



MICHEL OSVALDO GALEANO ESPÍNOLA

Análise Técnica e Econômica da Produção de Hidrogênio Eletrolítico no Paraguai

93/2013

**CAMPINAS
2013**



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

MICHEL OSVALDO GALEANO ESPÍNOLA

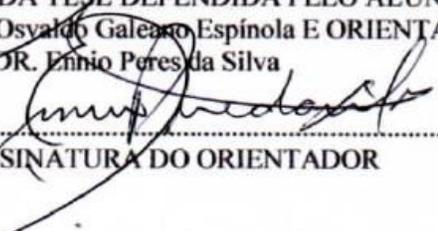
Análise Técnica e Econômica da Produção de Hidrogênio Eletrolítico no Paraguai

Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

Co-orientador: Dr. João Carlos Camargo

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO
FINAL DA TESE DEFENDIDA PELO ALUNO
Michel Osvaldo Galeano Espínola E ORIENTADA PELO
PROF. DR. Ennio Peres da Silva


.....
ASSINATURA DO ORIENTADOR

**CAMPINAS
2013**

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

F884p	<p>Galeano Espínola, Michel Osvaldo Título: Análise técnica e econômica da produção de hidrogênio eletrolítico no Paraguai/ Michel Osvaldo Galeano Espínola – Campinas, SP: [s.n.], 2013.</p> <p>Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva Tese - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.</p> <p>1. 2. 3. 4. I. . II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título: Análise técnica e econômica da produção de hidrogênio eletrolítico no Paraguai</p>
-------	--

Titulo em Inglês: Techno-economic analysis of electrolytic hydrogen production in Paraguay.

Palavras-chave em Inglês: Electrolytic hydrogen, hydroelectricity, industry, Paraguay.

Área de concentração: Análise da demanda e suprimento de energia.

Titulação: Doutorado.

Banca examinadora: Ennio Peres da Silva, Carla Kazue Nakao Cavaliero, Joaquim Eugênio Abel Seabra, Paulo Fabrício Palhavam Ferreira, Samuel Nelson Melegari de Souza.

Data da defesa: 23 de agosto de 2013

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos.

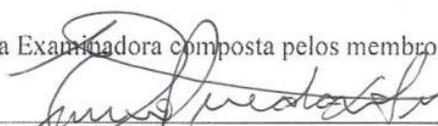
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

TESE DE DOUTORADO

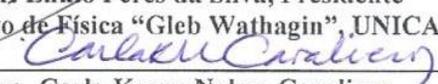
Análise Técnica e Econômica da Produção de
Hidrogênio Eletrolítico no Paraguai

Autor: Michel Osvaldo Galeano Espínola
Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva
Co-orientador: Eng. Dr. João Carlos Camargo

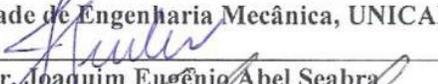
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:



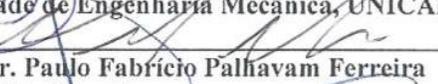
Prof. Dr. Ennio Peres da Silva, Presidente
Instituto de Física "Gleb Wataghin", UNICAMP



Prof. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero
Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP



Prof. Dr. Joaquim Eugênio Abel Seabra
Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP



Prof. Dr. Paulo Fabrício Palhavam Ferreira
HYTRON, Campinas



Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza
UNIOESTE, Cascavel-PR

Campinas, 23 de agosto de 2013

Dedico este trabalho à minha querida família.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais presto minha homenagem:

A Deus, a minha fortaleza e protetor.

Aos meus pais pelo incentivo em todos os momentos da minha vida.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Ennio Péres da Silva, e meu co-orientador, Dr. Eng. João Carlos Camargo, que me mostraram os caminhos a serem seguidos.

A todos os colegas e amigos do Laboratório de Hidrogênio do Departamento de Física Aplicada do Instituto de Física “Gleb Wathagin” da UNICAMP, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

À Faculdade de Ciências Químicas da Universidade Nacional de Assunção do Paraguai pelo apoio constante e a Itaipu Binacional pelo suporte financeiro.

"Bendito seja o SENHOR, minha fortaleza, que prepara minhas mãos para a batalha e meus dedos para a guerra"
Salmos 144:1.

Resumo

Este trabalho faz, a partir da determinação do mercado paraguaio atual de hidrogênio usado como insumo químico, uma análise técnico-econômica da viabilidade de atender este mercado a partir do hidrogênio eletrolítico produzido com o uso da disponibilidade existente de eletricidade. Para isso, dois modos de operação da planta de produção industrial de hidrogênio eletrolítico, para os quais foi desenvolvido um modelo matemático para o dimensionamento deles, no qual foram consideradas as principais características e eficiências dos equipamentos que compõem as plantas industriais. Segundo os resultados do levantamento do mercado paraguaio atual de hidrogênio, os principais setores consumidores são os de síntese de ureia para uso agrícola e de metanol. A seguir foi realizada uma análise econômica da produção industrial desses produtos a partir de hidrogênio eletrolítico tendo sido verificado que a instalação de uma planta industrial de ureia para uso agrícola de 600 mil t/ano de capacidade visando atender o MERCOSUL oferece viabilidade econômica com TIR = 14%, VPL = US\$ 28.691.471 e IL = 1,10 e TIR = 16%, VPL = US\$ 31.560.620 e IL = 1,76 para os dois modos de operação da planta de amônia eletrolítica, respectivamente. Porém, a instalação de uma planta industrial de metanol sintético de 66 mil t/ano a partir de hidrogênio eletrolítico para atender os mercados paraguaio e brasileiro não oferece potencial econômico no Paraguai no momento para os dois modos de operação da planta de hidrogênio eletrolítico tendo sido verificado que o projeto tornar-se-á viável se o custo de produção do hidrogênio eletrolítico for US\$ 1,50/kg ou a capacidade de produção da planta industrial de metanol for o dobro, ou seja, superior a 132 mil t/ano de metanol verificando-se que acima desse valor o custo de produção do hidrogênio eletrolítico cai consideravelmente correspondendo a um ganho de escala significativo.

Palavras Chave: Hidrogênio eletrolítico, hidroeletricidade, ureia, metanol, Paraguai.

Abstract

From the evaluation of the current Paraguayan hydrogen market, this work aims to present a technical-economic feasibility analysis to satisfy this market with electrolytic hydrogen produced from available hydroelectricity. First of all, two operation modes of electrolytic hydrogen facility were proposed and a mathematical model was established considering the main features and efficiencies of the equipment that compose the industrial facilities. According to results of current Paraguayan hydrogen market evaluation, the main industrial sectors that consume hydrogen were urea and methanol synthesis. Secondly, an economic analysis of industrial production of those products from electrolytic hydrogen was carried out. The installation of a 600 thousands ton/year urea production facility using electrolytic hydrogen to supply the MERCOSUR market is economically feasible with IROR = 14%, NPV = US\$ 28,691,471, PI = 1.10 and IROR = 16%, NPV = US\$ 31.560.620, PI = 1.76 for both operation modes of electrolytic ammonia facilities, respectively. Nevertheless, the installation of a 66 thousands ton/year methanol production facility using electrolytic hydrogen to supply Paraguayan and Brazilian markets did not offer economic potential at the moment. To turn that project feasible, electrolytic hydrogen production cost should to be US\$ 1.50/kg or methanol production capacity should to be higher than 132 thousands ton/year to decrease electrolytic hydrogen production cost due to economy of scale.

Key Words: Electrolytic hydrogen, hydroelectricity, urea, methanol, Paraguay.

Lista de Ilustrações

Figura 2.1 - Componentes básicos de um eletrolisador.	7
Figura 2.2: Eletrolisador alcalino da empresa Nitidor	9
Figura 2.3 – Diagrama do processo de eletrólise da água para produção de hidrogênio.	10
Figura 2.4 – Eletrolisador tipo PEM.	12
Figura 2.5 – Influência do preço da eletricidade no custo de produção de hidrogênio eletrolítico sem considerar os custos de capital, operação e manutenção.	15
Figura 2.6 – Sensibilidade do custo de produção de hidrogênio eletrolítico com alguns parâmetros relevantes.....	16
Figura 2.7 – Análise do custo de produção de hidrogênio eletrolítico.....	18
Figura 2.8 – Custo de produção de hidrogênio eletrolítico em função do preço da eletricidade. .	19
Figura 2.9 – Investimento numa planta de metanol via eletrólise da água.	30
Figura 2.10 – Influência do custo da energia no custo total de produção em indústrias eletro-intensivas.....	31
Figura 2.11 – Investimentos relativos em função da matéria-prima para unidades de 1.000 t/dia de amônia.	33
Figura 2.12 – Consumo relativo de energia em função da matéria-prima para unidades de 1.000 t/dia de amônia.	33
Figura 2.13 – Estrutura da matriz energética do Paraguai.	37
Figura 2.14 - Evolução da produção de energia primária no Paraguai.	38
Figura 2.15 - Oferta e demanda de potência elétrica no Paraguai.....	39
Figura 2.16 - Potencial hídrico instalado e a rede de transformação no Paraguai.	39
Figura 2.17 - Consumo energético no Paraguai.	40
Figura 2.18 - Consumo médio de eletricidade no Paraguai.	41
Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia de pesquisa usada.	44
Figura 3.2 - Eletrolisador bipolar alcalino da empresa <i>ELT</i>	52
Figura 3.3 - Tanques de armazenamento de hidrogênio pressurizado a 30 bar.	53
Figura 4.1 - Composição do mercado paraguaio de hidrogênio.	68

Figura 4.2 - Fluxograma do processo de produção de ureia para o modo 1 de operação da planta de amônia eletrolítica.	78
Figura 4.3 Fluxograma do processo de produção de ureia para o modo 2 de operação da planta de amônia.	79
Figura 4.4 - Fluxograma do processo de produção de metanol a partir de H ₂ e CO ₂	98
Figura 4.5 - Comparação dos valores obtidos neste estudo com aqueles encontrados na literatura.	101
Figura 4.6 - Comparação dos resultados obtidos com aqueles apresentados na literatura.....	102
Figura 4.7 - Comparação dos resultados obtidos com os valores apresentados na Figura 5.2. ...	103
Figura 4.8 - Custo do metanol em função do custo do hidrogênio eletrolítico.	105

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Tecnologia alcalina e PEM comercial para produção de hidrogênio eletrolítico.	8
Tabela 2.2 - Parâmetros de operação de um eletrolisador e uma célula a combustível.	8
Tabela 2.3 - Custos de capital de compressores.	22
Tabela 2.4 - Consumo mundial de hidrogênio segundo diferentes aplicações.	24
Tabela 2.5 - Capacidades e custos dos eletrolisadores para produzir 2 milhões t/ano de metanol.	29
Tabela 3.1 - Características dos equipamentos.	53
Tabela 3.2 - Matérias primas e serviços necessários para a produção de 1,0 t/dia de amônia.	54
Tabela 3.3 - Valores típicos da taxa de retorno sobre o investimento.	59
Tabela 4.1 - Consumo estimado de NH_3 e a quantidade necessária de H_2 para sua síntese.	61
Tabela 4.2 - Consumo estimado de H_2O_2 e a quantidade necessária de H_2 para sua síntese.	62
Tabela 4.3 - Consumo estimado de metanol e a quantidade necessária de H_2 para sua síntese.	63
Tabela 4.4 - Consumo estimado de ureia e a quantidade necessária de H_2 para sua síntese.	63
Tabela 4.5 - Consumo estimado de $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ e a quantidade necessária de H_2 para sua síntese.	65
Tabela 4.6 - Consumo estimado de NaNO_3 e a quantidade necessária de H_2 para sua síntese.	66
Tabela 4.7 - Consumo estimado de HNO_3 e a quantidade necessária de H_2 para sua síntese.	66
Tabela 4.8 - Quantidade necessária de hidrogênio na fabricação dos principais produtos importados pelo Paraguai (t/ano).	67
Tabela 4.9 - Parâmetros técnicos e econômicos para a determinação do custo anual de produção de amônia a partir de hidrogênio eletrolítico (modo 1)	71
Tabela 4.10 - Resultados para o custo anual de produção de amônia eletrolítica (modo 1).....	72
Tabela 4.11 - Parâmetros técnicos e econômicos para a determinação do custo anual de produção de amônia a partir de hidrogênio eletrolítico (modo 2)	73
Tabela 4.12 - Resultados para o custo anual de produção de amônia eletrolítica (modo 2).....	73
Tabela 4.13 - Investimentos fixos para uma planta de ureia fertilizante de 600 mil t/ano.	74
Tabela 4.14 - Investimento total numa planta de ureia de 600 mil t/ano (em US\$).	75

Tabela 4.15 - Cronograma de investimentos fixos para a planta industrial de ureia (em US\$).....	75
Tabela 4.16 - Condições de financiamento do BID.	76
Tabela 4.17 - Serviço da dívida.....	76
Tabela 4.18 - Custos diretos de produção anual de ureia para ambos os modos de operação.	77
Tabela 4.19 - Outros custos envolvidos na produção de ureia fertilizante (em US\$).....	80
Tabela 4.20 - Custo anual de produção de ureia para o modo 1 para os anos 1 a 9 (em US\$).....	81
Tabela 4.21 - Custo anual de produção de ureia para o modo 1 para os anos 10 a 18 (em US\$)..	82
Tabela 4.22 - Custo anual de produção de ureia para o modo 2 para os anos 1 a 9 (em US\$).....	83
Tabela 4.23 - Custo anual de produção para o modo 2 de operação para os anos 10 a 18 (em US\$).	84
Tabela 4.24 - Outros custos envolvidos na produção de ureia para os anos 1 a 18 (em US\$).....	85
Tabela 4.25 - Custo unitário de produção de ureia para o modo 1 (em US\$).	86
Tabela 4.26 - Custo unitário de produção de ureia para o modo 2 (em US\$).	87
Tabela 4.27 - Ingressos por vendas para ambos os modos de operação.	88
Tabela 4.28 - Estado demonstrativo de lucros e perdas para o modo 1 (em US\$).....	88
Tabela 4.29 - Estado demonstrativo de lucros e perdas para o modo 2 (em US\$).....	89
Tabela 4.30 - Fluxo de caixa para o modo 1 de operação (em US\$).....	90
Tabela 4.31 - Fluxo de caixa para o modo 2 de operação (em US\$).....	91
Tabela 4.32 - Consumo estimado de metanol no Brasil de 2001 a 2011.	93
Tabela 4.33 - Consumo estimado de metanol na Argentina de 2001 a 2011.....	93
Tabela 4.34 - Consumo estimado de metanol no Uruguai de 2001 a 2011.....	94
Tabela 4.35 - Fornecedores da tecnologia de síntese de metanol.	96
Tabela 4.36 - Histórico do preço internacional do metanol.	97
Tabela 4.37 - Resultados do custo de produção anual de hidrogênio eletrolítico para os dois modos de operação da planta de eletrólise da água.....	99
Tabela 4.38 - Custo do hidrogênio produzido via eletrólise da água.	100
Tabela 4.39 - Custo do metanol para os dois modos de operação da planta eletrolítica.	104
Tabela 4.40 - Preço internacional do metanol de janeiro a setembro de 2013.....	105

Lista de Abreviaturas e Siglas

Letras Latinas

C - custo de capital da planta eletrolítica	[US\$]
C_a – custo de capital da planta de amônia e auxiliares	[US\$/ano]
C_b – custo anual de operação e manutenção da planta de amônia	[US\$/ano]
C_c – custo anual pelo consumo de eletricidade da planta de separação de nitrogênio do ar e compressão	[US\$/ano]
C_d – custo anual do hidrogênio eletrolítico consumido na produção de amônia	[US\$/ano]
C_e – custo de armazenamento da amônia liquefeita	[US\$/ano]
C_f – quantidade anual de amônia produzida	[t/ano]
C_{NH3} – custo de produção de amônia	[US\$/t]
C_{H2} – custo de produção do hidrogênio eletrolítico	[US\$/kg]
C_p - capacidade da planta de eletrólise da água para a produção de amônia	[kg/h]
C_{EL} - custo unitário da planta de eletrólise	[US\$/kW]
C_{EH2} – custo teórico de produção de hidrogênio eletrolítico	[US\$/kWh]
C₁ – custo de capital da planta de eletrólise da água	[US\$/ano]
C₂ – Custo anual com operação e manutenção da planta eletrolítica	[US\$/ano]
C₃ – custo anual com o consumo de eletricidade	[US\$/ano]
C₄ – quantidade anual de hidrogênio eletrolítico produzido	[kWh/ano]
C_e - custo da eletricidade	[US\$/kWh]
d - taxa anual de desconto	
E - consumo específico de eletricidade pelas unidades de amônia e N ₂ do ar	Wh/t amônia]
f_o – fator anual de operação da planta	[h/ano]
f_L – fator de Lang	
f_D – fator de atualização de preços para o ano vigente	
f_T - fator experimental de transferência da região, na qual foi estimado o preço, para a região, onde será erguida a instalação	
F – fator de recuperação de capital	
FC_j - fluxo genérico para t = [0... n] que pode ser positivo (ingressos) ou negativo (desembolsos)	

f_i - fator multiplicativo que leva em conta despesas de importação (frete, seguros, etc.)
 f_b - fator multiplicativo que relaciona o preço de compra, no Paraguai, de um equipamento de preço I_{Ei} no país ou região em que este preço foi estimado
FRC – Fator de recuperação de capital
 h – taxa de risco [(US\$/ano)/US\$ investido]
 i – taxa de desconto
 I – investimento
 I_{Ca} – valor do índice no ano a
 I_{Cb} – valor do índice no ano-base, no qual foi estimado o investimento do equipamento
 I – investimento na planta de amônia [US\$]
 I_{Ei} – preço de compra do equipamento i [US\$]
 j – período genérico ($j = 0$ a $j = n$) percorrendo todo o fluxo de caixa
 n – expoente cujo valor varia entre 0,6 e 0,8 dependendo do tipo de planta eletrolítica
 n - número de períodos do fluxo
 n – número de ano para amortização do capital investido na planta de amônia eletrolítica
OM – taxa anual de operação e manutenção da planta eletrolítica
 p_i – preço ou custo unitário do item i [US\$/kg]
 p_i - porcentagem do valor do equipamento que deve ser importado
 p_b - porcentagem do valor do equipamento nacional ($1 - p_i$)
 q_i – taxa de consumo horário do item i [kg/h]
 R_{ureia} – receita com a venda da ureia [US\$/ano]
 T – disponibilidade anual da planta de eletrólise da água [h/ano]
 T_{EI} - custo da eletricidade [US\$/MWh]
 T - disponibilidade da planta de eletrólise [horas/ano]
VPL(i) - valor presente líquido descontado a uma taxa i
 W - potência da planta de eletrólise [MW]

Letras Gregas

η_R - eficiência do equipamento elétrico
 η_e – eficiência do eletrolisador

Abreviações

EVT – energia vertida turbinável;

IL – Índice de Lucratividade;
IEI – indústrias eletro-intensivas;
IROR – *Internal Rate Of Return*;
ISBL – *InSide Battery Limits*;
NPV – *Net Present Value*;
NO_x – óxidos de nitrogênio;
OSBL – *OutSide Battery Limits*;
PCH – Pequena Central Hidroelétrica;
PI – *Profit Index*;
VPL - Valor Presente Líquido;
SMR – *Steam Methane Reforming*;
TIR - Taxa Interna de Retorno;
tep – toneladas equivalentes de petróleo = 11,63 MWh = 41.868 MJ

Siglas

ANDE – Administração Nacional de Eletricidade (Paraguai);
BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento;
EUA – Estados Unidos da América;
FOB – *Free-On-Board*;
IED – investimento estrangeiro direto;
ICI – *Imperial Chemical Industries*;
MAG – Ministério de Agricultura e Pecuária (Paraguai);
MERCOSUL – Mercado Comum do Sul;
MIC – Ministério de Indústria e Comércio (Paraguai);
MVC – Mercado Voluntário de Carbono;
MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo;
NREL – *National Renewable Energy Laboratory*;
OPEP – Organização de Países Exportadores de Petróleo;
PEM – *Proton Exchange Membrane*;
PIB – Produto Interno Bruto;
RTA – Rio Tinto Alcan;
VMME – Vice-ministério das Minas e Energia (Paraguai);

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos.....	3
1.1.1	Objetivo geral.....	3
1.1.2	Objetivos específicos.....	3
1.2	Delimitação e escopo do trabalho.....	4
1.3	Estrutura da tese.....	4
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1	Introdução	6
2.2	Produção de hidrogênio via eletrólise da água	6
2.2.1	Custos de produção de hidrogênio eletrolítico	14
2.3	Armazenamento de hidrogênio.....	20
2.4	Análise de estudos sobre o uso de hidrogênio produzido via eletrólise da água como insumo químico	23
2.5	O setor elétrico paraguaio.....	35
2.5.1	Oferta de energia	37
2.5.2	Demanda de energia	40
2.5.3	Tarifas de eletricidade para o setor industrial	43
3	METODOLOGIA E HIPÓTESE.....	44
3.1	Introdução	44
3.2	Etapa 1: Análise do setor elétrico paraguaio	45
3.3	Etapa 2: Avaliação da disponibilidade e tarifa industrial de eletricidade.....	45
3.4	Etapa 3: Avaliação do mercado paraguaio de hidrogênio	45
3.5	Etapa 4: Identificação do principal setor consumidor de hidrogênio	48

3.6	Etapa 5: Determinação do melhor aproveitamento econômico do hidrogênio eletrolítico.....	48
3.6.1	Custo de produção de hidrogênio eletrolítico	49
3.6.2	Custo anual da obtenção do produto final.....	53
3.6.3	Custo de produção de amônia via eletrólise da água	54
3.6.4	Critérios tradicionais de avaliação econômica de projetos industriais: VPL, TIR e IL.....	57
3.7	Etapa 6: Análise e discussão dos resultados obtidos	60
3.8	Etapa 7: Conclusões e recomendações para trabalhos futuros	60
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	61
4.1	Composição do mercado de hidrogênio no Paraguai	61
4.2	Avaliação econômica da produção de ureia para uso agrícola a partir de hidrogênio eletrolítico no Paraguai.	68
4.2.1	Determinação do custo anual de produção de amônia para o modo 1.	71
4.2.2	Determinação do custo anual de produção de amônia para o modo 2	72
4.3	4.3 Avaliação econômica da produção de metanol a partir de hidrogênio.....	92
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	107
5.1	Sugestões para trabalhos futuros.	109
6	Referências.....	111
	ANEXO A – Tarifas de eletricidade para indústrias eletro-intensivas.....	123

1 INTRODUÇÃO

A ideia de progresso está ligada à habilidade humana para concentrar e consumir energia (ORTUÑO, 2006). Conforme Shreve e Brink Jr. (1997), os materiais úteis que podem ser fabricados com ajuda da eletricidade variam desde alguns produtos químicos que também podem ser obtidos por outros métodos, como a soda cáustica, o hidrogênio e o magnésio, até produtos que atualmente não são possíveis de serem obtidos economicamente de alguma outra maneira, como o alumínio e o carbetto de cálcio. O custo da eletricidade é, geralmente, o fator decisivo nas indústrias eletroquímicas. Essas indústrias, portanto, procuram se estabelecer em regiões com abundante eletricidade disponível a baixo custo como, por exemplo, na Noruega, no Brasil, no noroeste do Pacífico etc. Porém, o custo da eletricidade tende a aumentar conforme a demanda da população aumenta.

O Paraguai é um país cuja geração de eletricidade é quase totalmente realizada por meio de usinas hidrelétricas, sendo o restante por meio de usinas termelétricas a combustíveis fósseis. Conforme o VMME (2012), a capacidade paraguaia de geração hidrelétrica é de 57 TWh/ano. Considerando que o Paraguai possui uma população de aproximadamente seis milhões de habitantes, a geração hidrelétrica por habitante seria de 9,5 MWh, uma das maiores do mundo. Entretanto, o consumo final de eletricidade é de apenas 14% com relação às outras fontes secundárias de energia. Um país com abundante hidroeletricidade e escasso desenvolvimento industrial, como é o caso do Paraguai, poderia aproveitar esse recurso energético limpo e renovável para promover a instalação de indústrias no país, especificamente as indústrias eletroquímicas baseadas no hidrogênio eletrolítico.

O aproveitamento econômico da hidroeletricidade através do estabelecimento de indústrias eletroquímicas baseadas no hidrogênio eletrolítico parece ser uma alternativa bastante interessante para o Paraguai. O hidrogênio eletrolítico pode ser empregado como matéria prima

em indústrias químicas na síntese de vários produtos úteis como a amônia, metanol, ciclohexano, peróxido de hidrogênio, em indústrias alimentícias para a hidrogenação de óleos vegetais e gorduras; na petroquímica para o hidrocrackeamento de hidrocarbonetos pesados e hidrotreamento de derivados de petróleo; também em indústrias metalúrgicas e eletrônicas (SILVA, 1990). Os eletrolisadores, dispositivos nos quais o hidrogênio é gerado via eletrólise da água, podem operar satisfatoriamente com um fornecimento variável de eletricidade e uma típica eficiência de conversão superior a 85% (GAMBETTA, 2010). Os eletrolisadores podem ser instalados perto da fonte de energia, evitando, desse modo, a necessidade de linhas de transmissão. Entretanto, o hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água é relativamente caro devido ao elevado custo de capital dos eletrolisadores (GALINDO-CIFRE e BADR, 2007).

Além dessas aplicações químicas e industriais, o hidrogênio eletrolítico produzido a partir da hidroeletricidade ou aquela disponível no horário fora de ponta (*off-peak power*) pode ser usado como vetor energético, fazendo uso de células a combustível e/ou ciclos de geração térmica em locais de grande consumo de eletricidade que necessitem o aplainamento da curva de carga. Existe a possibilidade, no futuro, do hidrogênio ser usado como combustível em veículos automotivos. O grande interesse em se usar o hidrogênio como um combustível é o fato de sua combustão gerar como poluentes apenas NO_x sendo que com o uso das células a combustível gera-se somente vapor de água. O oxigênio eletrolítico subproduto poderia ser comercializado caso existisse um mercado consumidor perto da planta de eletrólise da água. O oxigênio é usado na produção de aço, na indústria metalúrgica e com propósitos médicos nos hospitais. As prefeituras e as indústrias arejam suas correntes de água residual com oxigênio, em lugar de ar, no processo de lodos ativados para tratamento secundário. O oxigênio é usado também para a disposição e a conversão dos resíduos em subprodutos úteis (SHREVE e AUSTIN, 1992).

Refletindo sobre o que foi dito anteriormente, o Paraguai poderia aproveitar a hidroeletricidade abundante e aquela disponível nos horários de baixa demanda (fora de pico) no desenvolvimento de uma indústria eletroquímica local baseada no hidrogênio eletrolítico. Neste trabalho foi feito um levantamento do mercado paraguaio de hidrogênio visando identificar os

principais produtos que usam hidrogênio na sua produção. De acordo com os resultados desse estudo de mercado, verificou-se a viabilidade técnica e econômica do aproveitamento desse hidrogênio eletrolítico como matéria-prima na indústria química ou como vetor energético no Paraguai.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

O objetivo principal da tese foi, a partir da determinação do mercado paraguaio atual de hidrogênio usado como insumo químico, verificar a viabilidade de atender este mercado a partir do hidrogênio eletrolítico produzido com o uso da disponibilidade existente de eletricidade.

1.1.2 Objetivos específicos

- a) Determinar o mercado paraguaio de hidrogênio, visando identificar os principais setores industriais responsáveis pelo uso deste gás e a quantidade total de hidrogênio consumido por setor. Após a identificação do principal setor consumidor de hidrogênio, fazer uma avaliação detalhada deste mercado.
- b) Analisar as possíveis aplicações químicas do hidrogênio eletrolítico produzido a partir da hidroeletricidade no Paraguai, conforme os resultados do estudo de mercado.

- c) Disponibilizar dados e informações para auxiliar na tomada de decisões em investimentos relativos ao aproveitamento econômico e sustentável da hidroeletricidade visando o desenvolvimento industrial do Paraguai.

1.2 Delimitação e escopo do trabalho

O trabalho consistiu na análise técnica e econômica da produção industrial de hidrogênio eletrolítico, considerando somente cenários gerais como preços da eletricidade, tamanho das instalações, razão de uso dos equipamentos e a disponibilidade média de eletricidade em cada período de consumo energético. Além disso, o trabalho foi limitado ao estudo da situação atual e características específicas referentes ao Paraguai.

Os dois subprodutos do processo de eletrólise da água, oxigênio e água pesada, não foram considerados neste trabalho porque o uso do oxigênio eletrolítico é viável economicamente caso exista um mercado para este gás nas proximidades da planta eletrolítica e a recuperação da água pesada requer tecnologia adicional.

1.3 Estrutura da tese

No Capítulo 1 apresentam-se a introdução, determinando o problema a ser estudado, os objetivos a serem atingidos e as delimitações necessárias ao estudo em questão.

No Capítulo 2 apresenta-se a fundamentação teórica, onde se descreve a eletrólise da água. Além disso, apresentam-se os diversos tipos de eletrolisadores disponíveis comercialmente. Finalmente, é realizada uma breve descrição de alguns dos mais destacados modelos disponíveis no mercado. Além disso, apresenta-se uma caracterização do perfil de geração e consumo de eletricidade no Paraguai.

No Capítulo 3, onde se caracteriza a pesquisa, apresenta-se a hipótese e o detalhamento da metodologia para verificação da hipótese formulada. Além disso, se fez uma descrição dos critérios tradicionais de avaliação econômica: Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL) e Índice de Lucratividade (IL), usadas na avaliação econômica preliminar de projetos industriais.

No Capítulo 4 apresentam-se os resultados do estudo de mercado de hidrogênio no Paraguai e identificam-se os principais setores consumidores de hidrogênio. Em seguida, fizeram-se dois estudos de caso: matéria-prima para produção de ureia fertilizante e de metanol, nos quais se aplicaram as ferramentas de avaliação econômica TIR, VPL e IL. Também foi feita uma análise e discussão dos resultados obtidos comparando-os com outros estudos semelhantes e relacionando-os com os objetivos propostos.

Finalmente, no Capítulo 5 apresentam-se as conclusões finais, propondo ainda algumas recomendações para trabalhos futuros, seguidas das referências bibliográficas que ofereceram suporte a este trabalho, assim como o Anexo A – Decreto 7406 pelo qual são aprovadas as tarifas de fornecimento de energia elétrica pela Administração Nacional de Eletricidade (ANDE) no Paraguai às indústrias eletro-intensivas (IEI).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Introdução

Como é de conhecimento geral, o hidrogênio é o elemento químico mais abundante do universo, formador de nebulosas e galáxias. Não sendo uma fonte primária de energia, mas sim um vetor energético, o hidrogênio precisa ser extraído de alguma substância composta para ser usado. Os hidrocarbonetos fósseis, como por exemplo, petróleo e gás natural, têm sido atualmente a grande fonte desse elemento, implicando a dependência desse combustível como fonte de hidrogênio. Além de uma matéria-prima, hidrocarboneto ou água, a produção de hidrogênio necessita de energia para a sua obtenção. A quantidade de energia fornecida para produzir uma dada quantidade de hidrogênio será sempre maior que a energia produzida por essa mesma quantidade, qualquer que seja o processo de conversão usado (APOLINÁRIO, 2008).

Segundo Silva (1991), o hidrogênio apresenta muitas aplicações como insumo químico para a síntese de diversos produtos industriais, nas refinarias para o tratamento do petróleo cru, em alguns processos metalúrgicos e em um grande número de outros processos. A quase totalidade do hidrogênio é produzida a partir dos combustíveis fósseis, através de processos como a reforma a vapor do gás natural, a oxidação parcial de hidrocarbonetos pesados ou a gaseificação de carvão, processos esses que emitem CO_2 . Apesar das inúmeras tecnologias e processos que permitem a produção de hidrogênio, através de recursos renováveis ou não, neste trabalho será detalhado apenas o processo de eletrólise da água, que é aquele que permite o uso da abundante hidroeletricidade disponível no Paraguai.

