

UNESP
Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá

A INF. DOS SIST. DE CONT. E
REDUÇÃO DE POLUENTES NOS
CUSTOS DA COGERAÇÃO

Guaratinguetá
1997



***"A Influência dos Sistemas de
Controle e Redução de
Poluentes nos Custos da
Cogeração"***

LUÍS HENRIQUE NOBRE AVELLAR

“A INFLUÊNCIA DOS SISTEMAS DE CONTROLE E REDUÇÃO DE POLUENTES
NOS CUSTOS DA COGERAÇÃO”

LUÍS HENRIQUE NOBRE AVELLAR

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
“MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA”

ESPECIALIDADE: ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: TRANSMISSÃO E CONVERSÃO DE ENERGIA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO


Prof. Dr. Mauricio Araujo Zanardi
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. LUIZ ROBERTO CARROCCI
Orientador / Unesp-Feg


Prof. Dr. VAGNER JOSÉ OLIVA
Unesp-Feg


Prof. Dr. MESSIAS BORGES SILVA
Faenquil

Dezembro de 1997



LUÍS HENRIQUE NOBRE AVELLAR

A INFLUÊNCIA DOS SISTEMAS DE CONTROLE E REDUÇÃO DE POLUENTES NOS CUSTOS DA COGERAÇÃO

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, da Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Campus de Guaratinguetá, para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica (Área de Concentração: Transmissão e Conversão de Energia).

Orientador : Prof. Dr. *Luiz Roberto Carrocci*

Co-orientador: Prof. Dr. *José Luz Silveira*

Guaratinguetá
Dezembro de 1997

349

349

536.72(043)

1949i



À meus pais Creusa e Nilton e minha irmã Rosicler,

Que jamais deixaram de me ensinar, incentivar, além de apoiar, em todos os passos de minha vida.



A todos aqueles que contribuíram para que eu pudesse
realizar este trabalho e em especial a

- minhas tias: Odette, Diva, Áurea, Clélia, Julita;
- meus primos: Maria Mônica, Maura Rita, Marco
Antônio e Glauco Cesar e respectivas famílias;

In Memoriam

João Batista Monteiro

Paulo Fernando de Aquino Almeida

AGRADECIMENTOS

Esta dissertação só pôde ser realizada, graças aos vários colaboradores, aos quais manifesto, neste instante, os meus mais profundos agradecimentos:

- aos colegas da Pós-graduação em Engenharia Mecânica, área de concentração Transmissão e Conversão de Energia - pela amizade.

- aos colegas e amigos de todas as horas: Jaime, André e Newton.

- aos funcionários da FEG/UNESP, campus de Guaratinguetá, principalmente, aos da Secretaria de Pós-graduação e do Departamento de Energia.

- aos professores do Departamento de Energia da FEG/UNESP, Campus de Guaratinguetá e em especial aos Professores Vagner José Oliva e José Antonio Perrella Ballestieri - à todos pelos ensinamentos, considerações e amizade.

- ao meu orientador, Prof. Dr. Luiz Roberto Carrocci, e ao co-orientador, Prof. Dr. José Luz Silveira, pelos ensinamentos, pela idealização, pela nova oportunidade de realização deste trabalho, e em especial, pela compreensão, valiosa orientação e amizade a mim dedicadas.

- ao CNPq, pela bolsa de estudos, sem a qual seria impossível a realização deste.

- à AREX/UNESP por viabilizar minha participação em congressos.

Passará o Céu e a Terra,
minhas palavras não passarão

Lc, 21,33

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	10
LISTA DE TABELAS	11
LISTA DE EQUAÇÕES	12
LISTA DE GRÁFICOS	13
1 Introdução	
1.1 Aspectos Gerais	16
1.2 Objetivos	18
2 Cogeração	
2.1 O que é cogeração	20
2.2 Principais tipos de estabelecimentos que permitem o emprego da cogeração	23
2.3 Turbinas a Vapor	25
2.3.1 Ciclo <i>Rankine</i> com sistemas de reaquecimento	26
2.3.2 Ciclo <i>Rankine</i> com sistemas extração de vapor	27
2.3.3 Ciclo <i>Rankine</i> com sistemas de regeneração	28
2.4 Turbinas a Gás	30
2.4.1 Cogeração com turbinas a gás em ciclo aberto	31
2.4.2 Cogeração com turbinas a gás em ciclo fechado	32
2.5 Ciclo Combinado	34
2.6 Motores de Combustão Interna (Diesel ou Otto)	34
2.6.1 Ciclo Diesel	35
2.6.2 Ciclo Otto	36
2.7 Escolha de Tecnologias	38
3 Combustíveis Alternativos, Legislação Ambiental e Tecnologias de Controle de Emissões	
3.1 Introdução	43
3.2 Combustíveis Alternativos	44
3.3 Legislação e Poluição Ambiental	45
3.4 Tecnologias de Controle e Redução de Emissões	49
3.4.1 Tecnologias de Controle e Redução de NOx	50
Redução Catalítica Seletiva	52
3.4.2 Tecnologias de Controle e Redução de SOx e CO-CO ₂	67
3.4.3 Tecnologias de Controle e Redução de Material Particulado	68
4 Aspectos Econômicos do Uso de Turbinas a Gás e Sistemas de Controle e Redução de Poluição Atmosférica	
4.1 Introdução	71
4.2 Cálculos	74



