



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
PRODUÇÃO**

Antonio Carlos Fonseca Santos Jr.

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO
DE HIDROGÊNIO EM USINAS HIDRELÉTRICAS:
ESTUDO DE CASO EM ITAIPU**

Dissertação de Mestrado

FLORIANÓPOLIS

2004

ANTONIO CARLOS FONSECA SANTOS JR.

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO
DE HIDROGÊNIO EM USINAS HIDRELÉTRICAS:
ESTUDO DE CASO EM ITAIPU**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: Prof. Antonio Cezar Bornia, Dr.

FLORIANÓPOLIS

2004

Santos Junior, Antonio Carlos Fonseca

Análise da viabilidade econômica da produção de hidrogênio em usinas hidrelétricas : estudo de caso em ITAIPU / Antonio Carlos Fonseca Santos Junior; orientado por Antonio Cezar Bornia. - Florianópolis, 2004.
143 f.

Inclui figuras, quadros, tabelas e anexos.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina para obtenção do Título de Mestre em Engenharia da Produção.

1. Energia Hidrelétrica. 2. Recursos Renováveis. 3. Hidrogênio. 4. Células Combustíveis. I. Título.

CDU 621.311.21

ANTONIO CARLOS FONSECA SANTOS JR.

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO EM USINAS HIDRELÉTRICAS:
ESTUDO DE CASO EM ITAIPU**

Esta Dissertação foi julgada e aprovada para a obtenção do grau de **Mestre em Engenharia de Produção** no **Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção** da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 30 de setembro de 2004.

Prof. Edson Pacheco Paladini, Dr.
Coordenador

Banca Examinadora

Prof. Antonio Cezar Bornia, Dr.
Orientador

Prof. Roberto Meurer, Dr.
UFSC

Prof. Eduardo Moreira, Dr.

*Este trabalho é dedicado a toda
minha família e amigos que me
estimulam e me inspiram.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a DEUS por todas as oportunidades e lições que recebo;

Agradeço ao Professor Antonio Cezar Bornia, pela dedicação, paciência e qualidade de sua orientação;

Ao Professor Roberto Meurer , pela honra de sua participação como membro da banca examinadora;

Ao Professor Eduardo Moreira, pela honra de sua participação como membro da banca examinadora;

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), através do Prof. Edson Pacheco Paladini, Dr., por oferecer o curso de Mestrado em Engenharia de Produção;

À ITAIPU BINACIONAL, através dos Eng^{os}. Ricardo Cesar Pamplona Filho, Alexandre Machado Fernandes Filho, Erwin Bachmann Beck e Antonio Ótelo Cardoso, por acreditarem e ajudarem a viabilizar este projeto;

À UNIOESTE - Universidade do Estado do Paraná e a FUNPEA - Fundação de Projeto e Estudos Avançados, pelo apoio ao curso;

A todas as empresas, instituições de ensino e pesquisa e pessoas citadas neste trabalho, pela disponibilização dos dados de referência necessários.

A água, decomposta em seus elementos primitivos - e decomposta, decerto, pela eletricidade, que então se tornará uma força poderosa e controlável. (...) Sim, meus amigos, creio que a água venha a ser um dia empregada como combustível, que o hidrogênio e o oxigênio que a constituem, usados em conjunto ou separadamente, proporcionam uma fonte inexaurível de calor e luz, cuja intensidade é superior à do carvão. (...) A água será o carvão do futuro.

*A Ilha Misteriosa
Júlio Verne, 1874*

RESUMO

SANTOS JÚNIOR, A. C. F.. Análise da Viabilidade Econômica da Produção de Hidrogênio em Usinas Hidrelétricas: *Estudo de Caso em Itaipu*. 2004. 143p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

Em muitas Usinas Hidrelétricas, quando as afluências são maiores que a demanda de energia, uma parcela de água que ainda poderia ser utilizada para gerar energia é desviada para o vertedouro e literalmente desperdiçada. Essa energia, cuja denominação é Energia Vertida Turbinável, poderia ser aproveitada para gerar algum outro produto ou vetor energético que possibilitasse seu armazenamento e posterior utilização, já que nessas ocasiões não é possível seu armazenamento sob forma de água em reservatórios. Esse trabalho estuda a viabilidade de utilização dessa energia na produção de hidrogênio em Usinas Hidrelétricas, analisando a instalação de uma planta protótipo na Usina Hidrelétrica de ITAIPU, situada na fronteira de Brasil e Paraguai e pertencente em condomínio a esses dois países, ainda a maior usina hidrelétrica do mundo com uma potência instalada de 12.600 MW e atualmente ampliando sua capacidade para 14.000 MW com a instalação de duas novas unidades geradoras. A aplicação do hidrogênio na geração de energia elétrica e em motores de veículos, em células combustíveis, vem se desenvolvendo rapidamente e é apontada como virtual sucessora da era do petróleo, entretanto, atualmente, a maior parte do hidrogênio consumido mundialmente é produzido a partir de derivados do petróleo ou de outros combustíveis fósseis. A produção do hidrogênio através de uma fonte renovável e sua aplicação em células combustíveis, contribuirá ainda para a redução da poluição tendo em vista que esse é um processo com emissão zero de poluentes. Apesar de existir tecnologia disponível, a efetiva difusão da utilização do hidrogênio ainda necessita do estabelecimento de uma infraestrutura adequada para sua distribuição e comercialização e da redução do custo em praticamente todas as etapas do seu ciclo de vida, da produção à distribuição, além da redução do custo das células combustíveis. Estima-se que isso poderá ser alcançado em um futuro próximo através do ganho de escala a ser obtido com aumento de sua utilização.

Palavras-chave: Energia Hidrelétrica, recursos renováveis, hidrogênio, células combustíveis

ABSTRACT

SANTOS JÚNIOR, A. C. F. Analysis of the Economic Feasibility of Hydrogen Production in Hydroelectric Power Plants: *A Case Study at ITAIPU*. 2004. 143p. Dissertation (Masters Degree in Production Engineering) – Postgraduate Programme in Production Engineering, Federal University of Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

In many Hydroelectric Power Plants, when the inflows are greater than the demand for energy, a portion of the water that could still be used to generate energy is diverted to the spillway and literally wasted. This energy, designated as 'Spilled Turbinable Energy', could be used advantageously to generate some other product or energy vector that would permit its storage and subsequent utilization, since on these occasions it is impossible to store it in the form of water in the reservoirs. The present work studies the feasibility of using that energy for the production of hydrogen in Hydroelectric Power Plants, analyzing the installation of a prototype plant at the ITAIPU Hydroelectric Power Plant, situated on the frontier between Brazil and Paraguay and belonging in condominium to both those countries, still the greatest hydroelectric power plant in the world with an installed power of 12,600 MW and actually increasing its capacity to 14,000 MW with the installation of two new generator units. The application of hydrogen for the generation of electrical energy and for vehicle engines, in fuel cells, is developing rapidly and is forecast as the virtual successor of the petroleum era, although, at present, the greater part of the hydrogen consumed in the world is obtained from petroleum products or from other fossil fuels. The production of hydrogen from a renewable source and its application in fuel cells, will also contribute to reducing pollution since this is a zero pollutant emission process. In spite of the technology already being available, the effective dissemination of the use of hydrogen still requires the establishment of an adequate infrastructure for its distribution and marketing, and for reducing its cost in practically all the stages of its life cycle, from production to distribution, as well as the reduction in the cost of the fuel cells. It is estimated that this can be attained in the near future through the advantages of scale to be obtained with its increased utilization.

Key-words: Hydroelectric energy, renewable resources, hydrogen, fuel cells

LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	Percentual de Hidrogênio Contido em Combustíveis	17
Figura 2:	Emissões de Dióxido de Carbono (kg) por 1000 km	18
Figura 3:	Diagrama dos Processos de Eletrólise da Água.	29
Figura 4:	Curvas de voltagem versus temperatura para a eletrólise	31
Figura 5:	Gerador de hidrogênio modelo HOGEN® 380.....	34
Figura 6:	Componentes principais de um Eletrolisador	35
Figura 7:	Eletrolisador do tipo filtro prensa modelo H ₂ IGEN®	36
Figura 8:	Gerador de hidrogênio do Tipo Atmosférico.....	39
Figura 9:	Gerador de hidrogênio do Tipo Alta Pressão	40
Figura 10:	Eletrolisador Teledyne modelo TITAN™ EC.....	41
Figura 11:	Formas de Armazenamento do Hidrogênio	45
Figura 12:	Tanque cilíndrico para armazenamento de hidrogênio líquido	48
Figura 13:	Representação de uma Célula Combustível.....	52
Figura 14:	Custos Associados a Projetos de Geração de Energia.....	62
Figura 15:	Procedimento Proposto para Análise da Viabilidade da Produção de Hidrogênio em Usinas Hidrelétricas	74
Figura 16:	Energia em ITAIPU - 1991 a 2003	80
Figura 17:	Energia Vertida Turbinável, média diária - 1999 a maio/2004 (MWmédio).....	82
Figura 18:	Produção de Hidrogênio x Valor Presente Líquido (i=20%)	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	Variação da eficiência com a voltagem de operação e consumo de energia	32
Tabela 2:	Tanques para Armazenamento de Hidrogênio Comprimido - Características Técnicas	46
Tabela 3:	Hidretos Metálicos - Comparação de Propriedades	49
Tabela 4:	Células Combustíveis - Resumo	56
Tabela 5:	Comparação das Propriedades do Hidrogênio, Metano e Gasolina ..	57
Tabela 6:	Demonstrações de Resultados e Fluxo de Caixa de um Projeto	63
Tabela 7:	Energia Vertida Turbinável em Itaipu - 2000 a 2003 (Distribuição Mensal) - GWh	81
Tabela 8:	Disponibilidade em Horas do sistema em cada Cenário	84
Tabela 9:	Custo dos Equipamentos	86
Tabela 10:	Custo de Instalação da Infra-Estrutura.....	87
Tabela 11:	Receita Estimada com a Venda do Hidrogênio	88
Tabela 12:	Despesas com o Consumo de Energia para a Produção do Hidrogênio	89
Tabela 13:	Despesas com o Consumo de Água e Eletrólito para a Produção do Hidrogênio	89
Tabela 14:	Demonstração de Resultados e Fluxo de Caixa para o Cenário 1.....	92
Tabela 15:	Demonstração de Resultados e Fluxo de Caixa para o Cenário 2.....	93
Tabela 16:	Demonstração de Resultados e Fluxo de Caixa para o Cenário 3.....	94
Tabela 17:	Resultado da Análise Financeira.....	95
Tabela 18:	Simulações quanto ao custo do H ₂ (US\$/Nm ³).....	98

Lista de Abreviações e Acrônimosⁱ

atm	Atmosferas (pressão)	km	quilômetro
Btu	British thermal unit	kW	quillowatt
°C	Graus Celcius	kWh	quillowatt hora
cal	Calorias	l	litro
d	dia	lb	libra
DOE	United States Department of Energy	LH ₂	Hidrogênio Líquido
F	Graus Fahrenheit	m	metros
ft	pés	M	mega (1000)
gal	Galões	MH ₂	Hidreto metálico
GH ₂	Hidrogênio Gasoso	mi	Milhas
Gj	Giga joule	MPa	Mega Pascal
g	grama	mpg	milhas por galão
h	hora	mph	Milhas por hora
H ₂	Hidrogênio	N	Newton
hp	Horse Power	Nm ³	Normal metro cúbico
h	hora	Pa	Pascal
in	polegadas	psia	Libra-força por pé quadrado, pressão absoluta
K	Graus Kelvin	psig	Libra-força por pé quadrado, pressão medida
kg	quilograma	Q	Calor
kJ	quilojoule	s	segundo
		scf	pés cúbicos padrão

ⁱ Neste trabalho, de forma a preservar as fontes utilizadas, o Sistema de Unidades não foi padronizado. Para fatores de conversão entre as unidades ver Anexo 5.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	9
LISTA DE TABELAS	10
LISTA DE ABREVIações E ACRônimos	11
1. INTRODUÇÃO	16
1.1 TEMA E PROBLEMA DE PESQUISA	16
1.2 OBJETIVOS	19
1.2.1 Objetivo Geral.....	19
1.2.2 Objetivos Específicos	20
1.3 JUSTIFICATIVA	20
1.4 METODOLOGIA.....	21
1.4.1 CARACTERIZAÇÃO	21
1.4.2 ETAPAS DA PESQUISA	22
1.4.3 UNIDADE DE ESTUDO.....	22
1.4.4 COLETA DE DADOS	23
1.4.5 LIMITAÇÕES.....	24
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	24
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	26
2.1 USINAS HIDRELÉTRICAS	26
2.2 PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO	27
2.2.1 A ELETRÓLISE DA ÁGUA	28
2.2.2 EQUIPAMENTOS PRINCIPAIS	34
a Eletrolisadores.....	35
b Unidade de Potência	36
c Separador de Gases	37
d Unidades de Purificação.....	37
e Unidades de Armazenamento	38
2.2.3 ELETROLISADORES COMERCIAIS	38
a Norsk Hydro.....	38

b	Teledyne Energy Systems Inc.	40
c	Proton Energy System.....	41
d	Stuart Energy System, Inc.	42
2.2.4	ELETROLISADORES - CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	44
2.3	ARMAZENAMENTO DO HIDROGÊNIO	44
2.3.1	ARMAZENAMENTO COMO HIDROGÊNIO GASOSO	45
a	Gás Comprimido.....	45
b	Armazenamento Subterrâneo.....	46
c	Armazenamento em Gasodutos	47
2.3.2	ARMAZENAMENTO COMO HIDROGÊNIO LÍQUIDO	47
2.3.3	ARMAZENAMENTO COMO COMPOSTOS INTERMEDIÁRIOS.....	49
a	Hidretos Metálicos	49
2.3.4	ESCOLHA DA FORMA DE ARMAZENAMENTO	50
2.4	APLICAÇÕES ENERGÉTICAS DO HIDROGÊNIO	51
2.4.1	CÉLULAS COMBUSTÍVEIS	51
a	Células a Metanol.....	53
b	Célula com Membrana Trocadora de Prótons (PEM).....	53
c	Células Alcalinas	54
d	Células a Ácido Fosfórico	54
e	Célula a Carbonato Fundido.....	54
f	Células a Óxidos Sólidos.....	54
2.4.2	MOTORES A COMBUSTÃO INTERNA	56
2.5	SEGURANÇA	56
2.6	ANÁLISE DA VIABILIDADE	58
2.6.1	ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA.....	59
2.6.2	ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA	59
2.6.3	ELABORAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DO EMPREENDIMENTO	60
2.6.4	MÉTODOS PARA A ANÁLISE ECONÔMICA	65
a	Método do <i>Payback</i>	66
b	Método do Valor Presente Líquido (VPL)	68
c	Método do Índice de Lucratividade (IL)	69
d	Método da Taxa Interna de Retorno (TIR).....	70
2.7	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	71

3.	PROCEDIMENTO PROPOSTO PARA ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA.....	72
3.1	INTRODUÇÃO	72
3.2	PROCEDIMENTO PROPOSTO	73
3.3	ETAPA 1: DEFINIÇÃO DA UNIDADE DE ESTUDO	74
3.4	ETAPA 2: LEVANTAMENTO DE DADOS DA UNIDADE DE ESTUDO ...	74
3.5	ETAPA 3: ESTUDO DE MERCADO	75
3.6	ETAPA 4: PLANEJAMENTO DA CAPACIDADE.....	76
3.7	ETAPA 5: LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DE INVESTIMENTO	76
3.8	ETAPA 6: ELABORAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS E DOS FLUXOS DE CAIXA.....	77
3.9	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	77
4.	APLICAÇÃO DO PROCEDIMENTO – PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO NA USINA DE ITAIPU	79
4.1	INTRODUÇÃO	79
4.2	ETAPA 1: DEFINIÇÃO DA UNIDADE DE ESTUDO	79
4.3	ETAPA 2: LEVANTAMENTO DE DADOS DA UNIDADE DE ESTUDO ...	80
4.4	ETAPA 3: ESTUDO DE MERCADO	83
4.5	ETAPA 4: PLANEJAMENTO DA CAPACIDADE.....	83
4.6	ETAPA 5: LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DE INVESTIMENTO	84
4.6.1	CUSTOS DE INVESTIMENTO.....	85
a	Custo do Equipamento	85
b	Custo da Instalação da Infra-Estrutura	86
4.6.2	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	87
4.7	ETAPA 6: ELABORAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS E FLUXOS DE CAIXA.....	88
4.7.1	DEMONSTRATIVOS FINANCEIROS	88
4.7.2	DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS E FLUXOS DE CAIXA	89
4.8	ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS	95

5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	99
5.1	CONCLUSÕES	99
5.2	RECOMENDAÇÕES	102

REFERÊNCIAS

ANEXOS

ANEXO 1:	Norsk Hydro - Eletrolisadores Atmosféricos e de Alta Pressão – Características Técnicas	109
ANEXO 2:	Teledyne linha TITAN™ EC – Características Técnicas	112
ANEXO 3:	Próton Energy Systems, Linha HOGEN®20/40 e HOGEN®380 – Características Técnicas	114
ANEXO 4:	Stuart Energy, Linha IMET® 300 e IMET® 1000 – Características Técnicas	116
ANEXO 5:	Fatores de Conversão.....	118
ANEXO 6:	Teledyne - Proposta Comercial.....	120
ANEXO 7:	Energia em ITAIPU - GWh - 1991 a 2003	134
ANEXO 8:	ITAIPU - Energia Vertida Turbinável - Dados Diários- 1991 a Maio/2004 - (Tabela de Valores).....	136

1 INTRODUÇÃO

1.1 TEMA E PROBLEMA DE PESQUISA

O sistema elétrico brasileiro é predominantemente hidrelétrico e deve permanecer assim ainda por muito tempo (CICOGNA e SOARES FILHO, 1999). Sistemas hidrelétricos são dependentes das condições hidrográficas e cada usina hidrelétrica é dimensionada com base em análises estatísticas de vazões históricas de sua bacia hidrográfica. Desta forma, dependendo das condições de afluência, do volume de água existente no reservatório e das solicitações do mercado, durante alguns períodos, a disponibilidade de produção de energia em uma usina pode ser superior à demanda do mercado. A princípio, a única maneira de armazenar esta energia seria na forma potencial, acumulando-a no reservatório. Como a capacidade do mesmo é limitada, e caso não haja condições de armazenar a vazão do rio associada a essa capacidade de produção, essa água é vertida, isto é liberada pelo vertedouro sem passar pelas turbinas. Uma hipótese para o aproveitamento dessa energia é utilizá-la para a produção de um outro vetor energético que possa ser armazenado e utilizado posteriormente.

As forças de mercado, as preocupações com o meio ambiente e a inovação tecnológica estão, no mundo inteiro, pressionando a indústria de energia para modificar sua estrutura (*THE ECONOMIST*, 2001). Atingir um desenvolvimento sustentável é uma meta cada vez mais importante para a opinião pública (FRIEDRICH e HACKER, 2001).

O Conselho Mundial de Energia (*WORLD ENERGY COUNCIL*, 2000) recomenda que não se descarte a utilização de qualquer opção energética, de forma a possibilitar a otimização do uso de recursos renováveis e reduzir os efeitos colaterais das fontes de energia utilizadas atualmente. Assim, a utilização desta energia para a produção de hidrogênio possibilitaria uma otimização no uso deste recurso renovável e limpo – água – na geração de energia.

O hidrogênio, elemento mais abundante na natureza, vem sendo apontado por muitos cientistas como um potencial substituto dos derivados do petróleo na posição de combustível do futuro (SILVA, E. P., 1991). Segundo Cook (2001) e TÜV (2003) ao longo dos anos o percentual de hidrogênio contido nos combustíveis vem aumentando, o que em uma progressão natural apontaria que no futuro o combustível será 100% hidrogênio (Figura 1). Apesar de que, conforme DOE (2002) a maior parte do hidrogênio seja utilizada atualmente na indústria química e no refino do petróleo.

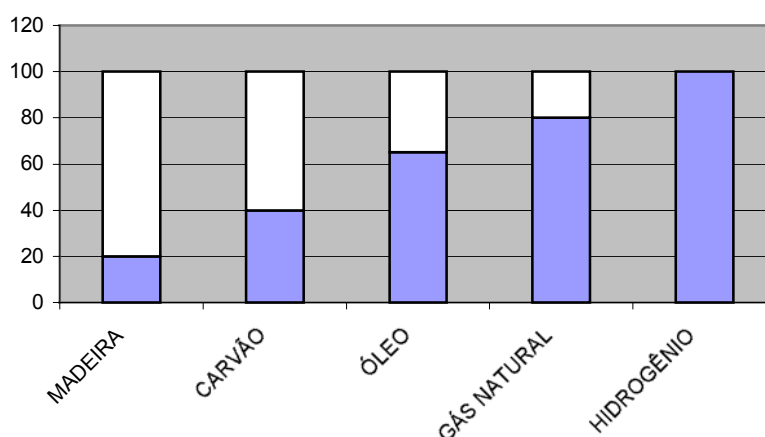
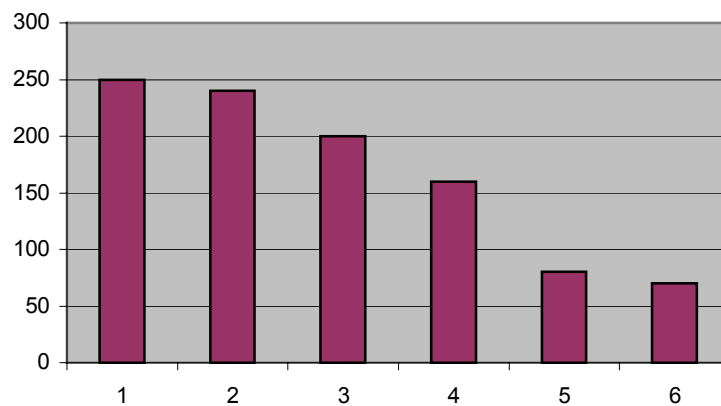


Figura 1 – Percentual de Hidrogênio Contido em Combustíveis (Fonte: Cook, 2001)

A primeira pergunta após essa visão é “de onde virá o hidrogênio capaz de promover essa revolução?”. Apesar de não ser encontrado em sua forma pura na natureza, o hidrogênio pode ser produzido por um grande número de processos artificiais. Atualmente a maior parte do hidrogênio consumido mundialmente é produzida a partir de combustíveis fósseis (HARRIS et al, 2001; FRIEDRICH e HACKER, 2001; DOE, 1999, PINTO, 2003), porém, estima-se que no longo prazo venha a ser produzido a partir de fontes renováveis tais como a energia hidráulica, solar e eólica (DOE, 1999) e até mesmo a partir de processos biológicos como algas marinhas.

A figura 2 compara as emissões de dióxido de carbono produzidas por um veículo consumindo hidrogênio produzido de diversas formas, caso o hidrogênio seja produzido a partir da eletrólise da água utilizando a energia gerada em uma usina hidrelétrica, esse tipo de emissão seria reduzido a zero. A produção do hidrogênio a

partir da eletrólise da água não produz emissões poluentes na atmosfera e não contribui para o aquecimento global (HARRIS et al, 2001). Embora apenas uma pequena parte do hidrogênio consumido mundialmente (HARRIS et al, 2001; FRIEDRICH e HACKER, 2001) seja produzido desta forma, essa opção pode ser uma opção viável para o Brasil considerando seu potencial hidrelétrico.



1. Carro com motor a combustão interna;
2. Carro com célula combustível a hidrogênio produzido a partir de energia elétrica gerada em uma termelétrica a carvão;
3. Carro com célula combustível equipado com reformador de gasolina;
4. Carro com célula combustível equipado com reformador de metanol;
5. Carro com célula combustível a hidrogênio produzido a partir do gás natural da rede de distribuição urbana;
6. Carro com célula combustível a hidrogênio produzido a partir do gás natural em uma grande refinaria.

Figura 2 – Emissões de Dióxido de Carbono (kg) por 1000 km (Fonte: Pembina Institute, Alberta, Canadá Apud Cook, 2001)

O sistema elétrico brasileiro, eminentemente hidrelétrico, reúne em suas usinas hidrelétricas os principais insumos necessários, isto é, água e eletricidade. No processo de eletrólise, a água é decomposta em seus elementos constituintes, oxigênio e hidrogênio, a partir de reações químicas desencadeadas com a circulação de corrente elétrica entre dois eletrodos imersos em um meio condutor iônico (SILVA, E. P., 1991; GARCIA, 1999).

O hidrogênio produzido pode ser armazenado e utilizado para, através de células combustíveis (HARRIS et al, 2001), gerar energia em horários de ponta ou

servir de combustível para veículos. Entre outras aplicações, o Hidrogênio pode também servir como insumo na indústria química e até como matéria prima para a produção de fertilizantes (SOUZA, S. N. M de, 1998).

Considerando que em alguns períodos do ano, especialmente em usinas hidrelétricas do tipo a fio d'água, que não dispõe de reservatórios de grande capacidade, a afluência de água é maior que a demanda de energia, fazendo com que uma parcela dessa água seja direcionada para o vertedouro sem produzir energia, originando o conceito de energia vertida turbinável, isto é, correspondendo a um excedente de energia que ainda poderia ser gerada a um custo mais barato e que atualmente vem sendo desperdiçado.

Por exemplo, a ITAIPU apresentou no ano de 2003 uma disponibilidade de 4.113.350 MWh em energia vertida turbinável. Com essa energia, utilizada em um eletrolisador com uma eficiência na conversão da ordem de 5 kWh/Nm³, poderiam ter sido produzidos cerca de 822.670.000 Nm³ de hidrogênio, equivalente a 73.941,58 toneladas. Esse hidrogênio seria suficiente para abastecer durante um ano (12.000 km) cerca de 535.808 veículos do tipo *HydroGen Liquid*, fabricado pela GM, baseado no modelo de série *Zafira* (TÜV, 2003).

Considerando que o custo dessa energia é bem inferior ao da energia associada a contratos de fornecimento, existe a perspectiva de obter-se um produto viável economicamente, tendo em vista a importância do custo da energia no custo final do hidrogênio produzido (SILVA, E. P., 1991; GARCIA, 1999; HARRIS et al, 2001). Essa perspectiva motivou a elaboração desse trabalho para analisar a viabilidade econômica da produção de hidrogênio em uma usina hidrelétrica.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo principal deste trabalho é propor um procedimento para analisar a viabilidade da produção de hidrogênio em usinas hidrelétricas.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar processos aplicáveis na produção e armazenamento de hidrogênio a partir da eletrólise em Usinas Hidrelétricas;
- Compilar dados e informações para auxiliar a tomada de decisões em investimentos relativos ao aproveitamento da energia secundária de usinas hidrelétricas;
- Proceder à análise de Viabilidade da Produção de Hidrogênio em uma Usina Hidrelétrica.

1.3 JUSTIFICATIVA

A utilização do hidrogênio como vetor energético vem sendo estudada por diversos países como forma de solução para os problemas relativos ao esgotamento das reservas de combustíveis fósseis aliado aos problemas ambientais causados por esses combustíveis (RIFKIN, 2003).

Relatório publicado no ano de 2003 (*EUROPEAN COMMISSION*, 2003), relaciona a sinopse de cerca de setenta (70) projetos relativos a hidrogênio e células combustíveis, envolvendo todos os países da Comunidade Européia. O Brasil assinou no final do ano de 2003 um acordo internacional – *International Partnership for the Hydrogen Economy* (BRASIL, 2003) – capitaneado pelos Estados Unidos e assinado ainda por outros 16 países com a finalidade de promover a colaboração multilateral para estudos relativos à economia do hidrogênio de forma a viabilizar economicamente toda a tecnologia já desenvolvida relativa a utilização e produção do hidrogênio.

Dentro de uma perspectiva de conservação de energia e de aproveitamento de fontes renováveis para a geração de energia, este trabalho pretende contribuir para a identificação de aproveitamento de parcela de energia, hoje não utilizada, otimizando assim a utilização de recursos renováveis para a geração de energia.

Considerando a utilização da energia secundária ou excedente, mais barata, existente nas usinas hidrelétricas, aumenta-se perspectiva de obter-se um produto viável economicamente, tendo em vista a importância do custo da energia no custo final do hidrogênio produzido (SILVA, E. P., 1991; GARCIA, 1999; HARRIS et al, 2001).

Ressalta-se ainda que poucos países no mundo possuem um parque hidrelétrico com a extensão e importância similares ao Brasil, a maior parte dos estudos existentes prioriza a utilização outras fontes primárias de energia para a produção de hidrogênio.