2.2 Produção de hidrogênio via eletrólise da água

Processo eletrolítico é todo aquele em que reações químicas são desencadeadas a partir de uma fonte eletromotriz, no qual a tensão e a corrente são fornecidas através de eletrodos separados por um meio condutor iônico. Um processo eletrolítico que usa eletrodos inertes e meio condutor ácido ou básico, aquoso, em que os produtos das reações desenvolvidas são apenas o hidrogênio e o oxigênio, isto é, cujo balanço das reações químicas resulta unicamente na decomposição da água, é denominado eletrólise da água (SILVA, 1991). Os componentes básicos de um eletrolisador incluem dois eletrodos (ânodo e cátodo) e uma fonte externa de potência. A eficiência total da produção de hidrogênio eletrolítico depende da eficiência da conversão de eletricidade a hidrogênio do eletrolisador (WANG *et al*, 2012). A Figura 2.1 mostra os componentes básicos de um eletrolisador.

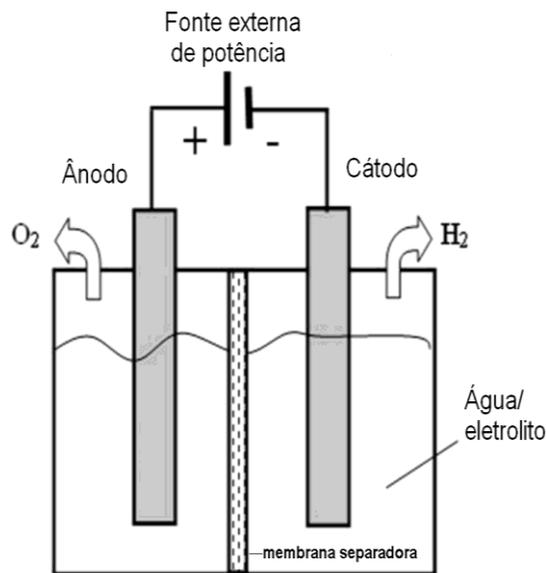


Figura 2.1 - Componentes básicos de um eletrolisador.

Fonte: WANG *et al* (2012).

A Tabela 2.1 mostra um resumo das atuais tecnologias alcalina e PEM comerciais para produção de hidrogênio eletrolítico.

Tabela 2.1 - Tecnologia alcalina e PEM comercial para produção de hidrogênio eletrolítico.

Fabricante	Localização	Tecnologia	Capacidade de produção (kg/dia)	Pressão do H ₂ produzido (MPa)
Avalance	EUA	Alcalino unipolar	10	44,8
Giner	EUA	PEM bipolar	8	8,6
H ₂ Technologies	Noruega	Alcalino bipolar	1.000	Atmosférico
Hydrogenics	EUA	PEM bipolar	127	
IHT	Suíça	Alcalino bipolar	1.500	2,5
Proton	EUA	PEM bipolar	13	3,0

Fonte: NREL (2009).

Conforme o NREL (2009), os sistemas eletrolíticos precisam de eletricidade para o processo de eletrólise e outros equipamentos auxiliares e periféricos como água de resfriamento para a unidade geradora de hidrogênio, gás de pressurização e gás inerte. Dois tipos de eletrolisadores industriais que operam a baixa temperatura são produzidos atualmente: unipolar e bipolar. A Tabela 2.2 apresenta alguns parâmetros comerciais de operação de dois tipos de eletrolisadores: alcalinos e tipo PEM.

Tabela 2.2 - Parâmetros de operação de um eletrolisador e uma célula a combustível.

TECNOLOGIA	PARÂMETRO DE OPERAÇÃO/PROCESSO	APLICAÇÃO
Eletrólise alcalina com KOH (aq) como eletrólito	Temperatura: aprox. 80°C Pressão: atmosférica - 12 MPa Uso comercial aprox. 3 MPa	Todo tipo de capacidades de produção, aplicando da ordem de kW a MW
PEM célula eletrolítica	Temperatura: aprox. 80°C Pressão: atmosférica - 12 MPa Uso comercial aprox. 3 MPa	Para pequenas produções, células de aprox. 100 kW, para aprox. 20 Nm ³ /h de H ₂

Fonte: CASTELLS (2005).

Os eletrolisadores alcalinos usam uma solução aquosa de hidróxido de potássio (KOH) devido à elevada condutividade do KOH. Estes eletrolisadores não precisam de metais preciosos e tipicamente usam eletrodos de níquel. Os eletrolisadores podem ser unipolares ou bipolares.

Um eletrolisador unipolar apresenta desenho de tanque e possui os eletrodos conectados em paralelo. Esse desenho corresponde a um sistema de alta corrente e baixa voltagem com uma única barra conectando todos os ânodos e outra barra conectando todos os cátodos. A membrana envolve cada cátodo ou ânodo separando o hidrogênio e o oxigênio, que são gerados cada um em ambos os lados dos eletrodos. O eletrolisador alcalino bipolar possui desenho de filtro prensa. As células eletrolíticas são conectadas em série. O hidrogênio é produzido num lado do eletrodo e o oxigênio do outro, sendo que a membrana separa os eletrodos entre si. O eletrolisador bipolar é um dispositivo de elevada voltagem e baixa corrente em relação ao arranjo unipolar. A maioria dos eletrolisadores comerciais alcalinos usa o desenho bipolar. A Figura 2.2 mostra um eletrolisador alcalino de 5,0 Nm³/h, 4,8 kWh/m³ e 2 MPa de pressão máxima.



Figura 2.2: Eletrolisador alcalino da empresa Nitidor

Um tipo de eletrolisador bipolar avançado é o eletrolisador de eletrólito sólido polimérico. Tais sistemas também são denominados como eletrolisadores de membrana trocadora de prótons ou de membrana de eletrólito polimérico (PEM). Nesta unidade o eletrólito é uma membrana sólida que conduz íons e, portanto, o eletrolisador é alimentado com água pura em contraste

com o uso da solução aquosa de KOH nos eletrolisadores alcalinos. A membrana tradicional é o *Nafion* e consiste de um polímero como o Teflon e com grupos de ácido sulfônico. A membrana permite a transferência de íons H^+ desde o lado do ânodo da membrana, onde o oxigênio é produzido, para o lado do cátodo onde o hidrogênio é produzido. A membrana SPE também serve para separar os gases hidrogênio e oxigênio. Considerando que o ambiente é ácido, metais preciosos como Pt, Ir, Ru são usados. Os eletrolisadores PEM tipicamente usam o desenho bipolar (NREL, 2009).

A Figura 2.3 mostra um diagrama típico do processo de eletrólise da água para produção de hidrogênio.

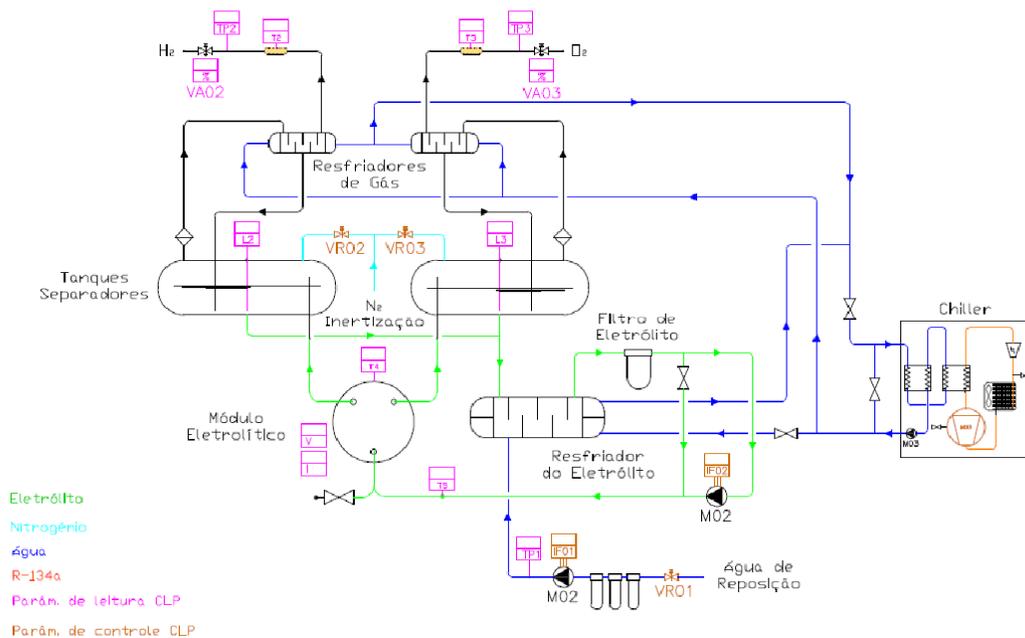


Figura 2.3 – Diagrama do processo de eletrólise da água para produção de hidrogênio.

Fonte: FURLAN (2012).

Vale à pena salientar que diferentes processos usam diferentes equipamentos auxiliares. Por exemplo, as unidades PEM não precisam de um tanque misturador de KOH, uma vez que esses eletrolisadores não precisam de uma solução eletrolítica. Outro exemplo envolve o equipamento de purificação da água. Os requerimentos de qualidade da água diferem para os diferentes tipos de eletrolisadores. Algumas unidades incluem a purificação da água dentro dos

dispositivos geradores de hidrogênio e outros precisam um deionizador externo ou uma unidade de osmose reversa para purificar a água antes de alimentar as células eletrolíticas. No eletrolisador tipo PEM, a circulação de água deionizada é muito importante, pois além de fornecer água para a eletrólise, umedece a membrana, retira os gases e resfria a célula. Na presença de água, a membrana absorve rapidamente o líquido e os íons positivos presentes na membrana ganham mobilidade, ficando livres para transportar cargas positivas através da membrana. Já os íons negativos ficam presos firmemente à estrutura química da membrana (BARBIR, 2005). Um tanque de armazenamento de água pode ser incluído para a disponibilidade de água caso o sistema de água seja interrompido.

Cada sistema possui uma unidade geradora de hidrogênio que compreende as células eletrolíticas, purificação e secagem do gás e eliminação do calor. A circulação do eletrólito também está incluída no módulo do eletrolisador ou é instalado como um pacote completo. Oxigênio e hidrogênio purificados são produzidos na unidade geradora. Na Figura 2.4 pode-se observar o esquema de um eletrolisador tipo PEM com uma membrana de eletrólito polimérico ácido coberto em ambos os lados com catalisadores metálicos, bipolar. O eletrolisador é constituído por 10 a 60 células por cada *stack*, sistema de desenho simples e que funciona com água deionizada (DRAGONI, 2012). O eletrólito sólido é uma fina membrana polimérica feita, por exemplo, de *Nafion* (um polímero sulfonado parecido ao politetrafluoreto, *Teflon*). A membrana tem somente 0,25 mm de espessura e serve também como uma membrana separadora entre os gases evoluídos, permitindo maior proximidade entre os eletrodos (SOUZA, 1998; ZOULIAS *et al*, 2004).

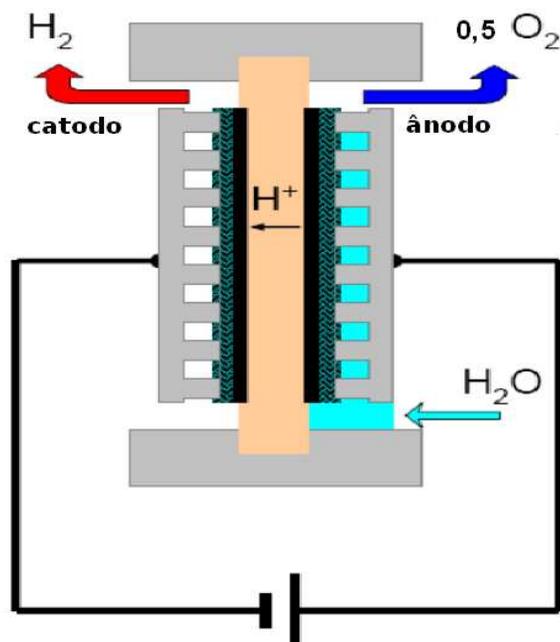


Figura 2.4 – Eletrolisador tipo PEM.

Fonte: DRAGONI (2012).

Segundo Dragoni (2012), um eletrolisador marca *VOLTIANA*, tecnologia patenteada pela companhia *Casale Chemical*, usado na produção de hidrogênio a partir de excedentes de eletricidade (*off-peak power*) custa aproximadamente US\$ 804/kW e possui uma eficiência de 4,4 kWh/Nm³ sendo a pressão máxima de operação de 6 MPa (60 bar).

O custo de capital da planta de hidrogênio eletrolítico é um dos três parâmetros mais significativos no cálculo do custo total de hidrogênio eletrolítico sendo os outros dois parâmetros o custo da eletricidade e a eficiência do eletrolisador.

A maioria das plantas de processo apresenta uma relação não linear entre o custo da planta e a sua capacidade de produção. Essa relação é conhecida como Lei da Potência e geralmente é expressa como segue:

$$C = k \times W^n$$

Equação 2.1

sendo C o custo de capital da planta eletrolítica (US\$), k o fator de proporcionalidade dimensional, W a capacidade (por exemplo, em kg/dia). O expoente n tipicamente possui um valor entre 0,6 e 0,8; dependendo do tipo de planta eletrolítica. Isto significa uma economia de escala, uma vez que o custo de capital não aumenta proporcionalmente com a capacidade. As relações da Lei da Potência geralmente têm validade para um valor máximo de W , o qual reflete o máximo tamanho prático da unidade limitante do processo. Para capacidades totais maiores, devem ser instaladas unidades paralelas e a relação de custo torna-se aproximadamente linear (n aproxima-se de 1).

No caso dos eletrolisadores, a unidade limitante é o conjunto de células eletrolíticas. A área de cada eletrodo é limitada por fatores de manufatura e pela dinâmica de fluidos e o número de células num conjunto está limitado pelas tolerâncias de fabricação e pela necessidade de evitar voltagens excessivas. Os maiores eletrolisadores disponíveis atualmente possuem uma capacidade de aproximadamente 2,0 t/dia de hidrogênio. Para maiores capacidades, vários eletrolisadores podem ser instalados compartilhando alguns serviços como eletrônica de potência e controles e possivelmente outros componentes do balanço de planta. Como uma primeira aproximação, a relação de custo da Lei da Potência seria válida para a capacidade de uma pilha de célula eletrolítica individual e o custo aumentaria quase linearmente com capacidades além deste ponto. As fontes de informação na indústria têm confirmado que a relação da Lei da Potência com um expoente n entre 0,6 e 0,7 parece ter validade para uma ampla faixa de capacidades no mercado atual, acima de 1,0 t/dia aproximadamente (NREL, 2009).

A companhia norueguesa *Hydro* oferece eletrolisadores que requerem 4,3 kWh_e/Nm³ de hidrogênio (47,8 kWh_e/kg_{H2}) equivalente a uma eficiência de 70% (HYDRO, 2007). Segundo Mansilla *et al* (2007), os custos das bombas, tubulações e conexões representam 28% do investimento no eletrolisador.

Tradicionalmente, os eletrolisadores tipo PEM apresentam as menores capacidades e os sistemas alcalinos têm dominado o mercado industrial para grandes capacidades. Os fabricantes dos sistemas tipo PEM têm feito esforços para produzir células eletrolíticas e eletrolisadores maiores, mas apesar desses avanços, a maioria dos fabricantes desta tecnologia duvida que se possa superar a capacidade de 500 kg/dia por cada *stack* de células nas suas projeções. Muitos desenhos de base de pilhas de células têm uma capacidade inferior a 250 kg/dia. Dois fabricantes da tecnologia alcalina projetam uma capacidade 1,5 t/dia num *stack* individual de células, porém isto dependerá também do sucesso da demonstração e de levar a maior escala as suas tecnologias.

Castells (2005) afirma que a eletrólise é o melhor método para produzir hidrogênio e oxigênio de elevada pureza. O caso da produção centralizada para algumas tecnologias e também para o caso da produção distribuída envolve instalações de vários eletrolisadores em paralelo. Silva (2005) afirma que a produção de hidrogênio a partir de combustíveis fósseis libera poluentes tóxicos para a saúde humana, também é causa da geração de compostos acidificantes e da formação de oxidantes fotoquímicos devido ao NO_x. Essas emissões também impactam em função do CO₂ presente, no aumento do aquecimento global. O gás natural é um recurso natural na renovável, mas largamente usado como fonte de energia. Estima-se que suas reservas conhecidas e comercialmente exploráveis durem em torno de 50 anos. Com a redução das reservas, os preços num futuro próximo atingirão valores impraticáveis para sua aplicação como combustível (ETT *et al*, 2002).

2.2.1 Custos de produção de hidrogênio eletrolítico

O custo de produção de hidrogênio eletrolítico depende do investimento e do consumo de eletricidade sendo a contribuição relativa deste último por volta de 75% (ORTUÑO, 1994).

Aproximadamente, entre 1% e 2% do hidrogênio do mercado europeu é produzido via eletrólise, sendo que o custo da eletricidade constitui dois terços do custo total de produção (CASTELLS, 2005).

A Figura 2.5 mostra o custo de produção de hidrogênio eletrolítico em função do preço da eletricidade.

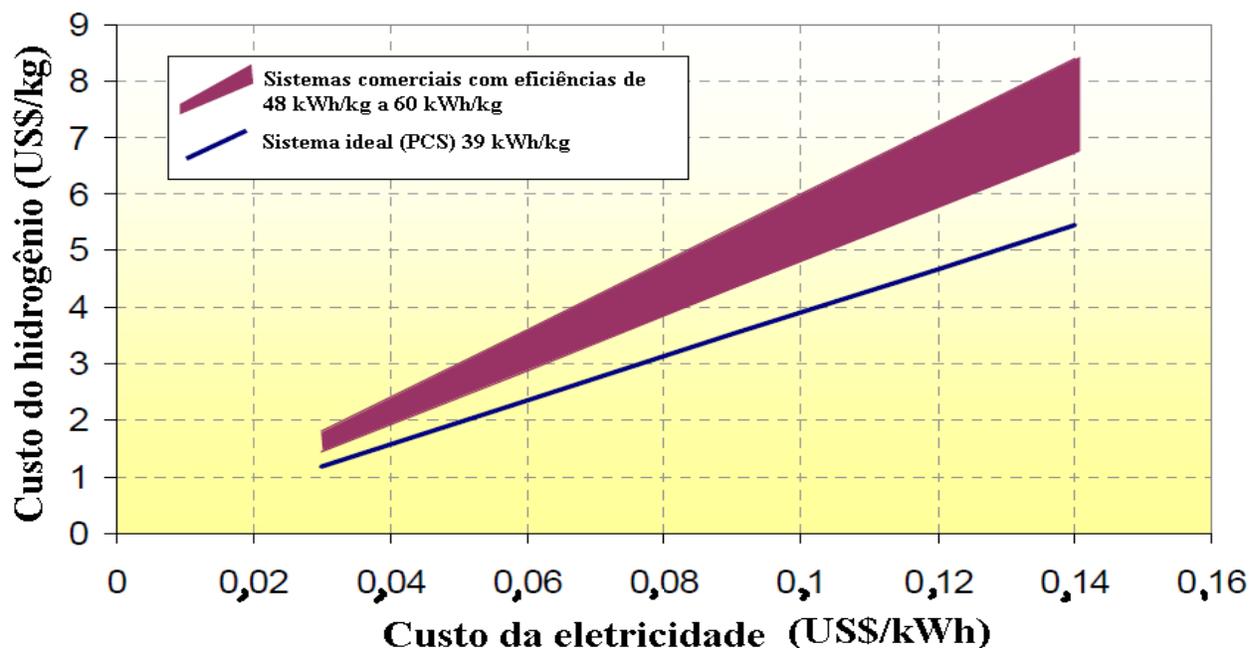


Figura 2.5 – Influência do preço da eletricidade no custo de produção de hidrogênio eletrolítico sem considerar os custos de capital, operação e manutenção.

Fonte: NREL (2009).

Mesmo que o maior impacto nesse custo final fique por conta do custo da eletricidade que é fornecida ao processo, este não é o único parâmetro que influenciará no resultado final. Esse custo depende muito também do investimento inicial no sistema de eletrólise e do fator de capacidade associado ao seu uso, ou seja, o período diário de funcionamento, conforme resultados obtidos por Ferreira (2007) e apresentados na Figura 2.6.

Ferreira (2007) analisou os custos de pequenas unidades de produção de hidrogênio, entre 40 Nm³/h e 160 Nm³/h de hidrogênio, considerando todos os equipamentos que compõem a estação de abastecimento e a eletricidade sendo fornecida pela rede de distribuição, adotando uma tarifa média industrial da Região Sudeste do Brasil de 112,90 US\$/MWh. Para a estimativa da quantidade de eletricidade consumida foi usado um consumo específico de 5,6 kWh/Nm³ para a produção de hidrogênio, já incluídas todas as etapas, até o abastecimento. Mesmo que o hidrogênio produzido via eletrólise da água apresente um custo mais elevado que o produzido pelos outros processos largamente usados na atualidade, durante a realização do processo não há a emissão de CO₂ como na reforma a vapor de hidrocarbonetos fósseis.

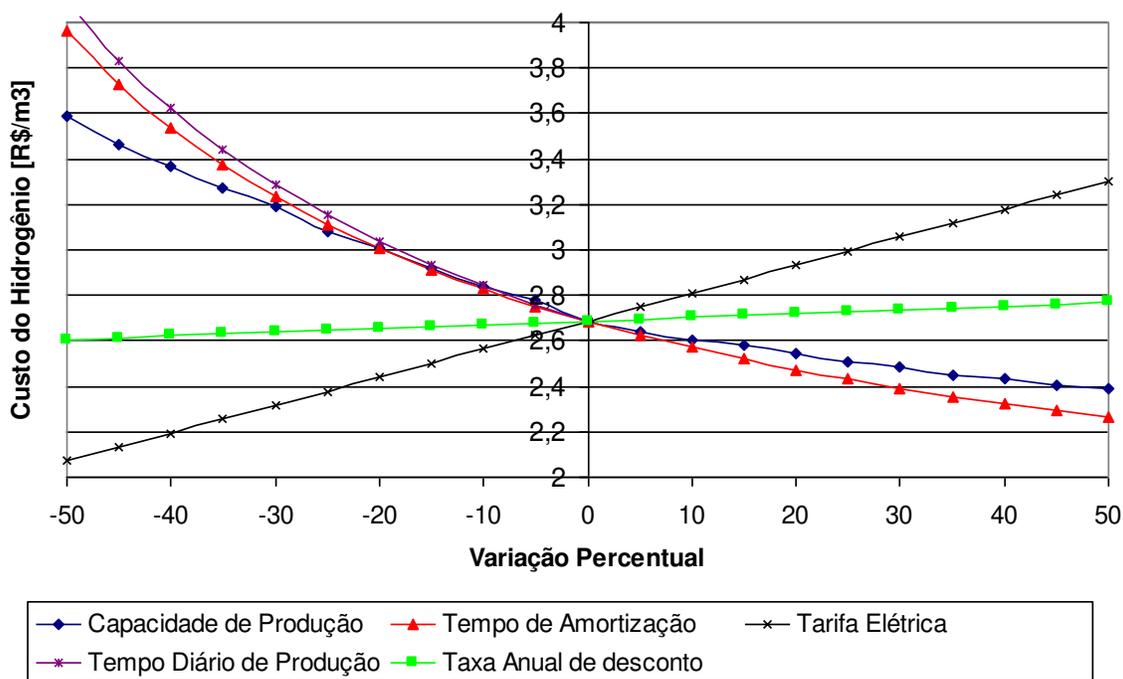


Figura 2.6 – Sensibilidade do custo de produção de hidrogênio eletrolítico com alguns parâmetros relevantes.

Fonte: FERREIRA (2007).

A indústria europeia produz aproximadamente 65 bilhões de m³ de hidrogênio, sendo que 48% do hidrogênio provêm da reforma do gás natural, 30% de processos a partir do petróleo, 18% do carvão e o 3% restante dos processos de cloro-álcali. O custo estimado de produção de hidrogênio a partir do gás natural é de US\$ 0,90/kg; a partir do carvão em US\$ 1,79/kg e a partir

da eletrólise da água em US\$ 3,22/kg (CASTELLS, 2005). As grandes unidades de reforma do gás natural atingem produções de até 100 mil m³/h. De acordo com DOE (2006), a reforma do gás natural com vapor de água (*SMR*) é atualmente o método mais econômico para obter grandes quantidades de hidrogênio a um custo entre US\$ 1,13/kg e US\$ 5,64/kg de hidrogênio. Porém, o processo *SMR* usa matéria-prima não renovável. O hidrogênio obtido a partir da reforma dos hidrocarbonetos oscila entre US\$ 2,13/kg de hidrogênio e US\$ 2,56/kg de hidrogênio (CASTELLS, 2005).

Souza (1998) estimou em US\$ 1,51/kg (US\$ 0,1343/Nm³) o custo de produção de hidrogênio eletrolítico para uma planta de 23.000 Nm³/h de capacidade sendo o preço da eletricidade de US\$ 18,80/MWh e disponibilidade da planta eletrolítica de 8.300 h/ano. O hidrogênio tem esse custo entre capacidades de 20.000 Nm³/h e 27.000 Nm³/h.

De acordo com Gretz *et al* (1990), o custo de produção de hidrogênio eletrolítico para uma planta eletrolítica de 100 MW de capacidade é de US\$ 1,52/kg (US\$ 0,135/Nm³) sendo o preço da eletricidade de US\$ 17,00/MWh. Andreassen *et al* (1993) estimou em US\$ 2,50/kg (US\$ 0,222/Nm³) e US\$ 2,71/kg (US\$ 0,241/Nm³) o custo de produção de hidrogênio eletrolítico para plantas eletrolíticas de 100 MW e 20 MW de capacidade, respectivamente, sendo o preço da eletricidade para ambos os casos de US\$ 35/MWh e ambas plantas eletrolíticas operando 8.300 h/ano (média de 23 horas por dia).

Esses resultados concordam com o estudo feito pelo NREL (2009), no qual 76% do custo de produção do hidrogênio eletrolítico correspondem ao custo pelo consumo de eletricidade, 17% correspondem ao custo de capital, 6% para custos de O&M e outros custos variáveis somam somente 1% do custo de produção de hidrogênio eletrolítico segundo pode-se observar na Figura 2.7. Um resumo razoável dessa análise de sensibilidade, excluindo as variações de preço da eletricidade, é que o custo final de produção de hidrogênio eletrolítico está na faixa de US\$ 2,70/kg a US\$ 3,50/kg. Esse estudo estima em US\$ 3,00/kg de hidrogênio eletrolítico sendo o preço da eletricidade de US\$ 45,00/MWh.

Contreras *et al* (2007) desenvolveu e analisou um modelo matemático para o processo de produção de hidrogênio eletrolítico na Venezuela usando hidroeletricidade, visando usar o hidrogênio como vetor energético em áreas rurais do país. Nesse trabalho a participação do custo com eletricidade no custo total de produção de hidrogênio eletrolítico foi de 52%, correspondendo 26% ao custo com investimento e 22% aos custos com operação e manutenção.

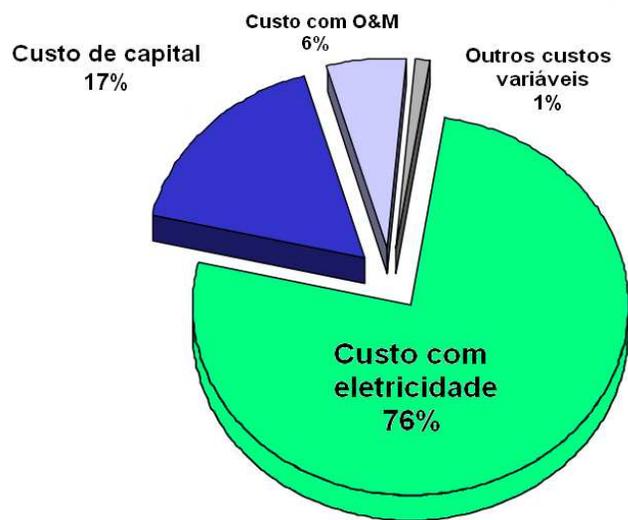


Figura 2.7 – Análise do custo de produção de hidrogênio eletrolítico.

Fonte: NREL (2009).

Na Figura 2.7 podem-se observar os custos de produção de hidrogênio eletrolítico como função do preço da eletricidade onde se pode perceber claramente o considerável impacto do preço da eletricidade no custo de produção de hidrogênio via eletrólise da água. O custo de capital e a eficiência energética também podem ter impactos significativos. A tecnologia da eletrólise tende a sacrificar esses fatores. Maior capital pode ser investido para melhorar a eficiência e, inversamente, o custo de capital pode ser reduzido a expensas de maior eficiência. (NREL, 2009). Padró e Pustche (1999) destacam a importância do custo da eletricidade no custo final do hidrogênio eletrolítico, o qual, em alguns casos, considerando o preço padrão de eletricidade de US\$ 63/MWh, pode representar mais de 80% do preço de venda do hidrogênio.

Para tecnologias renováveis, o custo de capital é o fator mais importante, sendo que para um sistema fotovoltaico, os custos de capital podem representar mais de 85% do preço do hidrogênio. Segundo a Figura 2.7, o custo do hidrogênio eletrolítico seria de US\$ 2,20/kg aproximadamente sendo o preço da eletricidade de US\$ 35,50/MWh. Na Figura 2.8 pode-se observar que o custo do hidrogênio eletrolítico estaria por volta de US\$ 2,40/kg sendo o preço da eletricidade de US\$ 35,50/MWh.

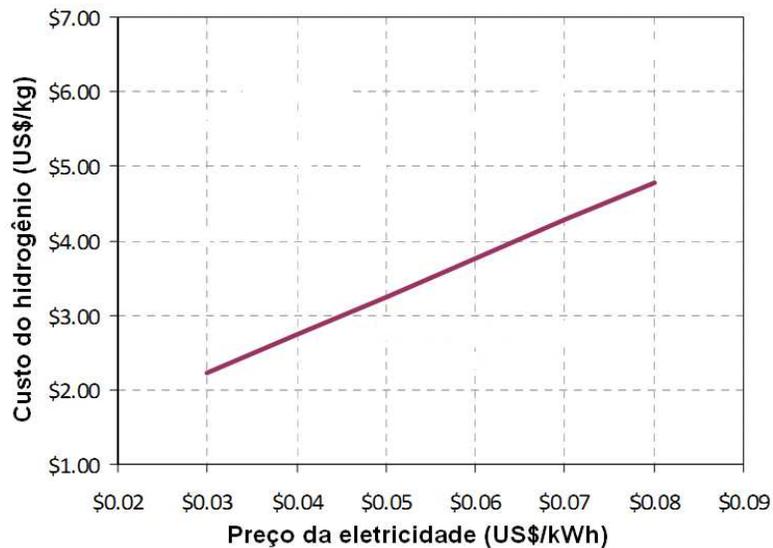


Figura 2.8 – Custo de produção de hidrogênio eletrolítico em função do preço da eletricidade.

Fonte: NREL (2009).

Segundo Padró e Putsche (1999), o custo da eletricidade é uma grande preocupação uma vez que esta é até 5 vezes mais cara como insumo quando comparada aos combustíveis fósseis.

É de grande interesse o uso de tecnologias renováveis para a produção de hidrogênio, tais como a energia solar fotovoltaica e eólica. Entretanto, estas tecnologias enfrentam desafios com relação a custos e por serem intermitentes. Para um sistema solar fotovoltaico, o fator de capacidade típico é de aproximadamente 25% e para sistemas eólicos o fator de capacidade é cerca de 35% (KROPOSKI *et al*, 2006).

2.3 Armazenamento de hidrogênio

O armazenamento de hidrogênio em estado gasoso é a solução de armazenamento mais simples, uma vez que os equipamentos requeridos são unicamente o compressor e o tanque de armazenamento (SCHWARZ e AMONKWAH, 1993). O principal problema do armazenamento de hidrogênio gasoso é a baixa densidade armazenada que depende da pressão de armazenamento. Segundo Garrett (1989), maiores pressões de armazenamento envolvem maiores custos de capital e de operação. Tanques esféricos a baixa pressão podem armazenar até 1.300 kg de hidrogênio entre 1,2 MPa e 1,6 MPa de pressão (HART, 1997). Recipientes de armazenamento a elevada pressão apresentam máximas pressões de operação até 20 MPa a 30 MPa (ZITTEL e WURSTER, 1996). Os países europeus tendem a usar tanques cilíndricos de baixa pressão com uma pressão máxima de operação de 5 MPa e capacidades de armazenamento entre 115 kg e 400 kg de hidrogênio (ZITTEL e WURSTER, 1996).