5 Resultados e Conclusões da Comparação do Custo de Produção de Energia Com e Sem o Uso de Sistemas de Controle e Redução da Poluição Atmosférica

5.1 Introdução	82
5.2 Recirculação dos Gases de Escape	83

Anexo 1

A.1 Introdução	92
A.2 Recirculação dos Gases de Escape	93
A.3 Dessulfurização dos Gases de Escape	95

BIBLIOGRAFIA CITADA

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

NOMENCLATURA

RESUMO

ABSTRACT



LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 2

Figura	2.1 - Ciclo <i>Bottoming</i>	21
Figura	2.2 - Ciclo <i>Topping</i>	22
Figura	2.3 - Turbinas a Vapor	23
Figura	2.4 - Comparação Entálpica	24
Figura	2.5 - Ciclo <i>Rankine</i>	25
Figura	2.6 - Ciclo <i>Rankine</i> com sistemas de reaquecimento	26
Figura	2.7 - Ciclo <i>Rankine</i> com extração de vapor na linha	27
Figura	2.8 - Ciclo <i>Rankine</i> com extração de vapor na turbina	28
Figura	2.9 - Ciclo <i>Rankine</i> com aquecedor de mistura	29
Figura	2.10 - Ciclo <i>Rankine</i> com aquecedor de superfície	29
Figura	2.11 - Ciclo <i>Brayton</i> com Turbinas a Gás em ciclo aberto	30
Figura	2.12 - Ciclo <i>Brayton</i> com Turbinas a Gás em ciclo fechado	30
Figura	2.13 - Cogeração com turbinas a gás em ciclo aberto	31
Figura	2.14 - Cogeração com turbinas a gás em ciclo fechado	32
Figura	2.15 - Ciclo Combinado	34
Figura	2.16 - Cogeração com Motor Diesel	35
Figura	2.17 - Diagrama de Sankey	36
Figura	2.18 - Cogeração com Motor Otto	37
Figura	2.19 - Modos de Operação	41

CAPÍTULO 3

Figura	3.1 - Unidade Cogeneradora com Sistema SCR	53
Figura	3.2 - Grid de injeção e catalisador	54
Figura	3.3 - Reação Catalítica	55
Figura	3.4 - Disposição do SCR	56
Figura	3.5 - Amônia Anídrica	58
Figura	3.6 - Amônia Aquosa	58
Figura	3.7 - Equalizador e Grid de Injeção	59
Figura	3.8 - Catálise Cerâmica tipo favo de mel	61
Figura	3.9 - Catálise tipo metal nobre	61
Figura	3.10 - Metal Nobre x Metal Base	63
Figura	3.11 - Velocidade Espacial	64
Figura	3.12 - Lavador de Gases - <i>Scrubber</i>	67
Figura	3.13 - Câmara de Deposição Gravitacional	70

CAPÍTULO 4

Figura	4.1 - Sistema utilizado para efeito de cálculos	72
--------	---	----



LISTA DE TABELAS

CAPÍTULO 3

Tabela	3.1	- Limites de Emissões de poluentes para o Brasil	47
Tabela	3.2	- Limites de Emissões de NOx a nível mundial	48
Tabela	3.3	- Características dos Particulados	69

CAPÍTULO 5

Tabela	5.1	- Entrada de dados biogás - 70%	84
Tabela	5.2	- Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 70%	85
Tabela	5.3	- Custos de Turbinas a gás e gás natural - 70%	86
Tabela	5.4	- Entrada de dados gás natural - 70%	87

ANEXO 1

Recirculação dos Gases de Escape - Controle e Redução de NOx

Tabela	A.1	- Entrada de dados biogás - 60%	97
Tabela	A.2	- Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 60%	98
Tabela	A.3	- Custos de Turbinas a gás e gás natural - 60%	98
Tabela	A.4	- Entrada de dados gás natural - 60%	99
Tabela	A.5	- Entrada de dados biogás - 70%	109
Tabela	A.6	- Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 70%	110
Tabela	A.7	- Custos de Turbinas a gás e gás natural - 70%	110
Tabela	A.8	- Entrada de dados gás natural - 70%	111
Tabela	A.9	- Entrada de dados biogás - 80%	121
Tabela	A.10	- Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 80%	122
Tabela	A.11	- Custos de Turbinas a gás e gás natural - 80%	122
Tabela	A.12	- Entrada de dados gás natural - 80%	123