1.4 METODOLOGIA

1.4.1 CARACTERIZAÇÃO

Conforme Silva e Menezes (2001), as pesquisas podem ser classificadas de acordo com a sua natureza, abordagem do problema, objetivos ou quanto aos procedimentos técnicos.

Quanto a sua natureza, este trabalho pode ser classificado como pesquisa aplicada tendo em vista que “objetiva gerar conhecimentos para aplicação prática, dirigidos à solução de problemas específicos. Envolve verdades e interesses locais.” (SILVA e MENEZES, 2001, p.20).

Gil (1987) classifica ainda as pesquisas com relação aos seus objetivos e quanto aos procedimentos técnicos utilizados.

Com relação aos seus objetivos este trabalho adota uma abordagem de pesquisa exploratória, pois conforme Gil (1987) visa proporcionar maior familiaridade com o problema com vistas à construção de hipóteses. Partiu-se de levantamentos bibliográficos, entrevistas com pessoas e entidades envolvidas com questões similares e a análise de um caso prático na unidade de estudo.

Com relação aos procedimentos técnicos utilizados, a pesquisa baseia-se em levantamentos bibliográficos visando estabelecer um referencial teórico para seleção da tecnologia adequada e técnicas para sua análise.

1.4.2 ETAPAS DA PESQUISA

O trabalho foi desenvolvido nas seguintes etapas:

- A. Pesquisa e fundamentação teórica, analisando a viabilidade técnica e métodos para a análise da viabilidade econômica, coletando dados disponíveis na literatura existente. Grande parte da literatura analisada está distribuída na internet. Nesta fase o trabalho se caracteriza como uma “pesquisa bibliográfica” (SILVA e MENEZES, 2001);
- B. Levantamento e entrevistas com entidades envolvidas com atividades relacionadas ao problema em estudo, foram visitados Laboratórios e Institutos de Pesquisas, representante de fabricantes de equipamentos um fabricante de equipamentos no Canadá;
- C. Levantamento de dados relativos à unidade de estudo para permitir o desenvolvimento do estudo de viabilidade de implantação de um protótipo na empresa em estudo;
- D. Organização e participação em Seminário técnico sobre hidrogênio, com a participação de palestrantes de organizações nacionais e internacionais envolvidas com a produção e aplicação de hidrogênio como energético;
- E. Elaboração do relatório de pesquisa

1.4.3 UNIDADE DE ESTUDO

A unidade de estudo considerada foi a Usina Hidrelétrica de ITAIPU, descrita sucintamente no item 4.1 deste trabalho.

1.4.4 COLETA DE DADOS

A pesquisa realizada parte inicialmente do conhecimento teórico existente sobre o hidrogênio, produção, armazenamento, transporte e utilização, tomando como referência inicial o livro *Introdução à Tecnologia e Economia do Hidrogênio*, do Prof. Ennio Peres da Silva que apesar de ter sido editado em 1991 ainda é um dos mais completos disponíveis no Brasil sobre o tema.

Foram consultadas ainda algumas dissertações, teses e trabalhos publicados em congressos e seminários, porém o estado da arte nesse campo está distribuído pela Internet nas páginas de fabricantes e órgãos do governo americano e de alguns países europeus.

Na sequência foram visitados laboratórios, centros de pesquisas e empresas fabricantes ou representantes de fabricantes estrangeiros tais como o Laboratório de Hidrogênio da Universidade de Campinas, a COPEL em Curitiba que adquiriu e instalou células combustíveis operando a gás natural, o IPEN em São Paulo, a Electrocell, empresa incubada e instalada no IPEN que fabrica células combustíveis e a Dynatec em Curitiba, representante, na época, da Vandenberg Hydrogen Systems, atualmente representante da Stuart que adquiriu aquela empresa e visita à fábrica da Stuart, no Canadá. Foi ainda realizado contato via correio eletrônico com a TELEDYNE que encaminhou proposta e especificação técnica de uma estação para produção de hidrogênio. Optou-se ainda por uma análise de três (03) cenários de produção de hidrogênio que representassem uma ampla faixa de operação da planta para a análise de sua viabilidade econômica.

Junto à unidade de estudo foram levantados dados tais como disponibilidade de energia, taxas de juros aplicadas, característica particulares tais como isenção de impostos. Esses dados foram levantados através de entrevistas informais com integrantes do corpo técnico da empresa em estudo.

Foi realizado ainda, em novembro de 2003, pela empresa em estudo, um seminário técnico internacional - Seminário do Hidrogênio - onde diversas empresas

internacionais e nacionais foram convidadas para apresentarem sua experiência com a produção, manuseio e utilização do hidrogênio.

1.4.5 LIMITAÇÕES

Este trabalho analisa a viabilidade técnica e econômica para a instalação de uma planta piloto para a produção de hidrogênio em ITAIPU não discutindo a produção de hidrogênio em escala industrial, utilizando as reais disponibilidades de energia vertida turbinável observadas em ITAIPU. Um estudo dessa natureza deve envolver uma previsão do mercado de energia e de afluências para estimar-se as disponibilidades dessa classe de energia. A instalação de uma Usina Hidrelétrica com o propósito específico de produção de hidrogênio também não foi analisada, este trabalho considera apenas a utilização de excedentes de energia.

Não são discutidos aspectos relacionados ao mercado de hidrogênio necessários a um estudo de viabilidade de produção industrial. Considera-se que o hidrogênio a ser produzido na planta piloto será consumido pela própria ITAIPU, entretanto, os custos relativos à utilização do hidrogênio propriamente dito, tais como a aquisição de veículos, não são considerados.

Não é objeto de análise deste trabalho a comparação da utilização da energia vertida turbinável para produção de hidrogênio com qualquer outra possível aplicação. Finalmente, não se considera na análise o armazenamento do hidrogênio durante longos períodos nem a utilização do oxigênio, subproduto na produção do hidrogênio.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos, no Capítulo 1, introdutório, contextualiza-se o problema de pesquisa, indicando o objetivo principal e objetivos específicos do trabalho.

No Capítulo 2, concentra-se a fundamentação teórica onde apresenta-se as características básicas de uma usina hidrelétrica, descreve-se o processo da eletrólise e os diversos tipos de eletrolisadores disponíveis comercialmente, apresenta-se uma breve descrição de alguns dos mais destacados modelos disponíveis no mercado, discute-se o problema do armazenamento e transporte do hidrogênio, a segurança no seu manuseio e suas principais aplicações relativas à produção de energia e utilização como combustível de veículos automotores. Neste capítulo são discutidas também as características de um estudo de viabilidade econômica, principais indicadores e demonstrativos financeiros necessários para a elaboração do fluxo de caixa de um projeto.

No Capítulo 3, apresenta-se uma proposta de procedimento para o desenvolvimento do estudo de viabilidade da produção de hidrogênio em usinas hidrelétricas.

No Capítulo 4, aplica-se a procedimento descrito no capítulo anterior e desenvolve-se um estudo de viabilidade na unidade de estudo, relaciona-se os resultados obtidos e discute-se sua variação em alguns cenários.

Finalmente, o Capítulo 5 analisa os resultados obtidos relacionando-os com os objetivos propostos, apresentando ainda algumas sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 USINAS HIDRELÉTRICAS

Conforme anotado por Silva, E. L. (2001), uma usina hidrelétrica é normalmente constituída por uma barragem, que tem a função de represar o rio e estabelecer em um ponto a diferença de nível existente entre dois trechos desse mesmo rio, possibilitando o aproveitamento da energia potencial da água para transformá-la em energia elétrica. Como partes integrantes da usina hidrelétrica existem a tomada d'água e condutos forçados que levam a água até a casa de força onde estão instalados o gerador e a turbina.

A turbina recebe o fluxo d'água e movimenta o gerador, possibilitando assim a conversão da energia potencial mecânica em energia elétrica. Após passar pela turbina, a água é conduzida pelo canal de fuga por onde retorna ao leito do rio.

Quanto ao tipo de reservatório, as usinas podem ser classificadas em: Usinas de Acumulação, a Fio d'Água e bombeamento (SCHREIBER, 1977; SOUZA, Z. de, FUCKS E SANTOS, 1983; SILVA, E. L., 2001).

As usinas com reservatório de acumulação, armazenam água nos períodos hidraulicamente favoráveis para utilização nos períodos de estiagem. Estes reservatórios possuem capacidade para regularizar as vazões em um mês, um ano ou vários anos. Neste caso, a decisão de gerar energia hoje tem influência na disponibilidade futura da usina, isto é, a decisão tem impacto por um longo período.

As usinas a fio d'água, têm uma capacidade de armazenamento baixa ou inexistente, só produzem a energia correspondente à vazão afluente. Neste caso, se não for possível a geração da energia correspondente à vazão afluente, haverá necessidade de desviar parte dessa água para o vertedouro da Usina.

Usinas com reservatório de bombeamento utilizam períodos de baixa carga para bombear água de volta para seu reservatório para utilizá-la nos períodos de maior demanda.

De acordo com Cicogna e Soares Filho (1999), sistemas hidrelétricos têm sua disponibilidade determinada pelas condições hidrológicas. Estudos de planejamento simulam a operação do sistema frente a inúmeras séries hidrológicas e requisitos de carga estabelecendo a partir daí a energia firme do sistema, que será correspondente ao maior valor de energia capaz de ser suprida continuamente.

A disponibilidade de uma usina pode ser avaliada com base nos conceitos de energia firme e de energia secundária, onde a energia firme corresponde à contribuição da usina para a energia firme do sistema e a energia secundária corresponde à energia excedente à energia firme possível de ser produzida nos períodos hidraulicamente favoráveis (CICOONA e SOARES FILHO, 1999; FORTUNATO et al, 1990).

Quando uma usina desvia parte da vazão do rio para o vertedouro tendo ainda capacidade instalada para gerar energia, configura-se o conceito de “energia vertida turbinável”, isto é, água que poderia produzir energia é extravasada pelo vertedouro. Pode-se considerar que essa energia, por falta de meios para ser armazenada, é desperdiçada.

Uma forma de armazenar essa energia seria utilizá-la para a produção de hidrogênio, passível de ser armazenado e utilizado posteriormente tanto em processos industriais como para gerar energia elétrica para aplicações estacionárias ou em transportes.

2.2 PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO

A constante busca da humanidade pela energia para movimentar o progresso das nações tem levado ao constante desenvolvimento de pesquisas no aproveitamento de fontes renováveis de energia para substituir os combustíveis

fósseis, cujo esgotamento, embora não se possa precisar quando vai ocorrer, é inexorável.

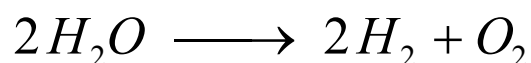
O hidrogênio é o elemento mais abundante no Planeta e, conforme Silva, E. P. (1991), é considerado um dos mais promissores combustíveis para substituir os derivados do petróleo.

Entretanto, conforme anotado por Silva, E. P. (1991) e DOE (2002), o hidrogênio não é uma fonte primária de energia, isto é, não existe em sua forma pura na natureza. Para ser produzido, necessita da utilização de outras formas de energia em processos artificiais, para depois ser utilizado como energia em outros processos, agindo como um excelente vetor energético, podendo como dito anteriormente, ser armazenado. Este trabalho focaliza a utilização do hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água.

2.2.1 A ELETRÓLISE DA ÁGUA

O processo de eletrólise da água consiste na decomposição química da água em seus elementos constituintes, hidrogênio e oxigênio, com a utilização de eletricidade. Quando uma corrente elétrica atravessa a água, a ligação entre os elementos se rompe gerando dois átomos de hidrogênio carregados positivamente, e um átomo de oxigênio carregado negativamente. Os íons negativos do oxigênio migram para o eletrodo positivo (anodo) e os íons positivos de hidrogênio migram para o eletrodo negativo (catodo).

A corrente elétrica diretamente aplicada à água resulta na seguinte reação, que produz duas vezes mais hidrogênio do que oxigênio.



O processo está representado esquematicamente na figura 3.

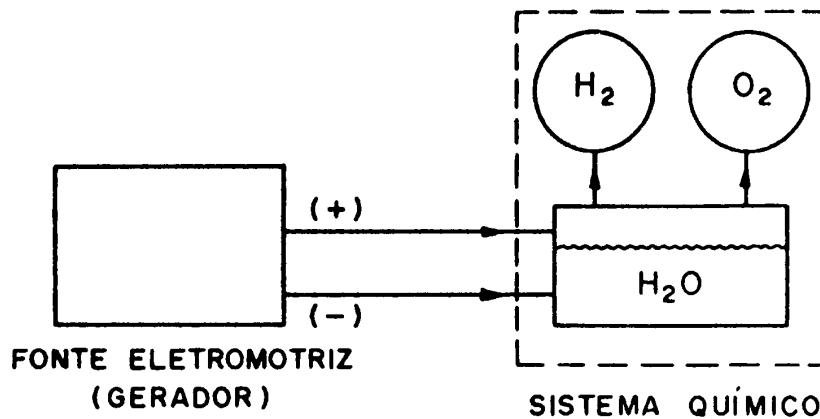


Figura 3: Diagrama dos Processos de Eletrólise da Água (Fonte: SILVA, E. P., 1991, p. 16)

Segundo Silva, E. P. (1991), a eletrólise da água pode ser considerada um processo reversível, desta forma seu balanço energético é dado por:

$$\begin{array}{rcl}
 \text{Energia elétrica} & = & \text{Variação da energia} \\
 \text{fornecida pelo gerador} & & \text{química do sistema} \\
 \mathbf{E.Q} & = & \mathbf{- \Delta G}
 \end{array}$$

Onde:

$$\begin{array}{rcl}
 E & = & \text{tensão mínima para a eletrólise} \\
 Q & = & \text{carga transferida à reação} \\
 \Delta G & = & \text{variação da energia livre de Gibbs da reação}
 \end{array}$$

A partir da termodinâmica tem-se deste processo (SILVA, 1991, p17):

$$\begin{array}{rcl}
 V_1 = - \Delta G / n.F & \text{Tensão mínima para o desenvolvimento das} & \\
 & \text{reações} & \\
 V_2 = \Delta H / n.F & \text{Tensão termoneutra, não há troca de calor entre o} & \\
 & \text{sistema químico e o meio ambiente.} &
 \end{array}$$

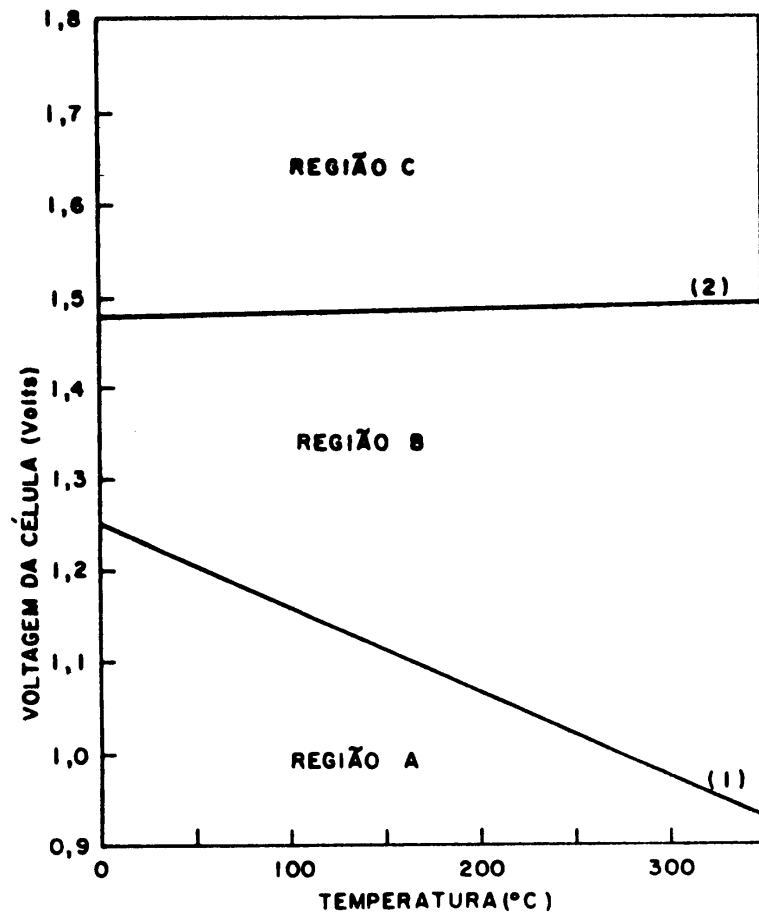
Onde: n = número de elétrons transferidos na reação
 F = constante de Faraday (96.489 Coulombs/Equivalente)
 ΔH = Variação da entalpia da reação

V_1 e V_2 são funções diretas da temperatura em que se desenvolve o processo.

Assim chega-se às seguintes observações:

- Para tensões abaixo de V_1 a eletrólise não ocorre;
- Para tensões entre V_1 e V_2 a eletrólise ocorre desde que seja fornecido calor ao processo;
- Para tensões acima de V_2 , a eletrólise é obtida com transferência de calor para o meio ambiente.

Essas observações estão ilustradas na figura 4.



Região A: Impossível a geração de H_2
 Região B: Geração de H_2 através de calor e eletricidade
 Região C: Geração de H_2 e calor através de eletricidade
 Curva (1): Voltagem Reversível
 Curva (2): Voltagem Termoneutra

Figura 4: Curvas de voltagem versus temperatura para a eletrólise. (Fonte: SILVA, 1991, p19).

Segundo Souza, S. N. M de (1998) a maioria dos eletrolisadores opera na Região C da figura 2, com uma tensão aplicada acima do valor limite inferior determinado pela termodinâmica. A diferença entre a tensão de operação da célula eletrolítica e a tensão mínima é conhecida como sobretensão da célula. Quanto maior essa diferença, isto é, quanto maior a tensão de operação da célula, menor sua eficiência, e maior seu consumo de energia, conforme indicado na Tabela 1.

Tabela 1 – Variação da eficiência com a tensão de operação e consumo de energia

Eficiência (%)	Tensão de Operação (V)	Consumo de Energia (kWh/Nm ³)
100	1,481	3,544
96	1,543	3,692
92	1,610	3,852
88	1,683	4,027
84	1,763	4,219
80	1,839	4,400
78	1,899	4,544
76	1,949	4,663
74	2,001	4,789
72	2,057	4,922
70	2,116	5,063

Fonte: SOUZA, S. N. M de, 1998, p. 88

Esta sobretensão pode ter diversas causas tais como a redução da condutividade do meio condutor iônico devido à concentração de íons nos eletrodos; redução da mobilidade iônica devido à formação de nuvens de elétrons em volta dos íons; taxa de reação lenta nos eletrodos e devido ao acúmulo de gases junto aos eletrodos, reduzindo a área disponível para reação.

Considerando-se os fatores de sobretensão observa-se, segundo Silva, E. P. (1991), a seguinte expressão para a tensão de eletrólise:

$$V = E + n_c + n_a + I.R_0$$

Onde: V = tensão operacional;
 E = tensão mínima teórica (termodinâmica);
 n_c = sobretensão no catodo
 n_a = sobretensão no anodo
 I = corrente na célula
 R_0 = resistência da célula (Ω)

O termo $I.R_0$ se refere às ôhmicas nas células e depende da condutividade do meio condutor iônico, distância entre os eletrodos, condutividade do diafragma, condutividade dos eletrodos e da resistência de contato entre os componentes da célula (SILVA, E. P., 1991).

O processo de produção do hidrogênio a partir da eletrólise já é utilizado há mais de cinquenta anos, porém ganhou um grande impulso nos anos 60 a partir da corrida espacial.

Segundo Silva, E. P. (1991) os eletrolisadores podem ser agrupados em três tipos: convencionais, modernos e avançados. O primeiro tipo utiliza uma solução eletrolítica como meio condutor iônico e materiais convencionais como estruturas de aço carbono, diafragmas de amianto e anodos protegidos por niquelação clássica. Operam em temperaturas na faixa de 70 a 80 °C e têm rendimentos da ordem de 70 a 80 %. Em geral são os que apresentam maiores dimensões.

Os eletrolisadores modernos têm seus eletrodos recobertos por materiais catalisadores e com superfícies rugosas, utilizam membranas separadoras à base de teflon ou outros materiais que permitem a operação do eletrolisador em temperaturas mais elevadas, 80 a 120 °C, e sob pressão. Atingem rendimentos da ordem de 75 a 85 %.

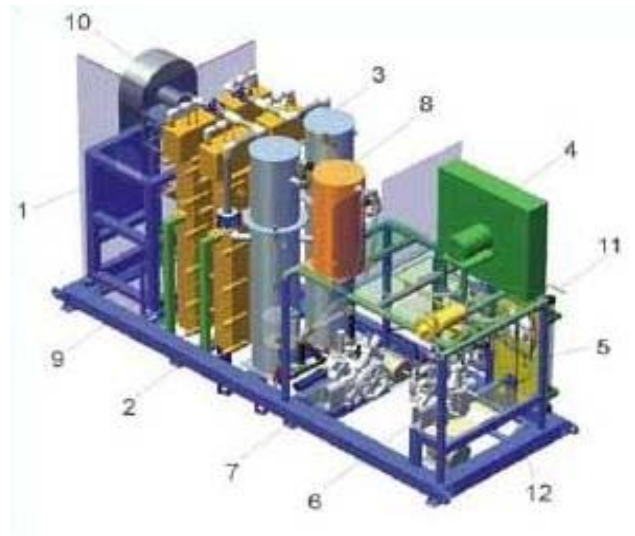
Os eletrolisadores avançados são comparativamente mais compactos e operam com altas densidades de corrente, utilizam também catalisadores e metais nobres. Alguns modelos tais como o HOGEN® fabricado pela Proton Energy System, utilizam eletrólitos sólidos – Proton Exchange Membrane – PEM. Essa tecnologia foi desenvolvida a partir das células combustíveis utilizadas no programa espacial norte-americano.



Figura 5: Gerador de hidrogênio modelo HOGEN® 380 (Fonte Proton Energy Systems – <http://www.protonenergy.com>)

2.2.2 EQUIPAMENTOS PRINCIPAIS

Os principais componentes de um sistema de eletrólise típico são o eletrolisador, a unidade de potência, o separador de gases, a unidade de purificação e as unidades de armazenamento (SILVA, E. P., 1991, TELEDYNE, 2003, PROTON ENERGY SYSTEM, 2003).



- | | | |
|-------------------------------------|--|--|
| 1. Retificador e Painel de Controle | 5. Desumidificador e Purificador Catalisador | 9. Deionizador |
| 2. Eletrolisador | 6. Compressor de serviço | 10. Sistema de Ventilação |
| 3. Separador de gases | 7. Compressor reserva | 11. Ponto de entrega do Hidrogênio |
| 4. Sistema de Refrigeração | 8. Vaso de Pressão | 12. Detetor de Vazamento de Hidrogênio |

Figura 6: Componentes principais de um Eletrolisador (Fonte Stuart Energy, 2003)

a) Eletrolisadores:

É onde ocorre a produção do hidrogênio e do oxigênio. É formado por múltiplas células conectadas em paralelo (arranjo unipolar) ou em série (arranjo bipolar). Os eletrolisadores do tipo unipolar são também conhecidos como eletrolisadores tipo tanque e os do tipo bipolar são também conhecidos como eletrolisadores tipo filtro-prensa (SILVA, E. P. , 1991).

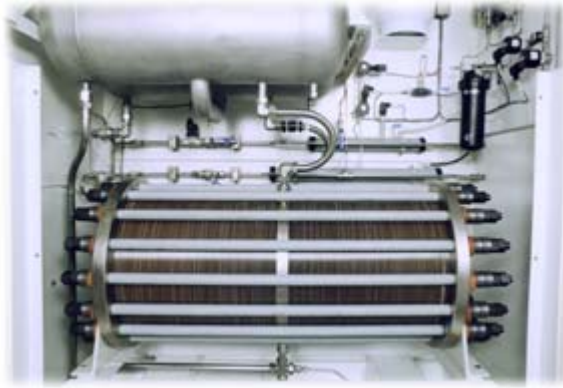


Figura 7: Eletrolisador do tipo filtro prensa modelo H₂ IGEN® (Fonte: Stuart Energy Systems)

Os eletrolisadores do tipo tanque requerem altas correntes em baixas voltagens utilizando barramentos de alta capacidade para distribuição da corrente entre os eletrodos, os eletrolisadores do tipo filtro-prensa, utilizam o próprio eletrólito para distribuição da corrente permitindo obter-se configurações mais compactas (SILVA, E. P., 1991).

Segundo Silva, E. P. (1991) arranjos unipolares são utilizados em unidades de produção de até 100 Nm³ de hidrogênio, entretanto, nenhum dos fabricantes pesquisados apresenta, em sua relação de produtos, eletrolisadores desse tipo, provavelmente pela compactação obtida com eletrolisadores do tipo filtro prensa, aliada à padronização da linha de montagem e facilidade de manutenção.

b) Unidade de Potência

O módulo de potência é responsável pela alimentação elétrica de todo o processo de eletrólise. Seu componente principal é o retificador, normalmente à base de diodos de silício (SCR) ou tiristores, que convertem a energia alternada em contínua.

A corrente no retificador é função da vazão de hidrogênio produzida (SILVA, E. P., 1991, TELEDYNE, 2003). Para a produção de 1 g de H₂ é necessário 1 Faraday de carga (96.489 Coulombs), isto é, 0,0112 Nm³ de gás, assim, para a produção de 1 Nm³ de hidrogênio são necessários 2.390 A. Considerando que em

um eletrolisador a tensão na célula é de 1,8 V e que o rendimento é de 85%, o consumo pode ser calculado conforme indicado abaixo:

$$P = \frac{2.390 \times 1,8}{0,85} \approx 5 \text{ kWh} / \text{Nm}^3$$

Este consumo é a base para o dimensionamento do módulo de alimentação de um sistema com as características indicadas acima. Assim, uma unidade para produção de 100 Nm³/h deve possuir um retificador com uma capacidade mínima de $P = 5 \times 100 = 500 \text{ kW}$, para o processo de eletrólise.

Para a adequação da tensão de alimentação do retificador com a tensão de alimentação disponível no sistema local são utilizados transformadores de potência que devem ser dimensionados para atender à potência requerida pela eletrólise em si e os demais sistemas auxiliares.

c) Separador de Gases:

Conforme descrito por Silva, E. P. (1991), a separação dos gases (H₂ e O₂) é feita de forma diferente nos eletrolisadores unipolares e bipolares. Nos primeiros os gases são separados no interior das células, emergindo para resfriadores/separadores que devolvem o eletrólito arrastado para o sistema de alimentação de água das células. No caso dos eletrolisadores bipolares, a separação dos gases do eletrólito é feita fora da célula através da circulação por bombeamento do eletrólito.

d) Unidades de Purificação:

Após a sua separação, os gases necessitam de uma purificação para retirada de impurezas inerentes ao processo de produção (SILVA, E. P., 1991). Alguns dos principais contaminantes encontrados no hidrogênio são a água e o oxigênio. Podem ser encontrados ainda o nitrogênio, gás carbônico e o ar (SILVA, E. P., 1991, Teledyne, 2003).

e) Unidades de Armazenamento:

Após sua produção e purificação o gás deve ser armazenado para sua posterior utilização ou transporte. As principais formas de armazenamento do Hidrogênio serão apresentadas no item 2.3.

2.2.3 ELETROLISADORES COMERCIAIS

Existem diversos fabricantes de eletrolisadores e dentre esses destacam-se a Norsk Hydro, Teledyne Energy Systems, Inc., Proton Energy Systems e Stuart Energy Systems, Inc.. As principais características dos produtos atualmente comercializados por estas empresas são apresentadas a seguir:

a) Norsk Hydro:

Os eletrolisadores da Norsk são bipolares, do tipo filtro prensa, não contém asbestos em seu projeto e formam uma unidade compacta, segura e completamente integrada (NORSK HYDRO, 2003). Seu maior módulo eletrolisador independente, incluindo o sistema de circulação do eletrólito, tem capacidade de produzir 485 Nm³/h de hidrogênio em uma estrutura pré-montada que, incluindo as necessidades de operação e manutenção, possui uma área de 4 x 13,5 metros.

Seus eletrodos possuem uma cobertura catalítica que reduz a voltagem da célula e permite reduzir o consumo de energia para cerca de 4,1 kWh/Nm³.

Possui uma faixa quase ilimitada de capacidade de produção de hidrogênio e oxigênio tendo em vista suas características modulares. A capacidade de atender à demanda é determinada pelo número de células empregadas. A capacidade máxima de uma célula independente, como visto anteriormente, é de 485 Nm³/h de hidrogênio e 242,5 Nm³/h de oxigênio. As plantas podem ser projetadas prevendo expansões futuras.