Uma particularidade dos grandes recipientes de armazenamento, especialmente o armazenamento subterrâneo, é o gás que permanece no recipiente “vazio” no final do ciclo de descarga. Isto não representa um problema nos recipientes pequenos, mas nos recipientes grandes pode representar uma quantidade considerável do gás (HART, 1997; TAYLOR *et al*, 1986). Uma opção seria usar um líquido para preencher o volume do recipiente e deslocar o gás hidrogênio remanescente (TAYLOR *et al*, 1986).

O armazenamento de hidrogênio gasoso comprimido, a liquefação, o armazenamento subterrâneo e os gasodutos para hidrogênio requerem compressores; somente o armazenamento com hidretos metálicos não precisa deles, apesar de que um compressor poderia ser usado para hidretos, dependendo de sua pressão de armazenamento (SCHWARZ e AMONKWAH, 1993).

Conforme Hart (1997), o hidrogênio pode ser comprimido usando compressores tipo pistão convencionais axiais, radiais ou alternativos, fazendo algumas modificações na vedação das válvulas considerando a maior difusividade das moléculas do hidrogênio. Os compressores alternativos podem ser grandes com potência de 11,2 MW e podem manipular fluxos de hidrogênio de até 890 kg/h a pressão de 25 MPa. Eles também operam bem com fluxos variáveis (TIMMERHAUS e FLYNN, 1989). Os compressores radiais são usados para fluxos de 160 kg/h a 22 t/h e os compressores axiais para fluxos de 6,4 t/h a 89 t/h (TIMMERHAUS e FLYNN, 1989). Uma vantagem dos compressores axiais é que vários podem ser montados num eixo comum, mas devem ser protegidos usando um sistema de reciclo e apresentam uma eficiência de somente 50% (TIMMERHAUS e FLYNN, 1989). A primeira etapa na maioria dos compressores de etapas múltiplas normalmente atinge 0,3 MPa a 0,4 MPa de compressão. Em aplicações que requerem maiores pressões, uma pré-compressão de 3 MPa a 4 MPa é feita antes de comprimir o gás hidrogênio a 25 MPa a 30 MPa (ZITTEL e WURSTER, 1996).

Os custos do compressor baseiam-se na quantidade de trabalho feito pelo compressor, o qual depende da pressão de entrada, pressão de saída e quantidade de gás tratado. Os compressores de diafragma são mais comumente usados para aplicações com hidrogênio, porém, os compressores centrífugos também são opções interessantes. O custo de um compressor alternativo é aproximadamente 50% maior que o custo de um compressor centrífugo similar, mas o primeiro apresenta maior eficiência (TIMMERHAUS e FLYNN, 1989). Os custos de capital de ambos os tipos de compressores apresentam um expoente da ordem de 0,80. Segundo Garrett (1985), altas pressões de operação aumentam o custo de um compressor. A Tabela 2.3 mostra alguns exemplos de custos de compressores. Os preços variam entre US\$ 930/kW e US\$ 9.440/kW; os compressores maiores são várias vezes mais baratos numa base unitária que aqueles menores.

Tabela 2.3 - Custos de capital de compressores.

TAMANHO (kW)	CUSTO* (x 10 ³ US\$)	CUSTO/kW* (US\$/kW)	FONTE
10	n/a	9.440	ZITTEL e WURSTER (1996)
75	258	3.430	TAYLOR <i>et al</i> (1986)
250	n/a	944 – 1.420	ZITTEL e WURSTER (1996)
2.700	3.330	1.230	TAYLOR <i>et al</i> (1986)
3.700	3.490	930	TAYLOR <i>et al</i> (1986)
4.500	4.520	1.000	TAYLOR <i>et al</i> (1986)
28.300	28.600	1.000	TransCanada Pipeline, Ltda. (1996a)

Observação: *Todos os custos estão corrigidos para dólares americanos de 2010.

n/a – Informação específica não fornecida.

No armazenamento de hidrogênio gasoso, tipicamente são usados tanques esféricos ou cilíndricos de alta pressão com faixas de pressão tão altas como 75 MPa, mas tanques esféricos de baixa pressão com grandes diâmetros também são usados (ZITTEL e WURSTER, 1996; HART, 1997). Os expoentes de tamanho para os recipientes de pressão variam de 0,62 a 0,75 dependendo da capacidade (GARRETT, 1985; CARPETIS, 1994; CUOCO *et al*, 1995).

Os custos de capital variam entre US\$ 894/kg a US\$ 2.980/kg de hidrogênio. Em muitos casos, tanques pequenos são alugados por empresas fornecedoras de gás por alguns milhares de US\$ por mês (ZITTEL e WURSTER, 1996).

O custo de operação mais importante no armazenamento de hidrogênio gasoso comprimido é a energia para a compressão do hidrogênio. Os eletrolisadores pressurizados que produzem hidrogênio a alta pressão apresentam menores requerimentos de potência para a compressão ou liquefação que aqueles eletrolisadores que operam a pressão atmosférica (HART, 1997).

Segundo CUOCO *et al* (1995) e ZITTEL e WURSTER (1996), a eficiência do compressor também terá influência no custo final da compressão. Os compressores pequenos apresentam eficiências tão baixas como 40% a 50%; os compressores alternativos de dupla ação são maiores e possuem eficiências entre 65% e 70%. A energia para comprimir o hidrogênio de 0,1 MPa a

aproximadamente 15 MPa a 20 MPa está por volta de 8% a 10% do conteúdo energético do hidrogênio (CUOCO *et al*, 1995).

Schwarz & Amonkhaw (1993) apresentam os seguintes valores: US\$ 0,66/kg de hidrogênio para o recipiente de armazenamento; US\$ 0,09/kg para os custos relacionados com o compressor; US\$ 0,11/kg correspondente á energia requerida pelo compressor. Em outras palavras, o custo de capital do tanque foi 75% dos custos de armazenamento, fato que explica o custo muito menor do armazenamento subterrâneo.

2.4 Análise de estudos sobre o uso de hidrogênio produzido via eletrólise da água como insumo químico

Segundo Perry e Green (2007), os principais usos do hidrogênio no mundo são os seguintes:

- síntese de amônia e de fertilizantes nitrogenados;
- refino e dessulfurização (reações de hidrogenação e hidrodessulfurização);
- hidrogenação de rejeitos perigosos (dioxinas, PCBs);
- plantas químicas, preparação de alimentos;
- síntese de metanol, etanol, dimetil-éter (DME);
- síntese de combustíveis alternativos pelo método Fischer-Tropsch;
- tecnologia de síntese gás-a-líquido (GTL);
- combustível para foguetes;
- combustível para motores de combustão interna;
- combustível para fornos industriais de alta temperatura;
- produção de vidros;
- como atmosfera para semicondutores.

A produção de amônia para a fabricação de fertilizantes consome aproximadamente a metade da produção atual de hidrogênio e constitui o principal uso industrial do hidrogênio

(WANG *et al*, 2013). A Tabela 2.4 mostra o consumo mundial de hidrogênio conforme diferentes usos.

Tabela 2.4 - Consumo mundial de hidrogênio segundo diferentes aplicações.

Usos do hidrogênio	Consumo (bilhões de m ³)	Porcentagem
Produção de amônia	250	50%
Produção de outros produtos químicos	65	13%
Petroquímica	185	37%
Totalidade	500	100%

Fonte: PERRY e GREEN (2007).

O hidrogênio pode ser usado em células a combustível, que por sua vez, atingem altas eficiências elétricas. A eficiência energética total ainda pode exceder 90% se o calor residual pode ser aproveitado em aplicações estacionárias. O hidrogênio e as células a combustível são freqüentemente considerados como tecnologias importantes para um fornecimento futuro sustentável de energia (HÖRMANDINGER e LUCAS, 1997).

A tecnologia usada na indústria do cloro-álcali é similar à tecnologia PEM, uma vez que usam membranas condutoras de íons parecidas e metais preciosos como catalisadores. Apesar de que existem importantes diferenças no ambiente e na estrutura da célula eletrolítica, é importante salientar que as plantas industriais atuais de cloro-álcali tem aumentado seu consumo de potência elétrica por cada eletrolisador de 8 MW a 10 MW, com 10 ou mais eletrolisadores desse tipo em cada planta. Apesar da menor densidade de corrente que aquela usada nos eletrolisadores tipo PEM, ou seja, tipicamente 600 A/cm² versus 1.000 A/cm² a 2.000 A/cm², o consumo elétrico por eletrolisador é maior que nos eletrolisadores tipo PEM desenvolvidos atualmente devido a uma área ativa muito maior, tipicamente 3 m² versus 0,3 m². Historicamente, porém, plantas eletrolíticas de grande capacidade têm sido alcalinas. A maior planta industrial desse tipo ainda em operação, a planta de fertilizantes *KIMA* em Aswan, Egito,

tem capacidade de 74 t/dia, aproximadamente 150 MW, sendo que todas as outras plantas de similar capacidade foram fechadas (NREL, 2009).

Em 1993 foram feitos na Universidade de Vitória no Canadá dois estudos de caso que avaliaram a viabilidade técnico-econômica para a geração de hidrogênio eletrolítico aproveitando o excedente de eletricidade da UHE de Taltson do Nordeste do Canadá. No primeiro estudo foram avaliadas as capacidades e os custos das plantas eletrolíticas de geração de hidrogênio para dois casos: uso local desse hidrogênio eletrolítico ou produção de hidrogênio comprimido e/ou líquido para exportação. Concluiu-se que o hidrogênio eletrolítico pode ser produzido a custos baixos e existe a possibilidade de desenvolvimento de uma indústria local baseada no hidrogênio. O segundo estudo analisou dois cenários de aplicação do hidrogênio eletrolítico: produção de peróxido de hidrogênio ou metanol, resultando o peróxido de hidrogênio a melhor opção (OUELLETE, 1995).

Souza (1998) analisou o aproveitamento da energia hidrelétrica secundária no Brasil para a produção de hidrogênio eletrolítico. Para tanto o estudo apresentou uma descrição do processo de eletrólise da água para obtenção do hidrogênio via energia hidrelétrica secundária, uma verificação da capacidade ótima de produção de hidrogênio eletrolítico via associação de energia secundária e firme a um custo mínimo e um levantamento do mercado brasileiro de hidrogênio. Por último, o autor realizou um estudo de caso na UHE de Ilha Solteira, onde se contabilizou a sua disponibilidade anual e mensal de energia hidrelétrica secundária, de modo a verificar-se a viabilidade técnica e econômica da produção de hidrogênio eletrolítico aproveitando essa energia, bem como um estudo de uma aplicação econômica desse hidrogênio como vetor energético e como matéria prima para a síntese de amônia para fertilizantes nitrogenados. Conforme esse estudo, o custo de produção da amônia eletrolítica via energia hidrelétrica secundária junto à UHE de Ilha Solteira foi de aproximadamente US\$ 331,00/t de amônia para uma planta de 280 t/dia de capacidade sendo o custo da eletricidade de US\$ 18,80/MWh.

Mignard *et al* (2003) descreve um processo tecnicamente já comprovado ($\text{CO}_2 + 3 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$), o qual pode ser adaptado para usar como matérias primas, dióxido de carbono emitido das usinas termelétricas a combustíveis fósseis e hidrogênio a partir da eletrólise da água, usando uma fonte de eletricidade não poluente como, por exemplo, usinas hidrelétricas ou nucleares. Nesse trabalho foi feita uma avaliação econômica e uma análise preliminar para determinar o regime ótimo de operação da planta de metanol considerando o sistema elétrico do Reino Unido. Foram estudados quatro cenários, todos baseados no fornecimento de energia renovável limitado a 16 h/dia fora do horário de maior demanda (*off-peak power*). A Opção “A” recebe um fornecimento variável de potência elétrica entre 100 MW a 500 MW, enquanto que na Opção “B” o consumo constante de potência elétrica foi fixado em 100 MW durante o período de disponibilidade. A Opção “C” é idêntica à Opção “B”, com exceção do uso de eletrolisadores pressurizados de 3,0 MPa em vez daqueles convencionais. A Opção “D” difere da Opção “B” pelo uso de células a combustível para geração elétrica durante o horário de ponta de carga. Os resultados mostraram que na ausência de um mercado para o oxigênio eletrolítico, a Opção “B” resulta na alternativa mais econômica e seria altamente lucrativo caso forem aplicadas taxas favoráveis àqueles combustíveis automotivos “verdes”.

Galindo-Cifre e Badr (2007) estudaram dois processos visando à produção de metanol renovável: gaseificação da biomassa e hidrogenação de CO_2 recuperado dos gases residuais de uma termelétrica que usa combustível fóssil. O custo de produção do metanol obtido a partir da gaseificação da biomassa foi de US\$ 409,90/t a US\$ 546,52/t de metanol. Por sua vez, o custo de produção do metanol obtido a partir de CO_2 recuperado foi de US\$ 683,15/t a US\$ 820,23/t de metanol. Apesar dos maiores custos de produção comparada com o processo convencional de produção de metanol via reforma do gás natural, aproximadamente de US\$ 136,63/t a US\$ 273,26/t, favorecido pelo baixo preço do gás natural naquela época, esses novos processos apresentam aspectos ambientalmente favoráveis que devem ser considerados como as emissões evitadas de CO_2 e outros poluentes atmosféricos.

São necessárias várias décadas para construir um novo sistema de produção e distribuição de energia. Bockris (2010) descreveu vários métodos para introduzir combustíveis renováveis sem mudanças consideráveis na atual infraestrutura mundial de produção, armazenamento, transporte e distribuição de energia. Esse estudo concluiu que o metanol sintetizado a partir de hidrogênio renovável e o CO₂ separado da atmosfera permitiriam a obtenção de um combustível limpo e, comparado com o hidrogênio, mais fácil de armazenar, transportar e reverter em eletricidade sem mudanças significativas na atual infraestrutura energética mundial. Dito de outro modo, o metanol seria uma “forma líquida” do hidrogênio.

Ahlgren *et al* (2008) avaliaram o impacto ambiental, o requerimento de energia fóssil e o uso da terra da produção de fertilizantes nitrogenados a partir da gaseificação da biomassa comparando com a produção convencional a partir do gás natural. Nesse trabalho foi utilizada a metodologia de avaliação do ciclo de vida. Foram estudadas duas fontes de biomassa: palha a partir da produção de cereais e rotações curtas de talhadia do salgueiro (*Salix*), uma vez que essas duas fontes de biomassa têm mostrado um balanço energético favorável em termos de entradas e saídas do campo. O potencial de aquecimento global dos sistemas estudados foi somente de 22% e 30% do impacto gerado pela produção convencional usando gás natural. O uso de energia fóssil primária foi estimado em 1,45 MJ/kg e 1,37 MJ/kg de nitrogênio para o salgueiro e a palha, respectivamente, comparado com 35,14 MJ/kg para o gás natural.

Sayah e Sayah (2011) analisaram a viabilidade da síntese de metanol a partir de CO₂ residual reciclado e hidrogênio eletrolítico de origem eólico. A conversão do CO₂ e do hidrogênio eletrolítico em metanol oferece um potencial atrativo para reduzir as emissões de CO₂ e para armazenar hidrogênio na forma de um hidrocarboneto líquido. Apresenta-se a possibilidade de uma combinação de síntese de metanol “verde” e fóssil com um custo de produção não superior a 11% comparado com uma unidade convencional de síntese de metanol. O oxigênio eletrolítico subproduto seria usado na oxidação parcial do metano num reator autotérmico (ATR). O foco do estudo é um sistema integrado de síntese de metanol que reduziria o custo do uso de tecnologias de energia renovável. O cenário estudado requereria

325,1 MWh/ano de energia elétrica a um custo de US\$ 0,01/kWh que seria usado no sistema eletrolítico com uma eficiência de 44,5 kWh/kg de hidrogênio gerado. Porém, proporcional à disponibilidade de eletricidade, o projeto poderia ser desenhado para capacidades menores.

Alguns sistemas de produção de metanol em grande escala no Canadá usavam eletrolisadores alimentados com hidroeletricidade da UHE do Niágara visando obter todo o hidrogênio necessário. Porém, como aconteceu com a produção de amônia, em áreas com disponibilidade de hidrocarbonetos e a infraestrutura correspondente o método mais econômico de produção é a reforma do gás natural com vapor de água para obter o hidrogênio e o monóxido de carbono necessário: $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow 3 \text{H}_2 + \text{CO}$, e $\text{CO} + 2 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH}$.

A produção do gás de síntese a partir do gás natural permite obter três mols de hidrogênio por cada mol de monóxido de carbono. Uma forma de tratar com o excesso de hidrogênio é injetar CO_2 no reator de síntese de metanol, onde ele também reage para formar metanol conforme a seguinte reação: $\text{CO}_2 + 3 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$

Atualmente as empresas *Methanex* e *Sinetix* estão trabalhando nas condições ótimas de produção do gás de síntese. O processo Metanol a Baixo Custo (LCM) apresenta as seguintes condições de processo: intensidade energética = 8,86 kWh/kg_{CH₃OH(CCS)}, e emissões de CO_2 = 0,22 kg_{CO₂}/kg_{CH₃OH}. Os principais custos na produção de metanol são os encargos de capital (40%), e o custo do gás natural (35%). Existe uma tendência a construir plantas de maiores capacidades, acima de mil toneladas de metanol por dia, e os custos das instalações ainda maiores (10 mil t/dia) esperam-se sejam menores a US\$ 1,0 bilhão (SMITH e NEWBOROUGH, 2004).

A maior planta de metanol do mundo produz cinco mil t/dia de metanol. A produção de dois milhões de toneladas de metanol requer 250 mil toneladas de hidrogênio, equivalente a 2,94 bilhões de Nm³ de hidrogênio. Caso esse requerimento de hidrogênio seja satisfeita eletroliticamente, a capacidade necessária e os custos dos eletrolisadores são apresentados na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 - Capacidades e custos dos eletrolisadores para produzir 2 milhões t/ano de metanol.

Fator de capacidade	Capacidade instalada total (GW)	Custo ($\times 10^6$ US\$) a US\$ 300/kW (a US\$ 50/kW)
100%	1,41	423 (71)
30%	4,70	1.410 (235)

Fonte: SMITH e NEWBOROUGH (2004).

Como indicado anteriormente, ainda se o hidrogênio para a síntese de metanol for produzido a partir de eletricidade “limpa”, deve-se fornecer uma fonte de carbono para a reação. Obtendo o carbono a partir de um processo que produz CO₂, por exemplo, uma usina termelétrica ou a indústria do cimento, podem resultar vantajosas.

A Figura 2.9 mostra os custos de uma planta de eletrólise da água necessária para produzir 10 mil toneladas por dia de metanol, assumindo uma única planta muito grande. Vale à pena salientar que o custo unitário de uma planta de metanol tem sido tomado como uma constante neste modelo simples, assim como nenhum desconto tem sido feita para o capital destinado às partes da planta usada para produzir hidrogênio a partir da reforma do gás natural. Isto pode ser razoável, aproximadamente 30% a 50% do total, para o qual é considerado, poderia reduzir o custo de usar um sistema baseado em eletrolisadores. É necessário avançar nas pesquisas sobre os custos de plantas de metanol a partir da eletrólise da água visando identificar as oportunidades para uma simbiose industrial entre a produção futura de metanol e a geração de hidrogênio eletrolítico “verde”.

Na Figura 2.9 pode-se perceber que a diminuição do investimento necessário em eletrolisadores de US\$ 300/kW a US\$ 50/kW permitiria uma significativa redução dos custos de capital de uma planta completa de produção comercial de metanol a partir da eletrólise da água. Nesse contexto, o hidrogênio eletrolítico poderia se constituir numa conexão entre o aproveitamento de fontes renováveis de energia e a produção comercial de metanol sintético “verde”.

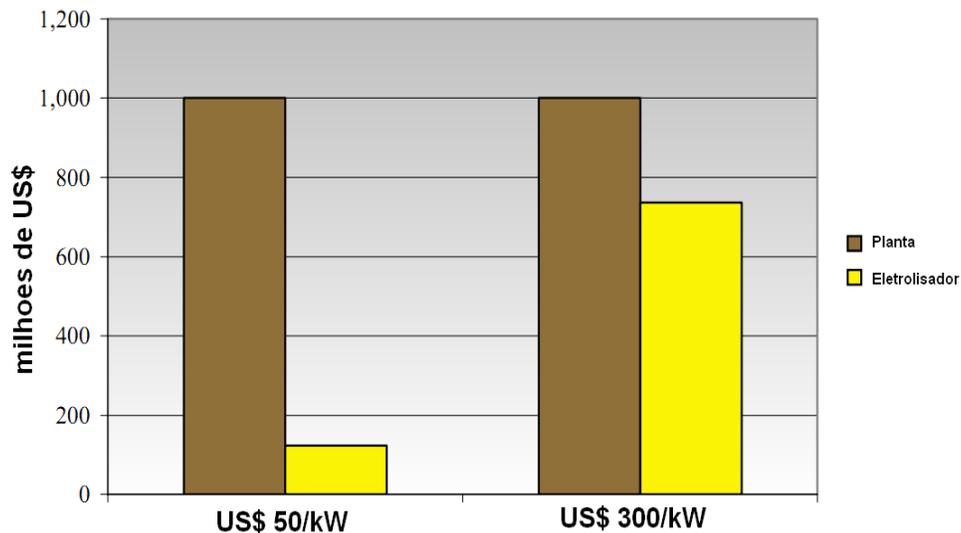


Figura 2.9 – Investimento numa planta de metanol via eletrólise da água.

Fonte: SMITH e NEWBOROUGH (2004).

A grande disponibilidade de eletricidade “verde” a preços competitivos no Paraguai constitui um incentivo interessante para investir em indústrias eletro-intensivas no país. Essa vantagem será ainda mais significativa quando sejam introduzidas regulações ambientais mundiais mais severas e tarifas para as emissões de contaminantes para aqueles produtos cujos processos de produção são ambientalmente prejudiciais. Segundo Sachs (2013), as indústrias eletro-intensivas caracterizam-se por ser capital intensivas e usar grandes quantidades de calor/energia para transformar os materiais fisicamente e/ou quimicamente.

Em alguns países esse tipo de indústrias consome mais da metade da energia do setor industrial completo. Por exemplo, 90% da energia consumida pela *ALUAR* (fundidora argentina de alumínio) provem do gás natural, enquanto que o carvão é a fonte energética mais usada na China e a energia geotérmica na Islândia. Uma vez que as indústrias eletro-intensivas não são mão-de-obra intensivas, o benefício real desse tipo de investimentos são: (1) os ingressos econômicos potenciais para o Governo e/ou, (2) se essas indústrias facilitam a instalação de outras companhias no país, ou seja, favorecendo o processo de diversificação. Estas são as duas

variáveis mais importantes que o Governo deve analisar quando avalia uma proposta de investimento feita por uma indústria eletro-intensiva. A Figura 2.10 mostra as oito indústrias nas quais os custos de consumo de energia constituem mais de 10% dos custos totais de produção.

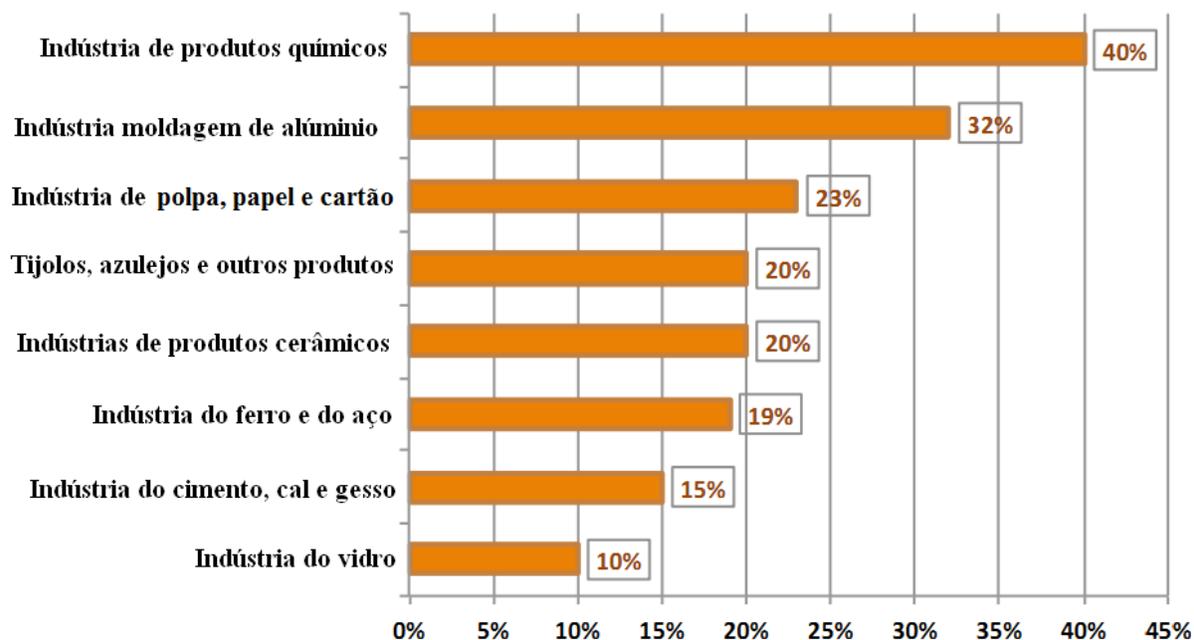


Figura 2.10 – Influência do custo da energia no custo total de produção em indústrias eletro-intensivas.

Fonte: SACHS (2013).

Conforme Cekinski e Camanovici (1990), considerando que a amônia representa a base da produção de fertilizantes nitrogenados, os esforços visando o aprimoramento tecnológico são dirigidos para este setor, tendo por objetivo a redução do consumo de energia. Os fertilizantes nitrogenados não só são grandes consumidores de energia como também dependem, até hoje, de fontes não renováveis de energia. Como acontece na maioria das plantas de processos químicos, o investimento em fábricas de fertilizantes está relacionado com o tipo de matéria-prima, combustível e as capacidades das unidades. No caso específico da indústria de fertilizantes nitrogenados, os custos da matéria-prima e do combustível são parâmetros determinantes no custo de produção do fertilizante. Por esse motivo, a escolha da matéria-prima e do combustível

é resultado de uma análise exaustiva, levando-se em conta a disponibilidade das mesmas e o custo de oportunidades de investimentos. A escolha da capacidade da unidade é resultado da demanda do mercado, do consumo real e potencial e dos padrões de capacidade disponíveis. No caso específico da planta industrial de ureia fertilizante de 600 mil t/ano no Paraguai a partir da eletrólise da água, o projeto oferece bom potencial econômico e interessantes perspectivas de comercialização devido à abundante disponibilidade de eletricidade a baixo preço para a obtenção do hidrogênio eletrolítico. A produção de amônia a partir da eletrólise da água visando à obtenção de fertilizantes nitrogenados também resulta economicamente competitiva para pequenas capacidades, inferior a 300 t/dia de amônia (GRUNDT e CHRISTIANSEN, 1982).

É essencial para esse tipo de indústrias eletro-intensivas que a eletricidade esteja disponível a um preço razoável. O consumo de eletricidade por tonelada de amônia é equivalente a 10 MWh aproximadamente, ou seja, por cada US\$ 0,01/kWh a ser pago, o custo de produção com eletricidade aumentaria na ordem de US\$ 100. Para capacidades superiores como a analisada neste trabalho, 372 mil t/ano de amônia, o processo de reforma do gás natural apresenta o maior atrativo econômico comparado com outras matérias-primas se o gás natural estiver disponível, o qual não é o caso do Paraguai, país que não possui jazidas de combustíveis fósseis. Ao se comparar o investimento em unidades de amônia, associado à matéria-prima, observa-se na Figura 2.11 que a unidade de amônia que processa gás natural é a que apresenta menor investimento.

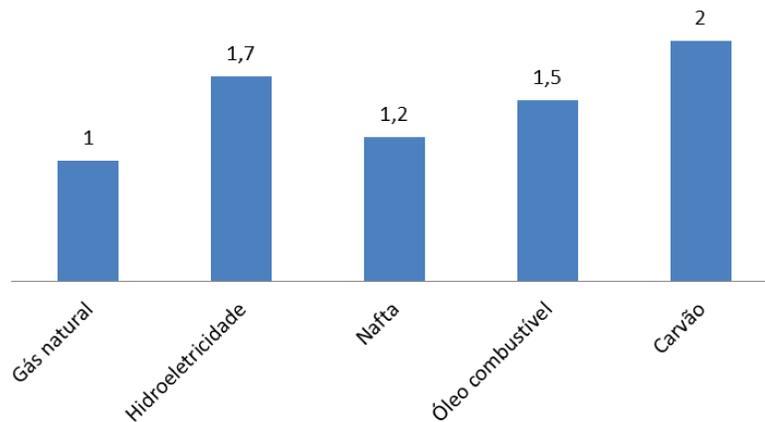


Figura 2.11 – Investimentos relativos em função da matéria-prima para unidades de 1.000 t/dia de amônia.

Fonte: CEKINSKI e CALMANOVICI (1990).

Através da Figura 2.12, é possível observar que quanto ao consumo de energia para a produção de amônia é novamente o gás natural aquele que apresenta vantagens sobre as outras matérias-primas.

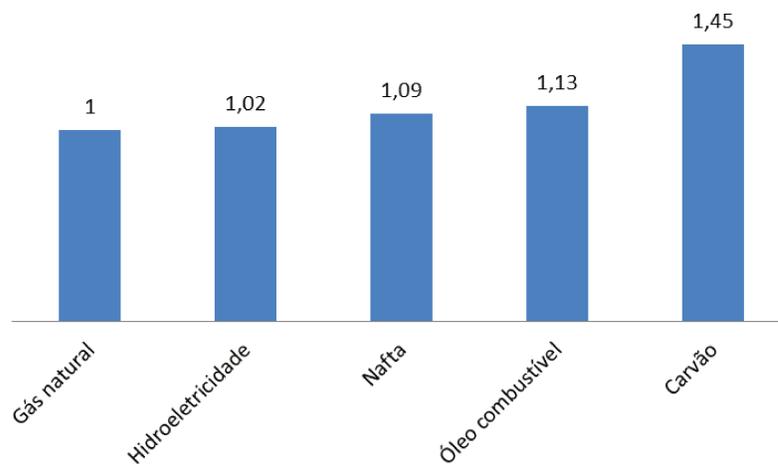


Figura 2.12 – Consumo relativo de energia em função da matéria-prima para unidades de 1.000 t/dia de amônia.

Fonte: CEKINSKI e CALMANOVICI (1990).

De acordo com Winter (2009), o futuro do hidrogênio eletrolítico depende claramente do preço da eletricidade. As principais instalações com capacidades de aproximadamente 10 mil

Nm³/h estão localizadas somente onde existe abundante eletricidade disponível a baixo preço, por exemplo, nas proximidades das grandes usinas hidrelétricas como em Aswan, Egito, ou na Noruega ou no Canadá, onde consideráveis quantidades de hidrogênio eletrolítico são usadas nas indústrias de fertilizantes. Uma vez que o futuro preço médio da eletricidade tenderá a aumentar antes que diminuir (pelo menos nos países industrializados), o hidrogênio eletrolítico terá mercado somente onde a demanda de eletricidade é temporalmente baixa, por exemplo, durante a noite, ou para controlar os picos de consumo elétrico.

Outro futuro nicho de mercado para os eletrolisadores é no armazenamento de energias renováveis intermitentes como a solar e a eólica ou nos casos que o transporte de eletricidade renovável a consumidores distantes é mais cara que transportar hidrogênio eletrolítico. Unidades de demonstração tais como a instalação alemã-saudita “*HYSOLAR*” tem demonstrado que os eletrolisadores são suficientemente flexíveis para responder às variações de disponibilidade de energia renovável de natureza intermitente com relação a tempo e capacidade. Conforme os resultados obtidos neste trabalho, a produção de ureia fertilizante a partir de hidrogênio eletrolítico no Paraguai resulta viável economicamente se as plantas de hidrogênio eletrolítico e de síntese de amônia funcionarem somente no horário fora de ponta de carga (*off-peak power*). Além disso, o hidrogênio eletrolítico poderia ser aproveitado também na obtenção de outros produtos valiosos comercialmente, como o metanol, matéria-prima na produção de formaldeído de 37% de concentração. Altvalter (1995) afirma que o modelo de desenvolvimento alicerçado no sistema capitalista baseia-se num elevado consumo energético e de matérias primas, necessitando de sistemas energéticos e de transformação que sejam eficientes.