Dessulfurização dos Gases de Escape - Controle e Redução de SOx

Tabela	A.13	- Entrada de dados biogás - 60%	133
Tabela	A.14	- Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 60%	134
Tabela	A.15	- Custos de Turbinas a gás e gás natural - 60%	134
Tabela	A.16	- Entrada de dados gás natural - 60%	135
Tabela	A.17	- Entrada de dados biogás - 70%	145
Tabela	A.18	- Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 70%	146
Tabela	A.19	- Custos de Turbinas a gás e gás natural - 70%	146
Tabela	A.20	- Entrada de dados gás natural - 70%	147
Tabela	A.21	- Entrada de dados biogás - 80%	157
Tabela	A.22	- Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 80%	158
Tabela	A.23	- Custos de Turbinas a gás e gás natural - 80%	158
Tabela	A.24	- Entrada de dados gás natural - 80%	159

LISTA DE EQUAÇÕES

CAPÍTULO 4

Equação	4.1 - Custo de Produção de Eletricidade (Cpel)	79
Equação	4.2 - Investimento no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)	79
Equação	4.3 - Fator de Anuidade	79
Equação	4.4 - Taxa de Juros	79
Equação	4.5 - Perdas no Sistema	80
Equação	4.6 - Custo de Produção de Vapor (Cpv)	80
Equação	4.7 - Investimento no Sistema para Produção de Vapor (Ispv)	80
Equação	4.8 - Custo de Produção de Vapor Convencional (Cpvc)	81



LISTA DE GRÁFICOS

CAPÍTULO 4

Gráfico	4.1	- 60% Rend. Cald. de Recuperação com Gás Natural	75
Gráfico	4.2	- 70% Rend. Cald. de Recuperação com Gás Natural	75
Gráfico	4.3	- 80% Rend. Cald. de Recuperação com Gás Natural	75
Gráfico	4.4	- 60% Rend. Cald. de Recuperação com Biogás	76
Gráfico	4.5	- 70% Rend. Cald. de Recuperação com Biogás	76
Gráfico	4.6	- 80% Rend. Cald. de Recuperação com Biogás	76

CAPÍTULO 5

Gráfico	5.1	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 10% aa.	88
Gráfico	5.2	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 8% aa.	89

ANEXO 1

Recirculação dos Gases de Escape - Controle e Redução de NOx

Gráfico	A.1	- Tempo de retorno do investimento para biogás - 60%	100
Gráfico	A.2	- Tempo de retorno do investimento para gás natural - 60%	100
Gráfico	A.3	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 6% aa. Barra	101
Gráfico	A.4	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 6% aa. Linha	101
Gráfico	A.5	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 8% aa. Barra	102
Gráfico	A.6	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 8% aa. Linha	102
Gráfico	A.7	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 10% aa. Brr.	103
Gráfico	A.8	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 10% aa. Ln.	103
Gráfico	A.9	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 12% aa. Brr.	104
Gráfico	A.10	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 12% aa. Ln.	104
Gráfico	A.11	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 6% aa. - Barra	105
Gráfico	A.12	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 6% aa. - Linha	105
Gráfico	A.13	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 8% aa. - Barra	106
Gráfico	A.14	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 8% aa. - Linha	106
Gráfico	A.15	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 10% aa. - Barra	107
Gráfico	A.16	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 10% aa. - Linha	107
Gráfico	A.17	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 12% aa. - Barra	108
Gráfico	A.18	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 12% aa. - Linha	108
Gráfico	A.19	- Tempo de retorno do investimento para biogás - 70%	112
Gráfico	A.20	- Tempo de retorno do investimento para gás natural - 70%	112
Gráfico	A.21	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 6% aa. Barra	113
Gráfico	A.22	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 6% aa. Linha	113
Gráfico	A.23	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 8% aa. Barra	114
Gráfico	A.24	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 8% aa. Linha	114
Gráfico	A.25	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 10% aa. Brr.	115

