elaboração própria em base a [9]

<sup>2</sup> EVT: Energia Vertida Turbinável, refere-se à energia elétrica que pode ser gerada com o volume de água que não pode ser armazenado, portanto, é liberada pelos vertedouros quando a UHE ainda possui capacidade de geração elétrica.

Observa-se que apenas no mês de agosto não haverá EVT suficiente disponível para atender todo o consumo de energia elétrica para a produção do hidrogênio, o que implica em complementar com energia firme para que não haja a paralisação da planta de eletrólise. No mês de setembro a disponibilidade média da EVT é levemente superior ao consumo total (cerca de 14% superior). Esta é a premissa utilizada para este trabalho.

## 2. OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal analisar diferentes alternativas de distribuição e abastecimento de hidrogênio produzido pelo processo de eletrólise da água, aproveitando a Energia Vertida Turbinável da Usina Hidrelétrica de Itaipu, e disponibilizado para o setor de transporte coletivo urbano da cidade de Foz do Iguaçu. A análise buscou ser abrangente, incluindo não só os aspectos técnicos senão também os econômicos, de tal forma que os resultados deste trabalho possam ser utilizados para uma discussão prática a esse respeito.

## 3. METODOLOGIA

Inicialmente procedeu-se à caracterização do sistema de transporte coletivo urbano da cidade escolhida para o caso de estudo, a cidade de Foz do Iguaçu. Para o levantamento de dados recorreu-se ao Instituto de Transporte e Trânsito de Foz do Iguaçu (Foztrans), à realização de uma pesquisa de campo junto às empresas operadoras do setor, além da obtenção de informações na Internet. Utilizou-se como base os dados do sistema de transporte urbano do ano 2006.

Na seqüência foi analisada de forma prática a inserção do ônibus escolhido como modelo de referência, o *Citaro Fuel Cell Bus*, em substituição aos ônibus em operação da cidade de Foz do Iguaçu. A análise centrou-se na autonomia de rodagem, na capacidade de transporte de passageiros e no tempo de abastecimento de hidrogênio no ônibus de referência. Para este último, considerando que o tempo total gasto no processo de abastecimento é determinado pelo número de bombas de abastecimento (*dispensers*), foi utilizada a Equação 3.1.

$$t_R = t_a \cdot n \cdot b^{-1} \quad \text{Eq. 3.1}$$

Onde  $t_R$  corresponde ao tempo total (h) gasto no processo;  $t_a$  corresponde ao tempo de abastecimento de cada veículo (0,25 h);  $n$  representa o número de veículos e  $b$ , o número de bombas de abastecimento disponíveis. Posteriormente foi estimado o consumo energético, em termos de massa de hidrogênio, da frota de ônibus com células a combustível a ser introduzido em substituição aos atuais ônibus em operação na cidade de Foz do Iguaçu. A partir da Equação 3.2 estimou-se a demanda anual de hidrogênio.

$$D_{H(an)} = km_{an} \cdot f_c \quad \text{Eq. 3.2}$$

Onde  $D_{H(an)}$  refere-se à demanda anual do hidrogênio (kg/ano);  $km_{an}$ , à quilometragem total anual da frota de ônibus em operação (km/ano); e  $f_c$ , ao consumo médio de hidrogênio do *Citaro Fuel Cell Bus* (kg/km).

Com base na demanda energética obtida foi possível iniciar a etapa de dimensionamento da planta de hidrogênio e a análise dos modelos de produção propostos.

O custo unitário da planta de produção e abastecimento está diretamente relacionado com o tamanho, porém tendo em vista a diferença entre os modelos propostos, foram considerados custos diferentes de instalação, devido que no modelo centralizado tem-se ganhos com a economia de escala e, ao maior custo no modelo descentralizado devido à necessidade de instalar quatro plantas pequenas.

Para este fim recorreu-se ao estudo realizado por Galeano [10]. Na Figura 2 mostra-se a curva que relaciona o custo de uma planta de eletrólise em função à capacidade de produção.