O elevado consumo de recursos naturais no sistema industrial libera emissões tóxicas no ar, nas águas e nos solos (ARAÚJO, 2004). O hidrogênio produzido via eletrólise da água, ao contrário daquele obtido via reforma de hidrocarbonetos, apresenta a vantagem de não emitir CO₂. Considerando os custos ambientais associados aos combustíveis fósseis, o hidrogênio derivado de hidrocarbonetos passa a ter um custo ainda maior quando comparado ao eletrolítico. Outra vantagem referente à instalação de uma fábrica de amônia usando hidroeletricidade seria a

redução das importações de produtos químicos pelo Paraguai, um país cujas importações superam as exportações. As baixas tarifas elétricas atraem as indústrias tradicionais. Na cidade de Hernandarias há 60 indústrias a serem instaladas (CANESE, 2011). Deve-se manter essa vantagem tarifária para as indústrias emprego-intensivas. A tarifa elétrica para o investimento numa planta de ureia fertilizante a partir de hidrogênio eletrolítico não pode ser menor que o custo de oportunidade da eletricidade, e “preço justo” para o Estado paraguaio.

A política de industrialização do Paraguai deveria estar orientada à indústria nacional, ou seja, todo investimento produtivo no país deve ter taxas e retornos em termos de emprego e geração de riquezas similares ou maiores à média da indústria nacional. Segundo Sachs (2013), as indústrias eletro-intensivas têm um impacto significativo no Produto Interno Bruto e nas exportações de um país, porém criam poucas oportunidades de emprego porque o setor é capital-intensivo.

2.5 O setor elétrico paraguaio

O principal recurso energético do Paraguai é a energia hídrica. A capacidade de geração elétrica a partir da energia hídrica é uma das maiores do mundo, considerando uma quantificação por habitante. Porém, somente 14% da demanda final de energia correspondem à eletricidade.

A biomassa é outro componente importante na matriz energética do Paraguai, principalmente a lenha, o carvão vegetal (como derivado da biomassa) e os resíduos agrícolas (bagaço de cana de açúcar, cascas de cereais, etc.). A demanda deste tipo de energia é de aproximadamente 52%, o que concorda com o perfil socioeconômico do Paraguai, país que tem uma importante população rural e uma produção baseada fundamentalmente no setor primário.

O fornecimento de energia completa-se com a importação de derivados de petróleo (diesel, gasolinas automotiva e gás liquefeito) usados nos setores de transporte, residencial e industrial, entre outros. Aproximadamente 34% da demanda final de energia correspondem aos derivados do petróleo que são importados totalmente. Aproximadamente 30% da demanda de derivados do petróleo correspondem a usos térmicos: nos setores industrial, residencial e de serviços, e o restante 70% corresponde ao uso como combustível automotivo para o setor de transporte, sendo o diesel o combustível de maior demanda, para veículos de transporte de passageiros e de carga, máquinas agrícolas e da construção.

Conforme o mencionado anteriormente pode-se concluir que o Paraguai possui excedente de energia hídrica e déficit de petróleos e seus derivados. A Figura 2.13 mostra a estrutura da matriz energética do Paraguai.

Na Figura 2.13 pode-se observar que a biomassa ocupa um lugar de destaque na matriz energética paraguaia apesar da abundante disponibilidade de hidroelectricidade. Além disso, descontando as perdas de energia, 42% da energia gerada no Paraguai destinam-se à exportação. No ano 2012 as importações de combustíveis fósseis do país foram de US\$ 1,5 bilhão e US\$ 27,5 milhões foram destinados a subsídios de combustível para ônibus registrados.

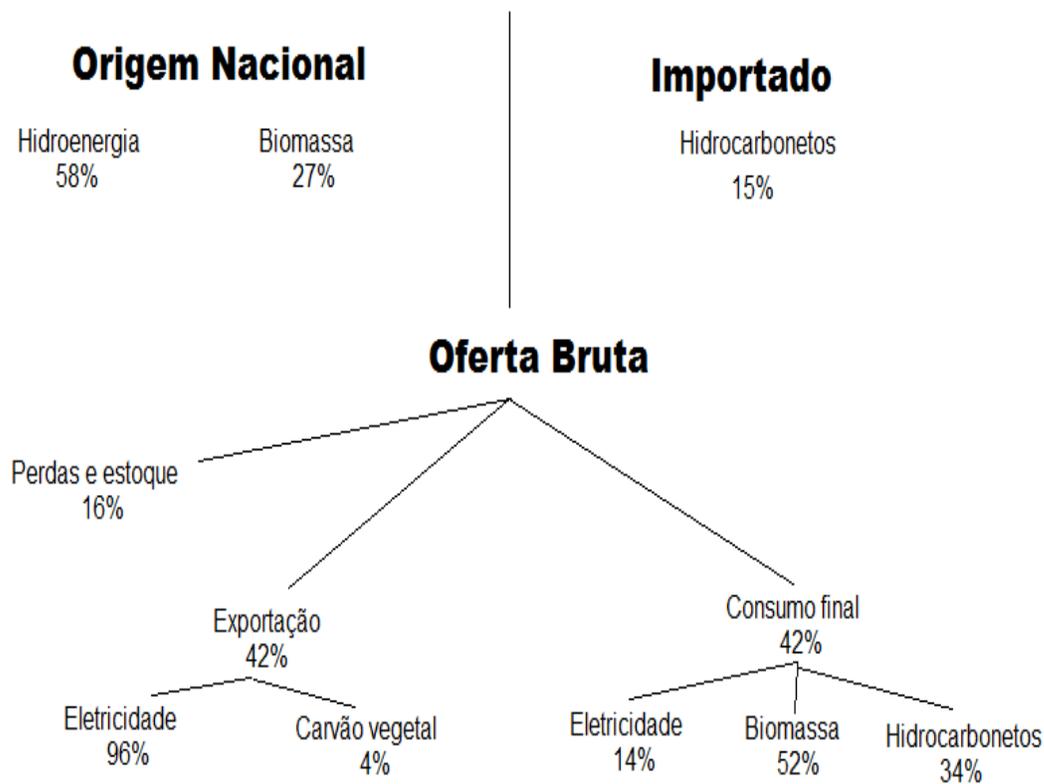


Figura 2.13 – Estrutura da matriz energética do Paraguai.

Fonte: BELT *et al* (2011).

2.5.1 Oferta de energia

Desde 1970, a produção e o fornecimento de energias primárias no Paraguai aumentaram mais de seis vezes. Os principais motivos foram: novas estradas, a construção das usinas hidrelétricas Itaipu e Yacyretá, e a extensão da rede elétrica, principalmente nas regiões rurais. Nos últimos 20 anos, o grau de eletrificação passou de 48% a 96,7% no país todo e 99% nas

idades. Somente em algumas regiões isoladas no Chaco a eletrificação não tem avançado até hoje. A Figura 2.14 mostra a evolução da produção de energia primária no Paraguai.

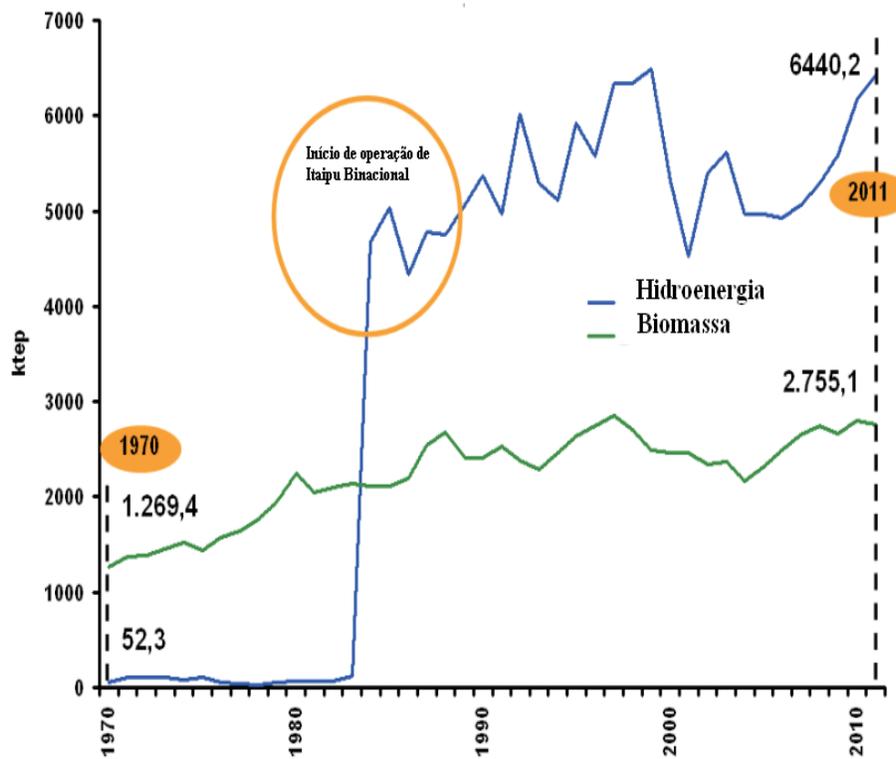


Figura 2.14 - Evolução da produção de energia primária no Paraguai.

Fonte: VMME (2012).

Na Figura 2.15 pode-se observar a oferta e a demanda de potência elétrica no Paraguai.

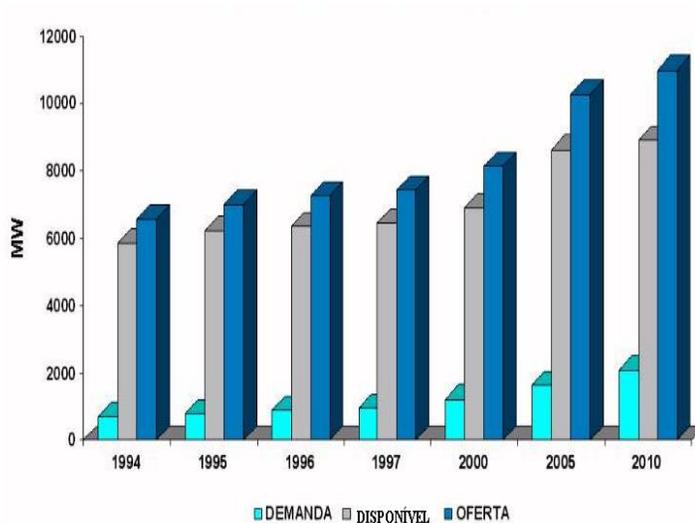


Figura 2.15 - Oferta e demanda de potência elétrica no Paraguai.

Fonte: ANDE (2012).

A Figura 2.16 mostra o potencial hídrico instalado e a rede de transformação no Paraguai atualmente.

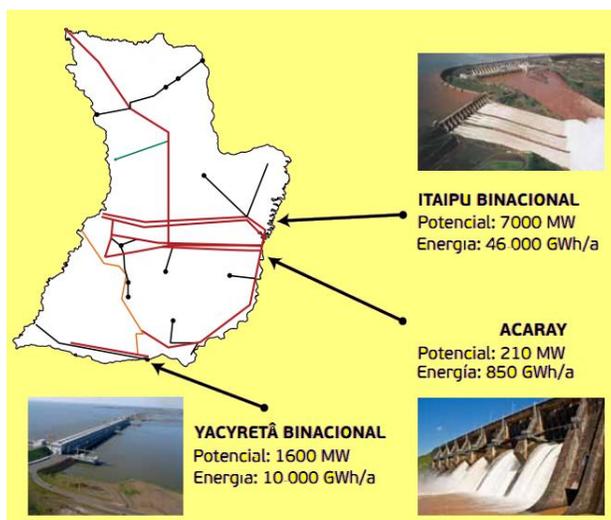


Figura 2.16 - Potencial hídrico instalado e a rede de transformação no Paraguai.

Fonte: BÉCKER e BELT (2011).

Segundo o VMME (2013), 80,7% da geração líquida de eletricidade no Paraguai destina-se a exportação, sendo 66% dessa quantidade de eletricidade vendida ao Brasil e 14,5% a Argentina. No ano 2012, a exportação paraguaia de eletricidade para a Argentina 7,5 TWh e para o Brasil 40 TWh aproximadamente.

2.5.2 Demanda de energia

A Figura 2.17 mostra o consumo de energia no Paraguai. O consumo energético é diferente da produção de energia primária. O consumo de biomassa é de 47,6%, e está constituído principalmente de lenha e resíduos vegetais. O consumo de eletricidade é de somente 14,8%; porém, possivelmente aumentará nos próximos anos. O derivado de petróleo de maior consumo é o diesel. A capacidade instalada de geração de energia elétrica no Paraguai é de 8,8 GW, sendo 99,93% de origem hídrica (Jornal ABC Color, 2011).

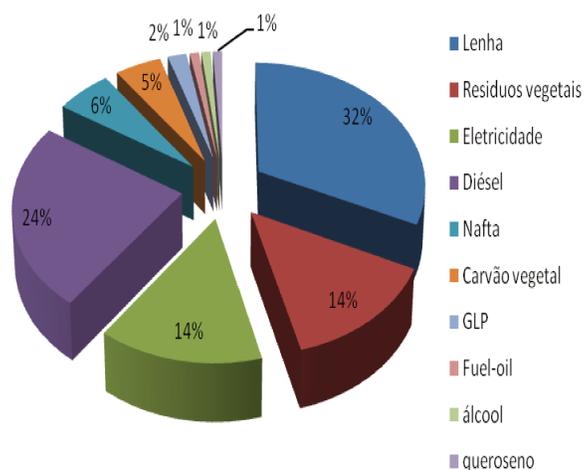


Figura 2.17 - Consumo energético no Paraguai.

Fonte: BÉCKER e BELT (2011).

A eletricidade restante é gerada em usinas termelétricas, principalmente nas regiões isoladas. Em 2011 a geração total de eletricidade foi de 57,6 TWh. As usinas hidrelétricas de Itaipu e Yacyretá geram 98,5% da eletricidade produzida no Paraguai sendo que somente 7,6 TWh (13,2%) é consumida no país e o restante é vendido para o Brasil e para a Argentina. Aproximadamente 31,2% da eletricidade que entra nas redes de transmissão e distribuição transformam-se em perdas devido a causas técnicas. Conforme os tratados que regem as empresas binacionais, 50% da geração de eletricidade das usinas hidroelétricas Itaipu e Yacyretá correspondem ao Paraguai, embora no caso de o consumo nacional forem insuficientes, os excedentes devem ser cedidos aos países sócios segundo os termos e preços estipulados por eles. Estima-se que esse excedente de geração elétrica, com respeito ao seu consumo, permite ao Paraguai dispor de eletricidade até o ano 2030 caso o crescimento do país continue igual quanto os últimos 20 anos (BÉCKER e BELT, 2011).

A Figura 2.18 mostra o consumo final de eletricidade por setores para o ano 2011, cujo crescimento acumulado foi de aproximadamente 40% frente a uma queda de 6% do consumo total de energia entre 1996 e 2006.

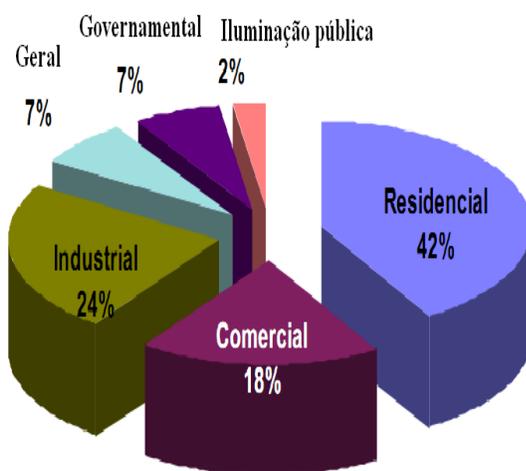


Figura 2.18 - Consumo médio de eletricidade no Paraguai.

Fonte: ANDE (2012).

Na Figura 2.18 pode-se observar que o setor residencial apresenta a maior demanda de eletricidade no Paraguai. O setor industrial ocupa o segundo lugar, com apenas 24%.

No Paraguai, as perdas técnicas e não técnicas representam 33% na demanda interna, ou seja, aproximadamente 2,71 TWh, sendo o mais alto entre os países da América do Sul. Essa perda é inclusive superior ao consumo de energia do setor industrial paraguaio, de 1,5 TWh aproximadamente. Se o Paraguai pudesse reduzir as perdas de 33% a 18% estaria praticamente duplicando a capacidade de consumo do setor industrial (UIP, 2011).

O Paraguai dispõe atualmente, na fonte, a capacidade de ofertar 7 GW da UHE de Itaipu, 1,7 GW da UHE de Yacyreta e 240 MW da UHE Acaray, ou seja, 8.940 MW. Possui uma demanda de, nas horas de máximo consumo, é de aproximadamente 2,5 GW e uma taxa de crescimento vegetativo por volta de 8% anual. Com relação ao crescimento da demanda, se a demanda atual continuar, o país usará toda a sua disponibilidade de energia por volta do ano 2029.

Considerando um segundo cenário, no qual o novo governo execute um plano de incentivo a industrialização do país e com isso consiga que para o ano 2015 se instale no Paraguai um pólo industrial e que a demanda energética desse pólo seja de 1 GW contínuo e, além disso, a demanda vegetativa se mantenha constante no valor de 8% anual, o país usará toda a sua disponibilidade de energia por volta do ano 2025. Num terceiro cenário, considerando a instalação de dois pólos industriais com uma demanda energética de 1 GW contínuo para cada um e o mesmo crescimento da demanda vegetativa de 8% anual, a disponibilidade de energia do Paraguai acabará para o ano 2023, ou seja, o país entrará numa crise energética. O Paraguai não possui jazidas de petróleo. Além disso, os combustíveis fósseis, totalmente importados pelo país, são de natureza não renovável; portanto, cedo ou tarde suas reservas se tornarão mais escassas e conseqüentemente mais caras. Por outro lado, uma nova UHE do tamanho de Yacyreta precisará mais de dez anos para entrar em operação comercial. Portanto, o Paraguai deveria aproveitar as suas fontes renováveis de energia de natureza intermitente como a energia

solar e a energia eólica através do uso do hidrogênio como armazenador de energia. O uso do hidrogênio como vetor energético em células a combustível poderia viabilizar de maneira significativa as fontes antes mencionadas.

2.5.3 Tarifas de eletricidade para o setor industrial

Comparando com outros países da América do Sul, os preços para fontes de energia são muito baixos (exceto os hidrocarbonetos que são importados de outros países com preço internacional). A eletricidade, por exemplo, custa US\$ 70/MWh que, comparando com os outros países da América do Sul, é muito baixo. A fonte de energia de menor custo é a lenha devido à alta disponibilidade, principalmente no mercado rural e no mercado informal onde opera, muitas vezes, por apropriação direta (BÉCKER e BELT, 2011).

De acordo com Moreno (2012), o principal componente do custo do serviço de eletricidade vendida pela Itaipu a ANDE é a dívida que a Itaipu tem com a ELETROBRÁS. Segundo Sachs (2013), o preço da eletricidade vendida pelo Paraguai ao Brasil é de aproximadamente US\$ 52,70/MWh. A dívida paraguaia na UHE de Itaipu é cerca de US\$ 7,5 mil milhões e será paga totalmente no ano 2023.

3 METODOLOGIA E HIPÓTESE

3.1 Introdução

Neste capítulo foi apresentada a metodologia de pesquisa desenvolvida neste trabalho. Esta metodologia consiste de sete etapas, as quais estão apresentadas na Figura 3.1. A descrição de cada uma das etapas foi apresentada em seguida.

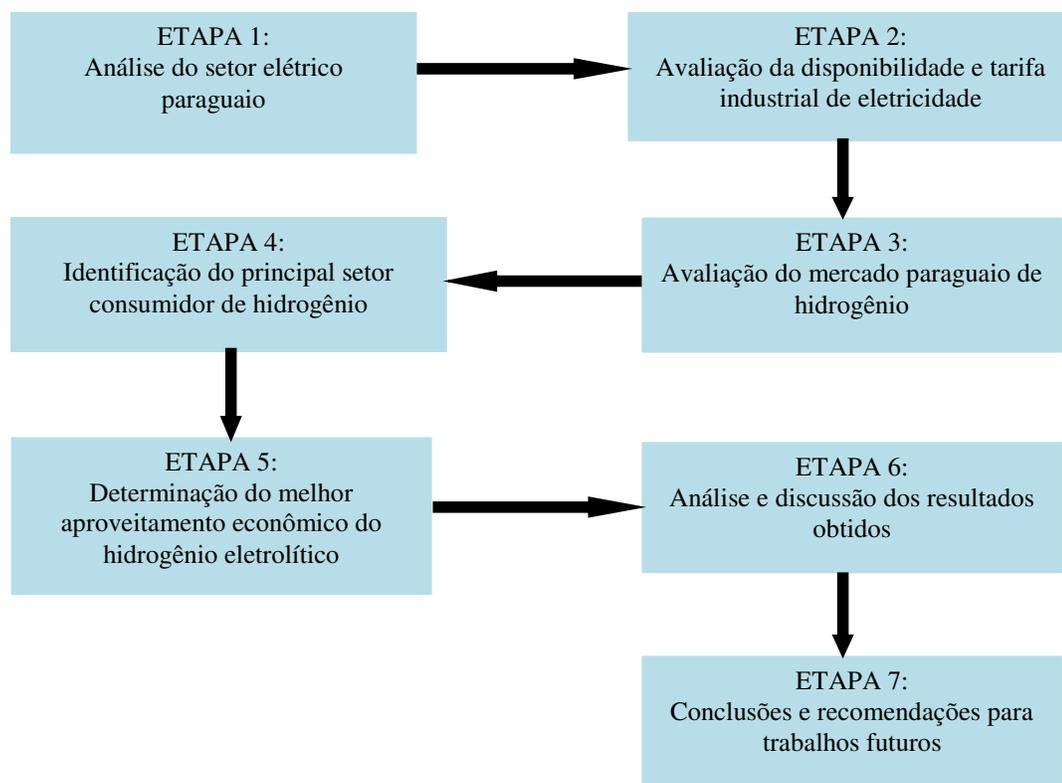


Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia de pesquisa usada.

Fonte: Elaboração própria.

A metodologia apresentada aqui é o resultado de uma exaustiva revisão da literatura. Além dos custos e investimentos para o processo de fabricação do produto de maior mercado no Paraguai a partir de hidrogênio eletrolítico, na avaliação econômica não se considera o ingresso econômico obtido pela venda do oxigênio eletrolítico subproduto nem os créditos de carbono gerados pelas emissões evitadas de gases de efeito estufa no MVC considerando o uso de hidroeletricidade na obtenção de hidrogênio eletrolítico.

3.2 Etapa 1: Análise do setor elétrico paraguaio

Nesta etapa foi feita uma caracterização do perfil de geração e consumo de eletricidade no Paraguai.

3.3 Etapa 2: Avaliação da disponibilidade e tarifa industrial de eletricidade

Nesta etapa apresenta-se a disponibilidade de eletricidade no Paraguai, a quantidade dessa energia que é atualmente vendida ao Brasil e a Argentina e a tarifa elétrica vigente para indústrias eletro-intensivas.

3.4 Etapa 3: Avaliação do mercado paraguaio de hidrogênio

Atualmente não existe no Paraguai estudo algum sobre o mercado de hidrogênio. No país, a produção de hidrogênio é usada totalmente pelo setor industrial. Na indústria de alimentos, é usado na hidrogenação de óleos vegetais e produzido eletroliticamente em plantas cativas,

conforme a necessidade da indústria. No Paraguai, os produtos químicos que usam hidrogênio como matéria-prima na sua fabricação são importados na sua totalidade: amônia e derivados, metanol e derivados, peróxido de hidrogênio, ciclohexano. Os combustíveis derivados do petróleo consumidos no Paraguai (diesel, nafta, GLP) também são importados na sua totalidade, pois o Paraguai não possui petróleo nem gás natural. Assim, não existem indústrias petroquímicas que poderiam produzir e usar hidrogênio nos processos de hidrotreatamento e hidrocraqueamento do petróleo.

O mercado paraguaio de hidrogênio pode ser obtido indiretamente, calculando-se o volume de gás empregado como matéria-prima nos processos de produção daqueles produtos químicos que o Paraguai consome, mas os importa na sua totalidade. Deve-se chamar a atenção para a precariedade dos valores obtidos através da metodologia empregada neste trabalho, devido às limitações do processo de pesquisa usado e aos desvios produzidos por estimativas indiretas. Entretanto, a metodologia abrange todas as principais formas de uso do hidrogênio e se estende por todo o país, permitindo o levantamento do mercado total de hidrogênio no Paraguai. Até o momento, nenhum levantamento direto foi realizado no âmbito nacional, abrangendo todas as formas de geração ou uso do hidrogênio. O levantamento apresentado neste trabalho refere-se exclusivamente à quantidade de gás consumida no país (consumo estimado no caso de disponibilidade de dados referentes à importação e exportação dos produtos), não refletindo o possível mercado de hidrogênio, nem a capacidade (instalada) de uso deste gás. Deve ser entendido como as quantidades de hidrogênio efetivamente consumidas nos respectivos anos, incluindo o que foi importado na forma de produtos fabricados com hidrogênio, como a amônia, metanol, peróxido de hidrogênio, etc.

Qualquer estudo que vise analisar as possibilidades de geração de hidrogênio, como é o caso presente, deve fazer um levantamento de mercado, identificando os setores consumidores e os seus potenciais. No desenrolar deste item são abordados os principais setores que usam o hidrogênio no Paraguai. Faz-se um histórico do mercado paraguaio de hidrogênio, identificando as áreas de maior consumo e finalmente uma análise quantitativa do mercado paraguaio de

hidrogênio a partir de dados levantados de 2001 a 2011, chegando-se ao volume total de hidrogênio consumido no país.

Amônia: a amônia é proveniente da reação catalítica do nitrogênio e do hidrogênio. O nitrogênio pode ser obtido a partir do fracionamento do ar, ao passo que o hidrogênio seria produzido principalmente via eletrólise da água levando em conta o contexto paraguaio: abundante hidroeletricidade a baixo custo e inexistência de jazidas de petróleo e gás natural. A produção de amônia foi considerada um processo sem perda de produtos, ou seja, os gases hidrogênio e nitrogênio que não reagem são reciclados. Pela estequiometria da reação, cada tonelada de amônia necessita 176,47 kg de hidrogênio. É possível, então, estimar-se o consumo de hidrogênio a partir do consumo estimado dos produtos derivados no Paraguai.

Consumo estimado = Saldo anterior + produção + importação – exportação

Peróxido de hidrogênio: Segundo Oullette *et al* (1995), o peróxido de hidrogênio é um alvejante não poluente em indústrias têxteis e de papel e celulose. Pela estequiometria da reação, cada tonelada de peróxido de hidrogênio necessita 58,8 kg de hidrogênio.

Metanol: conforme Souza (1998) e Ortuño (2006), o metanol é uma substância pura e econômica em sínteses orgânicas. Pela estequiometria da reação, cada tonelada de metanol necessita 187,3 kg de hidrogênio.

Ureia: sua produção consiste basicamente na reação do dióxido de carbono com a amônia, passando por um produto intermediário, o carbamato de amônio. A ureia é o fertilizante sólido com maior concentração de nitrogênio existente, com um teor de 46% (CEKINSKI *et al*, 1991). Vale a pena salientar que a quantidade de hidrogênio usado para produtos que usam amônia na sua obtenção não inclui a quantidade estimada de hidrogênio para a produção de amônia.

Sulfato de amônia: é produzido pela reação do ácido sulfúrico com a amônia.

Nitrato de amônia: é a forma mais adotada universalmente como fonte de nitrogênio (teor de nitrogênio de 33,5%), devido à existência do elemento em duas formas diferentes, ou seja, a nítrica e a amoniacal. É obtido pela simples neutralização do ácido nítrico obtido da oxidação da amônia pelo amoníaco (SOUZA, 1998).

Nitrato de sódio: usado na fabricação de nitrato de potássio, fertilizantes, explosivos. Também usado em algumas carnes enlatadas para preservar a cor.

Ácido nítrico: é obtido pela reação da amônia com o oxigênio.

3.5 Etapa 4: Identificação do principal setor consumidor de hidrogênio

Após o estudo do mercado paraguaio de hidrogênio, nesta etapa identifica-se o principal setor industrial responsável pelo uso deste gás e o total de hidrogênio consumido pelo setor. Seguidamente, é feita uma análise detalhada deste mercado.

3.6 Etapa 5: Determinação do melhor aproveitamento econômico do hidrogênio eletrolítico

Segundo Ross, Westerfield e Jordan (1997) pode-se considerar que um empreendimento é viável quando os fluxos de caixa futuros relativos à sua implantação superam o investimento inicial, isto é, o investimento deve possibilitar retornos maiores que seu custo, acrescentando valor à empresa.

3.6.1 Custo de produção de hidrogênio eletrolítico

Conforme Souza (1998), o custo de produção do hidrogênio eletrolítico é expresso pela razão entre a soma dos custos anuais com investimento, operação e manutenção, eletricidade, e o total de hidrogênio eletrolítico produzido durante o ano, de acordo com a Equação 3.1:

$$C_{EH2} = \frac{(C_1 + C_2 + C_3)}{C_4} \quad \text{Equação 3.1}$$

sendo C_{EH2} o custo teórico de produção de hidrogênio eletrolítico (US\$/kWh), C_1 o custo anual de capital (US\$/ano), C_2 o custo anual com operação e manutenção (US\$/ano), C_3 o custo anual com eletricidade (US\$/ano) e C_4 a produção anual de hidrogênio eletrolítico (kWh/ano).

$$C_1 + C_2 = (F + OM) \times C_{EL} \times W \quad \text{Equação 3.2}$$

onde F é o fator anual de recuperação de capital para a vida útil econômica da planta, OM é a taxa anual de operação e manutenção, C_{EL} é o custo unitário da planta de eletrólise (US\$/kW) e W é a potência da planta de eletrólise.

O fator anual de recuperação de capital (F) é calculado pela Equação 3.3:

$$F = \frac{[d \times (1+d)^n]}{[(1+d)^n - 1]} \quad \text{Equação 3.3}$$

sendo d a taxa anual de desconto e n o número de anos para amortização do capital investido na planta.

O custo anual com eletricidade (C_3) é calculado pela Equação 3.4:

$$C_3 = W \times T \times C_e \times \left(\frac{1}{\eta_R}\right) \quad \text{Equação 3.4}$$

onde C_e é o custo da eletricidade (US\$/kWh), T é a disponibilidade da planta de eletrólise (horas/ano) e η_R é a eficiência do equipamento elétrico.

A produção anual de hidrogênio eletrolítico (kWh/ano) é determinada pela Equação 3.5:

$$C_4 = W \times \eta_{EL} \times T \quad \text{Equação 3.5}$$

sendo η_{EL} a eficiência do eletrolisador.

Com o uso das equações 3.2 e 3.5, a Equação 3.6 é representada da seguinte forma:

$$C_{EH2} = (A + B) \times 3,556 \quad \text{Equação 3.6}$$

$$\text{sendo } A = \frac{[(F+OM) \times C_{EL}]}{(T \times \eta_{EL})} \quad \text{Equação 3.7}$$

$$\text{e } B = \frac{C_e}{(\eta_{EL} \times \eta_R)} \quad \text{Equação 3.8}$$

É importante observar que o fator “3,556” na Equação 3.6 tem a função de converter o custo de produção do hidrogênio eletrolítico de US\$/kWh para US\$/Nm³, levando em conta que o poder calorífico do hidrogênio é 12,8 MJ/Nm³ ou 3,556 kWh/Nm³.