Gráfico A.26	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 10% aa. Ln.	115
Gráfico A.27	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 12% aa. Brr.	116
Gráfico A.28	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 12% aa. Ln.	116
Gráfico A.29	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 6% aa. - Barra	117
Gráfico A.30	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 6% aa. - Linha	117
Gráfico A.31	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 8% aa. - Barra	118
Gráfico A.32	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 8% aa. - Linha	118
Gráfico A.33	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 10% aa. - Barra	119
Gráfico A.34	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 10% aa. - Linha	119
Gráfico A.35	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 12% aa. - Barra	120
Gráfico A.36	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 12% aa. - Linha	120
Gráfico A.37	- Tempo de retorno do investimento para biogás - 80%	124
Gráfico A.38	- Tempo de retorno do investimento para gás natural - 80%	124
Gráfico A.39	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 6% aa. Barra	125
Gráfico A.40	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 6% aa. Linha	125
Gráfico A.41	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 8% aa. Barra	126
Gráfico A.42	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 8% aa. Linha	126
Gráfico A.43	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 10% aa. Brr.	127
Gráfico A.44	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 10% aa. Ln.	127
Gráfico A.45	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 12% aa. Brr.	128
Gráfico A.46	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 12% aa. Ln.	128
Gráfico A.47	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 6% aa. - Barra	129
Gráfico A.48	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 6% aa. - Linha	129
Gráfico A.49	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 8% aa. - Barra	130
Gráfico A.50	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 8% aa. - Linha	130
Gráfico A.51	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 10% aa. - Barra	131
Gráfico A.52	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 10% aa. - Linha	131
Gráfico A.53	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 12% aa. - Barra	132
Gráfico A.54	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 12% aa. - Linha	132

Dessulfurização dos Gases de Escape - Controle e Redução de SO_x

Gráfico A.55	- Tempo de retorno do investimento para biogás - 60%	136
Gráfico A.56	- Tempo de retorno do investimento para gás natural - 60%	136
Gráfico A.57	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 6% aa. Barra	137
Gráfico A.58	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 6% aa. Linha	137
Gráfico A.59	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 8% aa. Barra	138
Gráfico A.60	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 8% aa. Linha	138
Gráfico A.61	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 10% aa. Brr.	139
Gráfico A.62	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 10% aa. Ln.	139
Gráfico A.63	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 12% aa. Brr.	140
Gráfico A.64	- Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 12% aa. Ln.	140
Gráfico A.65	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 6% aa. - Barra	141
Gráfico A.66	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 6% aa. - Linha	141
Gráfico A.67	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 8% aa. - Barra	142

Gráfico A.68	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 8% aa. - Linha	142
Gráfico A.69	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 10% aa. - Barra	143
Gráfico A.70	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 10% aa. - Linha	143
Gráfico A.71	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 12% aa. - Barra	144
Gráfico A.72	- Custo de produção de vapor - 60% - Juros 12% aa. - Linha	144
Gráfico A.73	- Tempo de retorno do investimento para biogás - 70%	148
Gráfico A.74	- Tempo de retorno do investimento para gás natural - 70%	148
Gráfico A.75	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 6% aa. Barra	149
Gráfico A.76	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 6% aa. Linha	149
Gráfico A.77	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 8% aa. Barra	150
Gráfico A.78	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 8% aa. Linha	150
Gráfico A.79	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 10% aa. Brr.	151
Gráfico A.80	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 10% aa. Ln.	151
Gráfico A.81	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 12% aa. Brr.	152
Gráfico A.82	- Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 12% aa. Ln.	152
Gráfico A.83	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 6% aa. - Barra	153
Gráfico A.84	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 6% aa. - Linha	153
Gráfico A.85	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 8% aa. - Barra	154
Gráfico A.86	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 8% aa. - Linha	154
Gráfico A.87	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 10% aa. - Barra	155
Gráfico A.88	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 10% aa. - Linha	155
Gráfico A.89	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 12% aa. - Barra	156
Gráfico A.90	- Custo de produção de vapor - 70% - Juros 12% aa. - Linha	156
Gráfico A.91	- Tempo de retorno do investimento para biogás - 80%	160
Gráfico A.92	- Tempo de retorno do investimento para gás natural - 80%	160
Gráfico A.93	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 6% aa. Barra	161
Gráfico A.94	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 6% aa. Linha	161
Gráfico A.95	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 8% aa. Barra	162
Gráfico A.96	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 8% aa. Linha	162
Gráfico A.97	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 10% aa. Brr.	163
Gráfico A.98	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 10% aa. Ln.	163
Gráfico A.99	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 12% aa. Brr.	164
Gráfico A.100	- Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 12% aa. Ln.	164
Gráfico A.101	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 6% aa. - Barra	165
Gráfico A.102	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 6% aa. - Linha	165
Gráfico A.103	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 8% aa. - Barra	166
Gráfico A.104	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 8% aa. - Linha	166
Gráfico A.105	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 10% aa. - Barra	167
Gráfico A.106	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 10% aa. - Linha	167
Gráfico A.107	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 12% aa. - Barra	168
Gráfico A.108	- Custo de produção de vapor - 80% - Juros 12% aa. - Linha	168



CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Aspectos Gerais

Nas últimas décadas, todo o planeta e principalmente os países em desenvolvimento tal como o Brasil, têm sofrido um aumento da demanda energética causada, em especial, pelo crescimento da população, pela melhoria da qualidade de vida, além da utilização cada vez maior de utensílios domésticos, equipamentos industriais e sistemas de automatização e monitoramento de processos industriais.