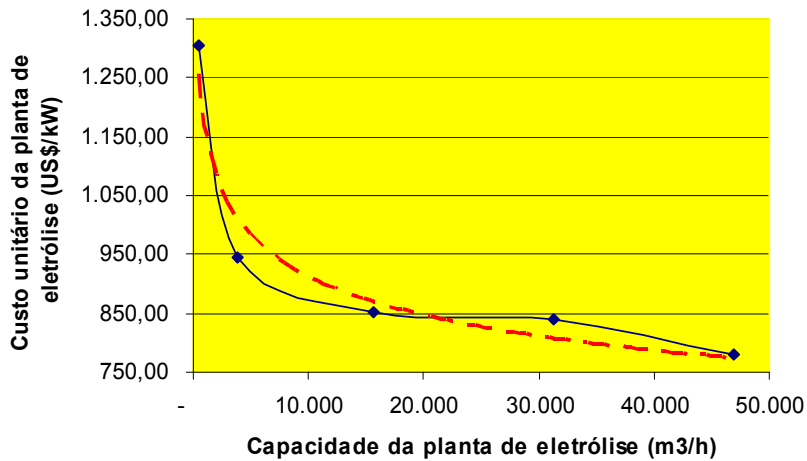


Figura 2 – Curva de custo unitário da planta de eletrólise frente à capacidade de produção. Fonte: [10]

Após reunir os dados econômicos necessários para cada planta de produção dimensionada e a través do uso de uma planilha eletrônica determinou-se o custo unitário do hidrogênio em cada um dos modelos utilizando equações desenvolvidas por S. Prince-Richard *et al.* [11]. O custo final do hidrogênio foi estimado em base a:

$$C_H = \frac{C}{Y} \quad \text{Eq. 3.3}$$

Onde  $C_H$  é o custo unitário do hidrogênio eletrolítico (US\$/kg);  $C$ , o custo anual da produção do hidrogênio eletrolítico (US\$/ano); e,  $Y$ , representa a produção anual de hidrogênio (kg/ano). O custo anual para produzir o hidrogênio eletrolítico é definido pela Equação 3.4.

$$C = C_c + C_e + (C_{GHC}) \quad \text{Eq. 3.4}$$

Onde  $C_c$  corresponde ao custo de capital, de operação e manutenção (US\$/ano);  $C_e$ , ao custo anual da energia elétrica utilizada (US\$/ano); e  $C_{GHC}$ , ao custo relacionado às emissões evitadas de gases de efeito estufa. O valor de  $C_{GHC}$  poderá ser negativo quando no projeto forem obtidos créditos de carbono (US\$/ano). Todos estes componentes são detalhados a seguir.

$C_c$  : custo de capital, operação e manutenção

Este parâmetro considera todos os custos associados à planta de produção excluindo o custo da energia elétrica. Portanto, inclui o capital inicial de instalação, o custo de manutenção e operação, entre outros, e também considera o  $FRC$  (Fator de Retorno de Capital), conforme pode ser visto na Equação 3.5.

$$C_c = C_{cap} \cdot (FRC + OM) + FRC \cdot \left( \sum_i \frac{Ei(n)}{(1+d)^n} \right) \quad \text{Eq. 3.5}$$

Onde  $C_{cap}$  representa o custo de capital de instalação da planta e  $OM$ , a taxa de custo com operação e manutenção estimado como porcentagem de  $C_{cap}$ . O  $Ei$  refere-se aos gastos extraordinários que poderiam acontecer em  $n$  anos.

O custo de capital de instalação considera todos os custos associados à instalação inicial da planta, conforme a Equação 3.6.

$$C_{cap} = \alpha + \beta + \chi + \varepsilon + \emptyset + \gamma + \lambda \quad \text{Eq. 3.6}$$

Onde  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\chi$  representam os custos associados à compra do sistema de eletrólise, de compressão ou liquefação (caso a produção de hidrogênio líquido) e de armazenamento, respectivamente;  $\varepsilon$  representa o custo com engenharia e supervisão;  $\emptyset$ , o custo associado à infraestrutura civil;  $\gamma$ , o custo de eventuais contingências; e  $\lambda$ , o custo com despesas de construção.