O custo unitário de capital da planta de eletrólise (C_{EL}) depende do tamanho da planta, ou seja, decresce com o aumento da capacidade de produção da planta devido à economia de escala. O aumento da produção permite um melhor aproveitamento da capacidade e com isto os custos fixos e invariáveis são distribuídos por maiores quantidades de produto. A Equação 3.9 foi desenvolvida conforme dados apresentados por Espínola (2008), Silva *et al* (2005), Thomas e Kuhn (1995), Oullette *et al* (1995), NREL (2009), Souza (1998), Gambetta (2010), Furlan (2012), Santos Júnior (2004), Saur (2008), Solalinde-Bernal (2008), Halmeman (2008):

$$C_{EL} = 1499,74 \times W^{(-0,2167)}, R^2 = 0,987$$

Equação 3.9

O eletrolisador adotado como referência neste estudo é do tipo bipolar alcalino comercializado pela empresa *ELT Elektrolyse Technik* (Figura 3.2), uma das responsáveis pela construção e manutenção dos eletrolisadores desenvolvidos pela *Lurgi Bamag GmbH* (ELT, 2011). Os modelos *Lurgi* operam e fornecem hidrogênio com pureza entre 99,8% e 99,9% a pressão de 30 bar, com consumo específico na faixa entre 4,3 kWh/m³ e 4,6 kWh/m³ e a capacidade de produção de hidrogênio na faixa de 100 m³/h a 760 m³/h. Maiores capacidades de produção de hidrogênio podem ser alcançadas usando um maior número de eletrolisadores.



Figura 3.2 - Eletrolisador bipolar alcalino da empresa *ELT*.

Fonte: FURLAN (2012).

No modelo *Lurgi* o eletrólito usado é uma solução aquosa de hidróxido de potássio (KOH, 25% g/g), no qual se aplica o conceito de circulação forçada do eletrólito para melhorar a dissipação de calor e garantir a distribuição uniforme do eletrólito em todas as células. Este eletrolisador opera automaticamente por meio do controle de pressão do reservatório, conectado diretamente ao eletrolisador; possui um módulo interno de controle de potência e podem suportar grandes variações de fornecimento de energia (FURLAN, 2012).

O tanque de armazenamento de hidrogênio adotado como referência neste trabalho (Figura 3.3) é um modelo comercial, também fornecido pela empresa *ELT Elektrolyse Technik*, que possui volume interno de 110 m^3 e uma pressão de operação de 30 bar. Considerando uma temperatura de 25°C , a quantidade de hidrogênio armazenada corresponde a 2.933 m^3 (CNTP), ou 264 kg aproximadamente. Lembre-se que a uma pressão de 30 bar o hidrogênio tem a sua densidade alterada em 12,5%; e desse modo é necessário fazer a sua correção para o cálculo correto da quantidade de hidrogênio armazenada.

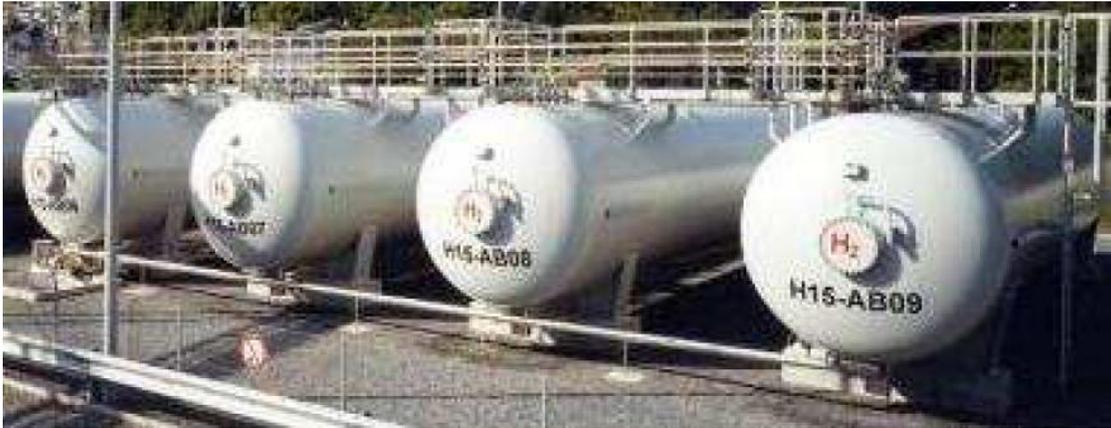


Figura 3.3 - Tanques de armazenamento de hidrogênio pressurizado a 30 bar.

Fonte: FURLAN (2012).

A Tabela 3.1 a seguir apresenta o resumo das características dos equipamentos usados neste estudo.

Tabela 3.1 - Características dos equipamentos.

Eletrolisador bipolar alcalino	
Pressão	30 bar
Capacidade de produção	100 m ³ /h a 760 m ³ /h
Potência média	2.400 kW
Potência mínima média de operação	120 kW
Eficiência	75%
Tanque de armazenamento de hidrogênio	
Volume hidráulico	110 m ³
Pressão máxima	30 bar
Volume máximo de hidrogênio	2.933 m ³

Fonte: FURLAN (2012).

O preço unitário do tanque de armazenamento de hidrogênio adotado neste trabalho foi de US\$ 257,35/kg conforme encontrado no trabalho de Furlan (2012).

3.6.2 Custo anual da obtenção do produto final

Segundo Perry (1992), o custo anual aproximado da obtenção do produto final é expresso pela razão entre a soma dos custos anuais com investimento, operação e manutenção e eletricidade, conforme a Equação 3.10:

$$C_{PF} = C_{INV} + C_{OM} + C_{INS} \quad \text{Equação 3.10}$$

onde C_{PF} é o custo anual com a obtenção do produto final (US\$/ano); C_{INV} é o custo de investimento anual (US\$/ano); C_{OM} é o custo anual com operação e manutenção e C_{INS} é o custo anual com insumos (US\$/ano).

3.6.3 Custo de produção de amônia via eletrólise da água

Caso o produto final necessite de amônia para a sua fabricação, é necessário determinar o custo de produção da amônia. A metodologia apresentada a seguir tem esse objetivo. A Tabela 3.2 mostra a quantidade de matérias-primas e serviços necessários para a produção de amônia via eletrólise da água.

Tabela 3.2 - Matérias primas e serviços necessários para a produção de 1,0 t/dia de amônia.

MATÉRIAS-PRIMAS E SERVIÇOS	VALOR	UNIDADE
H ₂ (g)	0,176 (1.976)	t (Nm ³)
N ₂ (g)	0,824 (657)	t (Nm ³)
Ar atmosférico (g)	1,135	t
Água tratada	1,584	t
Eletricidade	8,67	MWh

Fonte: SOUZA (1998), GRUNDT (1980).

O custo de produção de amônia via eletrólise da água é composto pela soma dos gastos com produção de hidrogênio eletrolítico, consumo de eletricidade pelas unidades de separação do nitrogênio e compressão do gás de síntese, investimento nas unidades de síntese de amônia, compressores e fundações (SOUZA, 1998).

Conforme Souza (1998) *apud* Grundt (1980), o investimento nas unidades de síntese de amônia, separação do nitrogênio do ar, compressores e fundações para a produção de 280 t/dia de amônia é de aproximadamente 35 milhões de US\$.

A equação 3.11 permite estimar o custo de produção de amônia via eletrólise da água:

$$C_{NH_3} = (C_a + C_b + C_c + C_d + C_e)/C_f \quad \text{Equação 3.11}$$

sendo C_{NH_3} o custo de produção de amônia (US\$/t), C_a o custo de capital da planta de amônia e auxiliares (US\$/ano), C_b o custo anual com O&M (US\$/ano), C_c o custo anual devido ao consumo de eletricidade pelas unidades de separação de nitrogênio e compressão (US\$/ano), C_d o custo anual do hidrogênio eletrolítico consumido pela planta de amônia (US\$/ano), C_e é o custo anual de armazenamento da amônia liquefeita (US\$/ano) e C_f a quantidade anual de amônia produzida (t/ano).

Considerando a equação 3.12 para calcular $C_a + C_b$:

$$C_a + C_b = I \times (F + OM) \quad \text{Equação 3.12}$$

onde I é o investimento na planta de amônia (US\$) e F é o fator de recuperação de capital.

O custo anual do hidrogênio eletrolítico consumido pela planta de amônia (C_d) é dado pela equação 3.13:

$$C_d = C_p \times C_{H_2} \times T \quad \text{Equação 3.13}$$

sendo C_p a capacidade de produção de hidrogênio eletrolítico para a produção de amônia (kg/h), C_{H_2} o custo de produção do hidrogênio eletrolítico (US\$/kg) e T a disponibilidade da planta de eletrólise da água (h/ano).

O custo anual da eletricidade consumida pelas unidades de separação de nitrogênio do ar e compressores (C_c) é dado pela equação 3.14:

$$C_c = T_{EI} \times E \quad \text{Equação 3.14}$$

sendo T_{EI} o custo da eletricidade (US\$/MWh) e E o consumo específico de eletricidade pelas unidades de amônia e nitrogênio do ar (MWh/t de amônia).

O custo anual de armazenamento da amônia liquefeita (C_e) é dado pela equação 3.15:

$$C_e = \dot{I} \times (F + OM) \quad \text{Equação 3.15}$$

sendo \dot{I} o investimento no tanque de armazenamento (US\$) e F o fator de recuperação de capital.

Caso o produto de maior mercado for a amônia ou algum produto em cuja fabricação for necessária a amônia como matéria-prima, serão avaliados dois modos de operação da planta de

amônia eletrolítica: no **modo 1** a planta de amônia e a planta de síntese do produto final funcionarão 24 h/dia, 330 dias/ano, 7.920 h/ano. No **modo 2**, a planta de síntese de amônia funcionará somente no horário fora de ponta de carga, ou seja, 6.792 h/ano, visando aproveitar o baixo preço da eletricidade nesse horário, enquanto que a planta de síntese do produto final funcionará normalmente as 7.920 h/ano. Segundo o estudo feito por Petzoldt (2009), o investimento num sistema de armazenamento de amônia é de US\$ 42.750.000 aproximadamente.

3.6.4 Critérios tradicionais de avaliação econômica de projetos industriais: VPL, TIR e IL.

a) Valor presente líquido – VPL

Valor Presente Líquido (*Net Present Value*) é um conceito matemático que indica o valor atual de uma série uniforme de capitais futuros, descontados a uma determinada taxa de juros compostos, por seus respectivos prazos (SAMUELSON, 2004). Segundo Motta e Calôba (2002) a definição de Valor Presente Líquido é a de uma soma algébrica de fluxos de caixa descontados para o instante presente, a uma taxa de juros i . Cabe salientar o enfoque dado por cada um dos autores, destacando o conceito de VPL ao valor atual de uma série de “fluxos de caixa”. Na segunda definição apresentada no presente trabalho será usada uma combinação entre ambos os conceitos devido à utilização deste, sendo VPL o valor das somas algébricas de fluxos de caixa futuros, descontados a uma taxa de juros compostos, em uma determinada data. Neste caso, a data a ser adotada como referência não necessariamente será o presente, podendo ser uma data futura, determinada pelo início dos projetos de investimentos analisados. Este indicador, utilizado em análises de investimentos, possibilita o exame da viabilidade somente de um projeto, se possibilitará o retorno mínimo esperado, caso em que o VPL retornará um valor acima de 0 (zero). Não menos, possibilita a comparação entre projetos de investimentos

distintos, ordenados segundo o valor apurado através do cálculo deste indicador. A equação para o cálculo deste indicador é:

$$VPL(i) = \sum -I + \left[\frac{FC_j}{(1+i)^j} \right] \quad \text{Equação 3.16}$$

onde

I é o investimento;

i é a taxa de desconto;

j é o período genérico ($j = 0$ a $j = n$), percorrendo todo o fluxo de caixa;

FC_j é um fluxo genérico para $t = [0... n]$ que pode ser positivo (ingressos) ou negativo (desembolsos);

VPL(i) é o valor presente líquido descontado a uma taxa **i**; e

n é o número de períodos do fluxo.

b) Taxa interna de retorno - TIR

Taxa Interna de Retorno é um índice que indica a rentabilidade de um investimento por uma unidade de tempo (MOTTA e CALÔBA, 2002). Esta representa a taxa de juros compostos que irá retornar o VPL de um investimento com valor 0 (zero).

Denomina-se taxa interna de retorno porque supõe que o dinheiro ganho ano a ano se reinveste na sua totalidade. Ou seja, trata-se da taxa de retorno gerada na sua totalidade no interior da empresa via o reinvestimento (SOUZA, 2003).

Alguns valores típicos para a taxa de retorno sobre o investimento, para alguns tipos de indústria, podem ser encontrados na Tabela 3.3:

Tabela 3.3 - Valores típicos da taxa de retorno sobre o investimento.

Tipo de Indústria	i [(US\$/ano)/US\$ investido]
Papel e Celulose. Borracha	0,08 – 0,10
Fibras Sintéticas. Produtos Químicos. Petróleo.	0,11 – 0,13
Produtos Farmacêuticos. Extração. Mineração.	0,16 – 0,18

Fonte: PERRY e GREEN (2007).

b) Índice de Lucratividade – IL

Esse método estabelece a razão entre o valor presente dos retornos de caixa do projeto e o investimento inicial (GALESNE, FENSTERSEIFER e LAMB, 1999). Segundo Lapponi (1996), este método traz uma solução para uma das desvantagens do método VPL, ou seja, permite obter um valor percentual em vez de um valor monetário, facilitando a sua interpretação e comparação com investimentos de diferentes proporções. A expressão básica desse método é

IL = Valor presente dos retornos/Investimento

Equação 3.17

Assim, conforme a Equação 3.17, se $IL > 1$, o valor presente dos retornos é maior que o investimento inicial, isto é, o VPL é positivo. Se, ao contrário, o $VPL < 1$, o valor presente dos retornos é menor que o investimento inicial, correspondendo a um VPL negativo. Deste modo tem-se um 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

Neste trabalho, as estimativas econômicas são aproximadas, ou seja, se baseiam nas dimensões principais dos equipamentos mais importantes e nas estimativas de consumo de matérias-primas, de insumos e de serviços. Diversos itens de estimativa mais incerta são correlacionados, através de fatores empíricos, com outros que podem ser estimados com maior precisão em função da experiência acumulada no projeto de processos. Por este motivo, a sua precisão é inferior, mas a sua execução é muito mais rápida. Esse tipo de estimativa é usado para discriminar diferentes alternativas nos estágios preliminares do projeto, etapa em que a precisão não é relevante. As correlações adotadas neste trabalho foram adaptadas de Timmerhaus e Peters (1980).

3.7 Etapa 6: Análise e discussão dos resultados obtidos

A análise dos resultados é de forma comparativa, ou seja, os resultados são comparados aos obtidos em outros estudos já realizados, situando-se esses resultados frente a outras opções avaliadas, tendo-se usado o maior número disponível de referências bibliográficas para isto. Os resultados estão plotados em gráficos e tabelas, o que, além de contribuir para sua melhor visualização, permitem que sejam comparados mais facilmente com os resultados obtidos em outros estudos.

3.8 Etapa 7: Conclusões e recomendações para trabalhos futuros

Nesta etapa são apresentadas as principais conclusões obtidas neste trabalho, bem sugestões para novos trabalhos complementares e a serem realizados, que não puderem ser aqui contemplados.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Composição do mercado de hidrogênio no Paraguai

Amônia (NH₃): A Tabela 4.1 mostra o consumo estimado de amônia no Paraguai e a quantidade necessária de hidrogênio para a sua síntese, de 2001 a 2011.

Tabela 4.1 - Consumo estimado de NH₃ e a quantidade necessária de H₂ para sua síntese.

Ano	Consumo estimado de NH ₃ (t/ano)	H ₂ consumido (t/ano)
2001	125	22,06
2002	105	18,53
2003	108	19,06
2004	124	21,88
2005	178	31,41
2006	239	42,18
2007	255	45,00
2008	211	37,24
2009	263	46,42
2010	364	64,24
2011	452	79,77

Fonte: COMTRADE (2012).

Peróxido de hidrogênio (H₂O₂): o peróxido de hidrogênio é um alvejante não poluente em indústrias têxteis e de papel e celulose (OUELLETE *et al*, 1995). A Tabela 4.2 mostra o consumo estimado de peróxido de hidrogênio no Paraguai e a quantidade necessária de hidrogênio para a sua síntese, de 2001 a 2011.

Tabela 4.2 - Consumo estimado de H₂O₂ e a quantidade necessária de H₂ para sua síntese.

Ano	Consumo estimado de H ₂ O ₂ (t/ano)	H ₂ consumido (t/ano)
2001	356	20,93
2002	534	31,40
2003	568	33,40
2004	613	36,04
2005	720	42,34
2006	721	42,40
2007	809	47,57
2008	710	41,75
2009	864	50,80
2010	1.328	78,09
2011	983	57,80

Fonte: COMTRADE (2012).

Metanol (CH₃OH): Segundo Souza (1998) *apud* Crawford e Stuart (1984), o metanol é um produto químico puro e econômico usado em sínteses orgânicas. Na produção de 1.000 toneladas diárias de metanol é necessário no mínimo um eletrolisador de 257 MW (4,4 kWh/Nm³ de hidrogênio), considerando-se a relação de massa estequiométrica da equação $\text{CO} + 2 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH}$ sendo $\Delta H^\circ = -92 \text{ kJ/mol}$. Para síntese do metanol o carbono derivado do carvão mineral é convertido em monóxido de carbono por meio de um gaseificador que usa o oxigênio produzido pela planta de eletrólise, o monóxido de carbono produzido e o hidrogênio eletrolítico reagem entre si para formar o metanol. O metanol é usado na produção de metilaminas, proteínas, anticongelante de combustível, ácido acético e como solvente. Seu uso como combustível têm aumentado, pois pode ser misturado com gasolina e álcool combustível. A Tabela 4.3 mostra o consumo estimado de metanol no Paraguai e a quantidade necessária de hidrogênio para a sua síntese, de 2001 a 2011. Deve-se chamar a atenção que os valores apresentados na Tabela 4.3 já incluem o metanol necessário na produção do derivado metanal (formaldeído), o qual é um produto químico totalmente importado pelo Paraguai.

Tabela 4.3 - Consumo estimado de metanol e a quantidade necessária de H₂ para sua síntese.

Ano	Consumo estimado de CH ₃ OH (t/ano)	H ₂ consumido (t/ano)
2001	158,09	30,44
2002	218,29	41,96
2003	229,42	43,86
2004	326,10	62,31
2005	357,57	68,50
2006	791,11	150,02
2007	1.058,12	200,22
2008	986,65	186,75
2009	2.202,78	414,36
2010	1.675,78	315,66
2011	649,38	123,53

Fonte: COMTRADE (2012).

Na produção de biodiesel, o metanol é usado como insumo para obter o metóxido de sódio. De acordo com Friedmann e Penner (2009), o Paraguai possui uma capacidade instalada de produção de biodiesel de 47.200 m³/ano. Assumindo que essa capacidade anual de produção de biodiesel é usada totalmente, seriam necessários 7.476,48 t/ano de metanol e, conseqüentemente, 1.400,35 t/ano de hidrogênio. Somando esse valor a media das quantidades de metanol consumidos nos três últimos anos da Tabela 4.3, ou seja, 8.986 t/ano aproximadamente, a quantidade anual de hidrogênio necessário seria de 1.700 t/ano aproximadamente.

Ureia: A ureia consumida no Paraguai é oriunda de derivados do petróleo e importada totalmente (MIC, 2013). A Tabela 4.4 mostra o consumo estimado de ureia no Paraguai e a quantidade necessária de hidrogênio para a sua síntese, de 2001 a 2011.

Tabela 4.4 - Consumo estimado de ureia e a quantidade necessária de H₂ para sua síntese.

Ano	Consumo estimado de ureia (t/ano)	H ₂ consumido (t/ano)
2001	5.275	336,15
2002	5.634	359,03
2003	8.916	568,18
2004	8.206	522,93
2005	6.888	438,94
2006	10.059	641,01
2007	15.332	977,04
2008	14.653	933,77
2009	16.548	1.054,53
2010	19.358	1.233,59
2011	26.359	1.679,73

Fonte: COMTRADE (2012).

Sulfato de amônia ((NH₄)₂SO₄): de acordo com Souza (1998), o sulfato de amônia é produzido pela reação do ácido sulfúrico com a amônia e possui um teor de nitrogênio de 20,5%. O sulfato de amônia é um fertilizante intermediário. A Tabela 4.5 mostra o consumo estimado de sulfato de amônia e a quantidade necessária de hidrogênio para a sua síntese, de 2001 a 2011.

Tabela 4.5 - Consumo estimado de $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ e a quantidade necessária de H_2 para sua síntese.

Ano	Consumo estimado de $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ (t/ano)	H_2 consumido (t/ano)
2001	583	13,26
2002	1.314	29,89
2003	2.407	54,76
2004	1.573	35,78
2005	3.001	68,27
2006	5.380	122,40
2007	4.514	102,70
2008	3.515	80,00
2009	3.511	79,88
2010	5.061	115,14
2011	6.637	151,00

Fonte: COMTRADE (2012).

Nitrato de sódio (NaNO_3): A Tabela 4.6 mostra o consumo estimado de nitrato de sódio no Paraguai e a quantidade necessária de hidrogênio para a sua síntese, de 2001 a 2011.

Ácido nítrico (HNO_3): Segundo Souza (1998), o ácido nítrico é obtido pela reação da amônia com o oxigênio atmosférico. Os processos comerciais de produção de ácido nítrico são classificados de acordo com a pressão neles usada. A Tabela 4.7 mostra o consumo estimado de ácido nítrico no Paraguai e a quantidade necessária de hidrogênio para a sua síntese, de 2001 a 2011.

Tabela 4.6 - Consumo estimado de NaNO₃ e a quantidade necessária de H₂ para sua síntese.

Ano	Consumo estimado de NaNO ₃ (t/ano)	H ₂ consumido (t/ano)
2001	25	0,88
2002	30	1,06
2003	0	0,00
2004	28	0,99
2005	10	0,35
2006	6	0,21
2007	34	1,20
2008	1	0,03
2009	119	4,21
2010	123	4,35
2011	11	0,39

Fonte: COMTRADE (2012).

Tabela 4.7 - Consumo estimado de HNO₃ e a quantidade necessária de H₂ para sua síntese.

Ano	Consumo estimado de HNO ₃ (t/ano)	H ₂ consumido (t/ano)
2001	161	7,68
2002	101	4,82
2003	136	6,49
2004	151	7,20
2005	171	8,16
2006	183	8,73
2007	178	8,49
2008	210	10,02
2009	281	13,40
2010	237	11,30
2011	420	20,03

Fonte: COMTRADE (2012).

A Tabela 4.8 mostra a composição do mercado total paraguaio de hidrogênio de 2001 a 2011, obtido através dos dados dos setores industriais.

Tabela 4.8 - Quantidade necessária de hidrogênio na fabricação dos principais produtos importados pelo Paraguai (t/ano).

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
NH ₃	22,1	18,5	19,1	21,9	31,4	42,2	45,0	37,2	46,4	64,2	79,8
CH ₃ OH	30,4	42,0	43,9	62,3	68,5	150,0	200,2	186,8	414,4	315,7	123,5
H ₂ O ₂	20,9	31,4	33,4	36,0	42,3	42,4	47,6	41,8	50,8	78,1	57,8
Ureia	336,2	359,0	568,2	522,9	438,9	641,0	977,0	933,8	1.054,5	1.233,6	1.679,7
HNO ₃	7,7	4,8	6,5	7,2	8,2	8,7	8,5	10,0	13,4	11,3	20,03
(NH ₄) ₂ SO ₄	13,3	29,9	54,8	35,8	68,3	122,4	102,7	80,0	79,9	115,1	151,0
TOTAL	430,6	485,6	725,9	686,1	657,6	1.007	1.381	1.290	1.660	1.818	2.112

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 4.8 observa-se que o principal uso potencial do hidrogênio no Paraguai seria na produção de amônia, destinada em sua totalidade na produção de ureia. É esperado um crescimento na demanda de ureia no Paraguai devido ao aumento da área cultivada e, principalmente, da queda da produtividade dos solos. Em segundo lugar encontra-se o metanol, cujo consumo cresceu significativamente nos anos 2009 e 2010 para ser empregado na produção de biodiesel. Assim sendo, estas duas aplicações do hidrogênio são analisadas nos capítulos 6 e 7 visando um conhecimento mais profundo destes setores do mercado paraguaio para o hidrogênio, bem como as possibilidades de introdução de hidrogênio eletrolítico para atendê-lo.

Como curiosidade pode-se calcular quanto seria a eletricidade necessária para produzir-se o atual consumo de hidrogênio via eletrólise da água. Considerando-se um consumo de 48 kWh/kg de hidrogênio para eletrolisadores comerciais (NREL, 2009) e considerando 330 dias/ano, ou seja, 7.920 h/ano, de operação, seria, então, necessária uma capacidade de 12,8 MW para que todo o hidrogênio consumido no Paraguai fosse produzido por eletrólise da água.

A Figura 4.1 mostra a composição do mercado paraguaio de hidrogênio de 2001 a 2011.

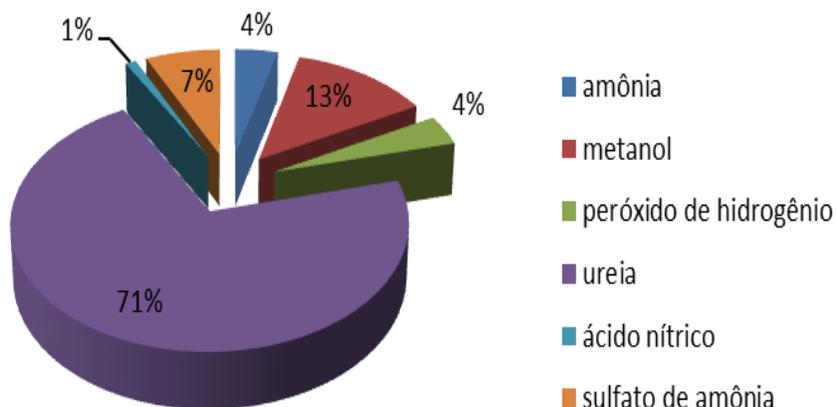


Figura 4.1 - Composição do mercado paraguaio de hidrogênio.

Fonte: Elaboração própria.

Como foi mostrado anteriormente, o principal produto consumido no Paraguai e que requer hidrogênio na sua produção é a ureia, a qual é totalmente importada pelo país. No segundo lugar encontra-se o metanol cujo consumo atinge o valor de 9.680 t/ano aproximadamente.

4.2 Avaliação econômica da produção de ureia para uso agrícola a partir de hidrogênio eletrolítico no Paraguai.

Esta seção apresenta a aplicação dos critérios tradicionais de avaliação econômica VPL, TIR e IL já descritos na metodologia. Tendo em vista as limitações do trabalho, foram feitas algumas simplificações visando permitir o desenvolvimento do estudo. Essas simplificações são descritas conforme aparecem no texto.

A economia do Paraguai se sustenta nos setores agropecuário e agroindustrial. No ano 2010, esses setores contribuíram com 27% do PIB primário (28%) gerando 45% do emprego

nacional (MAG, 2012). O setor primário cresceu a uma taxa de 4% anual de 2006 a 2011, favorecido outra vez por um bom ano agrícola em 2011, setor que apresentou um crescimento de aproximadamente 7%. Considerando que o Paraguai é um país eminentemente agrícola, o uso intensivo de fertilizantes permite fornecer os nutrientes necessários para as culturas de soja, milho, algodão, mandioca, trigo, feijão, cana-de-açúcar, amendoim, arroz, girassol, tabaco, sésamo, mamona, canola, stévia, erva mate. A superfície da cultura de soja é de 2.795.850 hectares atualmente (MAG, 2012).

Conforme Petzoldt (2009), a demanda de ureia fertilizante no MERCOSUL é de aproximadamente quatro milhões de toneladas/ano. Nesse contexto, o Paraguai aparece como um nicho de mercado interessante devido à sua localização estratégica na América do Sul e a sua grande disponibilidade de hidroeletricidade a baixo preço.

Do ponto de vista logístico, é aconselhável a instalação do projeto numa área distante dos polos ofertantes de ureia fertilizante (portos, complexos petroquímicos, etc.) porque nesses lugares o preço da ureia é menor devido à economia de escala bem como onde haja um mercado expressivo de ureia fertilizante e eletricidade disponível a baixo preço. Considerando esses critérios, a planta industrial de ureia fertilizante estará localizada no Parque Industrial Avay da cidade de Villeta, no Departamento Central, a 35 km da cidade de Assunção.

Conforme a ANDE (2012), considera-se horário de ponta de carga no verão, de segunda-feira a sábado de 18h00 a 22h00 e no inverno, de segunda-feira a sábado de 17h00 a 21h00. Então, 4 h/dia e 24 h/semana correspondem ao horário de ponta. Para as 47 semanas de operação anual (330 dias/ano) da planta industrial de ureia fertilizante, 1.128 h/ano correspondem ao horário de ponta de carga e 6.792 h/ano no horário fora de ponta de carga.

Conforme o Decreto N° 7406 de 4 de outubro de 2011 o preço da eletricidade com modulação 100% é de US\$ 70,22/MWh e com modulação 0% a 25% é de US\$ 35,50/MWh para o Subsistema Central do Paraguai (ANDE, 2012).

Levando em conta que o mercado paraguaio de ureia resulta insuficiente para justificar a instalação de uma planta industrial de ureia fertilizante a partir de hidrogênio eletrolítico, a região abrangida neste trabalho será o MERCOSUL. Supõe-se que a construção da planta industrial de ureia fertilizante começou no ano 2010, com dois anos necessários para a montagem e início de funcionamento operando em 100% da sua capacidade instalada. Nesse ano, a demanda de ureia no MERCOSUL foi de 6,4 milhões de toneladas e uma produção de 3,87 milhões de toneladas (PETZOLDT, 2009).

Segundo Souza (2003), quando a demanda é claramente superior à capacidade de produção da concorrência, a capacidade proposta do projeto deve satisfazer no máximo 10% da demanda. Adotando 10% da demanda já mencionada, a capacidade da planta industrial de ureia fertilizante seria de aproximadamente 600 mil toneladas anuais.

O sistema de estripagem será a tecnologia adotada neste trabalho para a produção de ureia fertilizante. De acordo com Cekinski (1990), essa tecnologia difere fundamentalmente do convencional, pois usa um agente para ajudar a decompor o carbamato de amônia nos seus compostos; esse agente pode ser o dióxido de carbono e/ou a amônia.

A amônia necessária para o processo de produção de ureia fertilizante será obtida a partir da reação a elevadas pressões e temperaturas moderadas entre hidrogênio eletrolítico e nitrogênio gasosos em presença de um catalisador. O nitrogênio requerido na síntese de amônia será obtido totalmente por liquefação e retificação do ar. O hidrogênio necessário será produzido a partir da eletrólise da água. O dióxido de carbono será totalmente importado sob a forma de gás liquefeito a elevadas pressões e baixas temperaturas devido que no Paraguai o dióxido de carbono é obtido somente como subproduto das indústrias de álcool e eventualmente, a principal indústria de cerveja do país comercializa esse gás (PETZOLDT, 2009).

4.2.1 Determinação do custo anual de produção de amônia para o modo 1.

A Tabela 4.9 mostra os parâmetros técnicos e econômicos assumidos neste trabalho para calcular o custo anual de produção amônia a partir de hidrogênio eletrolítico para o **modo 1**.

Tabela 4.9 - Parâmetros técnicos e econômicos para a determinação do custo anual de produção de amônia a partir de hidrogênio eletrolítico (**modo 1**)

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE	FONTE
Custo com O&M	6% do custo de capital		WINTER <i>et al</i> (1990)
Custo unitário da planta de hidrogênio eletrolítico	375,80	US\$/kW	SOUZA (1998)
Taxa de desconto	10,00	%/ano	SOUZA (1998)
Vida útil da planta eletrolítica	20	anos	WINTER <i>et al</i> (1990)
Preço da eletricidade	70,00* 35,50**	US\$/MWh US\$/MWh	ANDE (2012)
Disponibilidade anual da planta eletrolítica	7.920	h/ano	ANDE (2012)
Eficiência do retificador	97%		BROCKIS (1981)
Eficiência do eletrolisador	78%		SOUZA (1998)
Requerimento de hidrogênio	176	kg/t _{NH3}	SOUZA (1998)
Investimento na planta de amônia	162.241.822	US\$	PETERS & TIMMERHAUS (2001)
Custo anual com O&M da planta de amônia	2% do custo de capital da planta de amônia		GRUNDT (1980)
Disponibilidade anual da planta de amônia	7.920	h/ano	ANDE (2012)
Consumo energético da planta de amônia	0,84	MWh/t _{NH3}	GRUNDT (1980)
Requerimento de amônia para a produção de ureia	0,62	t _{ureia}	CEKINSKI <i>et al</i> (1990)

* Horário de ponta de carga. ** Horário fora de ponta de carga.