A Crise Mundial do Petróleo, as estimativas cada vez mais pessimistas de esgotamento das fontes não renováveis, a falta de investimentos para futuras descobertas e aprimoramento de novas tecnologias para produção de energia, colocaram-nos à beira de um colapso energético mundial, que poderá e deverá afetar de maneira substancial o tripé Homem-Sociedade-Terra.

Várias alternativas e tecnologias têm sido estudadas nos últimos anos, e em alguns casos implantadas com o objetivo de ajudar, ou ainda ser uma nova fonte de energia para o próximo século. No Brasil, a

utilização de resíduos industriais com poder calorífico considerável para geração de energia térmica e elétrica e/ou mecânica, tem sido mais amplamente difundida. Um exemplo, é o aproveitamento de biogás formado por resíduos industriais, por lixo residencial, industrial e/ou hospitalar, ou ainda, outros tipos de biogases em sistemas de cogeração.

Sistemas de cogeração têm como objetivo principal, na maioria dos casos, a independência da compra de energia elétrica da concessionária, e/ou da produção de vapor. Em casos específicos, uma empresa pode vir a ser auto-suficiente em ambas situações. Esta procura de auto-suprimento energético é devida, principalmente aos grandes aumentos no preço de compra da energia elétrica, e da necessidade crescente de confiabilidade de fornecimento da demanda energética industrial, pois a falta de energia também abala significativamente os custos do produto final.

O meio ambiente, desde o aparecimento da raça humana na terra, vem sofrendo inúmeras agressões. Após a revolução industrial, cresceu de modo elevadíssimo a quantidade de poluentes lançados na atmosfera. Ao longo das últimas décadas, e mais precisamente após os anos 80, o meio ambiente tem apresentado sinais intensos do ataque que vem sofrendo, exibindo de maneira própria, a necessidade de se realizarem estudos de formas e métodos para controlar e reduzir os poluentes nele depositados.



A poluição atmosférica tem despontado como uma das principais e mais agressivas à humanidade, principalmente porque o ar representa um dos elementos primordiais para a vida. Em grandes cidades, a maior quantidade deste tipo de poluente provém das emissões veiculares, ao contrário das pequenas e médias cidades, as quais possuem como maiores agressores atmosféricos, as queimadas e as emissões industriais, respectivamente. Estudos de diversos sistemas que objetivam controlar e reduzir, para níveis aceitáveis, cada tipo de poluente lançado na atmosfera, vêm sendo desenvolvidos e aprimorados.

1.2 Objetivos

Um dos mais importantes objetivos deste trabalho é a apresentação das mais utilizadas tecnologias de controle e redução das emissões dos principais tipos de poluentes na atmosfera, como a Redução Catalítica Seletiva (SCR, *Seletive Catalitic Reduction*), uma das responsáveis pelo controle e redução do NOx a ser lançado na atmosfera.

Desde a década de 70, leis que relatam os principais tipos de poluentes atmosféricos e seus limites máximos permitidos à emissão, foram escritas, revistas e têm sido atualizadas até hoje, para a Região do Vale do Paraíba, para todo o Estado de São Paulo, enfim todo o Brasil. A demonstração destes limites, e ainda, os de outros países e a legislação vigente tornam-se um adendo desta dissertação.

O principal objetivo deste é a análise da influência nos custos de produção de energia (eletricidade e calor útil), pela necessidade do uso, em uma situação específica, de sistemas de controle e redução de poluentes atmosféricos provenientes de unidades cogeradoras, que trabalham com turbinas a gás.

Para tal, apresenta-se, uma comparação entre custos de produção de energia para unidades cogeradoras, para os casos estudados com e sem a utilização de sistemas de controle e redução da poluição atmosférica com o uso de combustíveis alternativos, demonstrando-se através de gráficos o custo de produção para cada unidade de energia (US\$/kWh).

Apresenta-se como parte dos resultados, em um anexo, o tempo de retorno que se leva para amortizar o investimento total para cada sistema estudado.



CAPÍTULO 2

COGERAÇÃO

2.1 O que é cogeração

Inúmeros conceitos para cogeração existem, mas aquele que melhor se adapta a este trabalho, é a utilização de um único tipo de energia para a produção de dois outros tipos diferentes, energia térmica e eletromecânica.

Em unidades termelétricas convencionais a eficiência global se situa ao redor de 34%, ao passo que, em unidades cogeradoras pode atingir de 50% a 90% [1].

O aumento da eficiência global, em cogeração, dá-se principalmente pelo aproveitamento racional da energia contida nos gases de escape, visando a gerar energia eletromecânica.