O *FRC* é um parâmetro econômico dependente da taxa de desconto ( $d$ ) e do período de recuperação ( $N$ ), estimado em anos e é obtido a partir da Equação 3.7.

$$FRC = \frac{d}{1 - (1 + d)^{-N}} \quad \text{Eq. 3.7}$$

$C_e$ : custo da energia elétrica

Este parâmetro está diretamente relacionado com o consumo energético do sistema. Neste trabalho são considerados dois tipos de energia, a denominada Energia Firme (*EF*) e a Energia Vertida Turbinável (*EVT*). Nos meses em que forem utilizados simultaneamente os dois tipos de energia, o custo da energia elétrica é igual à média ponderada entre os custos vigentes dos tipos de energia considerados e pode ser calculado a partir da Equação 3.8.

$$C_e = \frac{(EVT \cdot C_{EV} + EF \cdot C_{EF})}{EVT + EF} \quad \text{Eq. 3.8}$$

Onde *EVT* e *EF* representam a quantidade de energia elétrica consumida (MWh) e  $C_{EF}$  e  $C_{EV}$  representam os custos médios da *EF* e *EVT* (US\$/MWh), considerando os custos médios do ano 2007 igual a US\$ 28,23/MWh e US\$ 6,50/MWh respectivamente [12].

Após determinar o custo de produção do hidrogênio eletrolítico para cada caso analisado, foi feita a comparação qualitativa e quantitativa de cada um deles.

#### 4. RESULTADOS

Os principais ônibus que compõem a atual frota de transporte urbano da cidade de Foz do Iguaçu são da marca Mercedes Benz, os modelos OF 1315 / OF 1318 / OF 1620 / OF 1721 / GVU; e da marca VW (Volkswagem), principalmente o modelo B-16210 [13]. Em geral estes veículos apresentam capacidade para 60 a 70 passageiros, ou seja, a mesma capacidade do *Citaro Fuel Cell Bus*. Assim, este fator não representaria mudanças no número de ônibus da frota para atender as linhas existentes.

Com relação ao processo de abastecimento propriamente dito, também é recomendável dispor de dois *dispensers* (bombas de abastecimento), considerando que o tempo médio de recarga do ônibus de referência é de 15 minutos [14] e, como mostrado na Equação 3.1, o tempo total gasto no processo é determinado pelo número de bombas de abastecimento disponíveis, como pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1 - Tempo total de abastecimento dos ônibus em função das bombas de abastecimento disponíveis.

| Empresa | Numero de ônibus (n) | Tempo total gasto no processo (h) |               |
|---------|----------------------|-----------------------------------|---------------|
|         |                      | $t_R (b = 1)$                     | $t_R (b = 2)$ |
| A       | 61                   | 15,25                             | 7,625         |
| B       | 48                   | 12                                | 6             |
| C       | 49                   | 12,25                             | 6,125         |
| D       | 33                   | 8,25                              | 4,125         |

b representa o numero de bombas de abastecimento.

Fonte: Elaboração própria com base na Equação 3.1.

Portanto, conclui-se para este trabalho que é possível substituir a frota de ônibus a Diesel em operação por igual quantidade do *Citaro Fuel Cell Bus* com impactos relativamente pequenos no sistema operacional das empresas de transporte coletivo urbano de Foz do Iguaçu.

Com base no consumo médio de hidrogênio do *Citaro Fuel Cell Bus* registrado nos diferentes projetos comentados, cuja média é de 0,205 kg/km, e nos dados de quilometragem média registrada pelas diferentes empresas durante o ano de 2006, foi possível realizar as estimativas da demanda de hidrogênio (em peso e volume)<sup>3</sup> de cada empresa, cujos valores encontram-se na Tabela 2.

Tabela 2 – Demanda de hidrogênio para a substituição da atual frota de ônibus de Foz do Iguaçu por ônibus com células a combustível.

| Empresa      | Demanda mássica           |                           |                           |      | Demanda volumétrica                    |  |  |                   |
|--------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|------|--|--|--|-------------------|
|              | 10 <sup>3</sup><br>kg/ano | 10 <sup>3</sup><br>kg/mês | 10 <sup>3</sup><br>kg/dia | kg/h | 10 <sup>3</sup><br>m <sup>3</sup> /ano | 10 <sup>3</sup><br>m <sup>3</sup> /mês | 10 <sup>3</sup><br>m <sup>3</sup> /dia | m <sup>3</sup> /h |
| A            | 943                       | 78,6                      | 2,6                       | 109  | 10.491                                 | 874                                    | 29,1                                   | 1.214             |
| B            | 824                       | 68,6                      | 2,3                       | 95   | 9.166                                  | 764                                    | 25,5                                   | 1.061             |
| C            | 711,7                     | 59,3                      | 1,9                       | 82   | 7.918                                  | 659                                    | 22                                     | 917               |
| D            | 517,7                     | 43,1                      | 1,4                       | 60   | 5.760                                  | 480                                    | 16                                     | 667               |
| <b>Total</b> | 2.996,4                   | 249,6                     | 8,2                       | 347  | 33.335                                 | 2.777                                  | 92,6                                   | 3.859             |