Seu sistema de controle utiliza controladores lógicos programados (PLC) projetados para atender áreas de risco e que podem controlar a operação da

unidade em uma faixa de produção de 20 a 100% da capacidade nominal. Assim sua operação é praticamente desassistida, requerendo apenas inspeções de rotina.

A disponibilidade da planta é normalmente superior a 99% e as unidades são equipadas com sistemas de proteção que promovem o seu desligamento em eventuais panes ou falhas de operação. Após um período de operação de sete (07) a dez (10) anos, o fabricante recomenda que sistema passe por uma revisão geral com uma duração estimada em cerca de três (03) a cinco (05) dias.

A linha de produção da Norsk contempla, basicamente, dois tipos de eletrolisadores: atmosféricos e de alta pressão. O termo atmosférico se refere ao fato de que o hidrogênio produzido é fornecido em pressões baixas (0,002 a 0,005 bar), exigindo o uso de compressores, assim, sua utilização é recomendada para produção acima de 60 Nm³/h de hidrogênio. Os eletrolisadores de alta pressão produzem o hidrogênio à pressão de 15 bar, aliviando a necessidade de compressores, e são recomendados para faixas de produção de hidrogênio até 60 Nm³/h. As principais características técnicas desses eletrolisadores estão incluídas no Anexo 1.



Figura 8: Gerador de hidrogênio do tipo atmosférico (Fonte Norsk Hydro)



Figura 9: Gerador de hidrogênio do tipo alta pressão, em estrutura pré montada (Fonte: Norsk Hydro)

A Norsk Hydro Asa, em conjunto com as empresas MTU Friedrichshafe GmbH e a Vattenfall Europe AG Company formam a GHW – Gesellschaft für Hochleistungselektrolyseure zur Wasserstofferzeugung mbH, está desenvolvendo uma nova geração de eletrolisadores atmosféricos, com uma meta de custo de 400 euros/kW.

b) Teledyne Energy Systems Inc.

A Teledyne é um dos maiores fornecedores mundiais de sistemas de geração de hidrogênio e oxigênio (TELEDYNE, 2003), sua linha TITAN™ EC de eletrolisadores atende a uma ampla faixa de consumidores nas áreas de geração de energia, alimentos, microeletrônica, vidros e outras aplicações industriais. A alta pureza do hidrogênio produzido atende às necessidades de aplicações em células combustíveis.

A linha TITAN™ EC, figura 10, foi projetada para operação automática com uma taxa de produção de hidrogênio variando de zero (0) à capacidade nominal.

Sua configuração básica é formada por dois módulos, o gerador de hidrogênio e o módulo de alimentação de força. O gerador de hidrogênio contém todos os componentes mecânicos e tubulações necessárias ao processo de eletrólise. O sistema de controle e a instrumentação estão localizados no interior do gerador. Um

painel de controle monitora as condições do processo e as informações necessárias para a operação eficiente do sistema. O módulo de alimentação de força contém os equipamentos relativos à conversão da alimentação em corrente alternada para a alimentação em corrente contínua requerida pela eletrólise.



Figura 10: Eletrolisador Teledyne modelo TITAN™ EC (TELEDYNE, 2003)

As principais características técnicas dos eletrolisadores da série TITAN™ EC estão indicadas no Anexo 2.

c) Proton Energy System

Os eletrolisadores HOGEN® produzem hidrogênio com pureza de 99.999+% operando em uma pressão de 200 psig sem compressão mecânica. São projetados para atender às necessidades de diversos usuários de hidrogênio, tais como indústria de fabricação de semicondutores, processamento de metais, indústrias químicas, processamento de óleo, meteorologia, resfriamento de geradores e pesquisas em células combustíveis.

Esses sistemas, integrados e automatizados, com baixa taxa de manutenção, pressurizam o gás sem o uso de compressores mecânicos, eletrólitos líquidos ou membranas separadoras à base de asbestos. Comparativamente com a aquisição externa de hidrogênio ou com outras tecnologias para produção de hidrogênio, este sistema permite aumentar o controle sobre o processo bem como aumentar a segurança com a redução do estoque de hidrogênio. Encontra-se em estudo maneiras para aumentar a pressão de saída do hidrogênio para permitir uma maior compactação do armazenamento e injeção direta de hidrogênio no processo sem a necessidade de compressão mecânica.

Os geradores de hidrogênio produzidos pela Próton Energy System utilizam a tecnologia PEM – Próton Exchange Membrane, que substitui os eletrólitos líquidos, a mesma tecnologia utilizada em células combustíveis. A tecnologia PEM foi inventada em 1953 e utilizada no programa Espacial Gemini da NASA. Os eletrolisadores foram desenvolvidos em 1973. O sistema HOGEN[®] 380, ilustrado na figura 5, inclui a unidade de potência, o eletrolisador, sistema de tratamento de água e trocador de calor em uma única unidade, que já vem montada de fábrica.

As principais características técnicas dos eletrolisadores da série HOGEN[®] estão relacionadas no Anexo 3.

d) Stuart Energy System, Inc.

O processo de eletrólise utilizado pela Stuart Energy acontece no interior de uma célula que contém múltiplos eletrodos empilhados. A célula e seus componentes são encapsulados em um pacote com conexões para as fontes externas de água e energia.

O sistema de células atualmente comercializado e patenteado pela Stuart, o eletrolisador DEP, apresenta um significativo desenvolvimento tecnológico no projeto da célula eletroquímica. A nova tecnologia combina baixo custo e eficiência energética incorporando eletrodos até 95% mais leves e até 92% menores que os eletrodos utilizados até 1995. O eletrolisador DEP utiliza ainda materiais de baixo

custo tais como aço carbono, níquel e materiais poliméricos, não utilizando platina ou titânio. O eletrólito líquido é utilizado para garantir a operação efetiva, incluindo a retirada de calor.

A eletrólise a 1,48 Volts (correspondente a 3,5 kWh/Nm³ de hidrogênio) é de uma forma geral equivalente a um rendimento de 100%, conforme já apresentado na Tabela 1. Os eletrolisadores existentes atingem 90% nessa base, da eletricidade ao hidrogênio. Desta forma, em termos de energia, o hidrogênio eletrolítico pode ser considerado como uma forma armazenável de energia.

O hidrogênio produzido pode ser utilizado imediatamente ou armazenado para uso posterior e o oxigênio, um sub-produto da produção do hidrogênio também pode ser usado, armazenado ou simplesmente eliminado na atmosfera. Ambos os gases são produzidos em um elevado grau de pureza e sem a produção de contaminantes tais como enxofre que comprometem a performance de células combustíveis.

Conforme indicado na página oficial na Internet, a Stuart possui tecnologia para produzir hidrogênio ultrapuro para transporte, produção de energia e mercados industriais com foco no fornecimento de hidrogênio a baixo custo e com confiabilidade na pureza e pressão especificada, oferecendo ainda escalabilidade.

O projeto e materiais empregados permitem o emprego dos eletrolisadores na produção de 1 a 10.000 Nm³/h de hidrogênio em três linhas de produtos baseadas nas seguintes plataformas:

Plataforma M – Atende a plantas de grande porte, a partir de 50 Nm³/h, é a base para a linha MW-CST de produtos industriais.

Plataforma H – Atende a plantas de tamanho intermediário, de 5 a 50 Nm³/h, corresponde à linha de produtos industriais TTR.

Plataforma S – Atende a plantas de tamanho inferior a 5 Nm³/h, utilizada na linha de produtos meteorológicos e no protótipo da linha PFA (Personal Fuel Appliance) que poderá atender às necessidades de até 5 veículos equipados com células combustíveis.

Adicionalmente, no ano de 2003 a Stuart adquiriu a Empresa belga Vanderborre Hydrogen Systems, responsável pela tecnologia IMET de eletrolisadores incorporando sua linha de produtos.

As principais características técnicas dos eletrolisadores da linha IMET® **300** e IMET® **1000**, fabricadas pela Stuart, estão indicadas no Anexo 4.

2.2.4 ELETROLISADORES - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme observado anteriormente, atualmente são empregados dois tipos de tecnologia para a eletrólise da água, a eletrólise alcalina, que utiliza uma solução de Hidróxido de Potássio (KOH) como condutor dos íons, e o tipo Membrana Trocadora de Prótons - PEM. O primeiro tipo é mais usual e pode ser utilizado para qualquer capacidade de produção enquanto que o tipo PEM, atualmente, atinge apenas pequenas capacidades, até cerca de 20 Nm³/h.

Os eletrolisadores do tipo PEM ainda apresentam rendimentos inferiores aos do tipo de eletrólito líquido (KOH) além de apresentarem custos mais elevados devido aos materiais empregados.

2.3 ARMAZENAMENTO DO HIDROGÊNIO

O hidrogênio pode ser armazenado como um gás comprimido, na sua forma líquida ou combinado com hidretos metálicos (AMOS, 1998). A figura 11 apresenta um resumo das formas de armazenamento do hidrogênio. Cada uma das alternativas possui vantagens e desvantagens.

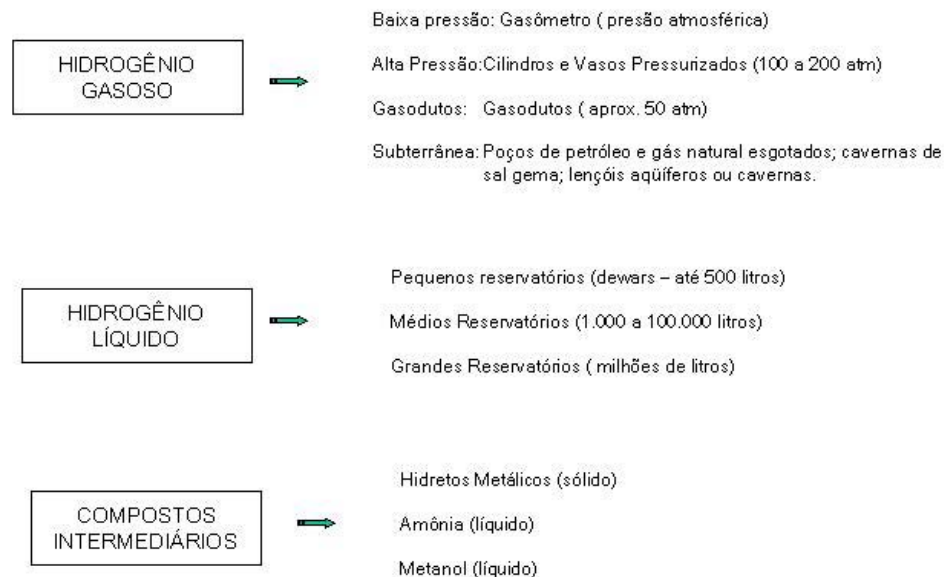


Figura 11 – Formas de Armazenamento do Hidrogênio (Adaptado de Silva, E. P., 1991).

2.3.1 ARMAZENAMENTO COMO HIDROGÊNIO GASOSO

a) Gás Comprimido

O armazenamento como gás comprimido é a forma mais simples de armazenar o hidrogênio. Os únicos equipamentos necessários são o compressor e um vaso de pressão. A maior deficiência dessa forma de armazenamento é sua baixa densidade de armazenamento, que depende da pressão. Quanto maior a pressão de armazenamento, mais elevados os investimentos de capital (COMPRESSORES) e maiores os custos operacionais (GARRET¹, 1989 apud AMOS, 1998).

O hidrogênio pode ser armazenado em tanques esféricos de baixa pressão, com capacidade de até 1.300 kg de H₂ operando com pressões de 1,2 a 1,6 MPa

¹ GARRET, D. E.. *Chemical Engineering Economics*. New York: Von Nostrand Reinhold. 1989.

(HART², 1997 apud AMOS 1998) ou em tanques de alta pressão que operam na faixa de 20 a 30 MPa (2.900 a 4.350 psig) (ZITTEL E WUSTER³, 1996 apud AMOS 1998).

Um dos maiores fabricantes mundiais é a Dynetek, que possui em sua linha de produtos tanques para armazenamento de hidrogênio comprimido na faixa de 3000 a 5000 psi (200 e 350 bar). As características técnicas de alguns dos tipos de tanques disponíveis estão apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2: Tanques para Armazenamento de Hidrogênio Comprimido – Características técnicas

SÉRIE	VOLUME INTERNO (LITROS)	DIMENSÕES (mm)	PESO (kg)	CAPACIDADE (Nm ³)	EQUIVALENTE EM GASOLINA (LITROS)	CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO
W76	76	404 X 864	29	695	21,4	200 bar a 21 °C
W126	126	404 X 1320	44	1152	35,5	200 bar a 21 °C
W150	150	404 X 1524	50	1372	42,2	200 bar a 21 °C
W212	212	404 X 2082	68	1939	59,7	200 bar a 21 °C
W251	251	404 X 2438	78	2295	70,7	200 bar a 21 °C
W320	320	404 X 3048	98	2926	90,1	200 bar a 21 °C

Fonte: Extraído de Dynetek, 2003

Pela flexibilidade e peso, exemplificados na Tabela 2, além do custo mais acessível, esse parece ser o padrão escolhido pela indústria automobilística em suas aplicações de motores a célula combustível, utilizando garrafas de ligas de alumínio e fibras de carbono.

b) Armazenamento Subterrâneo

Dependendo da geologia da área, o armazenamento subterrâneo do hidrogênio pode ser viável. Podem ser utilizadas cavernas ou áreas com rochas

² HART, D.. *Hydrogen Power: The Commercial Future of 'the Ultimate Fuel.'* London, UK: Finacial Times Energy Publishing, 1997.

³ ZITTEL, W.; WUSTER, R.. *Hydrogen in the Energy Sector.* 1996

porosas com uma cobertura impermeável. É uma forma de armazenamento como gás comprimido (AMOS, 1998).

c) Armazenamento em gasodutos

Conforme assinalado por Silva, E. P. (1991), gases são comumente transportados através de gasodutos. Essa rede de tubos é também um imenso reservatório que opera em pressões intermediárias entre os gasômetros e os cilindros pressurizados. A temperatura do gás varia com a temperatura ambiente e o volume corresponde à extensão e ao diâmetro da tubulação. Considerando um gasoduto de 1.000 km de extensão, 0,50 m de diâmetro e operando com uma pressão de 20 atm, tem-se um total de 3,62 milhões de Nm^3 de hidrogênio, isto é, 325 toneladas de H_2 .

O volume de gás armazenado varia praticamente na mesma proporção da variação da pressão de operação. Considerando-se sua extensão e volume, uma pequena variação na pressão de operação resulta em uma grande alteração na quantidade de gás acumulado (HART, 1997 APUD AMOS 1998).

Como desvantagens da utilização de gasodutos para o armazenamento de hidrogênio enumera-se além da sua longa extensão, problemas com a manutenção da rede de dutos.

2.3.2 ARMAZENAMENTO COMO HIDROGÊNIO LÍQUIDO

A liquefação do hidrogênio é feita resfriando-se o gás até torná-lo líquido. Os processos de liquefação utilizam uma combinação de compressores, trocadores de calor, expansores e válvulas para obter o resfriamento desejável (FLYNN⁴, 1992 APUD AMOS, 1998).

⁴ FLYNN, T. M.. *Liquidification of Gases*. McGraw-Hill Encyclopedia of Science & Technology. 7th Edition. Vol. 10. New York: McGraw-Hill, 1992; pp. 106-119.

A maior preocupação no armazenamento de hidrogênio líquido é minimizar as perdas por vaporização. Como o hidrogênio é armazenado como um fluido criogênico que está na sua temperatura de ebulição, qualquer transferência de calor para o fluido faz com que o hidrogênio se evapore (AMOS, 1998).

Os tanques para armazenamento de hidrogênio líquido, em sua maior parte, são esféricos, pois este formato representa a menor superfície para troca de calor por unidade de volume (HART, 1997 e TIMMERHAUS e FLYNN⁵, 1989 APUD AMOS, 1998). Com um aumento no diâmetro, o volume aumenta mais rapidamente que a superfície, assim um tanque maior tem proporcionalmente, uma menor área para troca de calor.

Tanques cilíndricos também são utilizados devido à maior facilidade e ao menor preço para sua construção comparativamente aos tanques esféricos. Além disso a relação entre volume e superfície dos tanques cilíndricos é quase a mesma dos tanques esféricos (TIMMERHAUS e FLYNN 1989 apud AMOS, 1998).



Figura 12: Tanque cilíndrico para armazenamento de hidrogênio líquido (CRYENCO, 2003)

O volume típico de tanques de hidrogênio varia entre 110 a 5.300 kg (230 – 11.700 lb). As plantas industriais para liquefação de hidrogênio têm taxas de produção que variam entre 380 a 2.300 kg/h (AMOS, 1998).

⁵ TIMMERHAUS, C.; FLYNN, T. M.. *Cryogenic Engineering*. New York: Plenum Press. 1989.

2.3.3 ARMAZENAMENTO COMO COMPOSTOS INTERMEDIÁRIOS

a) Hidretos Metálicos

Os hidretos metálicos armazenam hidrogênio pela adesão química do hidrogênio ao metal (magnésio, níquel, ferro ou titânio) ou ligas metálicas (ferro-titânio, lantânio-níquel-alumínio). Essa combinação ocorre em altas pressões (15 a 20 atmosferas) e temperaturas moderadas (330 a 600 K) (DOT, 1998). Há, entretanto, uma ampla faixa de operação para a temperatura e pressão, dependendo da liga escolhida. A Tabela 3 apresenta uma comparação das propriedades de alguns hidretos:

Tabela 3: Hidretos Metálicos - Comparação de Propriedades

PROPRIEDADE	Lantânio-Níquel-Alumínio	Magnésio-Níquel	Ferro-Titânio
Pressão de Adsorção (atm)	18,5	ND	7
Temperatura de Deadsorção (K)	333	333	313
Capacidade de H ₂ a 331 K e 20 atm	1,27% por peso	7,3% por peso	1,5% por peso
Densidade do Hidreto	2962 kg/m ³	897 kg/m ³	2400 kg/m ³
Peso do Hidreto para armazenar 15 kg de H ₂	1250 kg	206 kg	1000 kg

Fonte: DOT, 1998, p. 2.8

Como pode ser observado na Tabela 3, o peso total do hidreto com o hidrogênio adsorvido é elevado, mesmo considerando pequenas quantidades de hidrogênio (em massa). Um (01) galão de gasolina é equivalente (em energia térmica) a um (01) kilograma de hidrogênio, entretanto, para armazenar 20 kg de

hidrogênio (equivalente a 20 galões de gasolina) na forma de hidretos, são necessários 275 kg de hidreto de magnésio (MgH_2), considerando uma eficiência de adsorção de 7,3% (DOT, 1998). Nesse caso o peso total do “tanque de combustível” cheio é de cerca de 295 kg. Esse peso pode ser bem maior caso outros hidretos sejam utilizados. Esse fator ainda limita sua aplicação em veículos.

2.3.4 ESCOLHA DA FORMA DE ARMAZENAMENTO

A escolha da melhor forma de armazenamento depende de fatores tais como:

- Forma de aplicação do hidrogênio;
- Densidade de energia requerida;
- Quantidade de hidrogênio a ser armazenado;
- Período de armazenagem;
- Formas de energia disponíveis;
- Geologia da área;
- Previsão de expansões futuras;
- Requisitos de manutenção;
- Investimentos.

Com base na tecnologia de armazenagem de hidrogênio disponível pode-se fazer as seguintes generalizações (DOE, 2000): O armazenamento subterrâneo aplica-se a grandes quantidades de gás e longos períodos, o armazenamento sob a forma de hidrogênio líquido é também indicado para grandes quantidades de gás e por longos períodos porém, apenas quando a aplicação requerer hidrogênio líquido e houver disponibilidade de energia elétrica a baixos custos; a armazenagem como gás comprimido pode ser associada a pequenas quantidades de gás, ciclos de utilização grandes ou pequenos períodos de armazenagem. Hidretos metálicos estão associados a pequenas quantidades de gás.

2.4 APLICAÇÕES ENERGÉTICAS DO HIDROGÊNIO

Conforme destacado por DOE (2000), 90 bilhões de m³ de hidrogênio são consumidos anualmente nos E.U.A.. A maior parte desse hidrogênio é produzida em refinarias ou em indústrias químicas e sua principal utilização é no refino do petróleo ou na produção de outros produtos industriais tais como a amônia.

Pouco hidrogênio é utilizado atualmente como combustível ou como um vetor energético. A expectativa do Programa Americano do Hidrogênio é de que no longo prazo o hidrogênio se junte à eletricidade como um grande vetor energético e que seja produzido a partir de fontes renováveis (DOE, 1999).

O hidrogênio tem nos meios de transporte e na geração de energia suas principais aplicações energéticas (PADRÓ, 1999). Em ambos os casos o hidrogênio pode ser utilizado diretamente como combustível ou para a alimentação de células combustíveis (SILVA, E. P., 1991, DOE, 2000).

2.4.1 CÉLULAS COMBUSTÍVEIS

A aplicação em células combustíveis apresenta perspectivas de maiores rendimentos que a aplicação como combustível em máquinas térmicas convencionais, entretanto sua utilização ainda está limitada pelo alto custo das células e na falta de uma infra-estrutura para distribuição do hidrogênio (THE ECONOMIST, 2001).

O princípio da célula combustível foi identificado pelo advogado e físico britânico Sir Willian Grove (HEISSEBERGER, 2001). Ele desenvolveu em laboratório uma célula que funcionava pela reversão da eletrólise. Com o aparecimento do dínamo, inventado por Werner von Siemens, essa tecnologia foi abandonada até praticamente o início dos anos 60 quando a NASA decidiu utilizá-las no programa espacial americano (RIFKIN, 2003)

A princípio uma célula combustível opera como uma bateria só que em vez de armazenar energia química para convertê-la em eletricidade até se esgotar, ela

converte a energia química da reação entre o hidrogênio e o oxigênio para formar água, em eletricidade e calor enquanto for fornecido combustível. Além disso nenhum poluente é gerado nesta reação (RIFKIN, 2003)

Uma célula é composta de dois eletrodos encapsulando um eletrólito. Um eletrodo é atravessado por oxigênio enquanto o outro é atravessado por hidrogênio, gerando eletricidade, água e calor (ver figura 13).

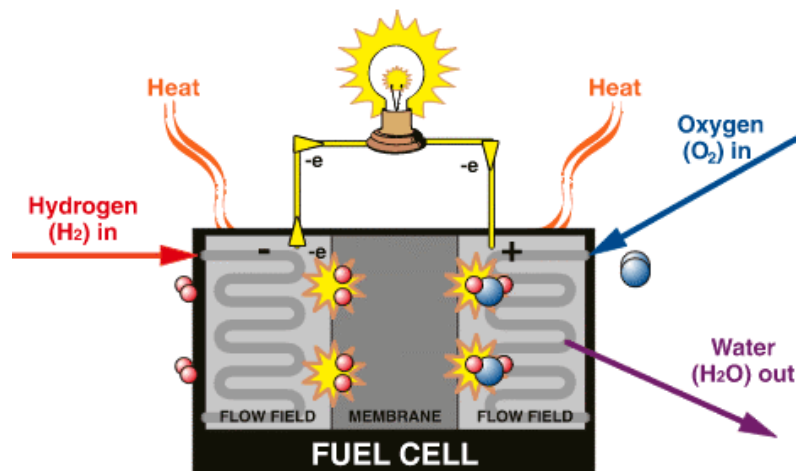


Figura 13: Representação de uma célula combustível (HPower, USA, Apud Pinto, 2003)

O hidrogênio é injetado no eletrodo negativo (anodo) da célula combustível e o oxigênio (ou ar) é injetado no eletrodo positivo (catodo). Pela ação de um catalisador, o átomo de hidrogênio se divide em um próton e um elétron, que tomam diferentes caminhos em direção ao catodo. O próton atravessa o eletrólito. Os elétrons criam uma corrente elétrica que pode ser utilizada antes que eles retornem ao catodo para serem reunidos com hidrogênio e oxigênio para formar uma molécula de água.

A maioria das células combustíveis existentes utiliza um sistema que inclui um reformador de combustível para utilizar o hidrogênio de combustíveis fósseis - do gás natural ao metanol, até mesmo a gasolina. Como a célula combustível se baseia em reações químicas e não em combustão, as emissões deste tipo de sistema ainda são bem menores que as emissões provenientes dos mais limpos processos de

combustão (RIFKIN, 2003), além disso, produzem eletricidade com taxas de rendimento bem maiores (HEISSEMBERGER, 2001).

As células combustíveis ainda são caras tendo em vista que sua produção ainda não atingiu ganhos de escala capazes de reduzir o preço por unidade (RIFKIN, 2003).

Existem diversos tipos de células combustíveis funcionando ou em desenvolvimento, as principais estão descritas a seguir (HEISSEMBERGER, 2001; TÜV, 2003):

a) Células a Metanol

Estas células são similares às células do tipo membrana trocadora de prótons pois ambas utilizam uma membrana de polímeros como eletrólito. Entretanto, neste tipo de célula o próprio catalisador do anodo retira o hidrogênio do metanol eliminando o necessário por um reformador de combustível. Eficiências de cerca de 40% são esperadas neste tipo de célula, que operam a temperaturas na faixa de 50 a 90 °C. Maiores eficiências podem ser obtidas com temperaturas maiores.

b) Célula com Membrana Trocadora de Prótons (PEM)

Estas células operam à temperaturas relativamente baixas (abaixo de 100 °C), têm uma grande densidade de potência, podem variar sua saída rapidamente de forma a atender mudanças na demanda de potência, e são adequadas a aplicações como automóveis, onde uma partida rápida é necessária. São potencialmente aplicáveis em veículos de baixa potência, prédios e aplicações menores tais como substituição de baterias recarregáveis. A membrana trocadora de prótons é uma folha de plástico fina, que permite que o hidrogênio passe através dela. A membrana é revestida de ambos os lados por partículas de ligas metálicas (na maioria dos casos platina) bem dispersas, que funcionam como catalisadores ativos. O hidrogênio é introduzido pelo lado do anodo da célula, onde o catalisador estimula os átomos do hidrogênio a liberar elétrons e se transformar em íons (prótons). Os elétrons se deslocam na forma de uma corrente elétrica que pode ser

utilizada antes que retorne ao catodo, onde os átomos do hidrogênio são recombinados, reagindo com o oxigênio produzindo água, completando o processo.

c) Células Alcalinas

Utilizadas há muito tempo nas missões espaciais da NASA, estas células podem atingir uma eficiência da ordem de 70% na geração de energia. Elas utilizam hidróxido de potássio como eletrólito e operam em temperaturas inferiores a 100 °C. Até recentemente elas eram muito caras para aplicações comerciais, mas diversas empresas estão estudando maneiras de reduzir custos e melhorar a flexibilidade operativa.

d) Células a Ácido Fosfórico:

Este tipo de células já é disponível comercialmente. Mais de 200 células combustíveis já foram instaladas em todo o mundo, em hospitais, creches, hotéis, prédios de escritórios, escolas, centrais elétricas e aeroportos.

Células a ácido fosfórico geram energia elétrica com uma eficiência de 40% e aproximadamente de 85% do vapor produzido por esta célula pode ser utilizado em co-geração. A temperatura de operação está na faixa de 200 °C.

e) Célula a Carbonato Fundido:

As células a carbonato fundido prometem altas relações de eficiência entre combustível e eletricidade e operam a temperaturas próximas a 650 °C. Até o momento, este tipo de célula tem operado com hidrogênio, monóxido de carbono, gás natural, propano, óleo diesel, e derivados de carvão gaseificado. Células de 10 kW a 2 MW já foram testadas com diversos combustíveis.

f) Células a Óxidos Sólidos:

Outra promissora célula, a célula combustível a óxidos sólidos, pode ser utilizada em grandes aplicações com altas potências, incluindo indústrias e estações

de geração de energia elétrica em larga escala. Alguns desenvolvedores vêm estudando aplicações em motores de veículos. Este sistema utiliza um material cerâmico rígido em vez de um eletrólito líquido, o que permite atingir temperaturas de operação na faixa de 800 a 1000 °C. A eficiência na geração de energia elétrica pode alcançar 60%.

Um tipo de CCOS utiliza um conjunto de longos tubos e outros tipos incluem um disco comprimido. As unidades tubulares já estão próximas da fase de comercialização, sendo produzidas por diversas empresas no mundo. Algumas demonstrações deste tipo de célula já atingiram a potência de 200 kW.