Unidades cogeradoras podem ser divididas termodinamicamente em dois grupos principais, ciclos “bottoming” e “topping”. Os “bottoming” possuem recuperação de calor residual do processo, utilizando-o para, primordialmente, produzir vapor e posteriormente para geração de energia elétrica e/ou mecânica. Os “topping”, diferentemente, possuem fluxos de calor a temperaturas mais elevadas que os “bottoming”, e são, primeiramente, responsáveis

pelo fornecimento da demanda eletromecânica, ficando, para uma segunda oportunidade, a produção de energia térmica.

Outra comparação, refere-se aos equipamentos utilizados em tais ciclos. Os "bottoming" trabalham com turbinas a vapor ou a gás; já, os "topping", além de poderem usar os mesmos equipamentos do "bottoming", também dispõem em ciclo combinado e motores de combustão interna.

Turbinas a vapor têm sido amplamente aplicadas para os dois ciclos. Um exemplo do "bottoming" é a figura (2.1), com gases de exaustão do processo industrial sendo reutilizados e aproveitados para aquecer água em caldeira de recuperação, assim produzindo vapor superaquecido para a turbina, que só então, aciona um gerador elétrico. Tal figura, mostra também a possibilidade do uso de vapor suplementar, proveniente do processo, sendo diretamente entregue à turbina, permitindo maior produção de eletricidade.

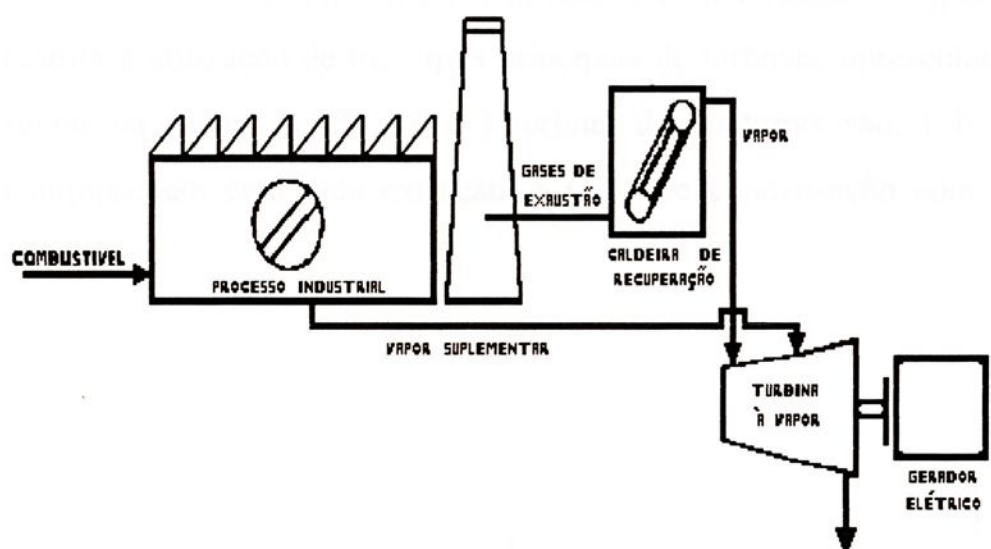


Figura 2.1 - Ciclo Bottoming

Fonte: [1]

Outro exemplo, apresentado abaixo, retrata o ciclo “topping”. A figura (2.2) mostra combustível sendo queimado na caldeira, gerando vapor para a turbina, onde se produz energia para suprimento da demanda elétrica, sendo nesta situação o processo industrial absorvedor da energia térmica e elétrica.

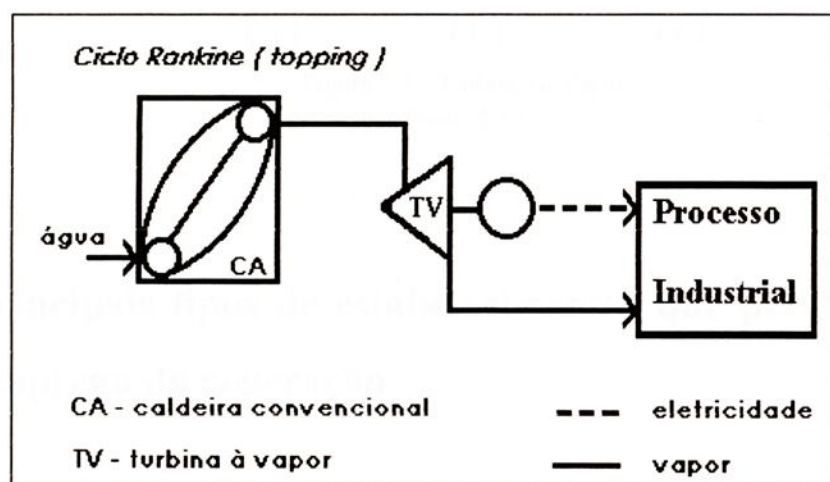


Figura 2.2 - Ciclo Topping
Fonte: figura [2]

Em cogeração, a operação com turbinas a vapor fica restrita à utilização de três tipos principais de turbinas, apresentadas a seguir na figura (2.3), (a) turbina de contrapressão, (b) de contrapressão com uma extração, e (c) de condensação com duas extrações.