Fonte: Elaboração própria

Com base nestes resultados dimensionou-se a planta de produção para cada modelo, considerando que cada um precisa de elementos diferenciados, porém os parâmetros econômicos foram os mesmos, mostrados na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros econômicos considerados na estimativa do custo do hidrogênio.

| Parâmetro                                       | Símbolo | Unidade           | Valor | Referência |
|---|---------|-------------------|-------|------------|
| <i>Utilizados para cálculo de custos anuais</i> |         |                   |       |            |
| Taxa anual de desconto                          | d       | ano <sup>-1</sup> | 15%   | -----      |
| Tempo de recuperação do capital                 | N       | anos              | 20    | [15]       |
| Taxa de operação e manutenção                   | OM      | -----             | 6%    | [15]       |

A Tabela 4 mostra os resultados da comparação qualitativa e quantitativa dos modelos propostos neste trabalho.

<sup>3</sup> Considerou-se como fator de conversão a densidade do hidrogênio em CNTP =  $8,99 \cdot 10^{-2}$  kg/m<sup>3</sup>

Tabela 4 – Comparação dos modelos de produção de hidrogênio eletrolítico

| Modelo de produção                         | Descentralizado  | Centralizado com distribuição de hidrogênio gasoso                              | Centralizado com distribuição de hidrogênio líquido                              | Centralizado sem distribuição, com abastecimento central      |
|--|--|---|--|---|
| Capital total necessário (milhões de US\$) | 26,7   | 19,4  | 37,3   | 18,3  |
| Elementos considerados                     | Sistema de eletrólise, de compressão e de armazenagem para as 4 empresas                 | Sistema central de eletrólise e de compressão; trailers com tubos               | Sistema central de eletrólise e de liquefação, tanque criogênico para transporte | Sistema central de eletrólise, de compressão e de armazenagem |
| Sistema de distribuição                    | Não necessário   | Por meio de caminhões   | Por meio de caminhões  | Não necessário  |
| Sistema de armazenagem                     | Cilindros de alta pressão  | Tubos   | Tanques criogênicos  | Cilindros de alta pressão                                     |
| Principais vantagens                       | Aproveitamento da infra-estrutura existente nas garagens das empresas                    | Menor custo unitário do sistema de eletrólise                                   | Menor frequência de distribuição por meio dos caminhões                          | Menor investimento total                                      |
| Principais desvantagens                    | Maior custo unitário das plantas; necessidade de subestações elétricas para cada empresa | Alta frequência de viagens dos caminhões para atender a demanda de cada empresa | Alto custo associado ao sistema de liquefação e à logística de distribuição      | Grande número de ônibus chegando ao mesmo local               |
| Custo do hidrogênio (US\$/kg)              | 3,89   | 2,99  | 5,27   | 2,86  |

Fonte: Elaboração própria.

## 5. DISCUSSÃO

Quanto ao sistema operacional, a programação atual das empresas prevê um abastecimento por dia dos ônibus no horário noturno, começando normalmente às 19 horas e estendendo-se ao longo da noite. Como a autonomia estimada do *Citaro Fuel Cell Bus* é de aproximadamente 250 km, com o tanque cheio, e cada ônibus a Diesel da frota percorre cerca de 210 km, haveria também a necessidade de apenas um abastecimento diário com o ônibus a hidrogênio. No entanto, continuar com o atual esquema de abastecimento apenas noturno significaria ter que dispor de sistemas de armazenamento de hidrogênio excessivamente volumosos. Portanto, a fim de evitar um investimento elevado em um sistema de armazenagem do hidrogênio produzido, recomenda-se o abastecimento dos veículos fora dos horários de pico de transporte, uma vez que a maior parte da frota de ônibus encontra-se estacionada nas garagens. Esta medida permitiria, inclusive, que os próprios ônibus já abastecidos, porém ainda nas garagens, servissem também como reservatórios de armazenagem de hidrogênio.