Outro tipo de célula, com desenvolvimento mais recente é a do tipo Regenerativo. Este tipo de célula ainda é muito recente. Elas podem ser atrativas em um circuito fechado de geração de energia. A água é decomposta em hidrogênio e oxigênio por um eletrolisador alimentado por energia solar. O oxigênio e o hidrogênio são injetados na célula combustível que gera eletricidade, calor e água. A água é então recirculada para o eletrolisador e o processo inicia-se novamente. Este tipo de célula está sendo pesquisado pela NASA e outros fabricantes ao redor do mundo.

A Próton Energy Systems estima que este sistema tenha um custo inferior ao das baterias convencionais.

A Tabela 4 apresenta um resumo com as principais características dos principais tipos de células combustíveis existentes:

Tabela 4: Células Combustíveis - Resumo

	Baixas Temperaturas de Operação			Altas Temperaturas de Operação		
	Células a Metanol (DMFC)	Célula com Membrana Trocadora de Prótons (PEMFC)	Célula Alcalina (AFC)	Célula a Ácido Fosfórico (PAFC)	Célula a Carbonato Fundido (MCFC)	Célula a Óxido Sólido (SOFC)
Eletrólito	Membrana condutora de prótons	Membrana condutora de prótons	Solução de Hidróxido de Potássio	Ácido fosfórico concentrado	Carbonato fundido	Cerâmica
Faixa de Temperatura	< 100 °C	< 100 °C	< 100 °C	~ 200 °C	~ 650 °C	800 - 1000 °C
Combustível	Metanol	Hidrogênio	Hidrogênio	Hidrogênio	Gás Natural, Carvão Gaseificado	Gás Natural, Carvão Gaseificado
Faixa de Potência	W / kW	W / kW	W / kW	kW	KW / MW	KW / MW
Áreas de Aplicação	Veículos e pequenos aparelhos	Veículos, geradores portáteis, aplicações domésticas, aquecedor compacto e Unidades de potência	Veículos espaciais	Aquecedor compacto e Unidades de potência	Centrais elétricas, co-geração	Centrais elétricas, co-geração

Fonte: Adaptado de TÜV (2003)

2.4.2 MOTORES A COMBUSTÃO INTERNA

O gás hidrogênio pode ser aplicado como combustível diretamente em um motor a combustão interna. O sistema H₂ CoGen da Stuart (Vanderborre Hydrogen System) é um gerador combinado de calor e energia com capacidade de transformar até 35% da energia de alimentação (H₂) em energia elétrica, com uma eficiência total (eletricidade + calor) de mais de 90%.

2.5 SEGURANÇA

O hidrogênio, em grandes quantidades, vem sendo usado, há muitos anos, com segurança em aplicações na indústria química e metalúrgica e de alimentos,

além do programa espacial norte-americano. Como todos os combustíveis, o hidrogênio pode ser utilizado com segurança com manejo apropriado e instrumentos especificamente projetados para seu controle, tais como detectores de hidrogênio que analisam a concentração de H_2 no ambiente e possibilitam sua monitoração.

O hidrogênio é uma substância atóxica, insípida inodora e incolor. Em contato com o oxigênio torna-se extremamente inflamável (SILVA, E. P., 1991). Durante seu manuseio devem ser tomadas medidas para evitar contatos indevidos do hidrogênio com o ar.

De uma forma geral, entretanto, pode-se considerar que o hidrogênio é um combustível semelhante aos demais já conhecidos e que requer procedimentos seguros para o seu manuseio. A Tabela 5 apresenta uma comparação do hidrogênio com outros combustíveis.

Tabela 5: Comparação das Propriedades do Hidrogênio, Metano e Gasolina (nas condições ambientes exceto quando especificado)

PROPRIEDADE	HIDROGÊNIO	METANO	GASOLINA
Estado normal a 289 K e sob pressão ambiente	Gás	Gás	Líquido
Ponto de Fusão à Pressão Ambiente	20,3K	112 K	N/A
Densidade do líquido no ponto de fusão normal	70,8 kg/ m ³	422,6 kg/ m ³	700 kg/ m ³
Densidade do vapor no ponto de fusão normal	1,34 kg/ m ³	1,82 kg/ m ³	4,5 kg/ m ³
Densidade do vapor a 293 K e nas seguintes pressões:	kg/ m ³	kg/ m ³	kg/ m ³
0,1 Mpa Atmosférica	0,0838	0,651	4,4
13,9 MPa	10,58	111,2	N/A
25,0 MPa	17,81	189,0	N/A
34,0 MPa	23,43	230,0	N/A
Limites de inflamabilidade no ar	Concentração por volume	Concentração por volume	Concentração por volume

PROPRIEDADE	HIDROGÊNIO	METANO	GASOLINA
Limite inferior	4,0 %	5,3 %	1,0 %
Limite superior	75 %	15,0 %	7,6 %
Limites de detonabilidade no ar			
Limite inferior	18,3 %	6,3 %	1,1 %
Limite superior	59,0 %	13,5 %	3,3 %
Composição Estequiométrica (volume) no ar	29,53 %	9,48 %	1,76 %
Energia mínima para ignição	0,02 mJ	0,29 mJ	0,24 mJ
Temperatura de auto- ignição	858 K	813 K	501 – 744 K
Temperatura máxima da chama	1.800 K	1.495 K	1.520 K
Poder de Combustão			
Inferior	120 MJ/kg	50 MJ/kg	44,5 MJ/kg (118 MJ/gal)
Superior	142 MJ/kg	55,5 MJ/kg	48 MJ/kg (127,2 MJ/gal)
Difusibilidade Molecular (gás no ar)	$6,1 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$	$1,6 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$	$5 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$

Fonte: DOT, 1998, p. 2.1

Pela Tabela 5, observa-se que o hidrogênio tem a mais alta faixa de inflamabilidade entre os combustíveis analisados, de 4 a 75% de concentração no ar, entretanto, a sua alta difusibilidade no ar tende a reduzir o período em que um grande volume de gás apresenta-se na faixa de inflamabilidade, reduzindo o risco de ignição com o tempo (DOT, 1998). Como o hidrogênio é um gás muito leve, tende a subir e com uma ventilação adequada no teto da instalação, tende a escapar rapidamente para o ambiente exterior.

2.6 ANÁLISE DA VIABILIDADE

A análise da viabilidade de um projeto é requisito obrigatório para auxiliar a tomada de decisão dos patrocinadores de efetivamente executá-lo. Deve haver um

pleno entendimento dos aspectos técnicos e econômicos envolvidos, bem como dos riscos envolvidos (FINERTY, 1999). Para isso devem ser elaborados estudos de viabilidade técnica e econômica do empreendimento.

2.6.1 ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA

Antes do início do empreendimento deve ser realizado um trabalho de engenharia quando serão verificados os requisitos técnicos necessários e executado o projeto básico de sua instalação. Caso seja necessária a utilização de tecnologia nova ou que não tenha sido suficientemente comprovada em instalações semelhantes, pode ser necessária a construção de modelos físicos ou digitais para testar sua viabilidade e realizar eventuais correções para o projeto em escala real (FINERTY, 1999).

O desenvolvimento dessa etapa tem como resultado a especificação técnica do projeto e o projeto básico de sua instalação, bem como o impacto ao meio ambiente resultante da implantação do projeto. O projeto básico deve permitir a elaboração de uma estimativa dos custos de construção inerentes ao projeto (FINERTY, 1999).

2.6.2 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA

Pode-se considerar que um empreendimento é viável quando os fluxos de caixa futuros relativos a sua implantação superam o investimento inicial, isto é, o investimento deve possibilitar retornos maiores que seu custo, acrescentando valor à empresa (ROSS, WESTERFIELD E JORDAN, 1997).

A avaliação de um projeto normalmente segue os seguintes passos (FINERTY, 1999):

1. Estimativa dos fluxos de caixa futuros esperados para o empreendimento;
2. Avaliação do risco e determinação da taxa de retorno exigida (custo de capital) para o desconto dos fluxos de caixa esperados;

3. Cálculo do valor presente dos fluxos de caixa esperados;
4. Determinação do custo do projeto e comparação com o valor presente dos fluxos de caixa esperados.

2.6.3 ELABORAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DO EMPREENDIMENTO

O primeiro passo para a análise do valor de um projeto de investimento é a estimativa de seu fluxo de caixa incremental, líquido de impostos (FINERTY, 1999; ROSS, WESTERFIELD E JORDAN, 1997).

O fluxo de caixa é dito incremental pois deve representar a diferença entre o fluxo de caixa da empresa com e sem o empreendimento (FINERTY, 1999, ROSS, 1997), isto é, apenas os fluxos de caixa relevantes que participam desse projeto devem ser considerados (LAPPONI, 1996; ROSS, WESTERFIELD E JORDAN, 1997).

Recursos dispendidos em trabalhos preliminares, por exemplo, são custos já realizados e não afetam a análise do empreendimento (FINERTY, 1999, LAPPONI, 1996), segundo Ross, Westerfield e Jordan (1997) esses custos são ditos irrecuperáveis, esse custo não vai ser afetado pela decisão de realizar ou não o projeto. Assim, apenas as receitas e despesas futuras são consideradas relevantes para a análise. Os fluxos de caixa esperados devem ser medidos após o pagamento de impostos, pois esses correspondem a desembolsos que devem obrigatoriamente ser efetuados.

Ross, Westerfield e Jordan (1997) dividem os fluxos de caixa em quatro componentes básicos:

1. Fluxo de caixa operacional;
2. Gastos de Capital;
3. Acréscimos ao Capital de Giro Líquido;
4. Valor residual líquido.

O fluxo de caixa operacional envolve as despesas e receitas associadas ao empreendimento tais como as receitas obtidas com as vendas, custos de fabricação, operação e manutenção, tributação etc.

Os gastos de capital correspondem aos investimentos em ativos permanentes e os acréscimos ao capital de giro líquido se referem ao impacto do empreendimento nas necessidades de capital de giro da empresa.

O valor residual líquido corresponde ao valor final do ativo e/ou despesas de desmobilização, venda de ativo ou limpeza.

Finerty (1999), apresenta uma distribuição ligeiramente diferente, porém divide, também, os fluxos de caixa em quatro componentes básicos:

1. Investimento inicial líquido ;
2. Fluxo de caixa operacional líquido;
3. Fluxo de caixa não operacional;
4. Valor residual líquido.

O investimento inicial líquido engloba as despesas de caixa, alterações no capital de giro líquido, eventuais resultados de venda de equipamento velho e créditos fiscais por investimentos (FINERTY, 1999). O investimento inicial líquido corresponde à aquisição dos equipamentos, transporte, instalação, projetos e todas as demais despesas para possibilitar o início de sua operação (LAPPONI, 1996).

Os fluxos de caixa não operacionais considerados são os necessários para dar suporte ao desembolso do investimento inicial, por exemplo, a execução de uma grande reforma (FINERTY, 1999).

Segundo Duarte (1999), os custos de um projeto de geração de energia podem ser subdivididos em Custos de Investimentos, Custos de Operação, Custos de Manutenção, Custos de Administração e Custos de Combustíveis. Esses custos estão resumidos na figura 14:

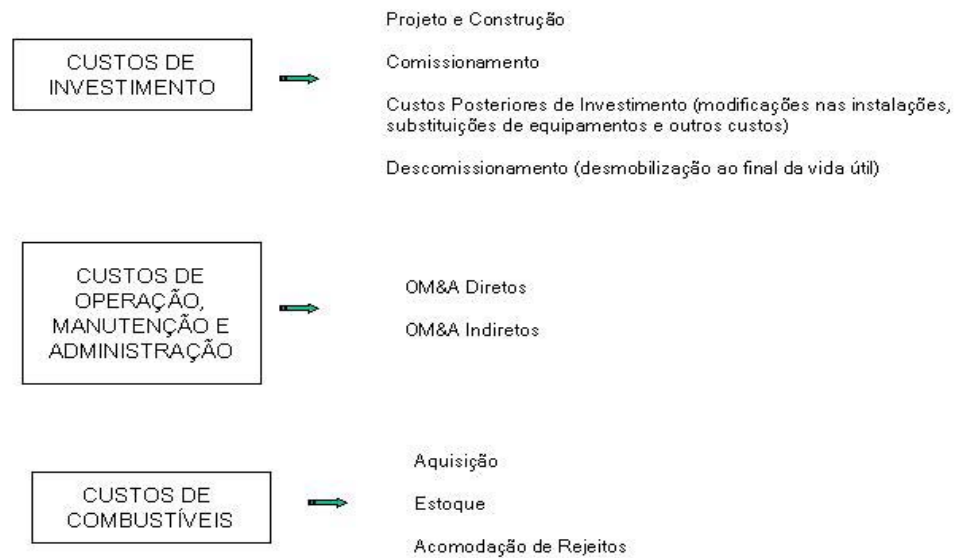


Figura 14 – Custos Associados a Projetos de Geração de Energia (Adaptado de Duarte, 1999)

O primeiro passo para a elaboração do fluxo de caixa, segundo Ross, Westerfield e Jordan (1997) são as demonstrações financeiras que sintetizam as informações relevantes de um projeto. As informações necessárias para a elaboração dessas demonstrações financeiras são as estimativas de vendas, preço unitário, custos fixos e variáveis e valores dos investimentos.

Dessa forma as demonstrações de resultados e o fluxo de caixa de um projeto podem ser elaborados a partir da Tabela 6:

Tabela 6: Demonstrações de Resultados e Fluxo de Caixa de um Projeto

	DISCRIMINAÇÃO	PERÍODO				
		ANO 0	ANO 1	ANO 2	...	ANO N
	I. Demonstração de Resultado					
+	1. Receitas					
-	2. PIS/Cofins					
-	3. ICMS					
=	4. Receita Líquida					
-	5. CPV					
=	6. Lucro oper. bruto (4-5)					
-	7. Outras Despesas					
-	8. Amortização de Despesas Pré-operacionais					
-	9. Depreciação					
-	10. Juros					
=	11. Lair					
-	12. Imposto de Renda					
=	13. Lucro após Imp. Renda					
	II. Fluxo de Caixa - projeto					
=	1. Entradas / Disponibilidades					
+	1.1. Lucro após o IR					
+	1.2. Empréstimos					
+	1.3. Amortização de Despesas Pré -Operacionais					
+	1.4. Depreciação					
+	1.5. Valor Residual Investimento					
+	1.6. Valor capital de giro					
=	2. Saídas					
-	2.1. Investimentos					
-	2.2. Amortização do Débito					
-	2.3. Valor capital de giro					
-	2.4. Reposição investimento					
	3. Fluxo de caixa final					
	Anual					
	Acumulado					
	Auxiliar					
	Payback					
	Taxa Interna de Retorno (% a.a.)					
	Taxa de Juros (% a.a.)					
	Valor Presente					

Conforme Motta e Calôba (2002), as linhas da Tabela 6 estão detalhadas a seguir:

Da Demonstração de Resultados:

1. Receitas: São as entradas de dinheiro correspondente à venda de produtos ou serviços;
2. PIS/Cofins: Plano de Integração Social e contribuição social - Tributos, incidem sobre as receitas brutas de vendas;
3. ICMS: Imposto sobre circulação de mercadorias, incide também sobre a receita bruta;
4. Receita Líquida: Receita bruta menos PIS/Cofins, ICMS;
5. CPV - Custo dos produtos vendidos, englobam os custos de fabricação tais como, pessoal, insumos, transporte, energia, administração, impostos e tributos e gastos diversos;
6. Lucro operacional bruto - Receita líquida menos o CPV;
7. Outras despesas - correspondem a despesas gerais e administrativas, eventualmente chamadas de overhead;
8. Amortização de despesas pré-operacionais: Amortização de despesas feitas antes do início da operação e que podem ser amortizadas de forma similar à depreciação;
9. Depreciação - dedução contábil que não envolve saída de caixa porém influencia o valor do imposto devido, e corresponde à redução de valor de um ativo durante sua vida útil;
10. Juros - juros de empréstimos (custo do capital) caso o investimento seja feita através de empréstimos e não com capital próprio;
11. LAIR - Lucro Antes do Imposto de Renda;
12. Imposto de renda;
13. Lucro após o Imposto de Renda, corresponde ao LAIR menos o imposto de renda;

Das Entradas e Disponibilidades:

- 1.1. LAIR - idem à linha 11;
- 1.2. Empréstimos - valores de capital obtidos através de empréstimos;
- 1.3. Amortização de Despesas pré-operacionais - idem à linha 8, agora adicionada por ser considerada uma disponibilidade;
- 1.4. Depreciação - idem à linha 9, agora adicionada por ser considerada uma disponibilidade;
- 1.5. Valor residual do investimento - após o término da vida útil do projeto, equivalente à venda do equipamento como sucata ou sua revenda para terceiros;
- 1.6. Valor do Capital de Giro - Ao final do projeto, corresponde à recuperação do capital de giro através, por exemplo, da venda de estoques dos produtos.

Das Saídas:

- 2.1. Investimentos - aportes feitos com capital próprio da empresa no projeto;
- 2.2. Amortização de Débito - pagamento de juros a empréstimos feitos para alavancar o projeto;
- 2.3. Valor de Capital de Giro - aporte de capital no início do projeto;
- 2.4. Reposição Investimento - investimentos de capital correspondentes a melhorias e substituições durante a vida útil do projeto.

A análise do fluxo de caixa pode ser feita a partir dos métodos para análise econômica descritos a seguir.

2.6.4 MÉTODOS PARA A ANÁLISE ECONÔMICA

Segundo Lapponi, 1996 a avaliação de projetos de investimento pode ser feita por alguns dos métodos indicados abaixo:

- Método do Payback Simples

- Método do Payback Descontado
- Método do Valor Presente Líquido
- Método do Valor Futuro Líquido
- Método do Valor Uniforme Líquido
- Método do Índice de Lucratividade
- Método da Taxa Interna de Retorno
- Método da Taxa Interna de Juros
- Método da Taxa Externa de Retorno

Cada um desses métodos possui limitações, vantagens e desvantagens, porém, segundo Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999), os métodos mais comumente encontrados na literatura financeira são os seguintes:

- Método do Valor Presente Líquido (VPL);
- Método do Índice de Lucratividade (IL);
- Critério da Taxa Interna de Retorno (TIR).

Outro critério muito utilizado para a análise de investimentos, embora Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999) ressaltem que o mesmo não é o mais adequado, é o Tempo de Recuperação do Capital ou *Payback*. Este método apresenta como resultado um índice de liquidez do empreendimento (LAPPONI, 1996) e deve ser considerado em conjunto com um dos demais critérios.

Um breve resumo de cada um dos métodos é apresentado a seguir:

a) Método do Payback

É o método mais simples e direto para verificar o prazo necessário para recuperar o investimento, entretanto, não leva em consideração o custo do capital (LAPPONI, 1996).

Este método trabalha apenas com fluxos de caixa simples, isto é, a sequência de valores deve ter apenas uma mudança de sinal, e para a sua aplicação deve-se

definir o prazo de retorno máximo admissível ($PBS_{m\acute{a}x}$) para o investimento ser aceitável.

Desta forma tem-se o seguinte critério de aceitação pelo Método do Payback Simples:

$PBS \text{ do projeto} < PBS_{m\acute{a}x} \rightarrow \text{Aceitável}$

$PBS \text{ do projeto} > PBS_{m\acute{a}x} \rightarrow \text{Não Aceitável}$

$PBS \text{ do projeto} = PBS_{m\acute{a}x} \rightarrow \text{Indiferente}$

Como exemplo de aplicação desse método considera-se que a aquisição de um equipamento que custe R\$ 50.000,00 e que proporcionará retornos anuais de R\$ 10.000,00 tem um prazo para retorno do capital de cinco (05) anos. Dependendo do prazo máximo estipulado, este investimento poderá ser aceito ou não.

As principais vantagens desse método são a sua fácil aplicação e interpretação e o fato de servir como um indicador de risco e de liquidez do projeto. Quanto menor o PBS do projeto menor o seu risco e quanto menor o PBS maior sua liquidez (LAPPONI, 1996).

Como principais desvantagens, Lapponi (1996) salienta que o método não considera o valor do dinheiro no tempo, não sinaliza a rentabilidade do projeto e, por não considerar todos os fluxos de caixa, seu uso pode priorizar investimentos de curta maturação e baixa rentabilidade em detrimento de projetos de maturação mais longa porém com rentabilidade superior.

Para atenuar a desvantagem de não considerar o valor do dinheiro no tempo, Lapponi (1996) e Motta e Calôba (2002) citam o Método do *Payback* Descontado. Esse método inclui os custos de capital de duas maneiras (LAPPONI, 1996 p24), pela acumulação do valor presente em cada ano do projeto, ou pelo carregamento anual dos juros ao saldo do projeto.

No primeiro caso, a cada ano, soma-se o valor presente de todos os capitais do fluxo de caixa até esse ano, e no segundo caso, adiciona-se o valor dos juros

sobre o saldo do empreendimento no ano anterior e o retorno do ano considerado (LAPPONI, 1996).

Lapponi (1996) ressalta que esse método é inferior ao Método do Valor Presente, apresentado em seguida, e requer esforço semelhante para seu cálculo, sendo dessa forma preterido em relação àquele, além disso mantém ainda deficiências do método do *Payback* Simples. Apesar disso, pode ser utilizado como reforço aos resultados obtidos pelo Método do Valor Presente.

b) Método do Valor Presente Líquido (VPL):

Segundo Lapponi (1996), o método do Valor Presente Líquido (VPL) é o método para avaliação de investimentos que melhor identifica a contribuição do projeto para o aumento de valor da empresa.

Este método analisa o fluxo de caixa do investimento trazendo todos os investimentos e retornos para a data inicial do projeto descontando os valores a uma taxa de juros definida pela empresa e que corresponde ao seu custo do capital. A expressão geral desse método é a seguinte, considerando que todo o investimento é feito na data 0:

$$VPL = -I + \frac{R_1}{1+k} + \frac{R_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{R_n}{(1+k)^n} + \frac{Q}{(1+k)^n}$$

Onde:

I	corresponde ao investimento
R	corresponde aos retornos líquidos
n	corresponde ao período considerado na análise
k	é o custo do capital da empresa ou taxa de juros
Q	é o valor residual do projeto ao final de sua vida útil

Pode-se agrupar a expressão acima da seguinte maneira:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+k)^t} + \frac{Q}{(1+k)^n}$$

Caso o fluxo de caixa do projeto possua múltiplas entradas de investimento, isto é, o investimento é realizado em vários períodos, esta expressão pode ser ainda generalizada da seguinte forma:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+k)^t}, \text{ onde } R_t \text{ representa todos os capitais do fluxo de caixa.}$$

Desta forma tem-se o seguinte critério de aceitação pelo Método do Valor Presente Líquido:

VPL do projeto $> 0 \rightarrow$ Aceitável

VPL do projeto $< 0 \rightarrow$ Não Aceitável

VPL do projeto $= 0 \rightarrow$ Indiferente

c) Método do Índice de Lucratividade (IL)

Segundo Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999) esse método estabelece a razão entre o valor presente dos retornos de caixa do projeto e o investimento inicial. Laponi (1996) acrescenta que este método traz uma solução para uma das desvantagens do VPL, apresentando como resultado um valor percentual em vez de um valor monetário, facilitando sua interpretação e a comparação de investimentos de diferentes proporções.

A expressão básica desse método é:

$$IL = \frac{VALOR\ PRESENTE\ DOS\ RETORNOS}{INVESTIMENTO}$$

Assim, se da expressão acima, $IL > 1$, o valor presente dos retornos é maior que o investimento inicial, isto é, o VPL é positivo. Se, ao contrário, $IL < 1$, o valor presente dos retornos é menos que o investimento inicial, correspondendo a um VPL negativo.

Desta forma tem-se o seguinte critério de aceitação pelo Método do Índice de Lucratividade:

IL do projeto $> 1 \rightarrow$ Aceitável

IL do projeto $< 1 \rightarrow$ Não Aceitável

IL do projeto $= 1 \rightarrow$ Indiferente

d) Método da Taxa Interna de Retorno (TIR):

Conforme indicado por Lapponi (1996) e Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999), a Taxa interna de retorno de um investimento (TIR), corresponde ao valor do custo do capital ou taxa, que iguala o valor presente dos retornos ao investimento, isto é, torna o VPL nulo ($VPL = 0$).

$$I = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+q)^t} + \frac{Q}{(1+q)^n}, \text{ onde } q \text{ corresponde à taxa que se pretende conhecer.}$$

O valor de q é normalmente determinado por aproximações sucessivas e após sua determinação, a expressão acima pode ser rescrita da seguinte forma:

$$\left[\sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+TIR)^t} + \frac{Q}{(1+TIR)^n} \right] - I = 0$$

Desta forma tem-se o seguinte critério de aceitação pelo Método do Índice de Lucratividade:

TIR do projeto $> K \rightarrow$ Aceitável

TIR do projeto $< K \rightarrow$ Não Aceitável

TIR do projeto $= K \rightarrow$ Indiferente

Onde K corresponde ao valor do custo de capital efetivo do empreendimento.

Caso o empreendimento requeira mais de um período de investimentos, Lapponi (1996) apresenta a seguinte expressão para o cálculo da TIR:

$$\left[\sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1 + TIR)^t} \right] = 0$$

Onde R_t corresponde a todos os capitais do fluxo de caixa e TIR é a Taxa Interna de Retorno conhecida.

Conforme salientado por Motta e Calôba (2002), a taxa de retorno é um índice relativo que relaciona a rentabilidade do investimento por unidade de tempo, mas isoladamente não pode ser utilizada como critério de seleção de investimentos.

2.7 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo apresentou-se como a produção de hidrogênio pode contribuir para a otimização da utilização de recursos renováveis disponíveis em usinas hidrelétricas, especialmente do tipo a fio d'água, e contribuindo ainda para a redução de emissões de poluentes ao meio ambiente.

Apesar do ciclo do hidrogênio - produção, armazenamento e transporte - ser tecnicamente bem conhecido e disponível comercialmente, sua produção - via eletrólise da água - apresenta custos relativamente elevados. Além disso o armazenamento e transporte do hidrogênio ainda representam um desafio quanto ao seu custo e volume. A análise da viabilidade econômica é discutida no capítulo 4 deste trabalho.

Apresentou-se também a teoria a ser utilizada para a análise da viabilidade econômica da implantação de uma planta para a produção de hidrogênio em uma usina.

O próximo capítulo apresenta a proposta de procedimento para análise da viabilidade econômica de produção de hidrogênio em Usinas Hidrelétricas.

3. PROCEDIMENTO PROPOSTO PARA ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA

3.1 INTRODUÇÃO

Esse capítulo propõe um procedimento para analisar a viabilidade econômica da produção de hidrogênio em Usinas Hidroelétricas. Esse procedimento foi desenhado a partir da análise do procedimento proposto por Martins e Laugeni (2000) para o lançamento de novos produtos e do procedimento proposto pela Eletrobrás (ELETROBRÁS, 1997) para analisar a viabilidade econômica de Usinas Hidrelétricas

Martins e Laugeni (2000) apresentam um procedimento para o desenvolvimento de novos produtos. A partir da *Geração da Idéia*, o desenvolvimento se dá nas etapas de elaboração de suas especificações funcionais, a seleção do produto, o desenvolvimento de seu projeto preliminar, a construção de um protótipo, uma fase de testes, que servirá como realimentação para modificar quaisquer das etapas anteriores, e finalmente, o projeto final do produto a ser introduzido no mercado.

O desempenho no mercado será avaliado e eventualmente podem ser feitas modificações em seu projeto final de forma a adequá-lo às reações observadas.

A ELETROBRÁS (ELETROBRÁS, 1997) identifica as seguintes etapas para a implantação de um aproveitamento hidrelétrico:

- Estimativa do Potencial Hidrelétrico;
- Estudos de Inventário Hidrelétrico;
- Estudos de Viabilidade;
- Projeto Básico;
- Projeto Executivo.

Durante a etapa de elaboração dos Estudos de Viabilidade é definida a concepção global do aproveitamento sinalizando a melhor opção técnico-econômica e ambiental, otimizando seus benefícios e custos associados.

O estudo de viabilidade deve responder se a implantação do aproveitamento é vantajosa, e suas principais ferramentas são avaliações, análises e estudos fundamentados nos custos e benefícios que podem ser obtidos.

Esses estudos devem ser executados de acordo com critérios básicos definidos que englobam estudos preliminares, levantamentos, estudos básicos, estudos de alternativas do aproveitamento, culminando em estudos finais e na apresentação do Relatório Final.

3.2 PROCEDIMENTO PROPOSTO

O procedimento proposto neste trabalho, resultado da análise dos modelos descritos anteriormente e com o apoio das ferramentas descritas na revisão bibliográfica tem a configuração apresentada na figura 15 e suas principais etapas estão descritas nos itens a seguir.