A Tabela 4.10 apresenta os resultados para o custo anual de produção de amônia via eletrólise da água (**modo 1**).

Tabela 4.10 - Resultados para o custo anual de produção de amônia eletrolítica (**modo 1**)

Potência elétrica requerida para a planta de hidrogênio eletrolítico	413,89	MW
Potência elétrica requerida para a planta de amônia	39,45	MW
Potência elétrica requerida para o setor de produção de ureia	5,08	MW
Potência elétrica total requerida (hidrogênio + amônia + ureia)	458,42	MW
Custo de produção anual de hidrogênio eletrolítico	2,48	US\$/kg
Produção anual de hidrogênio eletrolítico	$2,6 \times 10^9$	Nm ³
Fator de recuperação de capital	0,12	
Produção anual de amônia	372.000	t
Custo anual de produção de amônia	555,17	US\$/t

Fonte: Elaboração própria.

4.2.2 Determinação do custo anual de produção de amônia para o modo 2

A Tabela 4.11 mostra os parâmetros técnicos e econômicos assumidos neste trabalho para calcular o custo anual de produção amônia a partir de hidrogênio eletrolítico para o **modo 2**.

Tabela 4.11 - Parâmetros técnicos e econômicos para a determinação do custo anual de produção de amônia a partir de hidrogênio eletrolítico (**modo 2**)

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE	FONTE
Custo com O&M	6% do custo de capital		WINTER <i>et al</i> (1990)
Custo unitário da planta de hidrogênio eletrolítico	375,80	US\$/kW	SOUZA (1998)
Taxa de desconto	10,00	%/ano	SOUZA (1998)
Vida útil da planta eletrolítica	20	anos	WINTER <i>et al</i> (1990)
Preço da eletricidade	35,50*	US\$/MWh	ANDE (2012)
Disponibilidade anual da planta de H ₂ eletrolítico	6.792	h/ano	ANDE (2012)
Eficiência do retificador	97%		BROCKIS (1981)
Eficiência do eletrolisador	78%		SOUZA (1998)
Requerimento de hidrogênio	176	kg/t _{NH3}	SOUZA (1998)
Investimento na planta de amônia	162.241.822	US\$	PETERS e TIMMERHAUS (2001)
Custo anual com O&M da planta de amônia	2% do custo de capital da planta de amônia		GRUNDT (1980)
Disponibilidade anual da planta de amônia	6.792	h/ano	ANDE (2012)
Consumo energético da planta de amônia	0,84	MWh/t _{NH3}	GRUNDT (1980)
Requerimento de amônia para a produção de ureia	0,62	t _{ureia}	CEKINSKI e CALMANOVICI (1990)

* Horário fora de ponta de carga.

A Tabela 4.12 apresenta os resultados para o custo anual de produção de amônia via eletrólise da água (**modo 2**).

Tabela 4.12 - Resultados para o custo anual de produção de amônia eletrolítica (**modo 2**)

Potência elétrica requerida para a planta de hidrogênio eletrolítico	482,62	MW
Potência elétrica requerida para a planta de amônia	46,01	MW
Potência elétrica requerida para o setor de produção de ureia	5,08	MW
Potência elétrica total requerida (hidrogênio + amônia + ureia)	533,71	MW
Custo de produção anual de hidrogênio eletrolítico	2,37	US\$/kg
Produção anual de hidrogênio eletrolítico	2,6 x 10 ⁹	Nm ³
Fator de recuperação de capital	0,12	
Produção anual de amônia	372.000	t
Custo anual de produção de amônia	521,20	US\$/t

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 4.13 apresenta os investimentos fixos necessários para uma planta de ureia para uso agrícola conforme o estudo feito por Petzoldt (2009).

Tabela 4.13 - Investimentos fixos para uma planta de ureia fertilizante de 600 mil t/ano.

Conceito	Fonte de investimento		Investimento fixo
	Aportes próprios (US\$)	Financiado (US\$)	Total (US\$)
Terreno	286.992		286.992
Obras civis (80% financiado)	3.707.886	14.831.544	18.539.430
Equipamentos e maquinarias nacionais e importados (80% financiado)	58.400.000	233.600.000	292.000.000
Equipamentos de laboratório (100% financiado)		32.318	32.318
Equipamentos de manutenção (100% financiado)		12.870	12.870
Mobiliário (100% financiado)		115.997	115.997
Veículos (100% financiado)		206.800	206.800
Instalações elétricas (100% financiado)		214.173	214.173
Subtotal	62.394.878	249.013.703	311.408.580
Ativos fixos intangíveis			
Projeto e organização (0,5% dos ativos fixos)	1.557.043		1.557.043
Patente do processo	1.000.000		1.000.000
Instalação, montagem e capacitação dos operários	15.570.429		15.570.429
Juros durante a construção	21.763.798		21.763.798
Gastos de formalização do empréstimo (4% dos ativos fixos tangíveis financiados)	9.960.548		9.960.548
Contingências (0,5% do investimento fixo)	15.570.429		15.570.429
Subtotal	65.422.247		65.422.247
Total	127.817.124		127.817.124

Fonte: PETZOLDT (2009).

Petzoldt (2009) calculou o capital de giro para uma planta de ureia para uso agrícola de 600 mil t/ano, sendo de US\$ 58.381.171. A Tabela 4.14 sumariza o investimento total requerida pela planta de ureia para uso agrícola:

Tabela 4.14 - Investimento total numa planta de ureia de 600 mil t/ano (em US\$).

Investimento	Aporte próprio	Financiado	Total
Investimentos fixos	127.817.124	249.013.703	376.830.827
Capital de giro	58.381.171		58.381.171
Total	186.198.295	249.013.703	435.211.998
Porcentagem	42,78%	57,22%	100,00%

Fonte: PETZOLDT (2009).

A vida útil do projeto é de 20 anos, incluindo dois anos de período de instalação a partir do ano 2010. A Tabela 4.15 mostra o cronograma de investimentos correspondente ao período prévio à entrada em operação da planta industrial de ureia.

Tabela 4.15 - Cronograma de investimentos fixos para a planta industrial de ureia (em US\$).

Ano 2010			
Janeiro	12.166.359	Julho	23.007.406
Fevereiro	21.402.426	Agosto	23.007.406
Março	22.149.635	Setembro	23.007.406
Abril	21.976.161	Outubro	23.014.189
Maior	21.969.378	Novembro	23.014.189
Junho	23.014.189	Dezembro	33.896.088
Ano 2011			
Janeiro	21.153.463	Julho	1.893.596
Fevereiro	21.153.463	Agosto	1.686.796
Março	21.153.463	Setembro	648.768
Abril	21.153.463	Outubro	648.768
Maior	1.847.982	Novembro	648.768
Junho	1.686.796	Dezembro	11.530.667

Fonte: PETZOLDT (2009).

No estudo feito por Petzoldt (2009), o financiamento externo constitui 80% do investimento fixo realizada em obras civis, equipamentos e maquinarias, os ativos fixos tangíveis restantes são financiados num 100%. O BID facilitará o financiamento do 57,22% do investimento total. As características do empréstimo do BID para financiar o projeto industrial são:

Tabela 4.16 - Condições de financiamento do BID.

Amortização	14 anos
Período de capitalização	5 anos
Juros	4,37% nos primeiros 5 anos e 7,22% nos seguintes 9 anos

Fonte: PETZOLDT (2009) *apud* BID (2008).

A Tabela 4.17 apresenta o serviço da dívida.

Tabela 4.17 - Serviço da dívida.

Ano	Capital (US\$)	Amortização (US\$)	Juros (US\$)	Total (US\$)	
				Amortização	Juros
-1	249.013.703	0	10.881.899	0	10.881.899
0	249.013.703	0	10.881.899	0	10.881.899
1	249.013.703	0	10.881.899	0	10.881.899
2	249.013.703	0	10.881.899	0	10.881.899
3	249.013.703	0	10.881.899	0	10.881.899
4	249.013.703	27.668.189	17.978.789	27.668.189	17.978.789
5	221.345.513	27.668.189	15.981.146	27.668.189	15.981.146
6	193.677.324	27.668.189	13.983.503	27.668.189	13.983.503
7	166.009.135	27.668.189	11.985.860	27.668.189	11.985.860
8	138.340.946	27.668.189	9.998.216	27.668.189	9.998.216
9	110.672.757	27.668.189	7.990.573	27.668.189	7.990.573
10	83.004.568	27.668.189	5.992.930	27.668.189	5.992.930
11	55.336.379	27.668.189	3.995.287	27.668.189	3.995.287
12	27.668.190	27.668.189	1.997.643	27.668.189	1.997.643
13	0	0	0	0	0

Fonte: PETZOLDT (2009).

Segundo o estudo feito por Petzoldt (2009), a planta de ureia fertilizante de 600 mil t/ano de capacidade instalada começou a operar no ano 2012 (ano 1) usando 50% da capacidade, no ano 2013 (ano 2) usa 75% da capacidade instalada e a partir do ano 2014 (ano 3) atinge a produção nominal, ou seja, 100% da capacidade instalada.

A Tabela 4.18 apresenta os custos diretos de produção anual de ureia para ambos os modos de operação. A Figura 4.2 mostra o fluxograma do processo de produção de ureia para o **modo 1** de operação da planta de amônia. A Figura 4.3 apresenta o fluxograma do processo de produção de ureia para o **modo 2** de operação da planta de amônia.

Tabela 4.18 - Custos diretos de produção anual de ureia para ambos os modos de operação.

Conceito	Quantidade requerida	Custo Unitário	Custo total fixo (US\$) Ambos os modos 1 e 2	Custo total variável (US\$) Modo 1	Custo Total variável (US\$) Modo 2	Total (US\$) Modo 1	Total (US\$) Modo 2
Dióxido de carbono	450.000 t	US\$ 166,58t		74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000
Amônia	372.000 t	US\$ 555,17t		206.523.240	193.886.400	206.523.240	193.886.400
Eletricidade em horário de ponta	5.725.455 kWh	US\$ 70,22MWh		402.042	402.042	402.042	402.042
Eletricidade em horário fora de ponta	34.474.545 kWh	US\$ 35,50MWh		1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847
Água tratada para arrefecimento	3.594.000 t	US\$ 0,41t		1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540
Vapor (inclui custo de água e de fuel-oil)	711.600 t	US\$ 6,87t		4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692
Efluente carbonoso	2.052.000 m ³	US\$ 4m ³		8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480
Sacolas de polietileno e polipropileno de 25 kg	4.039	US\$ 0,40/sacola		1.616	1.616	1.616	1.616
Sacolas de polietileno e polipropileno de 50 kg	2.020	US\$ 0,45/sacola		909	909	909	909
Mão-de-obra direta	58 pessoas		368.685			368.685	368.685
Total (US\$)			368.685	297.545.366	284.908.526	297.914.051	285.277.211

Fonte: Elaboração própria baseada em Petzoldt (2009).

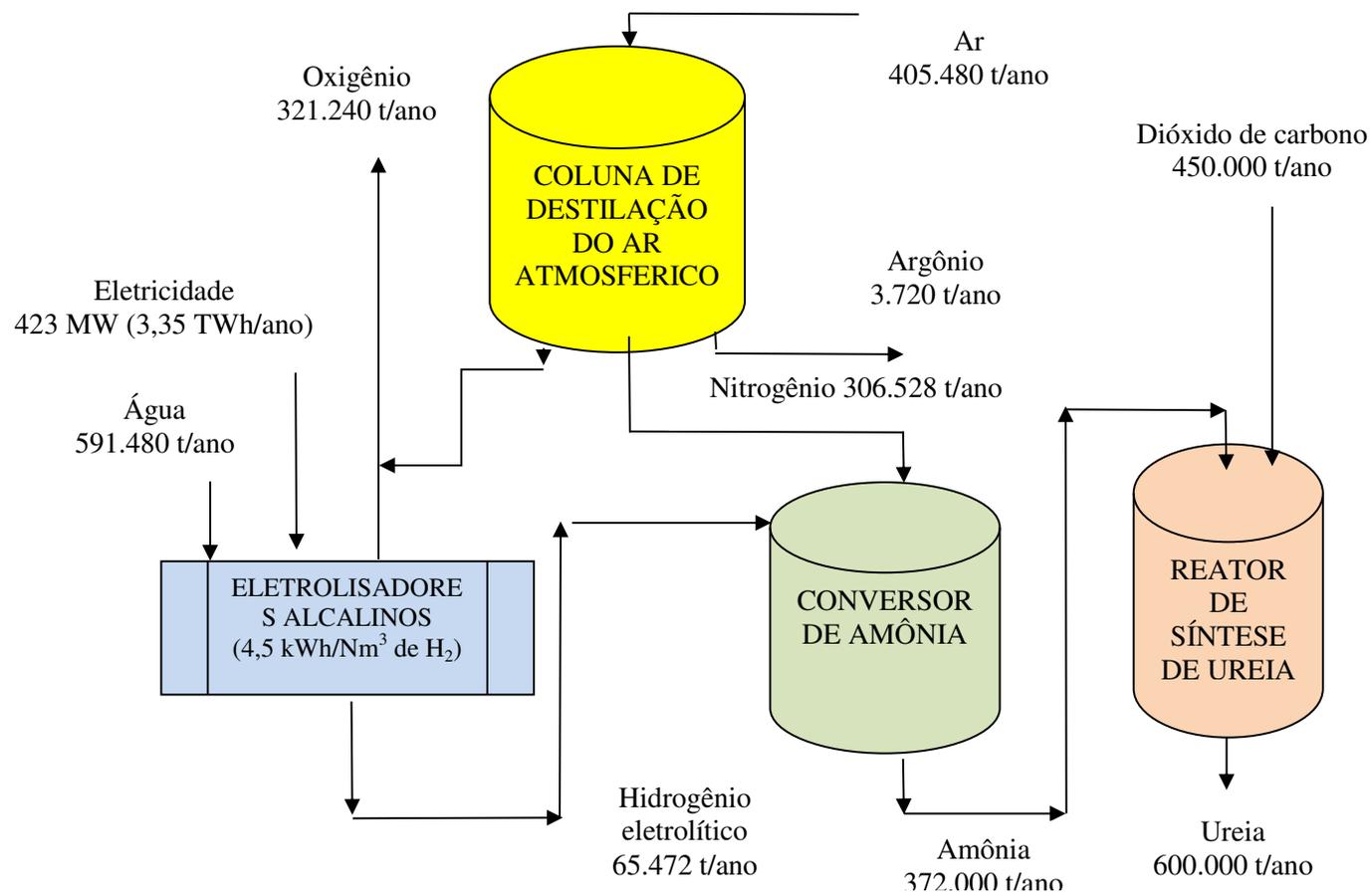


Figura 4.2 - Fluxograma do processo de produção de ureia para o **modo 1** de operação da planta de amônia eletrolítica.

Fonte: Elaboração própria

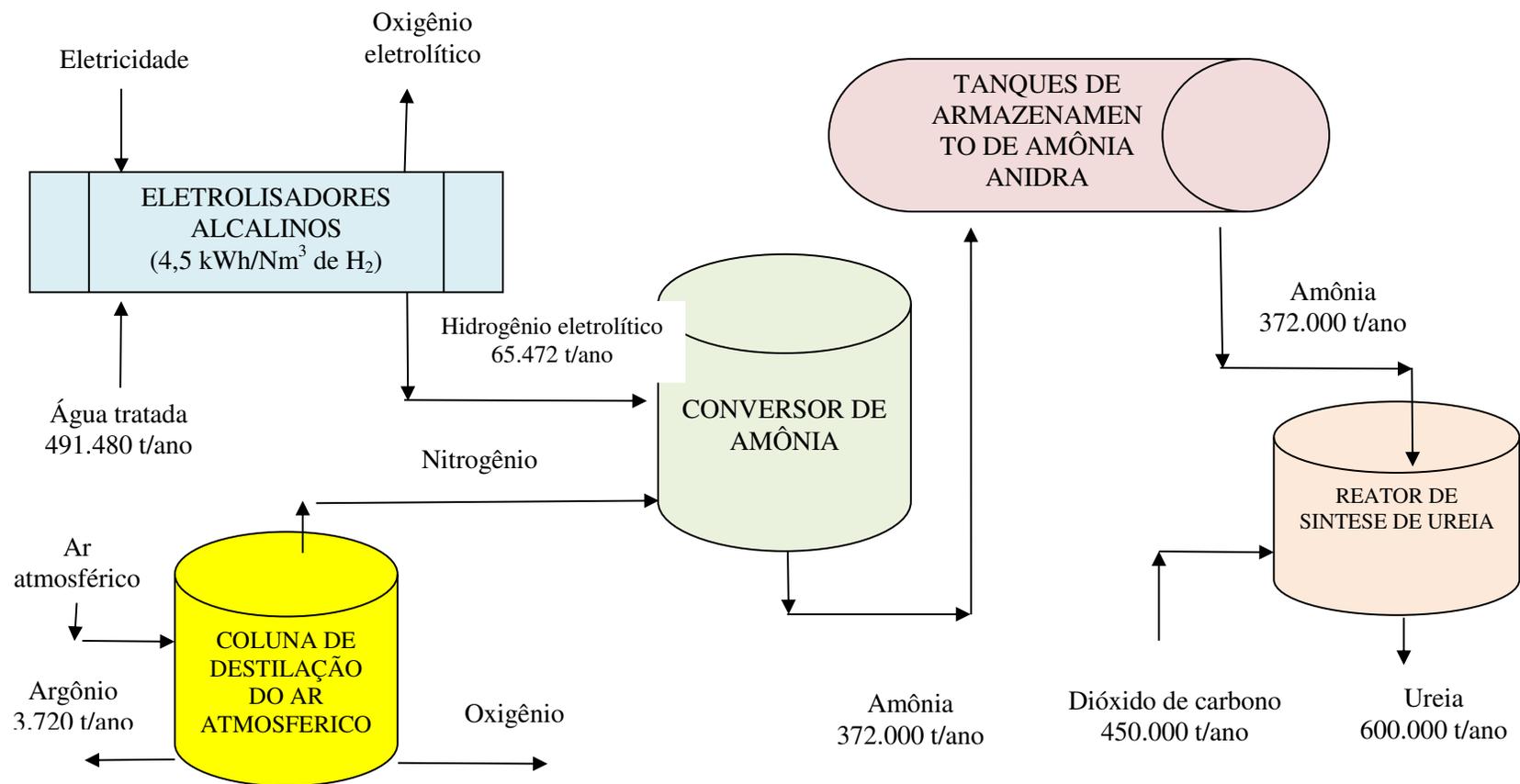


Figura 4.3 Fluxograma do processo de produção de ureia para o **modo 2** de operação da planta de amônia.

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 4.19 apresenta os outros gastos no processo de fabricação de ureia fertilizante:

Tabela 4.19 - Outros custos envolvidos na produção de ureia fertilizante (em US\$).

Salários em mão-de-obra direta	368.685
Custos indiretos de produção anual	24.580.569
Depreciação	20.083.603
Mão-de-obra indireta em produção	274.076
Seguros	1.300.822
Custos administrativos	13.287.988
Mão-de-obra indireta administrativa e de serviços	182.684
Amortização de ativos fixos intangíveis	65.422.247
Custos de vendas	6.608.549
Salários em vendas	128.549
Custos financeiros	122.539.643
Gastos tributários	1.758.008

Fonte: PETZOLDT (2009).

Nas Tabelas 4.20 e 4.21 podem-se observar o custo anual de produção de ureia para o **modo 1** de operação da planta de amônia eletrolítica para os anos 1 a 9. A Tabela 4.22 apresenta o custo anual de produção de ureia para o **modo 2** de operação da planta de amônia eletrolítica. A Tabela 4.24 mostra os demais custos envolvidos na produção de ureia e cujos valores são iguais para ambos os modos de operação da planta de amônia eletrolítica. A Tabela 4.25 apresenta o custo unitário de produção da ureia para os anos 1 a 18 considerando o **modo 1** de operação da planta de amônia eletrolítica. A Tabela 4.26 apresenta o custo unitário de produção da ureia para os anos 1 a 18 considerando o **modo 2** de operação da planta de amônia eletrolítica.

Tabela 4.20 - Custo anual de produção de ureia para o **modo 1** para os anos 1 a 9 (em US\$).

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capacidade usada	50%	75%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Custos de produção	173.438.757	247.966.690	322.494.620	322.494.620	322.494.620	322.494.620	322.494.620	322.494.620	322.494.620
Dióxido de carbono	37.422.000	56.133.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000
Amônia	103.261.620	154.892.430	206.523.240	206.523.240	206.523.240	206.523.240	206.523.240	206.523.240	206.523.240
Mão-de-obra direta	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685
Eletricidade em horário de ponta	201.021	301.532	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042
Eletricidade em horário fora de ponta	611.924	917.886	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847
Água tratada para arrefecimento	736.770	1.105.155	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540
Vapor (inclui custo de água e fuel-oil)	2.444.346	3.666.519	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692
Efluente carbonoso	4.093.740	6.140.610	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480
Sacolas de polietileno e polipropileno de 25 kg	808	1.212	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616
Sacolas de polietileno e polipropileno de 50 kg	454	682	909	909	909	909	909	909	909
Depreciação	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603
Manutenção	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068
Mão-de-obra indireta em produção	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076
Seguro sobre ativos fixos	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463
Seguro sobre inventários	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179

Fonte: Elaboração própria baseada em Petzoldt (2009).

Tabela 4.21 - Custo anual de produção de ureia para o **modo 1** para os anos 10 a 18 (em US\$).

Ano	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Capacidade usada	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Custos de produção	322.494.620	322.494.620	322.494.620	322.494.620	322.494.620	322.494.620	322.494.620	322.494.620	322.494.620
Dióxido de carbono	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000
Amônia	206.523.240	206.523.240	206.523.240	206.523.240	206.523.240	206.523.240	206.523.240	206.523.240	206.523.240
Mão-de-obra direta	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685
Eletricidade em horário de ponta	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042
Eletricidade em horário fora de ponta	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847
Água tratada para arrefecimento	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540
Vapor (inclui custo de água e fuel-oil)	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692
Efluente carbonoso	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480
Sacolas de polietileno e polipropileno de 25 kg	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616
Sacolas de polietileno e polipropileno de 50 kg	909	909	909	909	909	909	909	909	909
Depreciação	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603
Manutenção	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068
Mão-de-obra indireta em produção	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076
Seguro sobre ativos fixos	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463
Seguro sobre inventários	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179

Fonte: Elaboração própria baseada em Petzoldt (2009).

Tabela 4.22 - Custo anual de produção de ureia para o **modo 2** para os anos 1 a 9 (em US\$).

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capacidade usada	50%	75%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Custos de produção	167.120.338	215.998.411	264.876.482	264.876.482	264.876.482	264.876.482	264.876.482	264.876.482	264.876.482
Dióxido de carbono	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000
Amônia	96.943.200	145.414.800	193.886.400	193.886.400	193.886.400	193.886.400	193.886.400	193.886.400	193.886.400
Mão-de-obra direta	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685
Eletricidade em horário de ponta	201.021	301.532	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042
Eletricidade em horário fora de ponta	611.924	917.886	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847
Água tratada para arrefecimento	736.770	1.105.155	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540
Vapor (inclui custo de água e fuel-oil)	2.444.346	3.666.519	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692
Efluente carbonoso	4.093.740	6.140.610	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480
Sacolas de polietileno e polipropileno de 25 kg	808	1.212	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616
Sacolas de polietileno e polipropileno de 50 kg	454	682	909	909	909	909	909	909	909
Depreciação	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603
Manutenção	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068
Mão-de-obra indireta em produção	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076
Seguro sobre ativos fixos	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463
Seguro sobre inventários	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179

Fonte: Elaboração própria baseada em Petzoldt (2009).

Tabela 4.23 - Custo anual de produção para o **modo 2** de operação para os anos 10 a 18 (em US\$).

Ano	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Capacidade usada	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Custos de produção	264.876.482	264.876.482	264.876.482	264.876.482	264.876.482	264.876.482	264.876.482	264.876.482	264.876.482
Dióxido de carbono	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000	74.844.000
Amônia	193.886.400	193.886.400	193.886.400	193.886.400	193.886.400	193.886.400	193.886.400	193.886.400	193.886.400
Mão-de-obra direta	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685	368.685
Eletricidade em horário de ponta	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042	402.042
Eletricidade em horário fora de ponta	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847	1.223.847
Água tratada para arrefecimento	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540	1.473.540
Vapor (inclui custo de água e fuel-oil)	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692	4.888.692
Efluente carbonoso	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480	8.187.480
Sacolas de polietileno e polipropileno de 25 kg	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616
Sacolas de polietileno e polipropileno de 50 kg	909	909	909	909	909	909	909	909	909
Depreciação	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603	20.083.603
Manutenção	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068	2.922.068
Mão-de-obra indireta em produção	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076	274.076
Seguro sobre ativos fixos	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463	734.463
Seguro sobre inventários	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179	283.179

Fonte: Elaboração própria baseada em Petzoldt (2009).

Tabela 4.24 - Outros custos envolvidos na produção de ureia para os anos 1 a 18 (em US\$).

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capacidade usada	50%	75%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Custos administração	13.287.988	13.287.988	13.287.988	13.287.988	13.287.988	203.538	203.538	203.538	203.538
Custos financeiros	10.881.899	10.881.899	10.881.899	17.978.789	15.981.146	13.983.503	11.985.860	9.988.216	7.990.573
Custos de vendas	3.368.549	4.988.549	6.608.549	6.608.549	6.608.549	6.608.549	6.608.549	6.608.549	6.608.549
Custos fiscais	1.758.008	1.758.008	1.758.008	1.758.008	1.758.008	1.758.008	1.758.008	1.758.008	1.758.008
Ano	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Capacidade usada	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Custos administração	203.538	203.538	203.538	203.538	203.538	203.538	203.538	203.538	203.538
Custos financeiros	5.992.930	3.995.287	1.997.643	0	0	0	0	0	0
Custos de vendas	6.608.549	6.608.549	6.608.549	6.608.549	6.608.549	6.608.549	6.608.549	6.608.549	6.608.549
Custos fiscais	1.758.008	1.758.008	1.758.008	1.758.008	1.758.008	1.758.008	1.758.008	1.758.008	1.758.008

Fonte: PETZOLDT (2009).

Tabela 4.25 - Custo unitário de produção de ureia para o **modo 1** (em US\$).

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Custo total anual (US\$)	202.735.201	278.883.134	355.031.064	362.127.954	358.372.303	345.048.218	343.050.575	341.052.931	339.055.288
Produção anual de ureia (t)	300.000	450.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
Custo unitário da ureia (US\$/t)	675,80	619,75	591,72	603,55	597,30	575,10	571,75	568,43	565,10
Ano	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Custo total anual (US\$)	337.057.645	335.060.002	333.062.358	331.064.715	331.064.715	331.064.715	331.064.715	331.064.715	331.064.715
Produção anual de ureia (t)	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
Custo unitário da ureia (US\$/t)	561,77	558,44	555,11	551,78	551,78	551,78	551,78	551,78	551,78

Tabela 4.26 - Custo unitário de produção de ureia para o **modo 2** (em US\$).

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Custo total anual (US\$)	196.416.782	246.914.855	297.412.926	304.509.816	302.512.173	287.430.080	285.432.437	283.434.793	281.437.150
Produção anual de ureia (t)	300.000	450.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
Custo unitário da ureia (US\$/t)	654,73	548,70	495,70	507,52	504,20	479,06	475,73	472,40	469,07
Ano	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Custo total anual (US\$)	279.439.507	277.441.864	275.444.220	273.446.577	273.446.577	273.446.577	273.446.577	273.446.577	273.446.577
Produção anual de ureia (t)	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
Custo unitário da ureia (US\$/t)	465,74	462,41	459,08	455,75	455,75	455,75	455,75	455,75	455,75

A Tabela 4.27 mostra os ingressos pela venda da ureia fertilizante para os **modos 1 e 2**:

Tabela 4.27 - Ingressos por vendas para ambos os modos de operação.

Produto	Quantidade produzida (t/ano)	Preço de venda (US\$/t)	Total (US\$)
Ureia	600.000	720,00	432.000.000
Total	600.000	720,00	432.000.000

Fonte: PETZOLDT (2009).

A Tabela 4.28 apresenta o estado demonstrativo de lucros e perdas para o **modo 1** de operação:

Tabela 4.28 - Estado demonstrativo de lucros e perdas para o **modo 1** (em US\$).

Ano	Ingresso bruto	Custos totais	I.V.A. (10%)	Ingresso líquido	Gastos operacionais	Lucro bruto	Imposto renda	Lucro líquido
1	216.000.000	202.735.201	1.326.480	214.673.520	171.669.625	43.003.895	216.071	11.722.248
2	324.000.000	278.883.134	4.511.687	319.488.313	248.868.795	70.619.518	354.674	40.250.505
3	432.000.000	355.031.064	7.696.894	424.303.106	326.067.964	98.235.142	493.278	68.778.764
4	432.000.000	362.127.954	6.987.205	425.012.795	333.164.855	91.847.940	461.342	62.423.499
5	432.000.000	358.372.303	7.362.770	424.637.230	331.167.211	93.470.019	470.332	65.794.595
6	432.000.000	345.048.218	8.695.179	423.304.821	329.169.568	94.135.253	9.455.575	68.801.028
7	432.000.000	343.050.575	8.894.943	423.105.057	327.171.925	95.933.132	9.635.363	70.419.119
8	432.000.000	341.052.931	9.094.707	422.905.293	325.174.282	97.731.011	9.815.151	72.037.211
9	432.000.000	339.055.288	9.294.472	422.705.528	323.176.638	99.528.890	9.994.939	73.655.301
10	432.000.000	337.057.645	9.494.236	422.505.764	321.178.995	101.326.769	10.174.726	75.273.393
11	432.000.000	335.060.002	9.694.000	422.306.000	319.181.352	103.124.648	10.354.514	76.891.484
12	432.000.000	333.062.358	9.893.765	422.106.235	317.183.709	104.922.526	10.534.514	78.509.363
13	432.000.000	331.064.715	10.093.529	421.906.471	315.186.065	106.720.406	10.714.090	80.127.666
14	432.000.000	331.064.715	10.093.529	421.906.471	315.186.065	106.720.406	10.714.090	80.127.666
15	432.000.000	331.064.715	10.093.529	421.906.471	315.186.065	106.720.406	10.714.090	80.127.666
16	432.000.000	331.064.715	10.093.529	421.906.471	314.592.803	107.313.668	10.572.580	80.269.176
17	432.000.000	331.064.715	10.093.529	421.906.471	314.592.803	107.313.668	10.572.580	80.269.176
18	432.000.000	331.064.715	10.093.529	421.906.471	314.592.803	107.313.668	10.572.580	80.269.176

A Tabela 4.29 apresenta o estado demonstrativo de lucros e perdas para o **modo 2** de operação:

Tabela 4.29 - Estado demonstrativo de lucros e perdas para o **modo 2** (em US\$).

Ano	Ingresso bruto	Custos totais	I.V.A. (10%)	Ingresso líquido	Gastos operacionais	Lucro bruto	Imposto renda	Lucro líquido
1	216.000.000	196.416.782	1.958.322	214.041.678	171.669.625	42.372.053	216.071	17.408.825
2	324.000.000	246.914.855	7.708.515	316.291.485	248.868.795	67.422.690	354.674	69.021.956
3	432.000.000	297.412.926	13.458.708	418.541.292	326.067.964	92.473.328	493.278	120.635.088
4	432.000.000	304.509.816	12.749.019	419.250.981	333.164.855	86.086.126	461.342	114.279.823
5	432.000.000	302.512.173	12.948.783	419.051.217	331.167.211	87.884.006	470.332	116.068.712
6	432.000.000	287.430.080	14.456.992	417.543.008	329.169.568	88.373.440	9.455.575	120.657.353
7	432.000.000	285.432.437	14.656.757	417.343.243	327.171.925	90.171.318	9.635.363	122.275.443
8	432.000.000	283.434.793	14.856.521	417.143.479	325.174.282	91.969.197	9.815.151	123.893.535
9	432.000.000	281.437.150	15.056.285	416.943.715	323.176.638	93.767.077	9.994.939	125.511.626
10	432.000.000	279.439.507	15.256.050	416.743.950	321.178.995	95.564.955	10.174.726	127.129.717
11	432.000.000	277.441.864	15.455.814	416.544.186	319.181.352	97.362.834	10.354.514	128.747.808
12	432.000.000	275.444.220	15.655.578	416.344.422	317.183.709	99.160.713	10.534.514	130.365.688
13	432.000.000	275.444.220	15.655.578	416.344.422	315.186.065	101.158.357	10.714.090	130.186.112
14	432.000.000	275.444.220	15.655.578	416.344.422	315.186.065	101.158.357	10.714.090	130.186.112
15	432.000.000	275.444.220	15.655.578	416.344.422	315.186.065	101.158.357	10.714.090	130.186.112
16	432.000.000	275.444.220	15.655.578	416.344.422	314.592.803	101.751.619	10.572.580	130.327.622
17	432.000.000	275.444.220	15.655.578	416.344.422	314.592.803	101.751.619	10.572.580	130.327.622
18	432.000.000	275.444.220	15.655.578	416.344.422	314.592.803	101.751.619	10.572.580	130.327.622

A Tabela 4.30 apresenta o fluxo de caixa para o **modo 1** de operação. A Tabela 4.31 apresenta o fluxo de caixa para o **modo 2** de operação.