Vale ressaltar que o custo de aquisição dos ônibus com célula a combustível não foi considerado na análise de custo de investimentos, uma vez que esta análise se refere apenas à produção de hidrogênio por parte da UHE Itaipu e disponibilizado às empresas de transporte, que irão adquirir os ônibus. O custo atual desse ônibus é da ordem de US\$ 700 mil, mas a tendência é diminuir ao longo do tempo, com a produção em série destes veículos.

Respeito ao modelo descentralizado de produção do hidrogênio eletrolítico vários são os pontos contrários. Se bem estar-se-ia aproveitando a infra-estrutura existente de cada empresa, o custo unitário da planta de produção é muito mais elevado comparado com o modelo centralizado, além

da necessidade de alta tensão para cada planta, o que significa alto investimento na instalação de subestações elétricas ao lado de cada empresa.

No modelo centralizado com distribuição do hidrogênio na forma de gás comprimido, tem-se como principal desvantagem o grande número de viagens necessárias para transportar o hidrogênio produzido desde a planta central até as empresas, aproximadamente 600 viagens mensalmente, o que precisaria da compra de pelo menos dois caminhões especialmente adaptados para o transporte dos tubos, além da necessidade de mais de um motorista para cada caminhão, considerando que o ciclo de carga/descarga dos tubos leva entre duas a três horas. Também é importante considerar que o transporte deste gás em caminhões que utilizam óleo Diesel introduziria contaminantes atmosféricos no ciclo de produção/distribuição. Neste sentido, poderia-se propor a utilização de caminhões também movidos a hidrogênio, o que, finalmente significaria um investimento inicial ainda mais elevado. Todos estes fatores influenciaram negativamente no custo o no preço final do produto.

Já no sistema de distribuição na forma líquida, mesmo sem considerar o custo de capital associado ao armazenamento criogênico, necessita-se de um investimento extremamente elevado devido principalmente ao sistema de liquefação. Além disto, deve ser considerado o alto requerimento energético no processo de liquefação, aproximadamente 33% do conteúdo energético do hidrogênio, o que representa ao final uma menor eficiência global. Então, confirma-se que o armazenamento de hidrogênio na forma líquida é limitado pelo alto consumo de energia e investimento nos reservatórios criogênicos, já discutido por outros trabalhos [6, 16]. Como se mostrou este modelo é o de maior custo, não mostrando nenhum benefício adicional significativo frente aos outros modelos, portanto, este modelo não seria o mais adequado para o caso em estudo.

Finalmente o modelo de produção e abastecimento em um único local mostra como principal vantagem o menor investimento total, se bem os ônibus de cada empresa deverão realizar uma viagem extra por dia, este aumento é mínimo (4,3%) se comparado com o benefício econômico que pode representar.

## 6. CONCLUSÕES

Neste trabalho partiu-se da premissa de que o hidrogênio seria produzido pela UHE Itaipu, uma empresa de energia elétrica, abrindo um mercado alternativo para empresas desse setor: a produção eletrolítica de hidrogênio. Apesar das empresas de energia elétrica já participarem do setor de transporte coletivo urbano, a oportunidade de produzir e comercializar outro produto, além da própria eletricidade, permite que elas venham a atuar como empresas de energia, em um sentido mais amplo, tendência já verificada em outros ramos do setor energético mundial. Deste modo, a parceria das empresas de energia elétrica com as empresas de ônibus seria a base que catalisaria a inserção do hidrogênio como uma alternativa energética válida dentro do setor de transportes.

Também vale lembrar que o oxigênio, subproduto no processo da eletrólise da água, também poderia ser comercializado, o que dependeria da existência de um mercado para este produto na cidade de Foz do Iguaçu. A este respeito deve ser realizada uma análise econômica antes de concluir se as receitas desta comercialização poderiam ser usadas para diminuir o custo de produção do hidrogênio.

Apesar das simplificações efetuadas, o trabalho sinaliza os vários pontos a serem considerados em uma discussão prática sobre a substituição tecnológica aqui proposta. Diante da comparação dos modelos de produção e abastecimento apresentados chegou-se a conclusão que dentro do sistema de transporte em estudo a opção economicamente mais adequada é a instalação de uma planta de produção e abastecimento centralizado onde o custo de produção seria de US\$ 2,86/kg (US\$ 0,024/MJ).