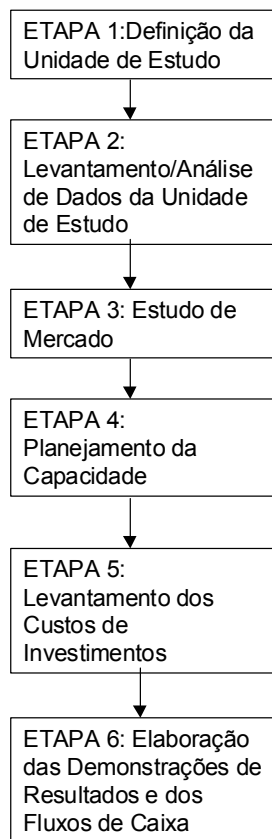


Figura 15 – Procedimento proposto para análise da viabilidade da produção de hidrogênio em usinas hidrelétricas

3.3 ETAPA 1: DEFINIÇÃO DA UNIDADE DE ESTUDO

Tendo em vista que em usinas com reservatórios de regularização a geração de energia compromete a capacidade da usina em atender compromissos futuros, conforme já descrito no capítulo 2, e os eventuais excedentes são prioritariamente armazenados como energia potencial no reservatório, e que as usinas do tipo a fio d'água possuem reservatórios de relativamente baixa capacidade de armazenamento, estas são as que mais se prestam a esse tipo de aplicação.

3.4 ETAPA 2: LEVANTAMENTO DE DADOS DA UNIDADE DE ESTUDO

Após a escolha da unidade de estudo, o primeiro passo consiste no levantamento de dados da instalação. Devem ser obtidos dados relativos à potência

instalada, disponibilidade de energia e sua distribuição em relação ao tempo, horária, diária, semanal, mensal e anual.

Devem ser levantados os locais possíveis para a instalação da planta de hidrogênio, e a disponibilidade de serviços auxiliares tais como alimentação elétrica e de água e locais onde possam ser instalados as unidade de armazenamento de hidrogênio.

Os dados da empresa devem ser suficientes para permitir estimar o potencial de produção de hidrogênio e fornecer subsídios para estimar as futuras disponibilidades de energia. Podem ser feitas simulações de vazões que sinalizem o desempenho da futura instalação.

3.5 ETAPA 3: ESTUDO DE MERCADO

Um estudo de mercado deve avaliar o mercado para o hidrogênio a ser produzido. Esse estudo vai indicar o tipo de aplicação preferencial, o que determinará a qualidade ou pureza do produto, a maneira pela qual o hidrogênio será armazenado e transportado além de sinalizar um preço alvo para os estudos econômicos.

Essas informações vão contribuir para a definição do tipo de equipamento a ser adquirido e instalado para a produção de hidrogênio.

O mercado vai determinar as especificações do hidrogênio a ser produzido. Conforme Martins e Laugeni (2000), o estudo de mercado deve identificar as necessidades dos consumidores e como a empresa poderá atender a essas necessidades. Nessa fase, serão elaboradas as especificações funcionais (MARTINS e LAUGENI, 2000) do produto.

O estudo de mercado deve estabelecer ainda a previsão da demanda de médio e longo prazo pelo produto, isto é, além de auxiliar no planejamento da capacidade inicial da planta, deve sinalizar a necessidade de expansões futuras permitindo a melhor organização do seu arranjo físico.

3.6 ETAPA 4: PLANEJAMENTO DA CAPACIDADE

O estudo de mercado e a previsão de demanda a longo prazo vão alimentar os estudos para a definição da capacidade futura da planta (MOREIRA, 1998). Essas definições irão impactar o planejamento das instalações, as necessidades iniciais e as perspectivas de ampliação.

A capacidade da planta irá determinar a flexibilidade da empresa para atender às necessidades atuais e futuras do mercado, minimizando seus custos operacionais e otimizando a utilização de seus equipamentos. Segundo Moreira (1998) o alto custo inicial das instalações justifica a necessidade de um estudo minucioso da de sua capacidade.

Deve-se ainda estabelecer a estratégia relativa a quanto produzir, isto é, considerando os custos de produção, a qualidade do produto a ser oferecido ao mercado, as condições de transporte, a flexibilidade para atender ao mercado (MARTINS e LAUGENI, 2000) para possibilitar a definição do tamanho da planta a ser adquirida e instalada bem como das unidades de armazenamento.

A instalação deve ser flexível para atender a variações na demanda atual e escalonável, isto é, possibilitar sua expansão conforme o crescimento da demanda. Além disso, a instalação deve ser especificada de forma a otimizar a utilização da energia disponível, considerando sua sazonalidade, isto é deve estar preparada para responder a uma gama de situações de disponibilidade de energia, minimizando as despesas com a operação e manutenção da planta.

3.7 ETAPA 5: LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DE INVESTIMENTOS

A partir do levantamento da capacidade da planta devem ser levantados os principais custos de equipamentos, instalações e serviços necessários à implantação da unidade. Esses levantamentos devem ser realizados a partir de fontes adequadas, internas ou externas à empresa.

Os custos dos equipamentos principais devem ser obtidos diretamente dos fabricantes, tendo em vista as características particulares da instalação. Equipamentos periféricos ou relativos aos serviços auxiliares, além dos custos relativos à construção civil têm indicadores de preços disponíveis em bancos de dados, muitas vezes da própria empresa ou de publicações especializadas.

Devem ser levantados ainda os custos com operação e manutenção da planta, incluindo gastos com pessoal.

3.8 ETAPA 6: ELABORAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS E DOS FLUXOS DE CAIXA

A partir do levantamento das informações acima, podem ser elaboradas as demonstrações de resultados e fluxos de caixa do projeto necessários à análise de sua viabilidade econômica. Neste trabalho sugere-se a utilização da Tabela 6, apresentada no Capítulo 2.

Essa tabela utiliza para a análise da viabilidade econômica o Método do Valor Presente Líquido, apresentado no Capítulo 2 e calcula a Taxa Interna de Retorno do investimento e o *Payback* em anos.

3.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Esse capítulo apresentou uma proposta de procedimento para a análise da viabilidade econômica do estudo em questão.

Esse procedimento conduz a definição do objeto em análise, no caso uma planta de produção de hidrogênio, propondo levantamento de dados e estudos de mercado. Esses dados possibilitam o delineamento do projeto básico da planta, definindo sua capacidade e conseqüentemente à definição de suas instalações e equipamentos.

Entretanto, alguns dos estudos necessários, ultrapassam as limitações desse trabalho. Dessa forma, para a aplicação do procedimento proposto e consecução

dos objetivos desse trabalho, foram feitas simplificações e considerações que estão indicadas no próximo capítulo.

4 APLICAÇÃO DO PROCEDIMENTO – PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO NA USINA DE ITAIPU

4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta a aplicação do procedimento proposto para a análise da viabilidade econômica da produção de hidrogênio na Usina Hidrelétrica de ITAIPU. Tendo em vista as limitações do trabalho, foram feitas algumas simplificações para permitir o desenvolvimento da análise. Essas simplificações são descritas a medida em que aparecem no texto.

4.2 ETAPA 1: DEFINIÇÃO DA UNIDADE DE ESTUDO

Para esse trabalho, a unidade de estudo considerada foi a Usina Hidrelétrica de ITAIPU, localizada no Rio Paraná, na fronteira do Brasil com o Paraguai, a aproximadamente quatorze (14) quilômetros da ponte internacional que liga as cidades de Foz do Iguaçu (Br) e Ciudad Del Este (Py).

Essa usina possui uma capacidade instalada de 12.600 MW, correspondendo a 18 unidades de 700 MW cada e encontra-se, atualmente em fase de implantação de duas unidades adicionais que quando estiverem concluídas elevarão sua capacidade instalada para 14.000 MW. Essas características fazem de ITAIPU a maior usina em operação no mundo.

Criada a partir do Tratado de ITAIPU (BRASIL, 1996), assinado pelos presidentes de Brasil e Paraguai em 1973, a usina pertence em condomínio aos dois países. Através desse tratado, foi criada uma empresa binacional chamada ITAIPU BINACIONAL (ITAIPU, 1994, MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2000) que recebeu a incumbência de construir e operar a usina hidrelétrica.

Conforme definido no Anexo C ao Tratado, a energia produzida em ITAIPU é dividida igualmente entre os dois países e cada um deles tem o direito de comprar a energia que não for consumida pelo outro.

ITAIPU é uma usina hidrelétrica do tipo “a fio d’água” e seu reservatório tem capacidade de regulação de cerca de uma semana apenas (SOUZA e SANTOS, 1999, p40). Dessa forma, caso a vazão afluente seja maior que a vazão necessária para a produção de energia requerida pelo mercado, existe muito pouco espaço para armazená-la e provavelmente essa vazão excedente será vertida.

4.3 ETAPA 2: LEVANTAMENTO DE DADOS DA UNIDADE DE ESTUDO

Conforme previsto no procedimento, a seguir são apresentados os dados relativos à disponibilidade histórica de excedentes de energia para proceder à análise e definição da capacidade da planta para a produção de hidrogênio. Na Figura 16 estão representados os valores anuais relativos à energia disponível, à energia gerada e à energia vertida turbinável registrada em ITAIPU, desde 1991, a tabela com os valores está disponível no Anexo 7.

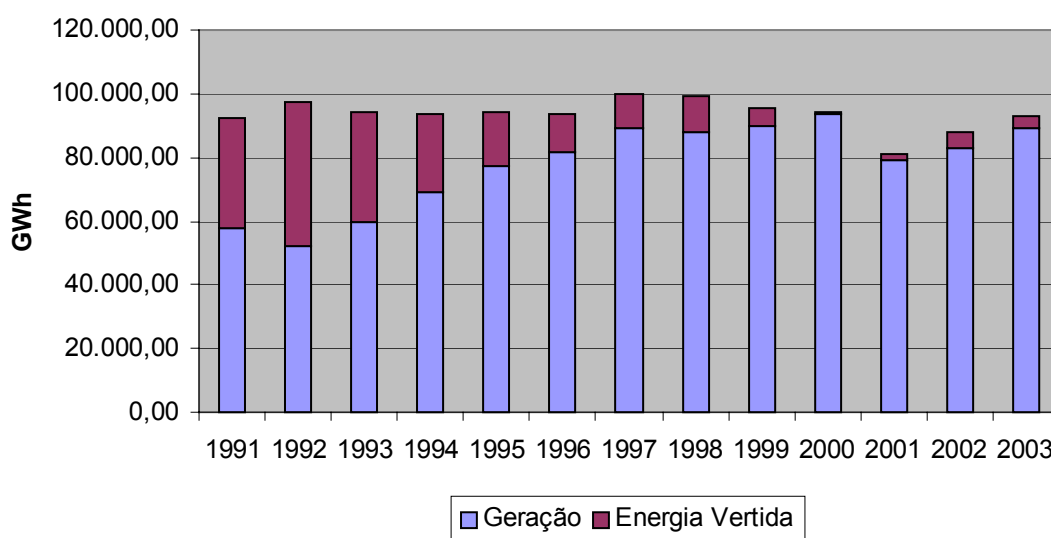


Figura 16 – Energia em Itaipu – 1991 a 2003 (Fonte: ITAIPU Binacional)

O ano de 1991 corresponde à entrada em operação da 18ª unidade geradora e no ano 2000 a ITAIPU registrou seu recorde na produção de energia - 93.427,60 GWh. Observa-se ainda que neste ano foi registrado o menor valor para a energia vertida turbinável. A Tabela 7 apresenta os registros mensais de energia vertida turbinável em ITAIPU no período de 2000 a 2003

Tabela 7 – Energia Vertida Turbinável em Itaipu - 2000 a 2003 (Distribuição Mensal) - GWh

	2000	2001	2002	2003
JAN	0,00	714,65	666,56	215,65
FEV	0,00	1.037,42	2.412,89	1.068,45
MAR	3,76	86,49	932,72	1.967,99
ABR	144,36	0,00	46,98	699,51
MAI	1,23	0,00	345,53	25,74
JUN	0,00	0,00	17,49	7,4
JUL	0,00	0,00	0,00	1,02
AGO	0,00	0,00	0,00	0
SET	267,50	0,00	0,00	0
OUT	453,60	0,00	0,00	0
NOV	94,34	0,00	56,38	0
DEZ	3,00	15,75	688,82	127,57

Fonte: ITAIPU Binacional

A Figura 17 representa a média diária, em MW médio, dos valores relativos à energia vertida turbinável registrada em ITAIPU, de 1999 a Maio de 2004, a tabela com os valores está disponível no Anexo 8 .

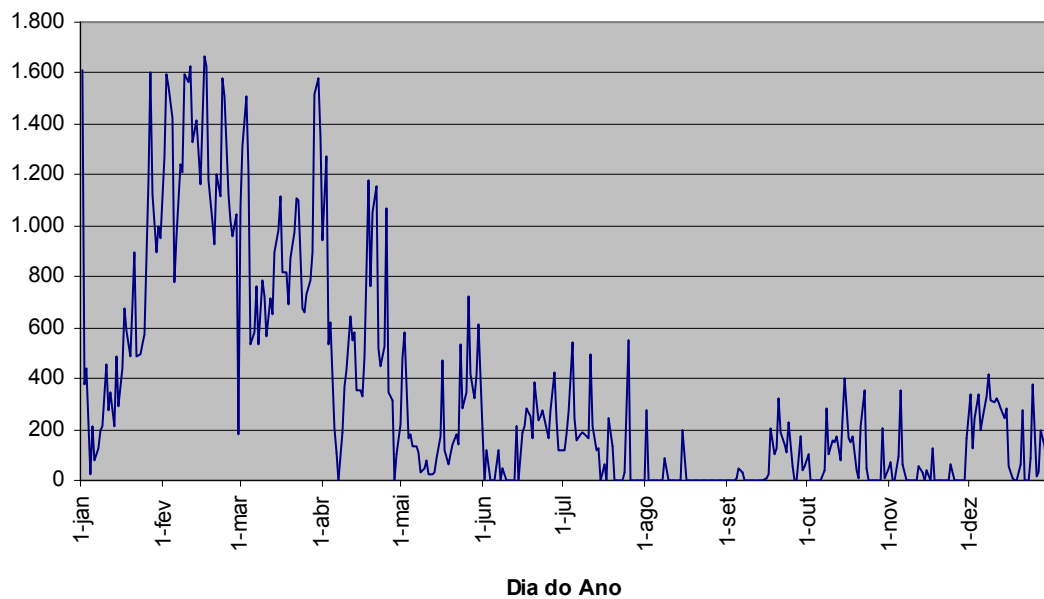


Figura 17 – Energia Vertida Turbinável, média diária – 1999 a Maio/2004 (MW médio) (Fonte: ITAIPU Binacional)

Observa-se na Tabela 7 e na figura 17 que durante os meses de Novembro a Maio há uma maior incidência de disponibilidade de energia vertida turbinável em ITAIPU, correspondente ao período de maior frequência de chuvas na região.

Considerando que para produzir um (01) Nm^3 de hidrogênio haja um consumo de 5 kWh no eletrolisador e que um (01) Nm^3 corresponde a 0,08988 kg de hidrogênio verifica-se que com a energia vertida turbinável disponível em 2003 poderiam ter sido produzidos 822.670.000 Nm^3 , equivalente a 73.941,58 toneladas de hidrogênio em ITAIPU.

Salienta-se ainda as seguintes particularidades da Usina de ITAIPU:

- Conforme indicado no Artigo XII do Tratado de ITAIPU (BRASIL, 1996), a ITAIPU é isenta de impostos.
- Não se considera ainda, a depreciação dos equipamentos em suas demonstrações contábeis pois não há impostos para se abater.

4.4 ETAPA 3: ESTUDO DE MERCADO

Não faz parte do escopo desse trabalho a elaboração de um estudo de mercado, para esse trabalho considera-se que todo o hidrogênio produzido será consumido. Além disso, esse hidrogênio deverá ter características de pureza compatíveis com a utilização em células combustíveis.

O hidrogênio não é um produto com preços bem determinados no mercado, a cada aplicação ou quantidade solicitada o preço varia consideravelmente, sendo difícil determinar qual seria o real valor sem uma detalhada pesquisa de mercado.

A partir de consultas feitas a fornecedores de gás, o preço de venda do hidrogênio ultrapuro praticado no mercado de Foz do Iguaçu e região é de cerca de R\$ 38,50/Nm³. Estima-se que esse possa ser consideravelmente reduzido caso o fornecimento envolva quantidades elevadas do gás, além disso, o preço desse gás inclui seu transporte e impostos.

Neste trabalho utilizou-se como referência para a elaboração do fluxo de caixa do empreendimento o preço de R\$ 11,69, estimado pela CEMIG (DINIZ, 2003).

4.5 ETAPA 4: PLANEJAMENTO DA CAPACIDADE

Tendo em vista as limitações desse trabalho, a capacidade ideal da planta para as disponibilidades de energia e atendimento às demandas do mercado não pode ser determinada e deve ser objeto de um estudo específico, assim, o desenvolvimento da aplicação do procedimento será baseado em uma planta protótipo, com capacidade de produção de 150 Nm³, na qual serão simuladas algumas condições de operação através da análise de cenários.

Desta forma foram estabelecidos três cenários para a produção de hidrogênio na planta piloto de forma a verificar sua viabilidade em uma faixa ampla de condições de operação.

O Cenário 1 estabelece o limite inferior de operação, isto é, a planta opera somente nos meses em que houver disponibilidade de energia vertida turbinável, durante apenas um turno de trabalho (8 horas). Para esse estudo o período considerado vai de Novembro a Maio.

O Cenário 2 abrange uma faixa intermediária de operação, considerando que a planta opera durante todo o ano em apenas um turno diário (8 horas).

O Cenário 3 estabelece o limite superior de operação, isto é, a planta opera em um ciclo ininterrupto, 24 horas por dia, sete dias por semana, nos meses em que houver disponibilidade de energia vertida turbinável (novembro a maio) nos demais meses do ano irá operar em apenas um turno (8 horas).

A Tabela 8 resume o número de horas em operação para cada cenário indicado acima, o número de horas em operação define a produção anual de hidrogênio.

Tabela 8 – Disponibilidade em horas do sistema para cada cenário

MÊS	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3
JAN	248	248	744
FEV	224	224	672
MAR	248	248	744
ABR	240	240	720
MAI	248	248	744
JUN	0	240	240
JUL	0	248	248
AGO	0	248	248
SET	0	240	240
OUT	0	248	248
NOV	240	240	720
DEZ	248	248	744
MANUTENÇÃO			
TOTAL	1696	2920	6312

4.6 ETAPA 5: LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DE INVESTIMENTOS

Conforme indicado no item 2.6.3, os custos de um projeto de geração de energia podem ser subdivididos em Custos de Investimentos, Custos de Operação,

Manutenção e Administração e Custos de Combustíveis. No caso em análise não existem custos de combustíveis, os custos levantados são apresentados a seguir:

4.6.1 CUSTOS DE INVESTIMENTO

Os custos de investimentos englobam os custos para a aquisição dos equipamentos e os custos para a instalação da infra-estrutura necessária, incluindo a construção do galpão para a instalação do sistema. Neste estudo considerou-se que todo o investimento será feito com capital próprio da empresa.

a) Custo do Equipamento

Como referência, considerou-se a instalação de uma planta para a produção de 150 Nm^3 , fabricada pela empresa norte-americana, Teledyne, cuja especificação está incluída no Anexo 6, e cujas características principais estão descritas a seguir:

- Quatro (04) eletrolisadores TITANtm EC-750 cada um com capacidade de produção de $42 \text{ Nm}^3 / \text{h}$ e com secador/purificador embutidos;
- Quatro (04) unidades de potência com retificador, projetados para atender ao EC-750;
- Dois (02) sistemas de compressão de hidrogênio, cada um ligado a dois eletrolisadores e com capacidade para atingir uma pressão de armazenamento do hidrogênio de até 2.450 psig;
- Dois (02) tanques para armazenagem de água de alimentação para atender a dois (02) eletrolisadores EC-750;
- Dois (02) sistemas de armazenamento de hidrogênio, cada um composto por quatro (04) tubos, para armazenamento de até 81kg a uma pressão de 2.275 psig.

A configuração apresentada tem grande confiabilidade e flexibilidade sobre a instalação de um único eletrolisador de 150 Nm^3 , pois a ligação em série dos quatro eletrolisadores permite ligar cada eletrolisador conforme a disponibilidade de energia.

É necessária ainda a instalação de uma unidade de tratamento de água com capacidade para atender ao sistema acima, isto é, 168 l/h a uma pressão mínima de 5 psi. A água deve atender aos requisitos da norma ASTM D1193, Tipo II com uma resistividade mínima de 1,0 MΩ/cm.

Conforme indicado na proposta técnica da Teledyne, os custos de aquisição dos equipamentos estão discriminados na Tabela 9, a seguir:

Tabela 9 – Custo dos Equipamentos

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	CUSTO UNITÁRIO US\$	CUSTO TOTAL US\$
Eletrolisadores TITANtm EC-750	4	350.000,00	1.400.000,00
Unidade de potência com retificador	4	37.500,00	150.000,00
Sistemas de compressão de hidrogênio	2	115.000,00	230.000,00
Sistema de armazenamento de hidrogênio	2	100.000,00	200.000,00
Tanques para armazenagem de água de alimentação	2	4.500,00	9.000,00
Sistema de Tratamento de Água	4	80.000,00	320.000,00
TOTAL			2.309.000,00

As unidades de tratamento de água, não estavam incluídas na proposta da Teledyne e seu custo foi obtido a partir de consultas a outros fabricantes no Brasil.

b) Custo da Instalação da Infra-Estrutura

A instalação dos equipamentos acima requer a construção de um galpão de dimensões 15 x 18 m. Apesar de serem necessárias instalações elétricas especiais, detectores de hidrogênio e ventilação, para a estimativa de custo detalhada na tabela 10 foi utilizado o Valor Médio do m² Construído (Paraná – Setembro/2003), conforme a Câmara Brasileira da Indústria da Construção (2003).

Tabela 10 – Custo de Instalação da Infra-Estrutura

DIMENSÕES	ÁREA TOTAL m ²	VALOR MÉDIO DO m ² CONSTRUÍDO R\$	VALOR TOTAL R\$	VALOR TOTAL US\$
18 X 15	270,00	721,25	194.737,50	68.137,68

Taxa de conversão US\$/R\$ = 2,8580 (28.10.2003)

4.6.2 OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Como já indicado no item 3.4.2, os principais insumos na geração do hidrogênio são a energia elétrica e a água. Os custos da energia elétrica considerada são os da Usina Hidrelétrica de ITAIPU. A energia vertida turbinável não está associada a contratos de venda de energia e, a princípio seria desperdiçada caso não fosse utilizada para a produção de hidrogênio.

Conforme previsto no Tratado de Itaipu cada kWh gerado em ITAIPU deve pagar royalties aos dois países proprietários – Brasil e Paraguai. Desta forma, o custo dessa energia corresponderá apenas ao atendimento desse item do Tratado.

Atualmente essa energia está cotada em US\$ 5,00/MWh (US\$ 0,005/kWh).

Cada eletrolisador consome, no processo de eletrólise, 5,6 kWh/Nm³ de hidrogênio.

Para sua operação, o eletrolisador depende ainda de água e eletrólito, considerou-se para cobrir esses custos, uma taxa de R\$ 0,072/Nm³ (DINIZ, 2003).

Os custos relativos ao consumo de energia elétrica, água e eletrólito são considerados variáveis, os custos fixos foram estimados em 4%_{a.a.} do custo dos equipamentos e devem cobrir despesas com pessoal, manutenções periódicas, iluminação e demais serviços auxiliares para manter a estação de produção de energia.

4.7 ETAPA 6: ELABORAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS E DOS FLUXOS DE CAIXA

4.7.1 DEMONSTRATIVOS FINANCEIROS

Os demonstrativos financeiros, necessários para a composição do fluxo de caixa do empreendimento para cada um dos cenários estabelecidos foram elaborados a partir das tabelas apresentadas a seguir:

A receita com a venda de hidrogênio corresponde ao produto da capacidade de produção da estação (150 Nm^3) pelo número de horas em operação para cada cenário, vezes o preço de venda estimado do hidrogênio e está calculada na Tabela 11.

Tabela 11 – Receita estimada com a venda do hidrogênio

	PRODUÇÃO Nm ³ /h	HORAS EM OPERAÇÃO	PREÇO H2 US\$	RECEITAS US\$
CENÁRIO 1	150	1696	4,09	1.040.565,43
CENÁRIO 2	150	2920	4,09	1.791.539,54
CENÁRIO 3	150	6312	4,09	3.872.670,40

Taxa de conversão US\$/R\$ = 2,8580 (28.10.2003)

As despesas com a eletricidade e com o consumo de água e eletrólito, levantadas nas tabelas 12 e 13, correspondem aos custos variáveis da instalação, e são diretamente associados ao número de horas em operação.

Tabela 12 – Despesas com o consumo de energia para a produção do hidrogênio

	PRODUÇÃO Nm3/h	HORAS EM OPERAÇÃO	CUSTO DA ENERGIA US\$/kWh	CONSUMO DE ENERGIA kWh/Nm3	DESPESAS COM ENERGIA US\$
CENÁRIO 1	150	1696	0,005	5,60	7.123,20
CENÁRIO 2	150	2920	0,005	5,60	12.264,00
CENÁRIO 3	150	6312	0,005	5,60	26.510,40

Taxa de conversão US\$/R\$ = 2,8580 (28.10.2003)

Tabela 13 – Despesas com o consumo de água e eletrólito para a produção do hidrogênio

	PRODUÇÃO Nm3/h	HORAS EM OPERAÇÃO	CONSUMO DE H2O / KOH US\$/Nm3	DESPESAS COM H2O / KOH US\$
CENÁRIO 1	150	1696	0,0252	6.408,96
CENÁRIO 2	150	2920	0,0252	11.034,29
CENÁRIO 3	150	6312	0,0252	23.852,20

Taxa de conversão US\$/R\$ = 2,8580 (28.10.2003)

A partir dos resultados do levantamento dos valores monetários envolvidos, pode-se elaborar os fluxos de caixa para cada cenário identificado utilizando o modelo apresentado na Tabela 5.

4.7.2 DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS E FLUXOS DE CAIXA

As demonstrações de resultados e os fluxos de caixa para cada um dos cenários, estão apresentados nas tabelas 14, 15 e 16.

Esses demonstrativos e fluxos de caixa foram elaborados com base na Tabela 6 apresentada no Capítulo 2, seção 2.6.3, as linhas da tabela foram preenchidas conforme indicado a seguir:

Demonstração de Resultados:

1. Receitas: corresponde aos valores levantados na Tabela 11 para cada um dos cenários em análise;

2. PIS/Cofins: Plano de Integração Social e contribuição social: Conforme assinalado anteriormente, ITAIPU é isenta de impostos;
3. ICMS: : Conforme assinalado anteriormente, ITAIPU é isenta de impostos;
4. Receita Líquida: Receita bruta menos PIS/Cofins, ICMS;
5. CPV - Custo dos produtos vendidos, englobam os valores levantados nas tabelas 12 e 13, além dos custos de operação e manutenção relacionados na seção 4.6.2;
6. Lucro operacional bruto - Receita líquida menos o CPV;
7. Outras despesas - não foram consideradas;
8. Amortização de despesas pré-operacionais: não foram consideradas;
9. Depreciação - Conforme assinalado anteriormente a ITAIPU não inclui a depreciação em seus balanços;
10. Juros - Considerou-se que o investimento foi feito com capital próprio;
11. LAIR - Lucro Antes do Imposto de Renda;
12. Imposto de renda: Conforme assinalado anteriormente, ITAIPU é isenta de impostos;
13. Lucro após o Imposto de Renda, corresponde ao LAIR menos o imposto de renda;

Entradas e Disponibilidades:

- 1.1. LAIR - idem à linha 11;
- 1.2. Empréstimos - valores de capital obtidos através de empréstimos;
- 1.3. Amortização de Despesas pré-operacionais - idem à linha 8, agora adicionada por ser considerada uma disponibilidade;
- 1.4. Depreciação - idem à linha 9, agora adicionada por ser considerada uma disponibilidade;
- 1.5. Valor residual do investimento: Neste trabalho foi considerado nulo;
- 1.6. Valor do Capital de Giro: Neste trabalho foi considerado 10% do valor total do investimento.