Tabela 4.30 - Fluxo de caixa para o **modo 1** de operação (em US\$).

Anos		Investimento fixo	Capital de giro	Amortização da dívida	Depreciação	Amortização AFI	Lucro líquido	Fluxo de caixa	VPL	
2010	-1	-376.830.827						-376.830.827	-339.147.745	
2011	0		-29.386.594					-29.386.594	-23.426.813	
2012	1		-14.497.287		20.083.603	13.084.449	11.722.248	30.393.013	21.633.147	
2013	2		-14.497.290		20.083.603	13.084.449	40.250.505	58.921.267	37.445.530	
2014	3				20.083.603	13.084.449	68.778.764	101.946.816	57.847.362	
2015	4			-27.668.189	20.083.603	13.084.449	62.423.499	67.923.362	34.412.090	
2016	5			-27.668.189	20.083.603	13.084.449	65.794.595	71.294.458	32.249.993	
2017	6			-27.668.189	20.083.603		68.801.028	61.216.442	24.724.295	
2018	7			-27.668.189	20.083.603		70.419.119	62.834.533	22.658.763	
2019	8			-27.668.189	20.083.603		72.037.211	64.452.625	20.752.021	
2020	9			-27.668.189	20.083.603		73.655.301	66.070.715	18.993.752	
2021	10			-27.668.189	20.083.603		75.273.393	67.688.807	17.374.032	
2022	11			-27.668.189	20.083.603		76.891.484	69.306.898	15.883.353	
2023	12			-27.668.189	20.083.603		78.509.363	70.924.777	14.512.615	
2024	13			0	20.083.603		80.127.666	100.211.269	18.308.225	
2025	14			0	20.083.603		80.127.666	100.211.269	16.346.630	
2026	15			0	20.083.603		80.127.666	100.211.269	14.595.204	
2027	16			0	593.262		80.269.176	80.862.438	10.515.319	
2028	17			0	593.262		80.269.176	80.862.438	9.388.678	
2029	18	7.860.718	58.381.171	0	593.262		80.269.176	147.104.327	15.249.830	
									VPL	28.691.471
									TIR	14%
									IL	1,10

Fonte: Elaboração própria baseada em Petzoldt (2009).

Tabela 4.31 - Fluxo de caixa para o **modo 2** de operação (em US\$).

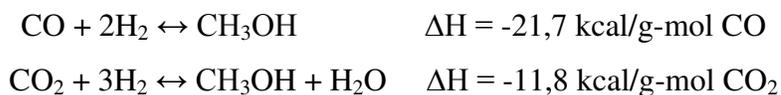
Anos		Investimento fixo	Capital de giro	Amortização da dívida	Depreciação	Amortização AFI	Lucro líquido	Fluxo de caixa	VPL
2010	-1	-376.830.827						-376.830.827	-339.147.744
2011	0		-29.386.594					-29.386.594	-23.426.993
2012	1		-14.497.287		20.083.603	13.084.449	17.408.825	36.079.590	25.681.452
2013	2		-14.497.290		20.083.603	13.084.449	69.021.956	87.692.718	55.730.476
2014	3				20.083.603	13.084.449	120.635.088	153.803.140	87.272.516
2015	4			-27.668.189	20.083.603	13.084.449	114.279.823	119.779.686	60.683.982
2016	5			-27.668.189	20.083.603	13.084.449	116.068.712	121.568.575	54.991.545
2017	6			-27.668.189	20.083.603		120.657.353	113.072.767	45.667.829
2018	7			-27.668.189	20.083.603		122.275.443	114.690.857	41.358.670
2019	8			-27.668.189	20.083.603		123.893.535	116.308.949	37.451.482
2020	9			-27.668.189	20.083.603		125.511.626	117.927.040	33.901.206
2021	10			-27.668.189	20.083.603		127.129.717	119.545.131	30.684.260
2022	11			-27.668.189	20.083.603		128.747.808	121.163.222	27.767.485
2023	12			-27.668.189	20.083.603		130.365.688	122.781.102	25.123.447
2024	13			0	20.083.603		130.186.112	150.269.715	27.453.716
2025	14			0	20.083.603		130.186.112	150.269.715	24.512.248
2026	15			0	20.083.603		130.186.112	150.269.715	21.885.933
2027	16			0	593.262		130.327.622	130.920.884	17.024.899
2028	17			0	593.262		130.327.622	130.920.884	15.200.803
2029	18	7.860.718	58.381.171	0	593.262		130.327.622	197.162.773	20.439.227
								VPL	16%
								TIR	31.560.620
								IL	1,76

4.3 Avaliação econômica da produção de metanol a partir de hidrogênio.

Nesta seção é apresentada a metodologia proposta para a produção industrial de metanol. Considerando as limitações do trabalho, foram feitas algumas simplificações visando permitir o desenvolvimento do estudo. Essas simplificações são descritas conforme aparecem no texto.

De acordo com Silva (1991), uma aplicação energética importante do hidrogênio se refere ao seu uso indireto como combustível, ou seja, nos processos a partir dos quais são obtidos combustíveis de origem fóssil, renovável ou sintético.

Assim como a amônia, o metanol também é um dos produtos sintéticos de maior produção atualmente, sendo usado como solvente e precursor na manufatura de plásticos, resinas e demais produtos orgânicos, como por exemplo, o formol. Existem duas reações básicas para a síntese do metanol:



Atualmente a maior produção de metanol é feita a partir da reação de CO com H₂ na razão molar 1:2. Há vários tipos de processos. Por exemplo, no processo *Lurgi* (alta pressão) usa-se como catalisadores o óxido de cromo e o óxido de zinco; a temperatura é de 350°C e a pressão 300 atm. No processo *ICI* (baixa pressão) o catalisador é o cobre, a temperatura é de 260°C e a pressão 50 atm. O consumo de hidrogênio é estimado em 1,62 Nm³/kg_{CH₃OH} a 2,34 Nm³/kg_{CH₃OH} (SILVA, 1991). Uma discussão detalhada da química da catálise com reforma a vapor e a síntese do metanol não serão aqui apresentadas. Para obter informações sobre a química de catálise de tais processos, recomenda-se Twigg (1989). Para uma discussão geral do processo de conversão do gás de síntese em combustíveis líquidos, recomenda-se Mills (1993).

De acordo com os resultados do levantamento do mercado paraguaio de hidrogênio, o consumo estimado de metanol no Paraguai é de aproximadamente 7.500 t/ano. Seguidamente, apresentam-se os dados de consumo estimado de metanol (t/ano) de 2001 a 2011 dos outros países membros do MERCOSUL, abrangendo a mesma região que no estudo de mercado feito para a ureia fertilizante. A Tabela 4.32 mostra o consumo estimado de metanol no Brasil de 2001 a 2011.

Tabela 4.32 - Consumo estimado de metanol no Brasil de 2001 a 2011.

Ano	Consumo (t/ano)	Ano	Consumo (t/ano)
2001	242.028	2007	316.781
2002	260.477	2008	360.507
2003	262.523	2009	457.928
2004	272.307	2010	563.194
2005	251.217	2011	671.373
2006	-----		

Fonte: COMTRADE (2012).

A Tabela 4.33 mostra o consumo estimado de metanol na Argentina de 2001 a 2011.

Tabela 4.33 - Consumo estimado de metanol na Argentina de 2001 a 2011.

Ano	Consumo (t/ano)	Ano	Consumo (t/ano)
2001	94.677	2007	223.660
2002	14.611	2008	192.325
2003	276.839	2009	79.577
2004	295.259	2010	44.244
2005	279.203	2011	79.279
2006	239.595		

Fonte: COMTRADE (2012).

A produção argentina de metanol consegue satisfazer a demanda nacional desse produto e os excedentes são exportados para o Brasil, para o Paraguai, para o Uruguai, para os EUA, etc. No ano 2010, as exportações de metanol da Argentina totalizaram 79.279 t (COMTRADE, 2012). A Tabela 4.34 mostra o consumo estimado de metanol no Uruguai de 2001 a 2011.

Tabela 4.34 - Consumo estimado de metanol no Uruguai de 2001 a 2011.

Ano	Consumo (t/ano)	Ano	Consumo (t/ano)
2001	41	2007	262
2002	106	2008	279
2003	56	2009	226
2004	38	2010	1.265
2005	88	2011	1.602
2006	255		

Fonte: COMTRADE (2012).

Na Tabela 4.34 pode-se observar que o mercado uruguaio de metanol é pequeno, sendo que todo o metanol consumido é totalmente importado (COMTRADE, 2012).

A região abrangida pelo projeto compreende o Paraguai e o Brasil considerando que a planta de metanol eletrolítico localiza-se no Paraguai onde o metanol consumido é totalmente importado e o mercado expressivo de metanol existente atualmente no Brasil, país cuja produção local desse produto é insuficiente para satisfazer a demanda nacional. Assim sendo, estima-se que o mercado de metanol da região abrangida pelo projeto é de aproximadamente 680 mil t/ano. Vale à pena salientar que a Argentina e o Uruguai não formam parte da região abrangida pelo projeto. Na Argentina existem empresas capacitadas e com ampla tradição na produção e comercialização de metanol ao consumidor final. A produção argentina de metanol a partir do gás natural consegue satisfazer a demanda nacional, sendo o excedente exportado. Com respeito ao Uruguai, o consumo de metanol desse país é insignificante, além de que o metanol eletrolítico

produzido no Paraguai percorrerá uma distância bem maior ao ser transportada ao Uruguai que aquele metanol importado da Argentina, aumentando o custo agregado ao produto com o transporte.

Segundo Souza (2003), quando a demanda é claramente superior à capacidade de produção da concorrência, a capacidade proposta do projeto deve satisfazer no máximo 10% da demanda. Adotando 10% da demanda já mencionada, a capacidade da planta industrial de metanol seria de aproximadamente 66 mil toneladas anuais, sendo necessárias 12.375 t/ano de hidrogênio eletrolítico e 90.275 t/ano de CO₂. Para a avaliação econômica da produção de metanol a partir de hidrogênio eletrolítico no Paraguai serão analisados os mesmos cenários considerados no estudo de caso anterior, ou seja, produção de amônia para ureia fertilizante.

Para o **modo 2** de operação foi assumido que será necessário um tanque de armazenamento de hidrogênio eletrolítico devido à operação intermitente da planta de eletrólise da água. O custo de capital do armazenamento de hidrogênio eletrolítico é calculado a partir da máxima capacidade de armazenamento requerida para a síntese de metanol e o custo de capital específico estimado do tanque de armazenamento (PRINCE-RICHARD *et al*, 2005). A capacidade de armazenamento de hidrogênio eletrolítico deveria satisfazer pelo menos a produção diária média de hidrogênio, a qual será consumida durante o dia num período diferente daquele em que é produzido, ou seja, no horário fora de ponta de carga. Thomas e Kuhn (1995) sugerem a quantidade de hidrogênio equivalente a um dia completo de produção devido a falhas técnicas imprevistas. Além disso, nem todo o hidrogênio armazenado em tanques pressurizados está disponível porque uma determinada quantidade permanecerá nos tanques de armazenamento à medida que a pressão diminua durante a transferência ao reator de síntese de metanol. No melhor dos casos, aparentemente só 60% do hidrogênio armazenado pode ser usado.

A Tabela 4.35 mostra os principais fornecedores da tecnologia de produção comercial de metanol e as condições de operação do reator de síntese de metanol.

Tabela 4.35 - Fornecedores da tecnologia de síntese de metanol.

Fornecedor da tecnologia	Temperatura de operação (°C)	Pressão de operação (bar)	Observação
ICI (Synetix)	210 – 290	50 – 100	Atualmente licencia quatro tipos de reatores: ARC, Tubular com Resfriamento, Linde Isotérmico e Toyo.
Lurgi	230 – 265	50 – 100	Reator isotérmico tubular
Mitsubishi	240	77 – 97	Reator isotérmico tubular
Kellogg			Reator esférico
Haldor-Topsoe	260	48 - 300	Atualmente, nenhuma planta comercial usa este processo.

Fonte: WONGSTCHOWSKI (2002).

Neste trabalho optou-se pelo reator de metanol da *Lurgi* para a conversão do gás de síntese (H_2 eletrolítico + CO_2). Conforme Lan *et al* (2011), o processo de obtenção de metanol da *Lurgi* produz metanol pela conversão catalítica do gás de síntese a baixa pressão na fase gasosa. As principais vantagens desta tecnologia são os baixos investimentos e custos de produção, alta confiabilidade operacional e elevada flexibilidade na escolha do tamanho da planta.

A Tabela 4.36 mostra o histórico do preço internacional do metanol (em US\$/t) entre os anos 2001 e 2012.

Tabela 4.36 - Histórico do preço internacional do metanol.

ANO	Preço (US\$/t)	ANO	Preço (US\$/t)
2001	171	2008	550
2002	175	2009	253
2003	250	2010	372
2004	270	2011	442
2005	314	2012	447
2006	417	2013	532
2007	473		

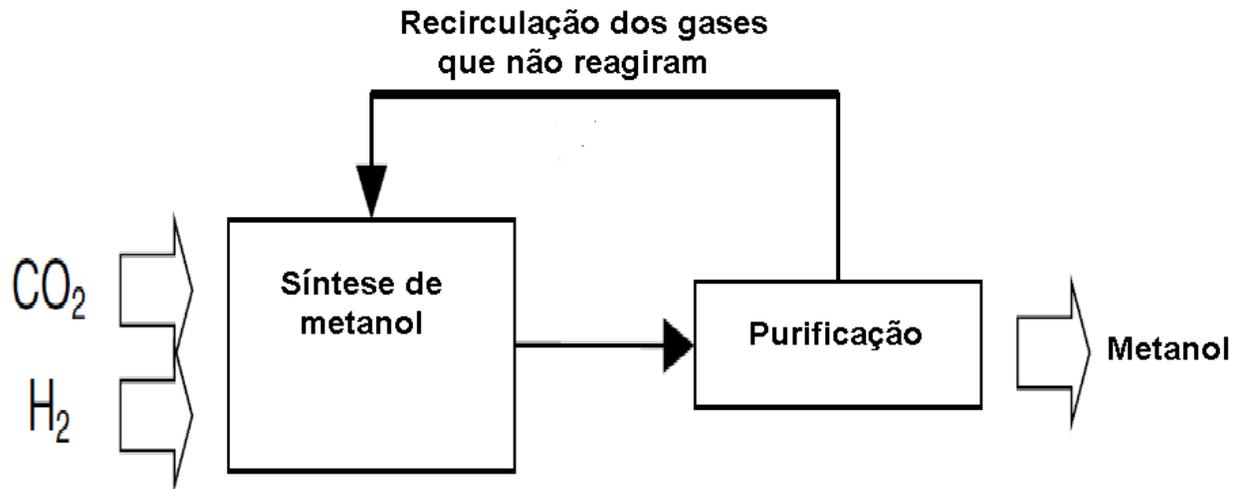
Fonte: METHANEX (2013).

Os dados apresentados na Tabela 4.30 são plotados na Figura 4.7 e comparados com o valor obtido neste trabalho.

Segundo Rosillo-Calle e Cortez (1998), o custo da produção de metanol a partir de biomassa é estimado entre US\$ 264/t e US\$ 638/t. A produção de metanol a partir de gás natural é estimada em US\$ 168,48/t para uma planta com capacidade de 43.865,5 t/h. Para ter uma melhor noção desses custos de produção deve-se lembrar que os preços do metanol são historicamente baseados nos preços dos combustíveis e são sazonais. O preço atual de mercado está em torno de US\$ 532/t, ou seja, US\$ 1,60/galão (METHANEX, 2013), que está substancialmente abaixo do custo de produção estimado neste trabalho. De acordo com StatOil (2008), o investimento numa planta de produção de metanol de 68 mil t/ano seria de US\$ 3,27 milhões aproximadamente.

As vantagens referentes à instalação de uma fábrica de metanol eletrolítico no Paraguai seria a redução das importações de metanol, aproveitamento econômico da abundante hidroeletricidade disponível no país, geração de empregos, crescimento econômico e desenvolvimento, tornando a região abrangida pelo projeto num polo de outras indústrias que empregam metanol na fabricação de seus produtos. Além disso, o metanol eletrolítico tem um

processo muito mais limpo de produção, ao contrário daquele que usa combustíveis fósseis que causam danos ambientais durante o seu transporte e refino. A Figura 4.4 mostra o fluxograma de produção de metanol a partir de hidrogênio e dióxido de carbono.



Fonte: GALINDO-CIFRE e BADR (2007).

Figura 4.4 - Fluxograma do processo de produção de metanol a partir de H_2 e CO_2 .

Os valores assumidos para os cálculos de fluxo de caixa estão apresentados na Tabela 4.37.

Tabela 4.37 - Resultados do custo de produção anual de hidrogênio eletrolítico para os dois modos de operação da planta de eletrólise da água.

Valores assumidos			
	Modo 1	Modo 2	Fonte
Taxa de desconto	10%	10%	SOUZA (1998)
FRC	0,12	0,12	SOUZA (1998)
Custo anual com O&M dos eletrolisadores	14% do custo de capital dos eletrolisadores	14% do custo de capital dos eletrolisadores	NREL (2009)
Disponibilidade anual da planta eletrolítica	1.128 horas* 6.792 horas**	Não disponível* 6.792 horas**	ANDE (2012)
Preço da eletricidade da rede	US\$ 70,22MWh* US\$ 35,50MWh**	US\$ 35,50MWh**	ANDE (2012)
Investimento nos eletrolisadores	US\$ 43,2 milhões	US\$ 50,4 milhões	StatOil (2008)
Eficiência dos retificadores	97%	97%	BOCKRIS (1981)
Vida útil dos equipamentos	20 anos	20 anos	StatOil (2008)
Armazenamento intermediário de H ₂	Não	Sim	Elaboração própria
Custo de armazenamento do H ₂		US\$ 257,35/kg _{H2}	FURLAN (2012)
Custo anual com O&M do tanque de armazenamento de H ₂		14% do custo de capital do tanque de armazenamento de H ₂	AMOS (1998)
Resultados obtidos neste estudo			
Potência elétrica requerida pela planta de eletrólise da água	82,40 MW	96,10 MW	Elaboração própria
Produção diária de hidrogênio eletrolítico	37.500 kg _{H2} (421.349 m ³ _{H2})	36.440 kg _{H2} 409.438 m ³ _{H2}	Elaboração própria
Custo de produção de H ₂ eletrolítico	US\$ 2,81/kg _{H2} (US\$ 0,25/m ³ _{H2})	US\$ 3,05/kg _{H2} (US\$ 0,27/m ³ _{H2})	Elaboração própria

* Horário de ponta de carga (4 h/dia, 24 h/semana).

** Horário fora de ponta de carga (20 h/dia).

Vários estudos econômicos sobre a produção de hidrogênio eletrolítico foram obtidos da literatura. Alguns possuem foco no uso de fontes renováveis de energia, tais como solar, eólica e hidroeletricidade. A Tabela 4.38 sumariza os custos de hidrogênio eletrolítico.

Tabela 4.38 - Custo do hidrogênio produzido via eletrólise da água.

Capacidade de produção (t/dia)	Fonte da eletricidade	Custo do hidrogênio (US\$/kg)	Referência bibliográfica
690	Eletricidade da rede	2,48	Neste estudo
670	Eletricidade da rede	2,37	
37,5	Eletricidade da rede	3,03	
36,5	Eletricidade da rede	3,05	
0,02	Eletricidade da rede	21,67	IVY (2004)
0,10	Eletricidade da rede	9,22	IVY (2004)
0,23	Hidroeletricidade excedente da UHE de Itaipu	6,54	SANTOS JUNIOR (2004)
0,71	Hidroeletricidade excedente de uma UHE	2,42	YUMURTACI e BILGEN (2004)
1,00	Eletricidade da rede	4,72	IVY (2004)
1,00	Energia eólica	5,93	LEVENE <i>et al</i> (2005)
1,27	Energia solar fotovoltaica	5,29	JOHANSSON <i>et al</i> (1993)
1,27	Energia eólica	4,44	JOHANSSON <i>et al</i> (1993)
1,50	Energia eólica	5,32	LEVENE <i>et al</i> (2005)
2,24	Processo de co-geração em usinas de açúcar e álcool	6,34	HAMELMAN (2008)
9,34	Hidroeletricidade excedente da UHE de Itaipu	2,66	GAMBETTA (2010)
14,56	Combinação de energia eólica, solar e excedentes de hidroelétricas.	11,35	SILVA <i>et al</i> (2005)
43,14	Hidroeletricidade excedente de uma UHE	3,68	ANDREASSEN <i>et al</i> (1993)
49,65	Associação de EVT e energia garantida da UHE de Ilha Solteira	1,97	SOUZA (1998)
51,78	Hidroeletricidade excedente de uma UHE	2,30	GRETZ <i>et al</i> (1992)
118,65	Associação de EVT e energia garantida da UHE de Itaipu	2,86	ESPÍNOLA (2008)

A Figura 4.5 permite comparar os valores apresentados na Tabela 4.38.

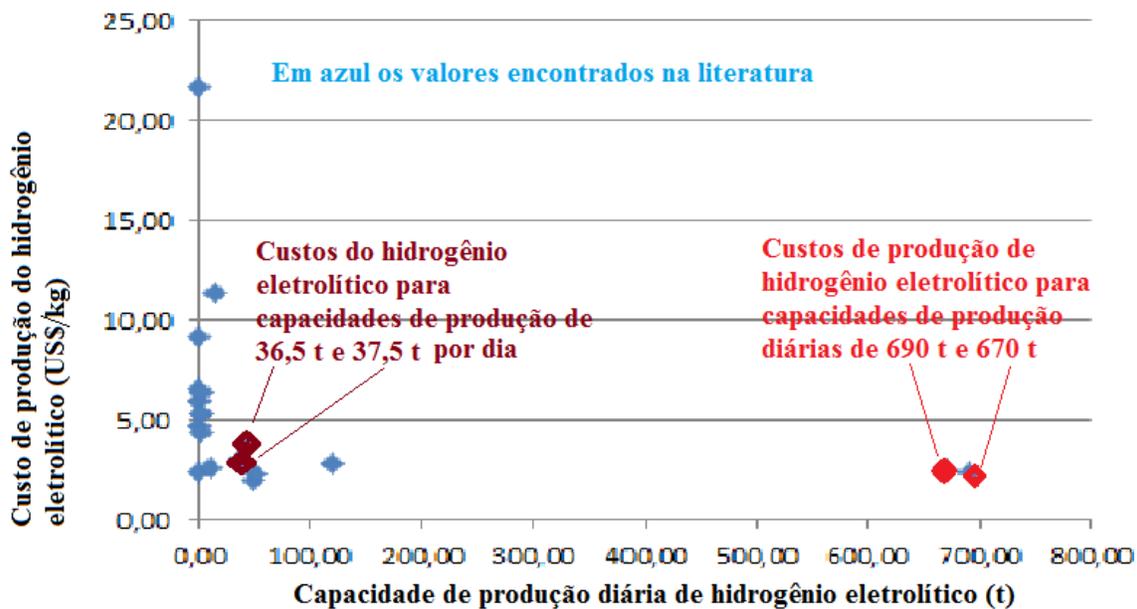


Figura 4.5 - Comparação dos valores obtidos neste estudo com aqueles encontrados na literatura.

Fonte: Elaboração própria baseada nos valores apresentados na Tabela 4.38.

A Figura 4.6 permite comparar os custos de hidrogênio eletrolítico em função dos preços da eletricidade estimados neste estudo com aqueles valores encontrados no trabalho feito pelo NREL (2009).

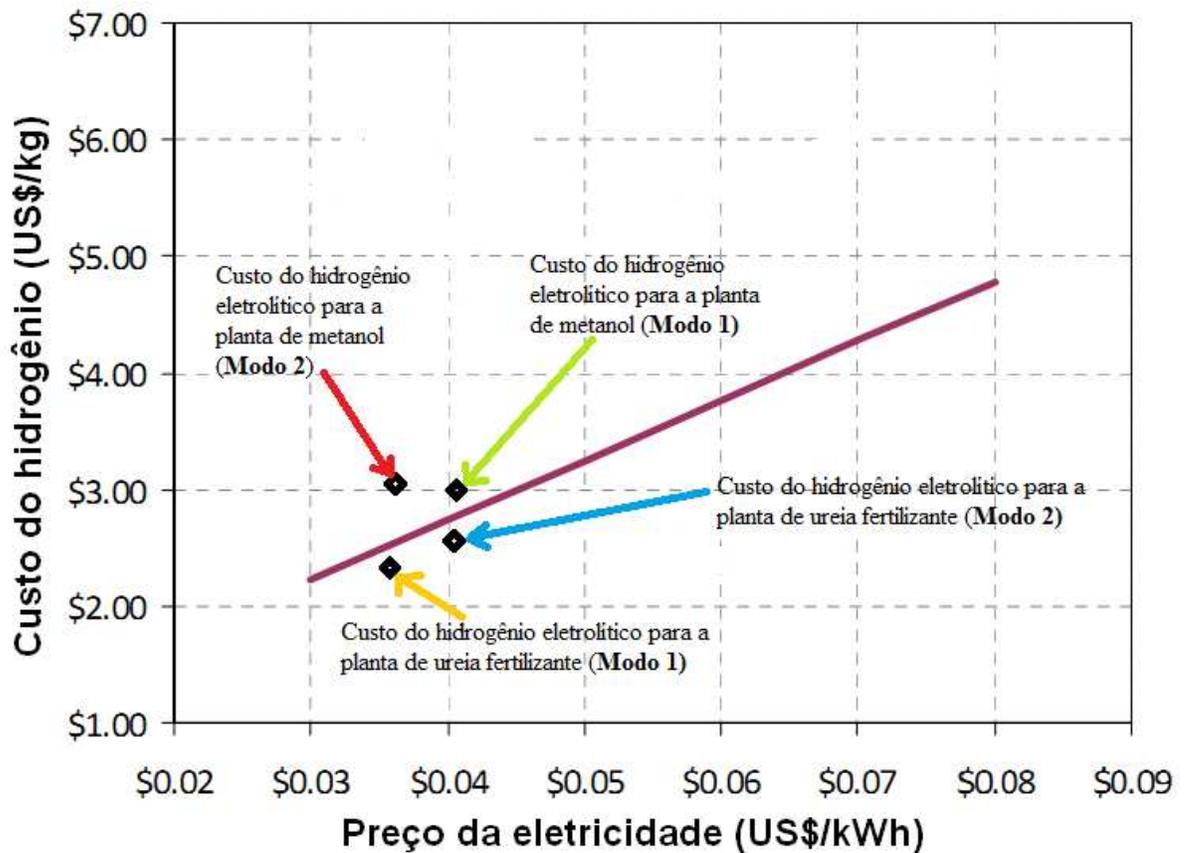


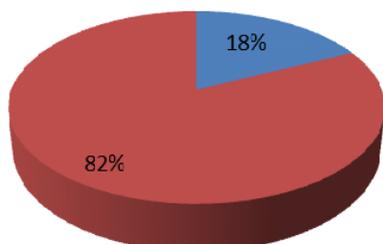
Figura 4.6 - Comparação dos resultados obtidos com aqueles apresentados na literatura.

Fonte: Elaboração própria baseada em NREL (2009).

Na Figura 4.7 é possível verificar a parcela de cada um dos custos que compõem o custo total de produção de hidrogênio eletrolítico para os dois modos de operação visando a fabricação de ureia fertilizante e metanol.

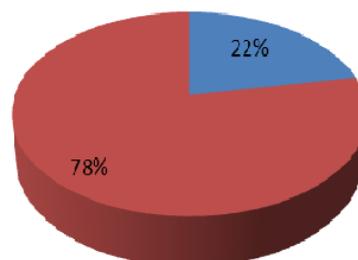
Produção de ureia fertilizante: modo 1 de operação da planta de hidrogênio eletrolítico

■ Custo de capital + O&M da planta de hidrogênio eletrolítico
 ■ Custo com eletricidade



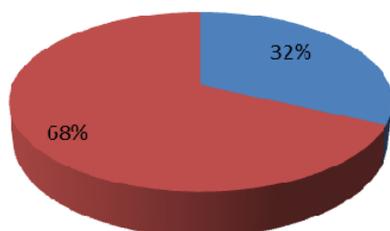
Produção de ureia fertilizante: modo 2 de operação da planta de hidrogênio eletrolítico

■ Custo de capital + O&M da planta de hidrogênio eletrolítico
 ■ Custo com eletricidade



Produção de metanol: modo 1 de operação da planta de hidrogênio eletrolítico

■ Custo de capital + O&M da planta de hidrogênio eletrolítico
 ■ Custo com eletricidade



Produção de metanol: modo 2 de operação da planta de hidrogênio eletrolítico

■ Custo de capital + O&M da planta de hidrogênio eletrolítico
 ■ Custo com eletricidade

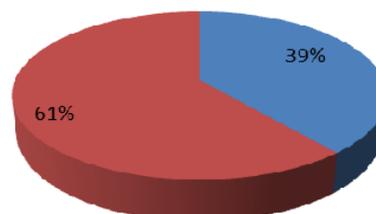


Figura 4.7 - Comparação dos resultados obtidos com os valores apresentados na Figura 5.2.

Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 4.7 se pode verificar que os resultados obtidos concordam com aqueles valores apresentados no estudo feito pela NREL (2009), ou seja, o custo com eletricidade constitui o principal componente no custo total de produção de hidrogênio eletrolítico. Os principais setores consumidores de produtos em cuja fabricação participa o hidrogênio como matéria-prima no Paraguai são amônia para obtenção de ureia fertilizante e metanol. Atualmente não existe um mercado de hidrogênio energético no Paraguai.

A Tabela 4.39 mostra os resultados do custo de produção de metanol para os dois modos de operação da planta de hidrogênio eletrolítico:

Tabela 4.39 - Custo do metanol para os dois modos de operação da planta eletrolítica.

Parâmetros	Valores assumidos	Fonte
Investimento numa planta de metanol de 66 mil t/ano de capacidade instalada	US\$ 3.269.787,76	Mignard <i>et al</i> (2003)
Fator de recuperação de capital	0,12	Souza (1998)
O&M da planta de metanol	6% do custo de capital da planta	Peters e Timmerhaus (1991)
Disponibilidade anual da planta de metanol	7.920 horas	Petzoldt (2009)
Preço da eletricidade	US\$ 35,50/MWh* e US\$ 70,22/MWh**	ANDE (2012)
Consumo específico de eletricidade da planta de metanol	0,32 MWh/t	Galindo Cifre e Badr (2007)
Preço do CO ₂ importado	US\$ 166,32/t	Petzoldt (2009)
Investimento para um tanque de armazenamento de CO ₂ de 10 mil m ³	US\$ 20 milhões	AIR LIQUIDE (2008)
O&M do tanque de armazenamento de CO ₂	10% do custo de capital do tanque	Peter e Timmerhaus (1991)
Resultados obtidos		
Parâmetros	Modo 1	Modo 2
Quantidade anual de CO ₂ requerido	90.750 t	90.750 t
Quantidade anual de hidrogênio requerido	12.375 t	12.375 t
Custo de produção de metanol	US\$ 815,92,17/t	US\$ 918,22/t

* Tarifa elétrica no horário fora de ponta de carga.