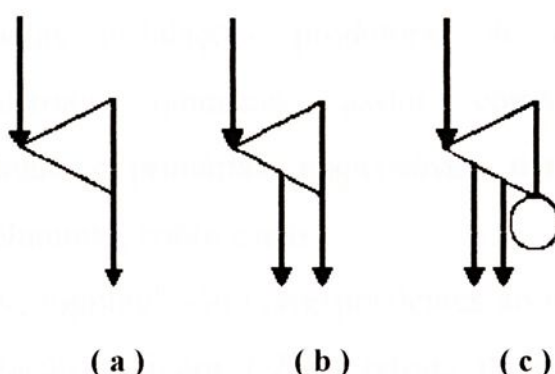


Figura 2.3 - Turbinas a Vapor
Fonte: [1]

2.2 Principais tipos de estabelecimentos que permitem o emprego da cogeração

Alguns exemplos típicos de estabelecimentos que permitem o emprego da cogeração são: fábricas de cerveja, indústria plástica, campus universitário, plataformas de petróleo, olarias, agroindústrias, indústrias de vidro e de incineração de dejetos.

Fábricas de cerveja demandam grande quantidade de vapor para o processo industrial; em um campus universitário, o vapor, em muitas situações, é aplicado em sistemas de refrigeração por absorção; plataformas marítimas utilizam tanto energia elétrica como térmica. Agroindústrias, como por exemplo, as usinas sucro-alcooleiras, são possuidoras de significantes demandas térmicas e elétricas.

Unidades operantes em “bottoming”, resumidamente, se enquadram naquelas instalações produtoras de cimento, vidro, refratários, industriais químicas, assim como, metalúrgicas intermediárias, finais, e primárias, responsáveis por exemplo, pelo fornecimento de alumínio, cobre e aço.

Os “topping” são correspondentes ao maior número de unidades em operação. A figura (2.4), retrata, de maneira coloquial, uma comparação ao salto entálpico para os ciclos representados, assim, destaca-se "E" como a energia eletromecânica e "S" a energia térmica (vapor).

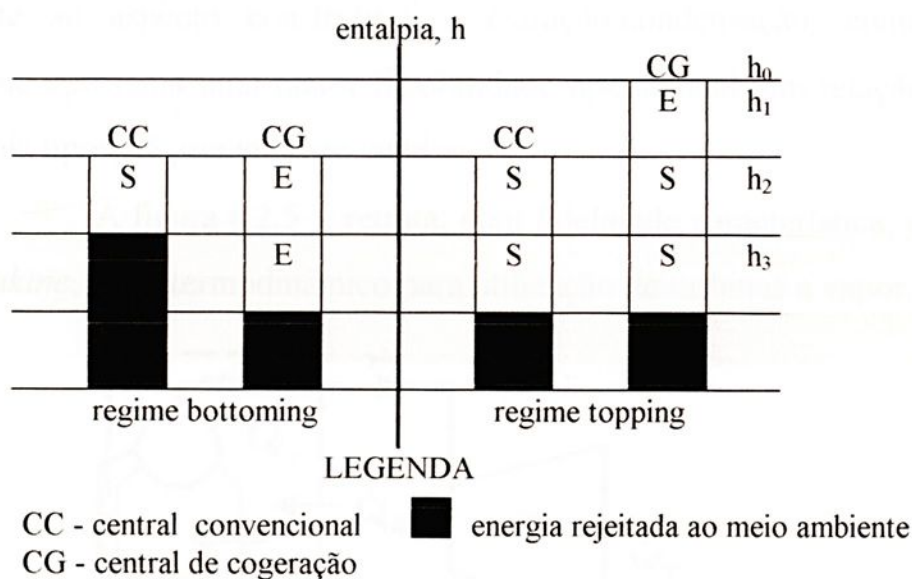


Figura 2.4 - Comparação Entálpica
Fonte: [2]

Em suma, os setores nos quais se encontram possibilidades à cogeração são o industrial e o terciário. O industrial, normalmente, possuidor de maiores demandas térmicas que elétrica, como as relevantes indústrias, sucro-alcooleira, de papel e celulose,

químicas e petroquímicas. Já o terciário envolve, restaurantes, empresas de pequeno porte, universidades, hospitais, hotéis, shopping-centers, aeroportos e hipermercados, dentre outros mais.