Saídas:

- 2.1. Investimentos - Corresponde à soma dos valores indicados na seção 4.6.1;
- 2.2. Amortização de Débito: Neste trabalho foi considerado nulo;
- 2.3. Valor de Capital de Giro: Neste trabalho foi considerado 10% do valor total dos investimentos;
- 2.4. Reposição Investimento: Neste trabalho foi considerado nulo.

Considerou-se que a variação no capital de giro da empresa em função do empreendimento foi de 10% do valor total dos investimentos.

Para obter-se uma visão do comportamento dos fluxos de caixa, a planilha simula os resultados com taxas de 8, 10, 12, 14, 15 e 20%, além disso calcula a TIR e o *payback* para cada cenário. Considerou-se ainda que a vida útil da instalação seria de 20 anos.

Tabela 14: Demonstração de Resultados e Fluxo de Caixa para o CENÁRIO 1

Demonstração de Resultado	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discriminação																					
1. Receitas	0,00	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43
2. PIS/Cofins	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. ICMS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4. Receita Líquida	0,00	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43	1.040.565,43
5. CPV	0,00	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16	105.892,16
6. Lucro Operacional Bruto (4-5)	0,00	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27
7. Outras despesas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8. Amortização de Despesas Pré-operacionais	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9. Depreciação	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10. Juros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11. Lair	0,00	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27
12. Imposto de Renda	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13. Lucro após Imposto de Renda	0,00	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27
II. Fluxo de Caixa - Projeto																					
Discriminação	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Entradas	0,00	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	1.172.387,04
1.1 Lucro após o IR	0,00	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27
1.2 Empréstimos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.3 Amortização de Despesas Pré-operacionais	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.4 Depreciação	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.5 Valor Residual Investimento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.6 Idem Capital de Giro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	237.713,77
2. Saídas	2.614.851,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.1 Investimentos	2.377.137,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2 Amortização de Débito	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3 Capital de Giro	237.713,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.4 Reposição Investimento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Fluxo de Caixa Final																					
Discriminação	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Anual	-2.614.851,45	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	934.673,27	1.172.387,04
Acumulado	-2.614.851,45	-1.680.178,18	-745.504,91	189.168,37	1.123.841,64	2.058.514,91	2.993.188,19	3.927.861,46	4.862.534,73	5.797.208,01	6.731.881,28	7.666.554,55	8.601.227,82	9.535.901,10	10.470.574,37	11.405.247,64	12.339.920,92	13.274.594,19	14.209.267,46	15.143.940,74	16.316.327,78
Auxiliar	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Payback (anos)	2,80																				
Taxa Interna de Retorno (% a.a.)	35,67%																				
Taxa de Juros (% a.a.)	8,00%	10,00%	12,00%	14,00%	15,00%	20,00%															
Valor Presente	6.612.909,58	5.377.883,65	4.391.280,89	3.592.908,12	3.250.102,76	2.851.815,11															

[illegible][illegible]

Tabela 16: Demonstração de Resultados e Fluxo de Caixa para o CENÁRIO 3

Demonstração de Resultado																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discriminação																					
1. Receitas	0,00	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40
2. PIS/Cofins	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. ICMS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4. Receita Líquida	0,00	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40	3.872.670,40
5. CPV	0,00	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60	142.722,60
6. Lucro Operacional Bruto (4-5)	0,00	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79
7. Outras despesas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8. Amortização de Despesas Pré-operacionais	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9. Depreciação	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10. Juros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11. Lair	0,00	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79
12. Imposto de Renda	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13. Lucro após Imposto de Renda	0,00	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79
III. Fluxo de Caixa - Projeto																					
Discriminação	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Entradas	0,00	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.967.661,56
1.1 Lucro após o IR	0,00	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.967.661,56
1.2 Empréstimos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.3 Amortização de Despesas Pré-operacionais	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.4 Depreciação	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.5 Valor Residual Investimento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.6 Idem Capital de Giro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	237.713,77
2. Saídas	2.614.851,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.1 Investimentos	2.377.137,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2 Amortização de Débito	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3 Capital de Giro	237.713,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.4 Reposição Investimento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Fluxo de Caixa Final																					
Discriminação	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Anual	-2.614.851,45	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.729.947,79	3.967.661,56
Acumulado	-2.614.851,45	1.115.096,34	4.845.044,14	8.574.991,93	12.304.939,73	16.034.887,52	19.764.835,32	23.494.783,11	27.224.730,90	30.954.678,70	34.684.626,49	38.414.574,29	42.144.522,08	45.874.469,88	49.604.417,67	53.334.365,47	57.064.313,26	60.794.261,06	64.524.208,85	68.254.156,64	72.221.818,21
Auxiliar	1,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00															
Payback (anos)	142,64%																				
Taxa Interna de Retorno (% a.a.)	8,00%	10,00%	12,00%	14,00%	15,00%	20,00%															
Taxa de Juros (% a.a.)																					
Valor Presente	34.057.326,88	29.175.631,41	25.270.426,34	22.106.376,21	20.746.652,55	15.554.627,27															

4.8 ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS

Com base nas premissas estabelecidas e após a análise financeira dos fluxos de caixa foram obtidos os resultados relacionados na tabela 17:

Tabela 17 – Resultado da Análise Financeira:

CENÁRIO	VPL (US\$)		TIR	PAYBACK (ANOS)
CENÁRIO 1	8 %	6.612.909,58	35,67%	2,80
	10%	5.377.883,65		
	12%	4.391.280,89		
	14%	3.592.908,12		
	15%	3.250.102,76		
	20%	1.942.815,11		
CENÁRIO 2	8 %	13.890.198,75	64,09%	1,56
	10%	11.688.204,98		
	12%	9.927.692,07		
	14%	8.502.025,31		
	15%	7.889.569,17		
	20%	5.552.186,45		
CENÁRIO 3	8 %	34.057.326,88	142,64%	1,30
	10%	29.175.631,41		
	12%	25.270.426,34		
	14%	22.106.376,21		
	15%	20.746.652,55		
	20%	15.554.627,27		

Os resultados acima, mesmo considerando as simplificações impostas pelas limitações do trabalho permitem considerar que há possibilidade de reduções expressivas no preço do hidrogênio considerado. O preço adequado para garantir a remuneração do investimento depende ainda de estudos mais detalhados da operação e manutenção do sistema considerado.

Comparando ainda os resultados acima, e analisando o comportamento do VPL relativo a produção de hidrogênio em cada um dos cenários para uma mesma taxa de desconto, observa-se pela figura 18, que o VPL cresce quase exponencialmente em relação à produção. Isso sinaliza que o custo do H_2 , mantendo-se constante o VPL, decresce quase exponencialmente com o aumento da produção, isto é, quanto maior a produção menor o custo do gás, correspondendo a um ganho de escala significativo.

Conforme já descrito por Souza (1998) o custo unitário da eletrólise decresce até tornar-se uma constante quando a capacidade de produção da planta ultrapassa 100.000 Nm^3/h .

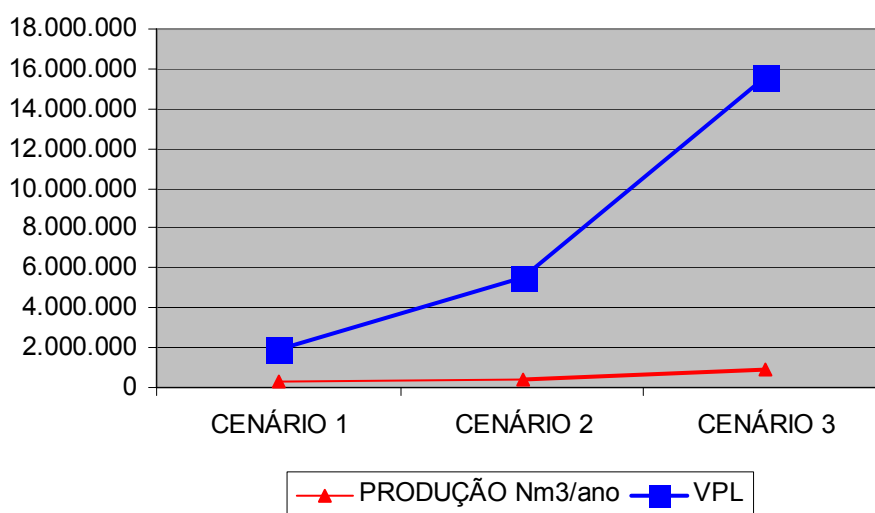


Figura 18 – Produção de Hidrogênio x Valor Presente Líquido ($i=20\%$)

Mesmo assim, apesar de financeiramente atraentes, os resultados obtidos devem ser analisados cuidadosamente à luz das premissas dos cálculos e principalmente tendo em conta que não foi realizado um estudo de mercado detalhado capaz de trazer maior precisão na estimativa de receitas. Além disso, o preço estimado do hidrogênio, apesar de interessante para aplicações na indústria química, está muito distante dos valores adequados a sua utilização como vetor energético.

Tomando como referência o veículo *Hydrogen3 Liquid* (TÜV, 2003 p. 57), desenvolvido pela GM em cima do veículo de linha ZAFIRA, equipado por um

conjunto de 200 células combustíveis, com uma potência de saída de 94 kW, acionando um motor elétrico de 60 kW e atingindo uma velocidade máxima de 160 km/h, é alimentado com um tanque de 4,6 kg de hidrogênio líquido, alcançando uma autonomia de 400 km.

Considerando que 4,6 kg de hidrogênio corresponde a aproximadamente 51 Nm³, verifica-se que ao preço de R\$ 11,69/ Nm³, o custo do km rodado é de cerca de R\$ 1,490, contra o equivalente a R\$ 0,20 do mesmo veículo movido a gasolina, considerando-se um consumo médio de 10 km/l. Estão ainda excluídos desse cálculo os custos do veículo movido a hidrogênio e os eventuais impostos relativos à comercialização do hidrogênio.

Entretanto, estima-se que os custos dos equipamentos ligados à produção de hidrogênio devem cair e a eficiência dos processos devem aumentar, além disso, com o esgotamento das reservas de combustíveis fósseis, os custos dos derivados do petróleo tendem a aumentar, tornando a utilização energética do hidrogênio mais atraente do ponto de vista econômico.

Segundo Merer (2003), o DOE (United States Department of Energy) estima que o preço alvo do hidrogênio para fins energéticos seria de 2 US\$/kg, equivalente a 0,1797 US\$/Nm³ e que essa meta pode ser alcançada antes do ano 2020.

Caso esse valor fosse considerado em nos demonstrativos financeiros apresentados nesse trabalho, o investimento na planta protótipo não teria retorno. A instalação de uma planta com capacidade de utilizar toda a energia excedente disponível, poderia produzir hidrogênio a um custo bem mais baixo que o apresentado como referência para aplicação nos mesmos demonstrativos.

A Tabela 18 apresenta o resultado de algumas simulações feitas a partir das planilhas utilizadas para a análise do fluxo de caixa do projeto, tomando como referência a TIR = 12% e alterando-se alguns parâmetros nas Tabelas 9, 11 e 12. Esses cálculos foram feitos para verificar a sensibilidade do custo do hidrogênio a alguns dos seus principais componentes.

A limitação da TIR em 12%, já traz o custo do hidrogênio para valores bem menores que o estimado inicialmente, considerando-se as premissas do trabalho.

Nessas simulações pode-se observar ainda, que o valor dos equipamentos tem um forte impacto no custo do hidrogênio produzido. Com uma redução de 50% no preço dos equipamentos, o custo do hidrogênio, nas condições estabelecidas no trabalho, aproxima-se do valor apontado pelo DOE (United States Department of Energy) como meta para 2020.

O preço da energia, entretanto, não apresenta um impacto tão significativo, para uma redução em 50% de seu valor, o custo do hidrogênio foi reduzido em cerca de 1%.

Tabela 18 – Simulações quanto ao custo do H₂ (US\$/Nm³) :

	CENÁRIO 1 (US\$/Nm³)	CENÁRIO 2 (US\$/Nm³)	CENÁRIO 3 (US\$/Nm³)
TIR ~ 12%	1,785	1,057	0,518
TIR ~ 12% Custo dos equipamentos reduzido em 50%	0,931	0,563	0,289
TIR ~ 12% Custo da Energia reduzido em 50%	1,765	1,042	0,503

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1 CONCLUSÕES

Os resultados obtidos, apesar das simplificações efetuadas devido às limitações do trabalho sinalizam que o procedimento proposto é válido para ser aplicado na análise da viabilidade da produção de hidrogênio em Usinas Hidrelétricas o que atende ao objetivo principal desse trabalho.

No capítulo 2 estão identificados e descritos os processos para produção e armazenamento de hidrogênio eletrolítico passíveis de serem instalados em usinas hidrelétricas.

Foram compilados e registrados, também no Capítulo 2, nos Anexos e no conjunto de referências bibliográficas, dados atualizados referentes a todo o ciclo de vida do hidrogênio constituindo-se em fonte de referência para estudos relativos à produção de hidrogênio a partir de energia secundária disponível em usinas hidrelétricas. Estão incluídos neste trabalho dados referentes à Usina Hidrelétrica de ITAIPU que podem ser utilizados para subsidiar alguns dos estudos sugeridos na próxima seção.

Finalmente procedeu-se a análise de viabilidade da produção de hidrogênio em na Usina Hidrelétrica de ITAIPU utilizando o procedimento apresentado no Capítulo 3.

O preço de referência do hidrogênio considerado no estudo é relativamente baixo frente às condições de mercado existentes atualmente, onde as principais aplicações não são de natureza energética mas estão ligadas à indústria petroquímica, indústria de alimentos, indústria química e outras aplicações, além disso, a maior parte do hidrogênio consumido mundialmente é produzida a partir de combustíveis fósseis em processos atualmente mais baratos que a eletrólise da água. Sem um detalhado estudo de mercado, não se pode precisar o comportamento dos preços do hidrogênio.

Conforme citado anteriormente, o preço alvo do hidrogênio para fins energéticos é de 2 US\$/kg, até o ano de 2020 (MERER, 2003). Para esse valor ser atingido, são necessárias reduções drásticas nos custos dos equipamentos, uma elevação da eficiência dos equipamentos e processos de produção e o aumento da escala da própria produção, o que vem sendo buscado pelos diversos fabricantes de equipamentos relativos ao ciclo de vida do hidrogênio, isto é, produção, armazenamento, transporte e utilização. Os resultados das simulações resumidas na Tabela 18 aponta para essa tendência.

Com as tarifas atuais, a produção de hidrogênio para fins energéticos somente se justifica em alguns casos especiais onde a tarifa da energia é preocupação secundária, por exemplo instituições financeiras, administradoras de cartões de crédito onde uma interrupção no fornecimento de energia ou mesmo a redução da qualidade da energia fornecida pode trazer prejuízos de grande vulto o que justificaria a instalação de um sistema alimentado a partir de células combustíveis. Podem ser incluídas nesse grupo de aplicações onde o preço é questão secundária, a alimentação de equipamentos portáteis tais como telefones celulares e computadores portáteis.

Apesar disso, as estimativas relativas ao esgotamento das reservas mundiais de combustíveis fósseis, os custos cada vez maiores de se produzir e garantir o fornecimento desses combustíveis, vide guerras nas principais áreas produtoras, os custos imputáveis à garantia de preservação do meio ambiente e que fatalmente virão a ser cada vez mais questionados devido à crescente conscientização da população a cerca dos danos causados pela poluição gerada pela queima daqueles combustíveis, parecem empurrar o mundo atrás de uma alternativa limpa e renovável.

Considerando-se ainda o número de empresas de expressão mundial e o montante do capital que está sendo investido em pesquisas, o fato de que todos os componentes do ciclo de vida da produção do hidrogênio já estão disponíveis comercialmente e que com o aumento nos volumes de fabricação desses equipamentos seus preços devem cair pelo ganho de escala, é de se esperar que se confirmem as previsões quanto ao preço do hidrogênio (MERER, 2003).

Algumas das críticas à implantação a uma Economia do Hidrogênio vêm justamente contra a questão da produção do hidrogênio. Como esse gás não é disponível livre na natureza, é necessário gastar energia na sua produção para disponibilizá-lo em algum processo para ser novamente convertido em energia elétrica, essa dupla transformação adiciona custos ao processo. Entretanto, no caso de energias renováveis como a solar, eólica e mesmo a hidrelétrica, o hidrogênio pode representar uma excelente oportunidade de armazenar e transportar essa energia que seria desperdiçada caso não tivesse uso imediato.

Salienta-se ainda que a tecnologia disponível para o armazenamento de grandes quantidades de hidrogênio por longos períodos ainda representa um desafio tecnológico para reduzir seus custos que encarecem o preço final do produto.

Outra questão que deve ser resolvida para a implantação de uma Economia do Hidrogênio é a infra-estrutura para distribuição do gás. Essa necessidade também pode ser minimizada se for considerado um sistema de geração distribuída onde em cada residência seja instalado um eletrolisador com capacidade para produzir hidrogênio necessário a alimentação de um veículo e de parte das necessidades de energia. Esses pequenos produtores poderiam inclusive, segundo Rifkin, 2003, ser interligados em uma rede no estilo da internet.

Vale lembrar ainda que o oxigênio, subproduto no processo de fabricação do hidrogênio também pode ser armazenado e comercializado aumentando as oportunidades de negócios em usinas.

Finalmente ainda deve ser considerada a resistência da população na utilização do hidrogênio em seus veículos, tendo em vista que o mesmo ainda está associado ao acidente com o dirigível Hindenburg e à Bomba de Hidrogênio. Segundo informações obtidas com a Stuart Energy, as novas gerações já associam o hidrogênio com energia limpa e sustentável e conforme visto no capítulo 2, o hidrogênio apresenta inclusive menores problemas relativos a segurança do que outros gases já presentes no cotidiano das pessoas, como o gás metano e o gás

natural. Mas certamente é uma questão que deve ser discutida amplamente com a sociedade.

Dessa forma, a produção de hidrogênio em usinas hidrelétricas pode vir a contribuir para a implantação de uma futura Economia do Hidrogênio no Brasil e em outros países com semelhante potencial hidrelétrico. O investimento público e privado em pesquisas nessa área faz-se necessário e urgente para que o Brasil não se distancie dessa tecnologia que pode trazer vantagens competitivas no futuro.

5.2 RECOMENDAÇÕES

Tendo em vista as limitações descritas para a elaboração desse trabalho, um futuro trabalho poderia enfocar a análise do mercado de hidrogênio e oxigênio no Brasil, Paraguai e região do Mercosul, identificando aplicações e preços para o gás e estudos relativos à logística de distribuição de grandes volumes de hidrogênio em longas distâncias, estudando, por exemplo, a possibilidade de disponibilizar o gás produzido em ITAIPU em grandes centros urbanos como Curitiba, São Paulo ou Assunção (Paraguai), isto é, realizar um grande estudo para verificar a viabilidade de produção de hidrogênio em escala industrial. Para esse estudo seria necessário desenvolver alguma metodologia para previsão de disponibilidade de energia vertida turbinável ao longo do ano.

Outro estudo poderia avaliar a associação de uma PCH (Pequena Central Hidrelétrica) e um eletrolisador em um sistema isolado de forma a produzir hidrogênio que seria utilizado em células combustíveis para a produção de energia e em veículos.

Pode-se também compilar um banco de dados nacional relativo à disponibilidade de energia secundária ou vertida turbinável, identificando um local ótimo para concentrar a produção de hidrogênio no Brasil, tomando por base a interligação dos sistemas elétricos das diversas regiões do país. Toda a energia disponível e hoje desperdiçada seria transmitida a esse ponto concentrador e aí se daria a produção do hidrogênio, otimizando sua distribuição ao longo de todo o ano.

Finalmente outro estudo poderia tentar identificar o impacto da instalação de pequenos eletrolisadores em residências e a disponibilidade de energia ao longo do dia simulando a aplicação de tarifas fora de ponta para viabilizar a utilização do hidrogênio produzido para geração de energia em horários de ponta, aliviando o sistema nesse período.

REFERÊNCIAS

AIR LIQUIDE. *Hidrogênio Propriedades*. Disponível em <<http://www.airliquide.pt>>. Consultado em maio, 2003.

AMOS, W. A. *Costs of Storing and Transporting Hydrogen*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, EUA, 1998. 216p.

BALESTIERI, J. A. P. *Cogeração: geração combinada de eletricidade e calor*. José Antônio Perrella Balestieri. Florianópolis: Ed. da UFSC, 2002.

BORENSTEIN, C. R. et al. *Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro*. Editora Sagra Luzzatto, 1999. 280p.

BRASIL. *Tratado entre o Brasil e o Paraguai*. In: _____. **Atos Oficiais da Itaipu Binacional**. Curitiba: Itaipu Binacional, 1996. p. 15.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. International Partnership for the Hydrogen Economy. Acordo Internacional. 20 nov. 2003.

CÂMARA BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO. Indicadores. Disponível em <http://www.cbic.org.br> . Consultado em Setembro, 2003.

CASTRO, A. de L. *Avaliação de Investimento de Capital em Projetos de Geração Termoelétrica no Setor Elétrico Brasileiro Usando Teoria das Opções Reais*. 2000. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial: Finanças e Análise de Investimentos) - Faculdade de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

CICOGNA, M. A.; SOARES FILHO, S. *Avaliação da Energia Secundária de Sistemas Elétricos*. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia, XV, 1999, Foz do Iguaçu. *Anais...* Foz do Iguaçu, 1999

COOK, B. An Introduction to Fuel Cells and Hydrogen Technology. Disponível em <<http://www.fuelcellstore.com/products/heliocentris/intro.pdf>>. Consultado em maio, 2003.

CRYENCO CHART DENVER. *Photo Gallery*. Disponível em <<http://www.cryenco.com>>. Consultado em maio, 2003.

DINIZ, J. H. *Hidrogênio como Vetor Energético*. In: Seminário do Hidrogênio, 2003, Foz do Iguaçu. Palestra, 2003

DOE - UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. *A National Vision of America's Transition to a Hydrogen Economy – To 2030 and Beyond*, February 2002, Disponível em <http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/>. Consultado em Maio, 2003.

_____. *The Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*. September 1999, Disponível em <http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/>. Consultado em Maio, 2003.

_____. *Hydrogen Storage Costs of Storing and Transporting Hydrogen*. November 1998, Disponível em <http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/>. Consultado em Maio, 2003.

_____. *Realizing a Hydrogen Future – Hydrogen Technical Advisory Panel – Recommendations*. 2000. Disponível em <http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/>. Consultado em Maio, 2003.

DOT - UNITED STATES DEPARTMENT OF TRANSPORTATION. *Clean Air Program: Design Guidelines for Bus Transit Systems Using Hydrogen as an Alternative Fuel*, October 1998, Disponível em <http://www.transit-safety.volpe.dot.gov/Publications/CleanAir/BTS/BTSDesignGuidelines.htm>. Consultado em Outubro, 2003.

DUARTE, A. L. *Metodologia para Planejamento e Avaliação Econômica de Projetos de Geração de Energia*. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia, XV, 1999, Foz do Iguaçu. *Anais...* Foz do Iguaçu, 1999

DUTRA, R. M. *Viabilidade Técnico Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro*. 2001. Tese (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro. COPPE. Rio de Janeiro, 2001.

DYNETEK INDUSTRIES LTD. *Products*. Disponível em <http://www.dynetek.com>. Consultado em Novembro, 2003.

ECD OVONICS. *Solid Hydrogen Storage*. Disponível em <http://www.ovonic.com/res/2_4_solid_hydrogen/solid_hydrogen.htm>. Consultado em maio, 2003.

ELETROBRÁS. *Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos*. Disponível em <http://www.eletronbras.gov.br>. 1997. Consultado em Maio, 2004.

EUROPEAN COMMISSION. *European Fuel Cell and Hydrogen Projects: 1999 - 2002*. European Commision. Belgiun: 2003.

FINNERTY, J. D. *Project Finance: Engenharia Financeira Baseada em Ativos*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999. 354p.

FORTUNATO, L. M. et al *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990. 232p.

FRIEDRICH, K.; HACKER, V. *The Potential for the Production of Hydrogen from Renewable Energy Sources in Austria*. In: World Energy Council – 18º Congress, Buenos Aires, Outubro, 2001.

GALESNE, A.; FENSTERSEIFER, J. E.; LAMB, R. *Decisões de Investimento da Empresa*. São Paulo: Atlas, 1999

GARCIA, J. L. A. *Produção de Hidrogênio Eletrolítico Utilizando Energia Secundária e seu uso como Vetor Energético*. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia, XV, 1999, Foz do Iguaçu. *Anais...* Foz do Iguaçu, 1999

GIL, A. C. *Como elaborar projetos de pesquisa*. São Paulo: Atlas, 1987

HARRIS, R. J. et al. *The Potential for Natural Gas to Contribute to a Hydrogen Energy Future*. In: World Energy Council – 18º Congress, Buenos Aires, Outubro, 2001.

HEISSENBERGER, T. *Fuel Cell Technology – Ready for Take-Off?* In: World Energy Council 18 th Congress, Buenos Aires, October, 2001.

HOOGERS, G. (Ed.) *Fuel cell technology handbook*. CRC Press. United States of America, 2003.

ITAIPU. *ITAIPU Hydroelectric Project: Engineering Features*. ITAIPU. Curitiba - Pr, 1994

LAPPONI, J. C. *Avaliação de Projetos de Investimento: Modelos em Excel*. São Paulo: Laponi Treinamento e Editora Ltda., 1996. 264p.

MARTINS, P. G., LAUGENI F. P.. *Administração da Produção*. São Paulo: Saraiva, 2000. 445p.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. *Energia Elétrica no Brasil, 500 anos*. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. Rio de Janeiro: Memória da Eletricidade, 2000.

MERER, R. *Stuart Energy: Delivering Hydrogen Infrastructure*. In: Seminário do Hidrogênio, 2003, Foz do Iguaçu. Palestra, 2003

MOREIRA, D. A.. *Administração da Produção e Operações*. São Paulo: Pioneira, 1998. 619p.

MOTTA, R. da R.; CALÔBA, G. M. *Análise de Investimentos: Tomada de Decisão em Projetos Industriais*. São Paulo: Atlas, 2002.

NORSK HYDRO ELECTROLYSERS AS. *Technical Information*. Disponível em <http://www.electrolysers.com>. Consultado em Maio, 2003.

PADRÓ, C. E. G.; PUTSCHE, V. . *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*. National Renewable Energy Laboratory, U. S. A., 1999. Disponível em

<http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/27079.pdf>. Consultado em Junho , 2002.

PINTO, C. da S. *Hidrogênio: O Estado da Arte*. In: Seminário do Hidrogênio, 2003, Foz do Iguaçu. Palestra, 2003

PROTON ENERGY SYSTEMS. *Energy Systems*. Disponível em <http://www.protonenergy.com/>. Consultado em Maio, 2003.

RIFKIN, J. *A Economia do Hidrogênio*. São Paulo. M. Books do Brasil Editora Ltda., 2003

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JORDAN, B. D.. *Princípios de Administração Financeira*. Editora Atlas. São Paulo, 1997.

SCHREIBER, G. P.. *Usinas Hidrelétricas*. Ed. Edgar Blücher Ltda.. São Paulo, 1977.

SERRA, E. T. *Células Combustíveis a Etanol para Geração Distribuída* In: 4º Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planejamento e Exploração de Redes de Energia, 1999, Rio de Janeiro, 1999.

SILVA, E. L da *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato, 2001

SILVA, E. P. da *Introdução à Tecnologia e Economia do Hidrogênio*. Campinas: Editora da UNICAMP, 1991. 204p.

SILVA, E. L.; MENEZES, E. M. *Metodologia da Pesquisa e Elaboração de Dissertação*. Florianópolis: Apostila da UFSC, 2001.

SOUZA, S. N. M. de *Aproveitamento da Energia Hidroelétrica Secundária para Produção de Hidrogênio Eletrolítico*. 1998. 192p. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1998.

SOUZA, Z. de; FUCKS, R. D.; SANTOS, A. H. M. *Centrais Hidro e Termelétricas*. Ed. Edgard Blücher Ltda.. São Paulo, 1983.

SOUZA, Z. de; SANTOS, A. H. M.; BORTONI E. da C.. *Centrais Hidrelétricas: Estudos para Implantação*. Ed. Edgard Blücher Ltda.. São Paulo, 1999.

STUART ENERGY. *Industrial, Power and Transportation*. Disponível em <http://www.stuartenergy.com/>. Consultado em Maio, 2003.

TELEDYNE ENERGY SYSTEMS. *Products and Solutions*. Disponível em <<http://www.teledyneenergysystems.com>>. Consultado em Maio, 2003.