Os resultados confirmaram a possibilidade de utilizar o ônibus tomado como referência, o *Citaro Fuel Cell Bus*, sem realizar alterações significativas na operação das linhas existentes e sem modificar o número de veículos da frota de cada empresa. As maiores alterações deverão ocorrer principalmente na programação dos horários de abastecimento a fim de evitar congestionamentos no local.

Finalmente, na tomada de decisão para a substituição da atual tecnologia utilizada no setor de transporte coletivo de passageiros deveria ser levada em conta que a redução dos poluentes

atmosféricos pela substituição de óleo Diesel por hidrogênio pode representar um benefício ambiental muito importante, especialmente em centros urbanos com elevada poluição atmosférica.

## 7. AGRADECIMENTOS

Meus sinceros agradecimentos ao Prof. Dr. Andrés Amarilla, Decano da Faculdade de Ciências Químicas da Universidade Nacional de Assunção, à Profa. Dra. Carla Cavaliero, ao Prof. Dr. Ennio Peres da Silva e à Itaipu Binacional.

## 8. REFERÊNCIAS

- [1] BP. **Statistical Review of World Energy**. Beyond Petroleum. Inglaterra, Junho, 2007.
- [2] GOLDEMBERG, J. **Pesquisa e desenvolvimento na área de energia**. São Paulo em Perspectivas v.14 n.3 São Paulo, Brasil. Disponível em <http://www.scielo.br/> Acesso em Julho, 2006.
- [3] SILVA, R. **Transporte Urbano de Passageiros e Qualidade do Ar: O Caso da Implementação de um Novo Sistema Hidroviário na Região Metropolitana do Rio de Janeiro**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.
- [4] PMFI. **Prefeitura Municipal de Foz do Iguaçu. Sítio oficial na Internet**. Disponível em <http://www.fozdoiguacu.pr.gov.br/br/cidade/dados/cfiscas.htm> Acesso em Julho, 2007.
- [5] IBGE. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas. Estimativas da população de 2006**. Disponível em <http://www.ibge.gov.br/> Acesso em Julho, 2007.
- [6] YANG, C.; OGDEN, J. **Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode**. International Journal of Hydrogen Energy. 32: 268-286, 2006.
- [7] MME. **Ministério de Minas e Energia. Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil**. Disponível em <http://www.mme.gov.br/> Acesso em Setembro, 2006.
- [8] SOUZA, S.; SILVA, E. **Utilização da energia excedente junto à usina hidrelétrica de Itaipu para a síntese de amônia para fertilizantes nitrogenados**. In: Encontro de Energia no Meio Rural, Brasil, 2000.
- [9] ITAIPU BINACIONAL. **Dados de geração de energia da ITAIPU Binacional**. Comunicação pessoal, Dezembro, 2007.
- [10] GALEANO, M. **Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica do Aproveitamento da Energia Vertida Turbinável da Usina Hidroelétrica de Itaipu para a Síntese de Amônia**. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.
- [11] S. PRINCE-RICHARD *et al.* **A techno-economic analysis of decentralized electrolytic hydrogen production for fuel cell vehicles**. International Journal of Hydrogen Energy. 30: 1159 - 1179, 2005.
- [12] SANTOS JR., A. **Produção de Hidrogênio em Usinas Hidrelétricas**. In: Brasil H2 Fuel Cell Expo - Seminar, Curitiba, Setembro, 2007.
- [13] FozTRANS. **Relatório de atividades referente ao mês de Dezembro**. Instituto de Transporte e Trânsito de Foz do Iguaçu. Divisão de Transporte Coletivo. Dezembro, 2006.
- [14] CUTE. **Clean Urban of Transport for Europe. Hydrogen Supply Infrastructure and Fuel Cell Bus Technology**. Comissão Européia, Alemanha, 2004.
- [15] SOUZA, N. **Aproveitamento da Energia Hidroelétrica Secundária para Produção de Hidrogênio Eletrolítico**. Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, 1998.
- [16] SILVA, E. **Introdução à Economia e Tecnologia do Hidrogênio**. Editora UNICAMP, Campinas, 1991.