** Tarifa elétrica no horário de ponta de carga.

Na Tabela 4.39 se pode observar que o custo do metanol para os dois modos de operação da planta de hidrogênio eletrolítico resulta excessivamente alto comparando com o preço de venda do metanol no mercado internacional. Por enquanto, esses custos obtidos inviabiliza a produção de metanol a partir de hidrogênio eletrolítico no Paraguai. Porém, segundo a Figura 4.8, o processo tornar-se-á viável se o custo do hidrogênio eletrolítico for menor de US\$ 1,50/kg, ou

seja, a capacidade de produção da planta de hidrogênio eletrolítico deveria ser o dobro, mantendo-se constante o preço da eletricidade.

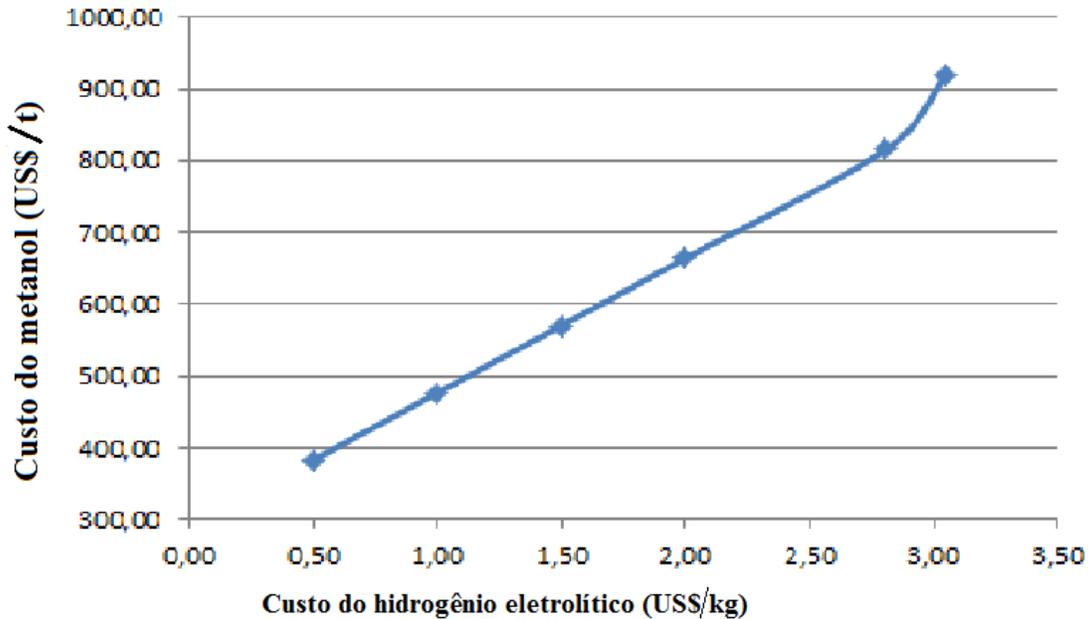


Figura 4.8 - Custo do metanol em função do custo do hidrogênio eletrolítico.

Fonte: Elaboração própria.

Vale a pena salientar que o metanol é uma commodity e o preço é volátil, uma vez que depende de fatores globais conjunturais que mudam constantemente como, por exemplo, a cotação do petróleo. Na Tabela 4.40 pode-se observar que o preço internacional do metanol aumentou nos últimos nove meses desse ano.

Tabela 4.40 - Preço internacional do metanol de janeiro a setembro de 2013.

Ano 2013	Preço (US\$/t)	Ano 2013	Preço (US\$/t)
Janeiro	482	Junho	532
Fevereiro	482	Julho	532
Março	516	Agosto	532
Abril	516	Setembro	532
Maior	532		

Fonte: METHANEX (2013).

A tendência do aumento do preço do metanol ocorre justamente em período de alta da cotação do barril do petróleo.

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O Paraguai dispõe anualmente de 50,7 TWh de eletricidade, sendo que o consumo nacional anual apenas é de 7,6 TWh aproximadamente. A quantidade restante não usada pelo país, ou seja, 50 TWh, são exportados para o Brasil (33 TWh/ano) e para a Argentina (7,25 TWh/ano).

Os principais setores consumidores de hidrogênio no Paraguai são os de síntese de amônia para a produção de ureia fertilizante (71%) e metanol (13%). A ureia é usada principalmente no setor agrícola como fertilizante e o metanol na produção de biodiesel e nas indústrias farmacêutica e do plástico. O consumo anual paraguaio de ureia para uso agrícola é de 26.350 t e de metanol aproximadamente 7.500 t. A quantidade correspondente de hidrogênio eletrolítico necessário para a produção de ureia seria de 1.680 t/ano e para a produção de metanol de 1.400 t/ano aproximadamente. Levando em conta essas capacidades de produção de hidrogênio eletrolítico, os custos de produção desse gás seriam de US\$ 2,48/kg_{H2} e US\$ 2,37/kg_{H2}, respectivamente. Devido que os mercados paraguaios de ureia e metanol são insignificantes para justificar a instalação desse tipo de indústrias no país, decidiu-se que a região abrangida neste trabalho seria o MERCOSUL para o caso da ureia e os mercados paraguaio e brasileiro para o caso do metanol, sendo a demanda anual de ureia de 6 milhões t e de metanol 680 mil t aproximadamente.

Aplicando a metodologia proposta neste trabalho, foi possível concluir que a produção de ureia para uso agrícola a partir de hidrogênio eletrolítico resulta viável economicamente para os dois modos de operação da planta de amônia eletrolítica estudados nesta tese. O baixo preço da eletricidade e o menor custo de armazenamento de amônia comparado com o custo de armazenamento de hidrogênio gasoso pressurizado foram fatores decisivos para tornar o projeto viável. Vale à pena lembrar que a produção industrial de amônia é uma operação de aplicação

intensiva de capital e de energia. Atualmente, o gás natural tem vantagens sobre outras matérias-primas, quando disponível, não somente devido àquelas associadas à extração, produção e transporte do gás. 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 a garantia de preservação do meio ambiente e que fatalmente virão a ser mais questionados devido a 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.

Os maiores investimentos nas plantas industriais de geração de amônia pelo processo de eletrólise da água são devidos aos eletrolisadores e à planta de separação de ar nos seus componentes, nitrogênio e oxigênio. Na obtenção de hidrogênio a partir da eletrólise da água o preço da eletricidade é o fator mais importante no custo final de produção do hidrogênio eletrolítico, concordando com a análise desenvolvida em estudos econômicos anteriores. Entretanto, para o caso paraguaio, o problema do custo com eletricidade pode ser contornado através do uso da eletricidade disponível no Paraguai, a qual apresenta um preço bem inferior ao da eletricidade fornecida em outros países.

Além do preço da eletricidade, o armazenamento do hidrogênio eletrolítico na forma de gás pressurizado constitui um fator importante de influência no custo final de hidrogênio eletrolítico sendo, portanto, necessário o uso imediato do hidrogênio na obtenção de um produto economicamente viável.

A eletricidade para a produção de hidrogênio eletrolítico será comprada da ANDE porque caso se pretenda comprar diretamente de uma das UHEs binacionais, Itaipú ou Yacyreta, será necessário tratá-lo no Congresso Nacional, por isso é muito mais viável que a ANDE seja o fornecedor da eletricidade necessária para produzir o hidrogênio eletrolítico.

Conforme os resultados obtidos, a instalação de uma planta industrial de metanol de 66 mil t/ano no Paraguai não oferece perspectivas de comercialização “no momento”. O custo adequado de produção de hidrogênio eletrolítico deveria cair para US\$ 1,50/kg ou duplicar a capacidade de produção industrial de metanol para garantir a remuneração do investimento. Salienta-se ainda que a tecnologia disponível para o armazenamento de grandes quantidades de hidrogênio gasoso pressurizado por longos períodos ainda representa um desafio tecnológico para reduzir seus custos que encarecem o preço final do produto.

É certo que uma transição está por vir, onde as fontes renováveis terão uma maior participação na matriz energética mundial e o hidrogênio poderá atuar como um facilitador para a inserção de fontes intermitentes, como a solar e a eólica. Os países que acompanharem esta transição serão inseridos facilmente na economia de forma competitiva, enquanto aqueles que persistirem na dependência em combustíveis fósseis correm o risco de sofrer uma crise energética, abalando sua economia. Desse modo, considerando o enorme potencial paraguaio de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, a inserção do hidrogênio e o desenvolvimento de parques industriais para o desenvolvimento desta tecnologia pode ser uma oportunidade para colocar o Paraguai em destaque, de maneira positiva, nos cenários energético e econômico mundiais.

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

5.1 Sugestões para trabalhos futuros.

A fim de aprofundar a discussão sobre a produção de ureia para uso agrícola e de metanol, alguns outros estudos são sugeridos:

1. Avaliar o aproveitamento econômico do oxigênio eletrolítico subproduto. O oxigênio também pode ser armazenado e comercializado aumentando as oportunidades de negócios.

2. Na cidade de Quioto no Japão, em dezembro de 1997, foi estabelecido o Protocolo de Quioto, o qual é um documento assinado por aproximadamente 180 países. Nesse protocolo, 38 países industrializados, os quais fazem parte do Anexo I do acordo, concordam em cortar as suas emissões de gases de efeito estufa entre 2008 e 2012 para níveis 5,2% menores daqueles registrados em 1990. O Paraguai, na sua condição de país terceiro-mundista nos cenários econômico e político mundial, não está obrigado a fazer reduções de emissões de gases de efeito estufa. Essa condição privilegiada poderia ser tema de estudo visando futuras negociações sobre clima, como o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL¹.

¹ O MDL tem como objetivo possibilitar que países desenvolvidos do Anexo I invistam em projetos de redução ou seqüestro de carbono em países em desenvolvimento que não pertencem ao Anexo I, promovendo, assim, o desenvolvimento sustentável e, com isso, adquirir reduções certificadas de emissões (RCE) que poderão ser usados pelos países desenvolvidos, seja para contabilizar as quantidades de redução assumidas, seja para comercializar tais créditos com outros países, ou até mesmo em Bolsas de Valores (LOPES *et al*, 2002).

6 Referências

ABC Color, jornal; <http://www.abc.com.py>, consultado em fevereiro de 2013.

AHLGREN, Serina, BAKY, Andras, BERNESSON, Sven, NORDBERG, Ade, NORÉN, Olle, HANSSON, Per-Anders. Ammonium nitrate fertilizer production based on biomass – Environmental effects from a life cycle perspective. **Bioresource Technology**, n. 99, p. 8034-8041, 2008.

ALTVALTER, Elmar. Introdução: por que o desenvolvimento é contrário ao meio ambiente. **O preço da riqueza**. São Paulo: UNESP, 1995. p. 21 – 41.

ANDE (Administración Nacional de Electricidad). Disponível em <http://www.ande.gov.py>, acessado em maio de 2012.

ANDREASSEN, K., BUENGER, U. H., HENRIKSEN, N., ØYVANN, A., ULLMANN, O. Norwegian Hydro Energy in Germany (NHEG). **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 18, n. 4, p. 325 – 336, 1993.

APOLINÁRIO, Fernando Rezende. **Análise do Desempenho de um Sistema Solar-fotovoltaico em Hidrogênio**. 2004. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

APOLINÁRIO, Fernando Rezende. **Análise técnica e econômica da geração eólica e fotovoltaica para a produção de hidrogênio eletrolítico**. 2008. 101 p. Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

ARAÚJO, Paula Duarte. **Impactos Ambientais e na Matriz de Consumo de Combustíveis pela Introdução de uma Frota de Veículos Leves com Células a Combustível na cidade de São Paulo – SP**. 2004. 163 p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

ASPEN engineering suite, V11.1. Cambridge, Mass: Aspen Tech, 2001.

BARBIR, Frano. PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources. **Solar Energy**, v. 78, p. 661-669, 2005.

BÉCKER, Doris, BELT, Christian. **Situación de las Energías Renovables en el Paraguay**. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Cooperación Alemana al Desarrollo. 84 páginas. Marzo del 2011.

BOCKRIS, John O'M. Would methanol formed from CO₂ from the atmosphere give the advantage of hydrogen at lesser cost? **International Journal of hydrogen Energy**, v. 35, p. 5165-5172, 2010.

CANESE, Ricardo. **Valor agregado de RTA y de otras opciones**. Comisión de Entes Binacionales Hidroeléctricos (CEBH). Ministerio de Relaciones Exteriores. Asunción, Paraguay. 19 de diciembre de 2011.

CARPETIS, C. **Technology and Costs of Hydrogen Storage**. TERI Information Digest on Energy. v. 4, n. 1, p. 1 – 13, 1994.

CASTELLS, Elías Xavier. **Tratamiento y valorización energética de residuos**. Ediciones Díaz de Santos. Madrid, España. 2005. 1256 p.

CEKINSKI, Efraim, CALMANOVICI, Carlos E. **Tecnologia de Produção de Fertilizantes**. Secretaria da Ciência, Tecnologia e Desenvolvimento Econômico – SCTDE, Governo do Estado de Sao Paulo, Instituto de Pesquisas Tecnológicas. 1990.

COMTRADE base de dados das Nações Unidas disponível em <http://www.comtrade.un.org>, consultado em dezembro de 2012.

CONTRERAS, Alfonso, POSSO, Fausto, VEZIROGLU, T. Nejat. Modeling and simulation of the production of hydrogen using hydroelectricity in Venezuela. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 32, p. 1219-1224, 2007.

CRAWFORD, G. A., STUART, A. K. Industrial Applications of Electrolytic Hydrogen (EH₂). **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 9, n. 7, p. 619 – 625, 1984.

CUOCO, A., SGALAMBRO, G., PAOLUCCI, M., D’ALESSIO, M. Is Photovoltaic Hydrogen in Italy Competitive with Traditional Fossil Fuels. **Energy**, v. 20, n. 12, p. 1303 – 1309, 1995.

DRAGONI, Mario. Alkaline Electrolysers Wind and Photovoltaic Power Sources. H2Nitidor, Italy. Apresentação no **6º Workshop Internacional sobre Hidrogênio e Células a Combustível** realizado no dia 5 de outubro de 2012 no Centro de Convenções da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), SP, Brasil.

ESPÍNOLA, Michel Osvaldo Galeano. **Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica do Aproveitamento da Energia Vertida Turbinável da Usina Hidrelétrica de Itaipú para a Síntese de Amônia**. 2008. 129 p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

ESPÍNOLA, M. O. G., SILVA, E. P., CAMARGO, J. C. Are HFC buses a feasible alternative for urban transportation in Paraguay? **International Journal of Hydrogen Energy**. p. 1 – 9. 2012.

ETT, Gerhard, JANÓLIO, Gilberto, ETT, Volkmar, EBESUI, Ângelo Massatoshi, VULCANO, Giuseppe. Geração de Energia Elétrica Distribuída a partir de Células a Combustível. **Congresso Brasileiro de Energia, Ilumina**. 2002.

FERREIRA, Paulo Fabrício Palhavam. **Análise da Viabilidade de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica na forma de Hidrogênio utilizando Células a Combustível**. 2003. 100 p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

FERREIRA, Paulo Fabrício Palhavam. **Infra-estrutura para Uso Energético do Hidrogênio: Estações de Abastecimento para Veículos com Células a Combustível**. 2007. 153 p. Tese

(Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

FERREIRA, P. F. *et al.* Produção Adjacente de Hidrogênio em Usinas Hidrelétricas e sua Utilização. **X Congresso Brasileiro de Energia**, 2004.

FLYNN, T. M. **Liquefaction of Gases**. McGraw-Hill Encyclopedia of Science & Technology. 7th edition. New York: McGraw-Hill, v. 10, p. 106 – 109, 1992.

FRIEDMANN, Alexandra, PENNER, Reinaldo. **Biocombustíveis: Alternativa de Negócios Verdes**. Agencia del Gobierno de los Estados Unidos de América para el Desarrollo Internacional (USAID): Programa Paraguay Vende. Asunción, Paraguay. Agosto, 2009. 79 p.

FURLAN, André Luis. **Análise Técnica e Econômica do Uso de Hidrogênio como Meio Armazenador de Energia Elétrica Proveniente de Fontes Eólicas**. 2012. 86 p. Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

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

GALINDO-CIFRE, P., BADR, O. Renewable hydrogen utilization for the production of methanol. **Energy Conversion & Management**, v. 48, p. 519-527, 2007.

GAMBETTA, Francielle. **Análise Técnica e Econômica de Retificadores de Corrente para Produção de Hidrogênio Eletrolítico: Estudo de Caso Aproveitando a EVT da UHE de Itaipu**. 2010. 143 p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

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

GRETZ, J., BASELT, J.P., ULLMANN, O., WENDT, H. The 100 MW Euro – Quebec hydro - hydrogen pilot project. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 15, n. 6, p. 419 – 424, 1990.

GRUNDT, T. e CHRISTIANSEN, K. Hydrogen by water electrolysis as basis for small scale ammonia production. A comparison with hydrocarbon based Technologies. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 7, n. 3, p. 247 – 257. 1982.

HALMEMAN, M. C. R. **Potencial e Custos de Produção de Hidrogênio Eletrolítico no Brasil Junto as Usinas de Açúcar e Álcool**. 2008. 62 p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Agrícola, Universidade Estadual do Oeste do Estado de Paraná, PR.

HART, D. **Hydrogen Power: The Commercial Future of the “Ultimate Fuel”**. London: UK. Financial Times Energy Publishing. 1997.

HÖRMANDINGER, Günter, LUCAS, Nigel J. D. An evaluation of the economics of fuel cells in urban buses. **International Journal of Energy Research**, v. 21, p. 495-525, 1997.

HYDRO, technical specifications for electrolyzers. Available on-line, hydrogen technology products:
http://www.hydro.com/electrolyzers/library/attachments/brochures/49444_ProductSheet_2.PDF>
;2007.

HYTRON, <http://www.hytron.com.br>, acessado em junho de 2013.

IVY, J. Summary of electrolytic hydrogen production milestone completion report. Technical report of National Renewable Energy Laboratory, NREL/MP-560-36734; September 2004.

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

GALINDO-CIFRE, P., BADR, O. Renewable hydrogen utilisation for the production of methanol. **Energy Conversion & Management**, v. 8, p. 519 – 527, 2007.

JOHANNSEN, T. B. **Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity**. 1993.

KALTRÖM, M. Local environmental benefits of fuel cell buses – a case study. **Journal of Cleaner Production**, v. 13, p. 679 - 685, 2005.

KROPOSKI, B. *et al.* Electrolysis: Information and Opportunities for Electric Power Utilities. NREL – National Renewable Energy Laboratory, Technical Report, 2006. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/40605.pdf>. Acesso em: abr 2009.

LAN, Rong, IRVINE, John T. S., TAO, Shanwen. Ammonia and related chemicals as potential indirect hydrogen storage materials. **International Journal of Hydrogen Energy** (2011), doi:10.1016/j.ijhydene. 2011.10.004

LANGE, Jean-Paul. Methanol synthesis: a short review of technology improvements. **Catalysis Today**, v. 64, p. 3-8, 2001.

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

LEVENE, J., RAMSDEN, T. **Summary of Electrolytic Hydrogen Production**. National Renewable Energy Laboratory: Golden – CO- MP- 560 – 41099, 2007.

LEIBY, S. M. **Options for Refinery Hydrogen**. Menlo Park: CA. SRI International. 1994.

LOPES, I. V. *et al.* **O mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL: guia de orientação**. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 90 p., 2002.

MANSILLA, C., SIGURVISSON, J., BONTEMPS, A., MARÉCHAL, A., WERKOFF, F. Heat management for hydrogen production by high temperature steam electrolysis. **Energy**, v. 32, p. 423-430, 2007.

METHANEX, <http://www.methanex.com>, consultado em 30 de abril de 2013.

MIC (Ministério da Indústria e do Comércio do Paraguai), disponível em <http://www.mic.gov.py>, acessado em setembro de 2013.

MIGNARD, Dimitri, PRITCHARD, Colin. **Squaring the circle: Sequestration of CO₂ as liquid fuel. Greenhouse Control Technologies**, v. 2, p. 1067-1071. M. Wilson, T. Morris, J. Gale, K. Thambimuthu (Eds.). Elsevier Ltd. 2005.

MIGNARD, D., SAHIBZADA, M., DUTHIE, J. M., WHITTINGTON, H. W. Methanol synthesis from flue-gas CO₂ and renewable electricity: a feasibility study. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 28, p. 455 - 464, 2003.

MILLS, G. Status and future opportunities for conversion of synthesis gas to liquid energy fuels: final report. Centre for Catalytic Science and Technology, Department of Chemical Engineering, University of Delaware, for the National Renewable Energy Laboratory, Golden, NREL/TP-421-5150, 1993.

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

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY; Current (2009) State-of-the-art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis. Document NREL/BK – 6A1 – 46676. Published by the U. S. Department of Energy Hydrogen Program. September 2009. 44 p.

PADRÓ, C. E. G., PUTSCHE, V. Survey of the Economics of Hydrogen Technologies. National Renewable Energy Laboratory, U.S.A., September 1999. Disponível em <http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/27079.pdf>

PERLINGEIRO, Carlos Augusto G. **Engenharia de Processos: análise, simulação, otimização e síntese de processos químicos**. 1ª edição. Editora Edgar Blucher Ltda., São Paulo. 2005. 198 p.

PERRY'S Chemical Engineers' Handbook. 8th edition / prepared by a staff of specialists under the editorial direction of Don W. Green, editor-in-chief, Robert H. Perry, late editor.

PETERS, Max, TIMMERHAUS, Klaus WEST, Ronald. **Plant Design and Economics for Chemical Engineers**. 5th edition. Editora Mc Graw Hill, 2003, 988 p.

PETZOLDT, Claudia Santiviago. **Urea Granulada para Uso Agrícola**. 2009. Trabajo de Grado: Proyecto Industrial. Facultad de Ciencias Químicas, Universidad Nacional de Asunción, Paraguay.

PRINCE-RICHARD, S., WHALE, M., DJILALI, N. A techno-economic analysis of decentralized electrolytic hydrogen production for fuel cell vehicles. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 30, p. 1159-1179, 2005.

ROSILLO-CALLE, F., CORTEZ, L. Towards Proalcohol II – a review of the Brazilian Ethanol Program. **Biomass Bioenergy**, v. 14, p. 115 – 124, 1998.

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

SAMUELSON, P. A., Nordhaus, W. D. **Economia**, 17^a edição, McGraw-Hill, 2004.

SANTOS Jr., Antônio Carlos Fonseca. **Análise da viabilidade econômica da produção de hidrogênio em usinas hidrelétricas: estudo de caso em Itaipu**. 2004. 143 p. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC.

SANTOS, Ana Maria Resende. **Tendências tecnológicas das células a combustível para uso do hidrogênio derivado de petróleo e gás natural**. 2008. 109 p. Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

SAUR, G. Wind-to-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost Study. NREL – National Renewable Energy Laboratory, Technical Report, 2008. Disponível em: <http://www.Nrel.gov/hydrogen/pdfs/44103.pdf>. Acesso em maio de 2013.

SAYAH, A. K., SAYAH, A. Wind-hydrogen utilization for methanol production: An economic assessment in Iran. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 3570-3574, 2011.

SHREVE, Randolph Norris, AUSTIN, George T. **Shreve's Chemical Process Industries**. 5th edition. Mc-Graw Hill. 1992.

SHREVE, R. N., BRINK Jr., J. A. **Indústrias de Processos Químicos**. 4^a edição. Editora Guanabara, Tradução de Horácio Macedo, 1997, 717 p.

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

SILVA, E. P. An Overview of Hydrogen Production Technologies. Palestra apresentada no 5^o Workshop Internacional sobre Hidrogênio e Células a Combustível – WICaC 2010. 26, 27 e 28 de outubro de 2010. Campinas, Brasil.

SILVA, E. P., MARIN NETO, A. J., FERREIRA, P. F. P., CAMARGO, J. C., APOLINÁRIO, F. R., PINTO, C. S. Analysis of hydrogen production from combined photovoltaics, wind energy and secondary hydroelectricity supply in Brazil. **Solar Energy**, v. 78, p. 670-677, 2005.

SILVA, Juliana Cintra da. **Análise do Impacto Ambiental do Processo de Produção de Hidrogênio**. 2005. 95 p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil.

SMITH, A. F. G., NEWBOROUGH, M. Low-cost Polymer Electrolysers and Electrolysers Implementation Scenarios for Carbon Abatement. Report to the Carbon Trust and ITM-POWER PLC. Edinburgh, UK. 2004. 209 p.

SOLALINDE-BERNAL, Néstor Manuel. **Analysis of Electrolytic Hydrogen Production in Paraguay**. 2008. 93 p. A dissertation submitted in partial fulfillment of Degree of Electromechanical Engineering, Engineering Department, Universidad Nacional de Asunción, Paraguay, and Fachhochschule Stralsund, Germany.

SOUZA, A. B. **Projetos de Investimentos de Capital: Elaboração, análise, tomada de decisão.** São Paulo: Atlas, 2003.

SOUZA, Vinícius Ricardo. **Contribuição para o Projeto Básico de uma Célula a Combustível de Eletrólito Polimérico.** 2002. 137 p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil.

SOUZA, Samuel Nelson Melegari. **Aproveitamento da Energia Hidroelétrica Secundária para Produção de Hidrogênio Eletrolítico.** 1998. 192p. Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil.

SCHWARZ, J. A., AMONKWAH, K. A. G. **Hydrogen Storage Systems.** Washington, DC: U. S. Geological Survey. 1993.

ORTUÑO, Ángel Vián, GARCÍA, Joaquín Ocón. **Elementos de Ingeniería Química (Operaciones Básicas)**, 2ª edición, Editorial Aguilar, Madrid, España, 1982, 812 p.

ORTUÑO, Ángel Vián. **Introducción a la Química Industrial.** Editorial Reverté, S.A. Barcelona, España. 2006.

OUELLETTE, N., ROGNER, H. H., SCOTT, D. S. Hydrogen-based industry from remote excess hydroelectricity. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 22, n. 4, p. 397 - 403, 1997.

OUELLETTE, N., ROGNER, H. H., SCOTT, D. S. Hydrogen from remote excess hydroelectricity. Part I: Production plant capacity and production costs. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 20, n. 11, p. 865 - 871, 1995.

SACHS, Jeffrey. **Leveraging Paraguay's Hydropower for Sustainable Economic Development.** Vale Columbia Center, a joint center of Columbia Law School and the Earth Institute at Columbia University. June 20, 2013. 111 p.

SMITH, A. F. G., NEWBOROUGH, M. **Low-Cost Polymer Electrolysers and Electrolyser Implementation Scenarios for Carbon Abatement**. Heriot – Watt University. Edinburg EH14 4AS. November 2004. 209 p.

StatOil, disponível em <http://www.statoil.com>, acessado em setembro de 2008.

TAYLOR, J. B., ALDERSON, J. E. A., KALYANAM, K. M., LYLE, A. M., PHILLIPS, L. A. Technical and Economic Assessment of Methods of Storage of Large Quantities of Hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**. v. 11, n. 1, p. 5 – 22, 1986.

THOMAS, G., PARKS, G. Potential Roles of Ammonia in a Hydrogen Economy. A Study of Issues Related to the Use of Ammonia for On-Board Vehicular Hydrogen Storage. U. S. Department of Energy. February 2006. 23 p.

THOMAS, C., KUNH, I. Electrolytic hydrogen production infrastructure options evaluation. NREL/TP-463-7903. National Renewable Energy Laboratory, 1995.

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

TIMMERHAUS, Klaus D., PETERS, Max S. **Plant Design and Economics for Chemical Engineers**. 4th Edition. McGraw-Hill International Editions. Chemical and Petroleum Engineering Series. 910 p. 1991.

TransCanada Pipelines, Ltd. (17 July 1996a). Press Release. “Pipeline Construction Gives Saskatchewan Economy a Boost”.

TWIGG, M. V. **Catalyst Handbook**. 2nd edition. Londres: Wolfe Publishing, 1989.

UIP (Unión Industrial Paraguaya). Disponível em <http://www.uip.gov.py>, acessado em junho de 2011.

VMME (Vice-ministerio de Minas e Energia), disponível em <http://www.ssme.gov.py>, acessado em junho de 2013.

WANG, Wentao, HERREROS, José M., TSOLAKIS, Athanasios, YORK, Andrew P. E. Ammonia as hydrogen carrier for transportation; investigation of the ammonia exhaust gas fuel reforming. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 23, p. 9907 – 9917, 2013.

WANG, Z., ROBERTS, R. R., NATERER, G. F., GABRIEL, K. F. Comparison of thermochemical, electrolytic, photoelectrolytic and photochemical solar-to-hydrogen production technologies. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. XXX, p. 1 – 15, 2012.

WINTER, Carl-Jochen. Hydrogen energy – Abundant, efficient and clean: A debate over the energy-system-of-change. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 34, p. 1 – 52, 2009.

WONGTCHOWSKI, Pedro: **Indústria Química**. 2ª edição Revista e Ampliada. Editora Edgar Blucher Ltda., São Paulo. 2002. 320 p.

ZHANG, Houcheng, LIN, Guoxing, CHEN, Jincan, Evaluation and calculation of the efficiency of a water electrolysis system for hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2010, doi: 10.1016/j.ijhydene.2010.07.088

ZITTEL, W., WURSTER, R. **Hydrogen in the Energy Sector**. 1996.

ZOULIAS, N. *et al.* **A Review on Water Electrolysis**, TCJST 4, p. 41 – 71, 2004.

ZUTTEL, A. **Hydrogen storage methods: review**. *Naturwissenschaften*, Vol. 91, p. 157 - 172, 2004. Springer-Verlag.

ANEXO A – Tarifas de electricidad para industrias eletro-intensivas

Decreto N° 7.406.-

POR EL CUAL SE APRUEBAN LAS TARIFAS DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A SER APLICADAS POR LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (ANDE) A INDUSTRIAS ELECTROINTENSIVAS (IEI).

-4-

Subsistema	Concepto de Facturación	Modulación en horario de punta o demanda máxima de energía				
		0a 25%	26a 50%	51 a 60%	61a 80%	81ª 100%
Sur	Potencia Contratada (US\$/kW-mes)	--	--	23,79	26,39	28,90
	Energía Asegurada (US\$/MWh)	--	--	54,31	60,25	65,98
	Energía (US\$/MWh)	33,01	37,70	--	--	--
Este	Potencia Contratada (US\$/kW-mes)	--	--	24,36	26,87	29,28
	Energía Asegurada (US\$/MWh)	--	--	55,62	61,34	66,85
	Energía (US\$/MWh)	33,01	37,70	--	--	--
Central	Potencia Contratada (US\$/kW-mes)	--	--	25,57	28,21	30,76
	Energía Asegurada (US\$/MWh)	--	--	58,39	64,41	70,22
	Energía (US\$/MWh)	35,50	40,78	--	--	--

Decreto N° 7406.-

POR EL CUAL SE APRUEBAN LAS TARIFAS DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A SER APLICADAS POR LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (ANDE) A INDUSTRIAS ELECTROINTENSIVAS (IEI).

-5-

<i>Metropolitano</i>	<i>Potencia Contratada (US\$/kW-mes)</i>	--	--	26,23	29,02	31,70
	<i>Energía Asegurada (US\$/MWh)</i>	--	--	59,90	66,25	72,38
	<i>Energía (US\$/MWh)</i>	37,00	42,85	--	--	--

- 1.4) *La energía a ser despachada es considerada en cinco (5) franjas de modulación: de cero (0) a veinticinco por ciento (25%); veintiséis (26) a cincuenta por ciento (50%); de cincuenta y uno (51) a sesenta por ciento (60%); de sesenta y uno (61) a ochenta por ciento (80%); y de ochenta y uno (81) a cien por ciento (100%) de la potencia contratada total por las Industrias Electrointensivas (IEI), por un lapso de tres (3) horas, en el horario de punta de carga del Sistema Interconectado Nacional (SIN).*
- 1.5) *La equivalencia en guaraníes, de las tarifas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica establecidas en el Numeral 1.3) de este Artículo, será realizada según tipo de cambio vendedor registrado por el Banco Central del Paraguay (BCP), vigente a la fecha de la factura mensual del suministro de energía eléctrica.*
- 1.6) *La estructura tarifaria para el suministro a las Industrias Electrointensivas (IEI), para modulaciones de hasta cincuenta por ciento (50%) de la potencia contratada total en el horario de punta de carga del Sistema Interconectado Nacional (SIN), comprende los siguientes componentes:*