THE ECONOMIST, NEWSPAPER GROUP, INC.. *A Survey of Energy: A Brighter Future*. In: IEEE Engineering Management Review – Volume 29, Número 2, 2001

TÜV. *Hydrogen - a world of energy*. TÜV Süddeutschland Holding AG. Federal Republic of Germany, 2003.

VANDENBORRE HYDROGEN SYSTEMS. *Products*. Disponível em <http://www.hydrogensystems.be>. Consultado em Maio, 2003.

WORLD ENERGY COUNCIL. *Energy for Tomorrow's World – Acting Now!*. World Energy Council. Londres: 2000.

ANEXO 1: Norsk Hydro - Eletrolisadores Atmosféricos e de Alta Pressão – Características Técnicas

Norsk Hydro - Eletrolisadores Atmosféricos e de Alta Pressão – Características Técnicas

Eletrolisadores Atmosféricos:

Potência Máxima	4000 A DC	5150 A DC
	Produção de H ₂ (Nm ³ H ₂ /h)	
Tipo Nº 5010 (número máximo de células)	0 - 50 (31)	0 - 50 (24)
Tipo Nº 5020 (número máximo de células)	50 - 150 (92)	50 - 150 (72)
Tipo Nº 5030 (número máximo de células)	150 - 300 (183)	150 - 300 (143)
Tipo Nº 5040 (número máximo de células)	300 - 377 (230)	300 - 485 (230)
Produção máx. de H ₂ por célula (Nm ³)	1,64	2,11
Consumo de Energia (kWh / Nm ³ H ₂)	4,10 ± 0,1	4,30 ± 0,1
Pureza do H ₂ (%)	99,9 ± 0,1	
Pureza do O ₂ (%)	99,9 ± 0,3	
Pressão de Saída do H ₂	200 - 500 mm HG	
Eletrólito	25 % KOH Solução Líquida	
Operação	20% - 100%, Automática, contínua	
Consumo de água (l/h)	Aprox. 1 litro / Nm ³	
Pureza do H ₂ após a purificação	99,9998% (2 ppm)	

Fonte: Norsk Hydro, 2003

Eletrolisadores de Alta Pressão (HPE)

HPE Modelo N°	10	12	16	20	24	30	40	50	60
Produção de H ₂ (Nm ³ H ₂ /h)	10	12	16	20	24	30	40	50	60
Pressão de Saída do H ₂					16 Bar				
Pureza do H ₂ (%)					99,8				
Pureza do O ₂ (%)					99,2				
Consumo de Energia (kWh / Nm ³ H ₂)					4,8				
Alimentação em Corrente Contínua:									
Corrente (A)	820	820	1530	1530	1530	1530	3000	3000	3000
Tensão (V)	60	72	52	64	76	96	68	84	100
Alimentação AC para Controle:									
50 Hz, trifásico					380 - 415	(Todos os modelos)			
Operação					5% - 100%,	Automática, contínua			
Consumo de Água (l/h)					Aprox. 1 l / Nm ³				
Pureza do H ₂ após a purificação					99,9998%	(2 ppm)			

Fonte: Norsk Hydro, 2003

ANEXO 2: Teledyne linha TITAN™ EC – Características Técnicas

Teledyne linha TITAN™ EC – Características Técnicas

ESPECIFICAÇÃO	MODELO		
	EC-500	EC-600	EC-750
PRODUÇÃO DE H ₂ (Nm ³ / h)	28	33,6	42
Pressão de saída (kgf/cm ²)	4,2 a 8,1 (selecionado pelo operador)		
Pureza do H ₂ (%)	99,9998		
Pureza do H ₂ (%) *	99,9999		
PRODUÇÃO DE O ₂ (Nm ³ / h)	14	16,8	21
Pressão de saída (kgf/cm ²)	4,2 a 6,3 (selecionado pelo operador)		
Pureza do O ₂ (%)	99,9993		
Pureza do O ₂ (%) *	99,9994		
Eficiência da Conversão - Nominal	5,6 kWh/Nm ³ H ₂		
Eficiência da Conversão - Máxima para dimensionamento dos equipamentos	6,4 kWh/Nm ³ H ₂		
Água de Alimentação:			
Consumo (l/h)	27	34	42
Pressão mínima (kgf/ cm ²)	0,4		
Especificação	ASTM D1193, Type II		
Resistividade mínima (MΩ/cm)	1,0		

* com purificador opcional

Fonte: Teledyne TITAN™ EC Generator Series, catálogo, Teledyne Energy Systems, Inc. – <http://www.teledynees.com>

**ANEXO 3: Próton Energy Systems, Linha HOGEN[®] 20/40 e
HOGEN[®] 380 – Características Técnicas**

Próton Energy Systems, Linha HOGEN® 20/40 e HOGEN® 380 – Características Técnicas

Eletrolisador Modelo	HOGEN® 20/40	HOGEN® 380
Produção de H ₂ (Nm ³ /h) Sistema do Eletrólito	0,5 ou 1,0 Nm ³ /h Membrana Trocadora de Prótons (PEM) – Eletrólito sólido, não caustico	10,0 Nm ³ /h Membrana Trocadora de Prótons (PEM) – Eletrólito sólido, não caustico
Pressão máxima de Saída - psig (bar)	200 (13,8)	200 (13,8)
Pureza do H ₂ (%)	99.999%	99.999%
Impurezas por tipo	<5ppm água <1ppm total N ₂ & O ₂	<5ppm água <1ppm total N ₂ & O ₂
Ponto de Orvalho do H ₂ °F (°C)	<-85F, (<-65°C)	<-85F, (<-65°C)
Consumo de Água l/h	0,5 ou 1,0 l/h	9,5 l/h
Especificação da Água (mínimo)	Deionizada ASTM D1193 Tipo II	Potável
Alimentação Elétrica	190-240V, monofásico, 50/60Hz 7,2 kVA ou 12,0 kVA	380-480V, trifásico, 50/60Hz 85 kVA
Ambiente de Operação	Abrigado	Ao Tempo
Dimensões (C x L x A)	97 cm x 78 cm x 105 cm	244 cm x 198 cm x 208 cm
Peso (kg)	215 kg	1725 kg
Controles e Automação	Totalmente automático e desassistido	Totalmente automático e desassistido
Ciclo de Operação	100% (24*7)	100% (24*7)
Capacidade de Produção Instalação	0-100% “Plug & Play”	10%-100% “Plug & Play”

Fonte: Proton Energy Systems HOGEN® 20/40 e HOGEN® 380 Series, catálogo, Proton Energy Systems Inc. – <http://www.protonenergy.com>

ANEXO 4: Stuart Energy, Linha IMET[®] 300 e IMET[®] 1000 – Características Técnicas

Stuart Energy, Linha IMET® 300 e IMET® 1000 – Características Técnicas

Especificação		IMET® 300	IMET® 1000			
Produção de Hidrogênio	Nm ³ /h	1 - 3	3 - 15	16 - 30	31 - 45	45 - 60
Número de Células	--	1	1	2	3	4
Pressão Máxima	bar (g)	25			25	
Superfície da Célula	cm ²	300			1000	
Pureza do Hidrogênio (após purificação)	%	99,997			99,997	
Consumo de Energia (eletrólise)	kWh/ Nm ³	4,2			4,2	
Consumo de Energia (incluindo retificador e serv. auxiliares)	kWh/ Nm ³	4,9			4,9	
Alimentação Elétrica	--	450 – 575 VAC / 50/60Hz, trifásico Abrigada ou ao Tempo				
Instalação	--					

Fonte: Stuart Energy Systems

ANEXO 5: Fatores de Conversão

1. Hidrogênio: Fatores de Conversão

	PESO (kg)	GÁS (Nm ³)	LÍQUIDO (l)
1 kg	1,0	11,126	14,128
1 Nm ³	0,08988	1,0	1,2699
1 l	0,07078	0,7881	1,0

Nm³ - normal metro cúbico - gás medido a pressão de 1 atm e a temperatura de 0 °C
 Líquido medido a pressão de 1 atm e a temperatura de ebulição (-252,8 °C)

Fonte: Air Liquide, 2003

2. Fatores de Conversão

	Quantidade	Valores Equivalentes
Pressão	1 atm	$= 1,013525 \times 10^5 \text{ N/m}^2 \text{ (Pa)} = 1,01325 \text{ bars}$ $= 1,01325 \times 10^6 \text{ dynes/cm}^2$ $= 760 \text{ mm Hg a } 0^\circ\text{C (torr)} = 10,333 \text{ m H}_2\text{O a } 4^\circ\text{C}$ $= 14,7 \text{ psig}$ $= 1,0332 \text{ kgf/cm}^2$
Volume	1 Nm ³	$= 38 \text{ SCF}^3 \text{ (SCF medido a } 70 \text{ F e Nm}^3 \text{ medido a } 0^\circ\text{C)}$
	1 pé ³ (ft ³)	$= 1728 \text{ in}^3 = 7,4805 \text{ galões} = 0,028317 \text{ m}^3$
	1 gal (US)	$= 3,7854 \text{ l} = 0,003785 \text{ m}^3$
Energia	1 J	$= 1 \text{ N.m} = 10^7 \text{ ergs} = 10^7 \text{ dyne.cm}$ $= 2,778 \times 10^{-7} \text{ kWh} = 0,23901 \text{ cal}$ $= 9,486 \times 10^{-4} \text{ Btu}$
Temperatura		$T_K = T_{^\circ\text{C}} + 273,15$ $T_{^\circ\text{C}} = (T_F - 32) / 1,8$ $T_F = 1,8 T_{^\circ\text{C}} + 32$

Fonte: Proton Energy Systems, 2003

ANEXO 6: Teledyne - Proposta Comercial

**TELEDYNE ENERGY SYSTEMS, Inc.**

A Teledyne Technologies Company

10707 Gilroy Road
Hunt Valley, Maryland 21031-1311, U.S.A.**FAX MESSAGE****TO: Antonio Carlos Fonseca Santos Junior****Company: Itaipu Power Plant****Phone: 55.45.520.3650****FAX: 55.45.522.1524****RE: Description/Budgetary Price - Teledyne
Hydrogen Generation System TITAN™ HM-750****From: Jeff Bortel -- North, Central & South
American Regional Sales Manager****E-mail: jeffrey.bortel@teledyne.com****Date: April 21, 2003****TES Direct Phone: 410-891-2210****FAX: 410-771-8618****Number of Pages Including Cover: 13 Sent**☐ Urgent ☒ As Requested ☐ For Review ☐ Please Comment ☐ Please Reply*Please expedite. If this transmission is not complete, please call ASAP! Thank you.*

Antonio:

Thank you for your interest in Teledyne Hydrogen Generation Systems, and in particular, the TITAN™ HP Series Hydrogen Generation Systems. Due to the fact that Teledyne is no longer manufacturing the HP Series systems, I am enclosing a **Description** of a system which equals the output of a HP-2700 or greater, using the TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System(s). Budgetary pricing is contained in this cover fax.

The description outlines a system consisting of four (4) TITAN™ EC-750 generators with power supplies, compressors and hydrogen storage that will meet hydrogen demand requirements of 150 nm³/hour, and compressed for placement into storage at 2,450 psi. It is felt that four (4) smaller units would give greater reliability than one (1) larger unit, and provide a large degree of redundancy. This redundancy can be accomplished due to the fact that the EC-750 is demand controlled. Note that operation of each unit in the series would occur only if the demand for that unit's output was present. I have also included two (2) feed water storage tanks for insuring an adequate source of feed water is consistently available. Additionally, the tank(s) would act as a feed water source for a period of time for scheduled events such as water source maintenance.

Budgetary Pricing is as follows:

4 each TITAN™ EC-750 Hydrogen Generators -- \$1,400,000.00
4 each Power Supplies matched to EC-750 -- \$150,000.00
2 each Hydrogen Compressors, 2,450 psi, triple diaphragm & matched to EC-750 -- \$230,000.00
2 each Hydrogen Storage Systems, 2,450 psi -- \$200,000.00
2 each 100 gallon Feed Water Storage Tanks -- \$9,000.00

Budgetary TOTAL -- \$1,989,000.00

All prices are quoted in United States Dollars, Ex-Works, Hunt Valley, Maryland U.S.A.

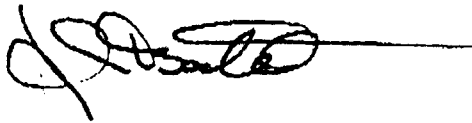
Where Better Engineered Solutions are Generated -- Through Listening.

The reliability of Teledyne Hydrogen Generation Systems has a demonstrated history in excess of 35 years. This system reliability is due to the high quality components integrated throughout the system coupled with engineering to perform at the highest level with minimum required maintenance. As an example, the major electrolysis module component has experienced up to 15 years of service before replacement. With over 450 units currently in operation throughout the world, Teledyne Series generator systems have proven themselves to be a sound long-term value.

Request that you review the description and after such review, we telephonically discuss how the system could fit as written, or be changed to align more closely with Itaipu Power Station plans.

Again, Thank you for your interest. I look forward to providing further assistance to you in the near future.

Best Regards,



Jeff Bortel

TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System – Multiple Units w/ Compression

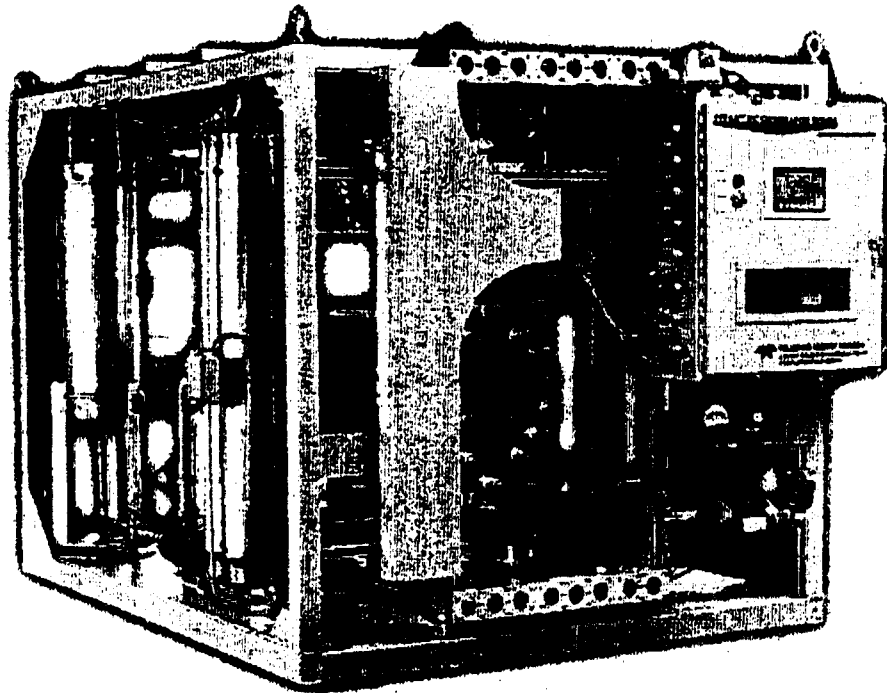
Description

TELEDYNE ENERGY SYSTEMS, Inc.
A TELEDYNE Technologies Company

Description

Hydrogen Generation System

Itaipu Power Plant



TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System – Multiple Units w/ Compression

Description

Introduction and General Proposal Description

Teledyne Energy Systems, Inc. has more than 35 years global experience in the design and manufacture of hydrogen generating systems. As an operating company of TELEDYNE Technologies who is a recognized as a leader in providing technological solutions for over 40 years, Teledyne Energy Systems, Inc. has contributed to America's most significant defense, space, environmental and energy efforts. Our long-standing reputation for technical excellence has been founded in systems engineering resulting in a worldwide reputation for dependability and quality. Teledyne Energy Systems' dependability and quality are enhanced by successful ISO 9001 registration.

In order to meet the maximum anticipated 150 nm³/hour delivery flow requirement, the hydrogen generation installation would consist of four (4) TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System production units that would be connected in series. The system would provide 100 % redundancy as back up for requirements up to 84 nm³/hr in a 24/7/52 production environment. The system would consist of:

- **Four (4) TITAN™ EC-750 Hydrogen Generators** with integral dryer/purifier assembly
- **Four (4) Power Supply** specifically matched to the EC-750 hydrogen generator
- **Two (2) Hydrogen Compression Systems** with each matched to two (2) EC-750 hydrogen generators for attainment of up to 2,450 psig hydrogen storage pressure
- **Two (2) Feed Water Storage Tanks (Optional)** for supplying feed water to two (2) EC-750 hydrogen Generators
- **Two (2) 4-Tube Hydrogen Storage Tank Systems** for storage of hydrogen product gas up to 2,450 psig with a storage volume up to 81 Kg at 2,275 psig.

For ease of installation and operation, included in a formal proposal are provisions for commissioning spares/tools, field service for start-up assistance, commissioning and operator training. Itaipu Power Plant performs site preparations and other civil works prior to the arrival of the equipment. Interconnecting materials required to carry product gas between the generators, and to compressors and process would be supplied and installed by Itaipu Power Plant and are not a part of this description. Connection materials to and from the feed water tanks to the generators would be provided and installed by Itaipu Power Plant. Teledyne would supply the interconnections between the power

TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System – Multiple Units w/ Compression**Description**

supplies and generators for a reasonable distance. Itaipu Power Plant would install the electrical interconnections.

The described system is designed for ease of operation, reliability, and safety. It is limited to the equipment, materials, and documentation/specifications as listed in a formal proposal, and services quoted therein.

TITAN™ EC SERIES GENERATOR DESCRIPTION**General Information**

The TITAN™ EC Series Hydrogen Generators are reliable units designed to produce ultra high purity hydrogen product gas conveniently and safely. Four (4) model TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation Systems are part of the proposed installation. The TITAN™ EC-750 generator is a standard production unit.

The TITAN™ EC Series Hydrogen Generator is intended for automatic operation. The production rate is demand controlled ranging from zero to full output of rated capacity. The maximum hydrogen production rate of one (1) TITAN™ EC-750 generator is 42 normal cubic meters per hour at an operator selected delivery pressure of 4.2 to 8.1 kg/cm² (60 to 115 psig) without use of additional compression assistance and a purity of 99.9998%. Delivery pressures can be further regulated to any desired pressure downstream of the generator.

The basic TITAN™ EC Series Hydrogen Generator system configuration consists of two (2) pieces of equipment, the hydrogen generator and power supply. The hydrogen generator contains all mechanical components and plumbing necessary for sustaining the electrolysis process. The system control and instrumentation functions are located within the generator. A control panel displays process conditions and data necessary for efficient operation of the system. The requirements for the process are fed to the generator, and the products of the process leave from it. The power supply contains the equipment for converting an AC power input to the DC power necessary for electrolysis.

The inputs (Itaipu Power Plant supplied) required to operate the system include high purity water, electrical power for electrolysis, nitrogen for initial purging, instrument air, KOH for electrolyte, and cooling water for waste heat removal. Feed Water is recommended to comply with ASTM D-1193, Type II water having a minimum resistivity of 1 Megohm-cm.

Using the inputs, the system will supply hydrogen at up to 115 psi. Oxygen, which is vented to the atmosphere, is produced at one-half of the hydrogen rate. The complete generator installation must include provisions by Itaipu Power Plant for supplying electrical power, feed water, KOH, nitrogen, and cooling water inputs, as well as plumbing for delivering the hydrogen product gas and separate hydrogen and oxygen vents.

TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System – Multiple Units w/ Compression**Description**

The automatic operation of the TITAN™ EC-750 system is initiated with an automatic start-up sequence that brings the system into operation and up to pressure ready to deliver gas. The gas production rate of the system responds directly to the user's demand rate up to the maximum capacity of the generator. If gas delivery is not required, the system will remain at pressure and operate in an idle mode where gas is instantly available for delivery, when required. All operating parameters are continually monitored. Should conditions within the system deviate beyond the allowable range, a controlled, system shutdown will automatically occur.

The TITAN™ EC Series Systems have been designed for safe and reliable operation. It is important, however, that preventative maintenance be scheduled and performed to maintain system reliability. Routine maintenance includes component inspection and adjustment, electrolyte checks and changes, and controller and instrumentation calibration. In the event of component failure, the system instrumentation and display provides useful information for determining the cause of system shutdown and in locating the problem area.

GENERATOR SYSTEMS and FUNCTIONS**Electrolysis Module**

In the electrolysis module, water is separated into its basic elements of hydrogen and oxygen. The module consists of multiple electrolysis cells connected electrically in series. In each cell, hydrogen and oxygen are evolved on separate electrodes. When a DC power source applies a voltage greater than 1.45 volts across each, current flows and each electrode is involved in an individual "half cell" electrochemical reaction. The rate of gas generation is directly dependent on the quantity of current flowing between the electrodes.

A matrix saturated with electrolyte separates the electrodes. The product gases are prevented from recombining within the cell by the matrix, which, when wet, is a gas impervious diaphragm. The potassium hydroxide (KOH) electrolyte facilitates the transfer of ions between the electrodes.

Electrolyte Systems

Potassium Hydroxide (KOH) electrolyte circulates to and through the hydrogen and oxygen cavities of the module by means of centrifugal pumps. The hydrogen and oxygen generated in the module are carried by the circulating electrolyte to appropriate reservoirs where separation of the gases and KOH takes place. The circulation of electrolyte also serves to bring make-up water to each cell and remove waste heat.

The waste heat is removed from the electrolyte by heat exchangers. Solids are removed from the KOH by in-line filters. The level, temperature and flow of the electrolyte are monitored and controlled system shutdown occurs on low or high KOH level, loss of flow, or high temperature.

TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System – Multiple Units w/ Compression**Description****Hydrogen Gas System and Dryer/Purifier Assembly**

Since both hydrogen and oxygen gases are evolved at essentially 100% relative humidity, each gas is passed through a condenser, water removal trap, and coalescing filter. The hydrogen gas is then passed through a regenerative molecular sieve dryer using adsorption to lower the dew point. The dryers are capable of drying the gas to an atmospheric dew point of less than -77° C (at atmospheric pressure), corresponding to a volumetric concentration of less than one part per million. After drying, the hydrogen passes through a submicron filter to remove particulates, and then to the compressor. The oxygen gas in the described TITAN™ EC-750 system is vented to the atmosphere.

Hydrogen Purifying and Purity

The TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System is capable of achieving hydrogen purity through use of an integral automatic regenerating molecular sieve dryer as indicated below:

EC Hydrogen Generator Gas Impurities
(Parts per Million by Volume, ppm)

	Hydrogen	
	At Generator Outlet	
	N/D	
THC (as Methane)	N/D	
CO, CO2, & Ar	0.2	
H2O	1	
H2	-	
O2	0.5	
N2 (after 24 hours)	0.3*	
Total Impurity	2	
Gas Purity, %	99.9998	

N/D – Not detectable at 70 parts per billion by volume.

* Nitrogen gas impurities assume that incoming feed water is at least 97% free of nitrogen. Variations of the feed water inert gas content will result in variations of that impurity in the hydrogen stream.

The purifying process uses a molecular sieve bead material to remove water vapor from the gas by adsorption. After drying, the hydrogen passes through a sub-micron filter. The molecular sieve beads are automatically regenerated for reuse using a thermal cycling procedure.

TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System – Multiple Units w/ Compression**Description**

The integral dryer/purifier assembly contains a pair of dryers for conditioning the hydrogen. The dryer pair automatically alternates through an adsorption and desorption cycle. After the adsorption cycle, the on-line dryer is switched off-line to begin a regeneration process. The dryer is depressurized and an electric resistance heater within the dryer heats the molecular sieve beads to 260°- 430° C releasing the adsorbed water vapor. A small purge of product gas is used to drive the water vapor out through the vent gas tubing. After desorption, the heating element turns off and the dryer is allowed to cool before going back on-line.

The dryers also contain a small amount of catalyst that will recombine any minute amount of oxygen produced in the hydrogen. The recombined product is water that is then adsorbed in the dryer beads.

System Control

The described TITAN™ EC-750 generator is microprocessor controlled. The system is designed with operator convenience and safety dominating the design philosophy. The EC-750 system uses an Omron programmable logic controller (PLC) based system located on a generator panel. This panel allows operators to monitor hydrogen generation locally. The local panel includes an electroluminescent touch screen display panel for viewing the major equipment operating status. A touch screen interface on the display allows selecting and viewing system instrument data. The touch screen can also be used to activate and adjust set point values for instrument alarms.

The control panel provides a set of relay output contacts for equipment status and all instrument alarm conditions. These contacts are available for remote notification of the operational state of the TITAN™ EC-750 system.

Programmable Logic Controller

The TITAN™ EC Series generator uses a programmable controller for managing the operation of the system. The controller allows the system to operate without requirements for an operator to perform manual switching, adjusting, and monitoring functions in order to maintain safe, efficient system operation. The electrolysis process conditions of temperature, pressure, and fluid level as well as generator instrument data are imputed directly to the programmable controller. Output signals are directed to the proper process control devices, power supply, valves, and pumps. Should process conditions stray beyond allowable bounds, the controller safely shuts down gas production and indicates appropriate shutdown alarm(s).

Power Supply

The power supply supplies all necessary power required to carry out the electrolysis process and control the generator. The AC power input is converted into DC power for the electrolysis module and also stepped down to 115 VAC for

TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System – Multiple Units w/ Compression**Description**

system process and control power. Power applied to the module is varied with the hydrogen gas demand at the generator.

The primary 3-phase power from the facility breaker is wired to the EC power supply cabinet. This unit is installed in a separate room from the generator to satisfy code requirements. Operation of the power supply is controlled from the generator.

The Power Supply is built to a proprietary Teledyne Specification. Our power supply manufacturer has been making power supplies for over a decade and is manufactured to the applicable CSA, UL, and ANSI standards. In addition to the certifications that the supplier holds, each system is validated to Teledyne conformance specifications.

The method of AC rectification is by Silicon Control Rectifier (SCR). This type of rectification has been found to be very reliable and is tailored to work flawlessly with the TITAN™ EC generators. The PLC controls the DC power level from the power supply as a function of the internal hydrogen pressure of the EC generator. Module power (i.e., DC voltage and current) is displayed on the instrumentation panel of the power supply cabinet. The power supply also produces the necessary control and instrumentation voltages required by the TITAN™ EC-750 generator.

Hydrogen Compressor

One (1) multi stage, triple diaphragm hydrogen compressor can be used for compression of the hydrogen gas product with each two (2) EC-750 hydrogen generators. The unit can be designed to compress hydrogen gas up to 2,450 psig from a flow rate of 750 standard liters per minute (1600 scfh) with a minimum of 75 psi and maximum 115 psi.

These compressors incorporate a unique combination of simple design features that provide purity preservation of the hydrogen gas product. The features are:

- Triple diaphragm construction provides contamination-free compression
- Total separation of lubricant from gas insuring contaminate-free compression
- Self-energizing seals (O-Rings) assure leak tight construction
- Injection pump design reduces knock, cavitation, and vibration
- Metal diaphragm deflection and inherent stress are control engineered through careful cavity design resulting in prolonged life of the diaphragm set
- All hydrogen "wetted" metallic parts are stainless steel construction
- Bolt assemblies designed with low torque values for assembly and maintenance without special tools
- Low power consumption for economical operation.

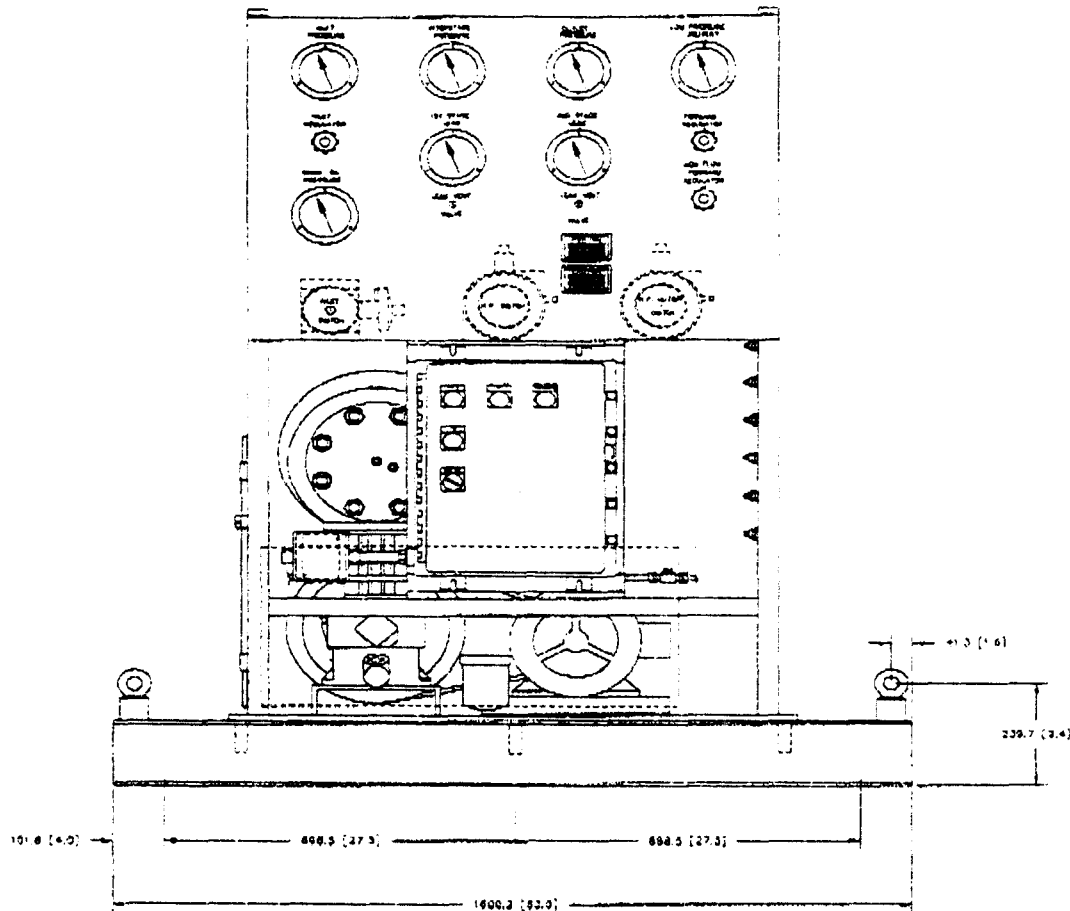
Compressor Control and Operation

The compressor controls include "JOG", "RUN", and AUTO" modes. Normal operation will be in the automatic ("AUTO") mode. Compression of the hydrogen

TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System – Multiple Units w/ Compression

Description

gas will begin when the suction pressure reaches the low pressure set point and will continue until the discharge pressure reaches the upper set point of the high discharge pressure switch at which time compression stops. During normal operation, pressure will cycle between the low and high set points provided there is a continuous hydrogen supply from the generator.



The above pictorial may not represent the actual model supplied

The compressor will be supplied with an integral (local) gas control panel containing necessary components for smooth and safe operation of the unit. The panel will include a pressure regulator, gauge, and switch for control of suction pressure. The high-pressure discharge will be fitted with a gauge and two pressure switches (one pressure switch for "on/off control"; one for high pressure "shut-off/back-up). The "off" controls will stop compression when the specified discharge pressure in the delivery manifold is reached. The gauges for leak detection indication and inter-stage pressure are also mounted on the panel.

Compressor Safety

The compressor will include leak detection systems to protect the compressor and/or the hydrogen gas system in unlikely event of diaphragm failure. Should

TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System – Multiple Units w/ Compression**Description**

one of the outer stainless steel diaphragms rupture, a pressure signal would be sent to the leak detection switch that, in turn, automatically shuts the compressor down. A pressure indication would appear on the pressure gauge for help in identifying the cause of the shutdown. This safety feature also prevents the pulsing oil from reaching the hydrogen stream in the case of a diaphragm failure.

The compressor unit will be designed and constructed in accordance with current revisions of Teledyne Energy Systems, Inc.'s specification. An assembly drawing of the compressor will be supplied at time of delivery outlining installation, and interface data. The compressor unit electrical controls will be included in the overall system electrical diagram. Installation and interconnections are the responsibility of the customer.

Utility Requirements

The approximate utility consumption of one (1) TITAN™ EC-750 hydrogen generator is:

Feed Water

42 liters per hour @ 5 psi (minimum). NOTE: water requires meeting ASTM D1193, Type II water with 1.0 Megohm-CM resistivity (minimum).

Process Cooling Water (generator & compressor)

132 liters per minute maximum flow at 150 psi (maximum) and a maximum of 105° F (40 ° C)

Instrument Gas (Instrument Quality Air or Inert Gas)

60 SCFH (1.6 nm³ at 85-250 psi (6.0 to 17.0 km/cm²)

Prepressurization Gas (Nitrogen or Inert Gas)

40 SCF (1.2nm³) at 60-100 psi (4.2 to 7.0 kg/cm²)

Electrical Power (to suit local voltage)

480 VAC, 60 Hz, 3 phase

Conversion Efficiency ~ 5.6 Kw-Hr/NM3 of delivered hydrogen (nominal)

Feed Water Storage Tanks (Optional)

Two (2) 100 gallon (378.5 liter) capacity feed water storage tanks with automatic refill and necessary appurtenances to provide feed water for the electrolysis process can be provided. Each feed water tank would serve as a water supply for the electrolysis process of two (2) hydrogen generators. Each tank's design allows it to be automatically replenished from the water purification system (provided, if required, by Itaipu Power Plant). The tanks would be fabricated to Teledyne requirements using stainless steel. The 100 gallon (378.5 Liter) capacity will provide feed water storage for up to 4.5 hours for a two (2) generator operation (11 gallon or 42 liter consumption per generator per hour).

TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System – Multiple Units w/ Compression**Description**

Connections that are required between the feed water tank and the generator and feed water source would be supplied and installed by Itaipu Power Plant.

Hydrogen Storage

The described system includes Two (2), 4 tube (with interconnecting piping and manifold) high pressure storage systems designed according to the latest ASME, Grade J, Class 65 regulations for storage tubes used for hydrogen product gas. Each storage system will be designed to accept up to 2,450 psig and hold approximately 81 kg of hydrogen gas at 2,275 psig and fed by two (2) TITAN™ EC-750 Hydrogen Generators.

The completely assembled package will include a stainless steel manifold, steel racks two (2) master valves, spring-loaded safety relief device(s) on the manifold, and additional, appropriate safety features. All steel components and tubes will be shot blasted, primed and painted. The completed assembly will be pressure tested using dry, oil-free nitrogen. All tubes shall be steam cleaned as required.

Site preparation, civil works, and installation will be performed by Itaipu Power Plant.

Preventative Maintenance

Preventative maintenance is important for trouble free operation. The Operation and Maintenance Manual furnished with each generator contains a complete table of recommended service intervals. Daily, weekly and monthly operator checks are prescribed along with 3, 6 and 12 month interval services. A maintenance summary appears below:

TITAN™ EC-750 Preventative Maintenance Schedule

3 Month Service (or 2000 hours)	
Description	Est. Time
Minor Electrolyte Loop Service	4.0 hours
Electrolyte Concentration Check (sec 4.3.3)	
Clean Electrolyte Filter Cartridges (sec 4.3.9)	
Inspect Flow Switch and Seal (sec 4.3.8)	
Gas Sensor Functional Check (sec 4.3.25)	1.0 hour
Total Estimated Time	5.0 hours
6 Month Service (or 4000 hours)	
Repeat 3 Month Service Procedure	5.0 hours
Inspect Electrolyte Pump internals (sec 4.5.4)	2.0 hours
Replace Coalescing Filter Cartridge (sec 4.3.10)	0.5 hours
Dryer Check Valve & Orifice Maintenance (sec 4.3.14 & 4.3.15)	2.0 hours

TITAN™ EC-750 Hydrogen Generation System – Multiple Units w/ Compression

Description

Bubble Check for Gas Leaks (sec 4.3.24)	0.5 hours
Module Re-Torque (sec 4.3.5)	1.0 hour
Air Pressure Regulator Adjustment (sec 4.3.1)	0.5 hours
Total Estimated Time	11.5 hours
12 Month Service (or 8000 hours)	
Description	Est. Time
Repeat 6 Month Service	11.5 hours
Electrolyte Change (sec 4.3.2 & sec 4.3.4)	4.0 hours
KOH Heat Exchanger Inspection / Cleaning (sec 4.3.7)	2.0 hours
Replace Molecular Sieves in Gas Dryer Tubes (sec 4.3.17)	4.0 hours
Inspect Air System Regulator Filters (sec 4.3.1)	1.0 hours
Inspect and Clean Gas Condenser Tubes (sec 4.3.11)	2.0 hours
Replace Gas Sensor Molecular Sieve (sec 4.3.18)	1.0 hour
Replace Product Gas Filter (sec 4.3.13)	0.5 hours
Check Valve Inspection and Cleaning (sec 4.3.14)	4.0 hours
Check Valve Leak Checks (sec 4.3.23)	1.0 hour
Back Pressure Regulator Adjustment (sec 4.3.21 & 4.3.22)	0.5 hours
Instrument Air Pressure Switch Check (sec 4.3.12)	0.5 hours
Clean and Inspect Power Supply Internals (sec 4.3.19)	1.0 hour
Solenoid Valve Inspection and Cleaning (sec 4.3.16)	4.0 hours
Inspect / Clean Trap Orifices 375 & 475 (sec 4.3.15)	0.5 hours
Total Estimated Time	37.5 hours

ANEXO 7: ITAIPU - ENERGIA EM ITAIPU - GWh - 1991 A 2003

ENERGIA EM ITAIPU - GWH - 1991 A 2003

ANO	Energia Disponível (GWh)	Geração (GWh)	Energia Vertida (GWh)
1991	92.331,07	57.517,54	34.813,53
1992	97.163,57	52.268,29	44.895,28
1993	93.953,28	59.996,72	33.956,56
1994	93.842,59	69.393,99	24.448,60
1995	94.502,86	77.212,40	17.290,46
1996	93.316,97	81.653,68	11.663,29
1997	99.676,08	89.237,00	10.439,08
1998	99.540,69	87.845,98	11.694,71
1999	95.226,44	90.001,90	5.224,54
2000	94.395,38	93.427,60	967,78
2001	81.161,38	79.307,08	1.854,31
2002	88.081,64	82.914,27	5.167,37
2003	93.264,52	89.151,17	4.113,35

Fonte: ITAIPU Binacional

**ANEXO 8: ITAIPU - ENERGIA VERTIDA TURBINÁVEL - DADOS
DIÁRIOS - 1991 A MAIO/2004 - TABELA DE VALORES**

ITAIPU - ENERGIA VERTIDA TUBINÁVEL
DADOS DIÁRIOS - 1999 A MAIO 2004

137

MW médio

	EVT						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Média
1/jan	3.787	0	864	3.185	1.845	0	1.613
2/jan	1.967	0	0	310	0	0	379
3/jan	2.542	0	0	0	117	0	443
4/jan	0	0	0	0	157	0	26
5/jan	775	0	0	0	503	0	213
6/jan	485	0	0	0	0	0	81
7/jan	757	0	0	0	0	0	126
8/jan	1.161	0	0	0	0	0	194
9/jan	1.286	0	0	0	0	0	214
10/jan	2.638	0	0	0	0	114	459
11/jan	1.341	0	0	0	0	304	274
12/jan	1.374	0	0	0	706	0	347
13/jan	1.255	0	0	0	0	0	209
14/jan	1.138	0	1.789	0	0	0	488
15/jan	1.160	0	578	0	0	0	290
16/jan	1.172	0	1.470	0	0	0	440
17/jan	2.009	0	2.027	0	0	0	673
18/jan	1.128	0	2.415	0	0	0	590
19/jan	760	0	2.156	0	0	0	486
20/jan	682	0	2.453	1.009	0	0	691
21/jan	697	0	3.522	1.174	0	0	899
22/jan	781	0	2.147	1	0	0	488
23/jan	705	0	2.254	0	0	0	493
24/jan	1.771	0	1.424	0	0	0	532
25/jan	906	0	914	1.607	0	0	571
26/jan	997	0	590	4.564	934	0	1.181
27/jan	1.015	0	1.968	6.440	177	0	1.600
28/jan	1.067	0	1.876	3.046	775	0	1.127
29/jan	929	0	742	2.560	1.149	0	897
30/jan	1.802	0	587	2.134	1.447	0	995
31/jan	2.811	0	0	1.743	1.176	0	955
1/fev	1.091	0	910	2.580	3.051	0	1.272
2/fev	940	0	564	3.847	4.232	0	1.597
3/fev	974	0	753	5.662	1.905	0	1.549
4/fev	1.007	0	2.881	3.784	869	0	1.423
5/fev	855	0	0	3.041	777	0	779
6/fev	1.103	0	1.479	2.524	657	0	960
7/fev	2.459	0	1.088	2.939	971	0	1.243
8/fev	690	0	924	3.513	2.135	0	1.210
9/fev	497	0	1.129	5.288	2.649	0	1.594
10/fev	766	0	1.397	6.052	1.175	0	1.565
11/fev	682	0	3.002	4.921	1.163	0	1.628
12/fev	551	0	1.381	4.882	1.161	0	1.329
13/fev	1.007	0	1.235	4.822	1.435	0	1.417
14/fev	1.700	0	1.286	3.554	1.234	0	1.296
15/fev	685	0	1.371	3.650	1.294	0	1.167
16/fev	963	0	1.354	5.273	2.399	0	1.665
17/fev	579	0	1.885	6.468	843	0	1.629
18/fev	687	0	2.876	2.780	728	0	1.179
19/fev	997	0	1.531	1.953	1.592	0	1.012
20/fev	813	0	968	1.880	1.905	0	928
21/fev	2.531	0	1.439	1.606	1.621	0	1.199
22/fev	515	0	1.670	1.528	2.712	278	1.117

ITAIPU - ENERGIA VERTIDA TUBINÁVEL
DADOS DIÁRIOS - 1999 A MAIO 2004

138

MW médio

	EVT [MW médio]						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Média
23/fev	492	0	2.012	2.990	3.998	0	1.582
24/fev	655	0	1.515	5.661	1.224	0	1.509
25/fev	692	0	2.383	2.770	914	0	1.127
26/fev	401	0	2.285	2.594	869	0	1.025
27/fev	829	0	2.189	2.201	543	0	960
28/fev	2.329	0	1.719	1.775	465	0	1.048
29/fev		0				1.099	183
1/mar	970	0	1.363	1.980	2.149	0	1.077
2/mar	378	0	462	3.638	3.399	0	1.313
3/mar	528	0	0	5.063	3.453	0	1.507
4/mar	639	0	1.535	2.525	2.581	0	1.214
5/mar	656	0	0	1.147	1.385	0	531
6/mar	1.501	0	0	1.979	0	0	580
7/mar	2.866	0	0	1.264	0	448	763
8/mar	1.166	0	0	1.522	515	0	534
9/mar	682	0	0	1.537	2.489	0	785
10/mar	613	0	243	2.770	712	0	723
11/mar	1.430	0	0	961	982	0	562
12/mar	2.168	0	0	163	1.950	0	714
13/mar	1.659	0	0	0	2.248	0	651
14/mar	2.889	0	0	0	2.488	0	896
15/mar	1.350	0	0	0	4.547	0	983
16/mar	1.702	0	0	0	4.994	0	1.116
17/mar	1.198	0	0	701	3.000	0	816
18/mar	1.132	0	0	0	3.786	0	820
19/mar	1.092	0	0	0	3.048	0	690
20/mar	1.860	0	0	0	3.385	0	874
21/mar	2.994	0	0	0	2.846	0	973
22/mar	1.381	0	0	0	5.258	0	1.107
23/mar	1.279	0	0	0	5.328	0	1.101
24/mar	1.386	0	0	0	2.675	0	677
25/mar	887	0	0	0	3.064	0	659
26/mar	1.023	157	0	0	3.206	0	731
27/mar	2.322	0	0	0	2.395	0	786
28/mar	3.486	0	0	755	1.140	0	897
29/mar	1.327	0	0	4.601	3.152	0	1.513
30/mar	1.176	0	0	3.795	4.530	0	1.583
31/mar	2.298	0	0	4.461	1.294	0	1.342
1/abr	1.995	1.193	0	1.735	758	0	947
2/abr	3.223	3.562	0	16	845	0	1.274
3/abr	2.263	622	0	0	325	0	535
4/abr	3.437	0	0	0	292	0	621
5/abr	1.229	0	0	0	0	0	205
6/abr	645	0	0	0	0	0	108
7/abr	0	0	0	0	0	0	0
8/abr	1.129	0	0	0	0	0	188
9/abr	1.582	638	0	0	0	0	370
10/abr	2.606	0	0	0	0	0	434
11/abr	3.850	0	0	0	0	0	642
12/abr	1.717	0	0	0	1.606	0	554
13/abr	928	0	0	0	2.555	0	581
14/abr	842	0	0	0	1.304	0	358
15/abr	1.510	0	0	0	636	0	358

ITAIPU - ENERGIA VERTIDA TUBINÁVEL
DADOS DIÁRIOS - 1999 A MAIO 2004

139

MW médio

	EVT [MW médio]						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Média
16/abr	1.684	0	0	0	302	0	331
17/abr	2.875	0	0	0	48	0	487
18/abr	3.895	0	0	0	3.174	0	1.178
19/abr	1.477	0	0	0	3.089	0	761
20/abr	1.251	0	0	0	5.060	0	1.052
21/abr	2.285	0	0	206	3.125	1.316	1.156
22/abr	953	0	0	0	1.262	883	516
23/abr	600	0	0	0	644	1.437	447
24/abr	842	0	0	0	808	1.501	525
25/abr	2.819	0	0	0	895	2.697	1.068
26/abr	0	0	0	0	1.138	927	344
27/abr	586	0	0	0	1.281	0	311
28/abr	0	0	0	0	0	0	0
29/abr	631	0	0	0	0	0	105
30/abr	669	0	0	0	0	651	220
1/mai	158	0	0	0	0	2.732	482
2/mai	142	0	0	0	0	3.351	582
3/mai	307	0	0	0	156	550	169
4/mai	271	0	0	0	687	131	182
5/mai	0	0	0	46	0	736	130
6/mai	191	0	0	0	0	622	136
7/mai	216	0	0	0	0	453	112
8/mai	204	0	0	0	0	0	34
9/mai	301	0	0	0	0	0	50
10/mai	164	0	0	0	0	288	75
11/mai	132	0	0	0	0	0	22
12/mai	149	0	0	0	0	0	25
13/mai	166	0	0	0	0	0	28
14/mai	198	0	0	0	0	309	84
15/mai	337	0	0	0	0	689	171
16/mai	190	0	0	0	0	2.659	475
17/mai	209	28	0	0	0	449	114
18/mai	357	23	0	0	0	0	63
19/mai	0	0	0	604	0	0	101
20/mai	0	0	0	864	0	0	144
21/mai	0	0	0	1.103	0	0	184
22/mai	0	0	0	824	0	7	138
23/mai	217	0	0	873	0	2.121	535
24/mai	274	0	0	1.046	0	376	283
25/mai	258	0	0	1.328	229	281	349
26/mai	0	0	0	3.645	0	689	722
27/mai	0	0	0	1.378	0	1.105	414
28/mai	0	0	0	971	0	965	323
29/mai	0	0	0	368	0	2.130	416
30/mai	375	0	0	1.111	0	2.182	611
31/mai	0	0	0	237	0	996	205
1/jun	0	0	0	0	0		0
2/jun	0	0	0	729	0		121
3/jun	0	0	0	0	0		0
4/jun	0	0	0	0	0		0
5/jun	0	0	0	0	0		0
6/jun	698	0	0	0	0		116
7/jun	0	0	0	0	0		0

ITAIPU - ENERGIA VERTIDA TUBINÁVEL
DADOS DIÁRIOS - 1999 A MAIO 2004

140

MW médio

	EVT [MW médio]						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Média
8/jun	0	0	0	0	289		48
9/jun	0	0	0	0	0		0
10/jun	0	0	0	0	0		0
11/jun	0	0	0	0	0		0
12/jun	0	0	0	0	0		0
13/jun	1.279	0	0	0	0		213
14/jun	0	0	0	0	0		0
15/jun	1.135	0	0	0	0		189
16/jun	1.255	0	0	0	0		209
17/jun	1.713	0	0	0	0		286
18/jun	1.527	0	0	0	0		254
19/jun	994	0	0	0	0		166
20/jun	2.318	0	0	0	0		386
21/jun	1.415	0	0	0	0		236
22/jun	1.517	0	0	0	0		253
23/jun	1.631	0	0	0	0		272
24/jun	1.213	0	0	0	19		205
25/jun	998	0	0	0	0		166
26/jun	1.641	0	0	0	0		274
27/jun	2.543	0	0	0	0		424
28/jun	1.419	0	0	0	0		236
29/jun	695	0	0	0	0		116
30/jun	697	0	0	0	0		116
1/jul	704	0	0	0	0		117
2/jul	1.082	0	0	0	0		180
3/jul	1.619	0	0	0	0		270
4/jul	3.252	0	0	0	0		542
5/jul	1.480	0	0	0	0		247
6/jul	938	0	0	0	0		156
7/jul	1.034	0	0	0	43		179
8/jul	1.141	0	0	0	0		190
9/jul	1.099	0	0	0	0		183
10/jul	984	0	0	0	0		164
11/jul	2.955	0	0	0	0		493
12/jul	1.278	0	0	0	0		213
13/jul	709	0	0	0	0		118
14/jul	774	0	0	0	0		129
15/jul	0	0	0	0	0		0
16/jul	400	0	0	0	0		67
17/jul	0	0	0	0	0		0
18/jul	1.478	0	0	0	0		246
19/jul	779	0	0	0	0		130
20/jul	0	0	0	0	0		0
21/jul	0	0	0	0	0		0
22/jul	0	0	0	0	0		0
23/jul	0	0	0	0	0		0
24/jul	176	0	0	0	0		29
25/jul	3.304	0	0	0	0		551
26/jul	0	0	0	0	0		0
27/jul	0	0	0	0	0		0
28/jul	0	0	0	0	0		0
29/jul	0	0	0	0	0		0
30/jul	0	0	0	0	0		0

ITAIPU - ENERGIA VERTIDA TUBINÁVEL
DADOS DIÁRIOS - 1999 A MAIO 2004

141

MW médio

	EVT [MW médio]						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Média
31/jul	0	0	0	0	0		0
1/ago	1.666	0	0	0	0		278
2/ago	0	0	0	0	0		0
3/ago	0	0	0	0	0		0
4/ago	0	0	0	0	0		0
5/ago	0	0	0	0	0		0
6/ago	0	0	0	0	0		0
7/ago	0	0	0	0	0		0
8/ago	497	0	0	0	0		83
9/ago	0	0	0	0	0		0
10/ago	0	0	0	0	0		0
11/ago	0	0	0	0	0		0
12/ago	0	0	0	0	0		0
13/ago	0	0	0	0	0		0
14/ago	0	0	0	0	0		0
15/ago	1.184	0	0	0	0		197
16/ago	0	0	0	0	0		0
17/ago	0	0	0	0	0		0
18/ago	0	0	0	0	0		0
19/ago	0	0	0	0	0		0
20/ago	0	0	0	0	0		0
21/ago	0	0	0	0	0		0
22/ago	0	0	0	0	0		0
23/ago	0	0	0	0	0		0
24/ago	0	0	0	0	0		0
25/ago	0	0	0	0	0		0
26/ago	0	0	0	0	0		0
27/ago	0	0	0	0	0		0
28/ago	0	0	0	0	0		0
29/ago	0	0	0	0	0		0
30/ago	0	0	0	0	0		0
31/ago	0	0	0	0	0		0
1/set	0	0	0	0	0		0
2/set	0	0	0	0	0		0
3/set	0	0	0	0	0		0
4/set	0	67	0	0	0		11
5/set	0	284	0	0	0		47
6/set	0	211	0	0	0		35
7/set	0	2	0	0	0		0
8/set	0	0	0	0	0		0
9/set	0	0	0	0	0		0
10/set	0	0	0	0	0		0
11/set	0	0	0	0	0		0
12/set	0	0	0	0	0		0
13/set	0	0	0	0	0		0
14/set	0	0	0	0	0		0
15/set	0	49	0	0	0		8
16/set	0	125	0	0	0		21
17/set	0	1.220	0	0	0		203
18/set	0	590	0	0	0		98
19/set	0	749	0	0	0		125
20/set	0	1.917	0	0	0		320
21/set	0	1.138	0	0	0		190

ITAIPU - ENERGIA VERTIDA TUBINÁVEL
DADOS DIÁRIOS - 1999 A MAIO 2004
MW médio

142

	EVT [MW médio]						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Média
22/set	0	839	0	0	0		140
23/set	0	683	0	0	0		114
24/set	0	1.350	0	0	0		225
25/set	0	338	0	0	0		56
26/set	0	0	0	0	0		0
27/set	0	0	0	0	0		0
28/set	0	1.051	0	0	0		175
29/set	0	220	0	0	0		37
30/set	0	313	0	0	0		52
1/out	0	633	0	0	0		106
2/out	0	0	0	0	0		0
3/out	0	0	0	0	0		0
4/out	0	0	0	0	0		0
5/out	0	0	0	0	0		0
6/out	0	0	0	0	0		0
7/out	0	217	0	0	0		36
8/out	0	1.717	0	0	0		286
9/out	0	592	0	0	0		99
10/out	0	923	0	0	0		154
11/out	0	907	0	0	0		151
12/out	0	1.058	0	0	0		176
13/out	0	492	0	0	0		82
14/out	0	1.465	0	0	0		244
15/out	0	2.389	0	0	0		398
16/out	0	974	0	0	0		162
17/out	0	914	0	0	0		152
18/out	0	1.047	0	0	0		174
19/out	0	249	0	0	0		42
20/out	0	44	0	0	0		7
21/out	0	1.293	0	0	0		215
22/out	0	2.113	0	0	0		352
23/out	0	275	0	0	0		46
24/out	0	0	0	0	0		0
25/out	0	0	0	0	0		0
26/out	0	0	0	0	0		0
27/out	0	0	0	0	0		0
28/out	0	10	0	0	0		2
29/out	0	1.249	0	0	0		208
30/out	0	52	0	0	0		9
31/out	0	287	0	0	0		48
1/nov	0	425	0	0	0		71
2/nov	0	0	0	0	0		0
3/nov	0	0	0	0	0		0
4/nov	0	556	0	0	0		93
5/nov	0	2.108	0	0	0		351
6/nov	0	371	0	0	0		62
7/nov	0	0	0	0	0		0
8/nov	0	0	0	0	0		0
9/nov	0	0	0	0	0		0
10/nov	0	0	0	0	0		0
11/nov	0	0	0	0	0		0
12/nov	0	309	0	0	0		51
13/nov	0	177	0	0	0		29

ITAIPU - ENERGIA VERTIDA TUBINÁVEL
DADOS DIÁRIOS - 1999 A MAIO 2004
MW médio

143

	EVT [MW médio]						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Média
14/nov	0	0	0	0	0		0
15/nov	0	0	0	233	0		39
16/nov	0	0	0	0	0		0
17/nov	0	0	0	773	0		129
18/nov	0	0	0	0	0		0
19/nov	0	0	0	0	0		0
20/nov	0	0	0	0	0		0
21/nov	0	0	0	0	0		0
22/nov	0	0	0	0	0		0
23/nov	0	0	0	0	0		0
24/nov	0	0	0	359	0		60
25/nov	0	0	0	0	0		0
26/nov	0	0	0	0	0		0
27/nov	0	0	0	0	0		0
28/nov	0	0	0	0	0		0
29/nov	0	0	0	0	0		0
30/nov	0	0	0	984	0		164
1/dez	0	0	0	2.024	0		337
2/dez	0	0	0	763	0		127
3/dez	0	125	0	1.351	0		246
4/dez	0	0	0	2.008	0		335
5/dez	0	0	0	1.191	0		199
6/dez	0	0	0	1.467	0		244
7/dez	0	0	0	1.992	0		332
8/dez	0	0	0	2.493	0		415
9/dez	0	0	0	1.876	0		313
10/dez	0	0	0	1.848	0		308
11/dez	0	0	0	1.918	0		320
12/dez	0	0	0	1.848	0		308
13/dez	0	0	0	1.576	132		285
14/dez	0	0	0	994	466		243
15/dez	0	0	0	1.436	270		284
16/dez	0	0	0	88	266		59
17/dez	0	0	0	0	60		10
18/dez	0	0	0	0	0		0
19/dez	0	0	0	0	9		1
20/dez	0	0	0	0	367		61
21/dez	0	0	0	256	1.375		272
22/dez	0	0	0	0	0		0
23/dez	0	0	0	0	0		0
24/dez	0	0	0	238	285		87
25/dez	0	0	0	981	1.268		375
26/dez	0	0	0	0	93		16
27/dez	0	0	0	0	192		32
28/dez	0	0	0	801	400		200
29/dez	0	0	0	657	133		132
30/dez	0	0	0	0	0		0
31/dez	0	0	656	896	0		259