2.3 Turbinas a vapor

Na atualidade, referindo-se ao desenvolvimento tecnológico, para aplicabilidade e operacionalidade, destacam-se as turbinas a vapor como a melhor opção. Constata-se ainda, devido puramente ao aspecto construtivo, a extração/condensação, como aquela que apresenta uma maior flexibilidade operacional, em relação aos demais tipos, já previamente citados.

A figura (2.5), retrata, com fidelidade característica, o ciclo *Rankine*, ciclo termodinâmico para utilização de turbinas a vapor.

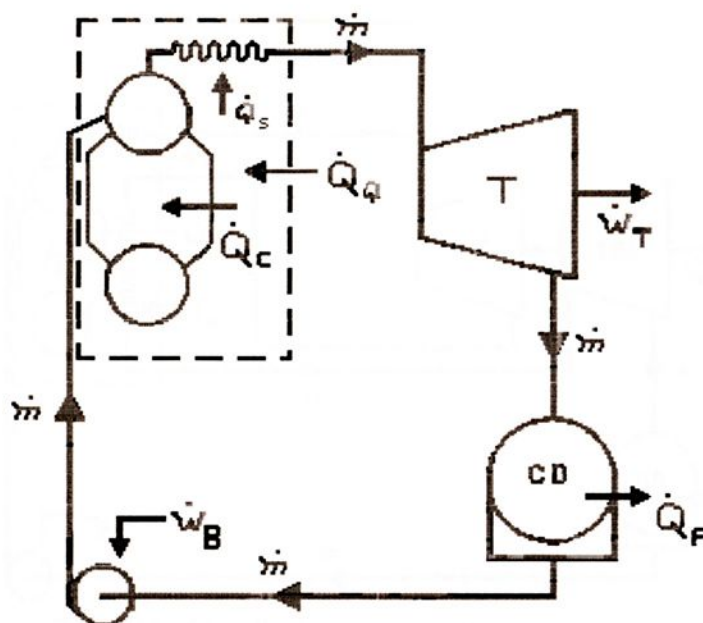


Figura 2.5 - Ciclo *Rankine*
Fonte: [3]

Os ciclos *Rankine*, dispõem, em certas situações, algumas consideráveis e justificáveis alterações que visam melhorias em seu rendimento. Principais métodos para tal, referem-se à utilização de sistemas de reaquecimento, extração de vapor da linha, na turbina, e regeneradores com aquecedores de mistura e de superfície.

2.3.1 Ciclo *Rankine* com sistemas de Reaquecimento

Este, apresentado na figura (2.6), retrata, como uma das alternativas, que tem por primordial objetivo, acrescer, de maneira substancial, o rendimento do ciclo descrito anteriormente. A expansão de vapor em etapas intercaladas por reaquecimento no gerador de vapor, ocasionando, assim, um aumento da temperatura e entalpia do vapor na entrada do segundo estágio.

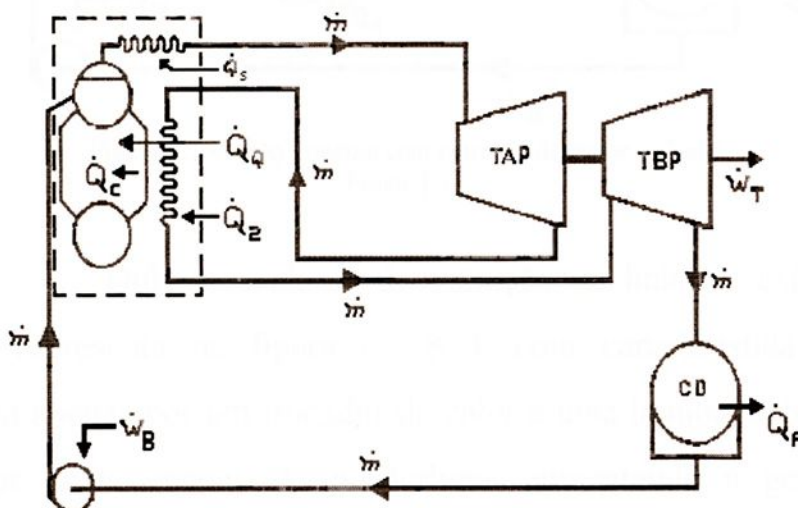


Figura 2.6 - Ciclo *Rankine* com sistema de reaquecimento

Fonte: [3]

2.3.2 Ciclo *Rankine* com sistema de extração de vapor

A figura (2.7) mostra, com simplicidade, o funcionamento da extração na linha. Tal arranjo, composto por válvula reguladora de pressão, bomba e trocador de calor, extrai porções potenciais de vapor da linha entre o superaquecedor e a turbina, e após estas circularem convencionalmente pelos equipamentos já citados, é readmitido ao ciclo no gerador de vapor.

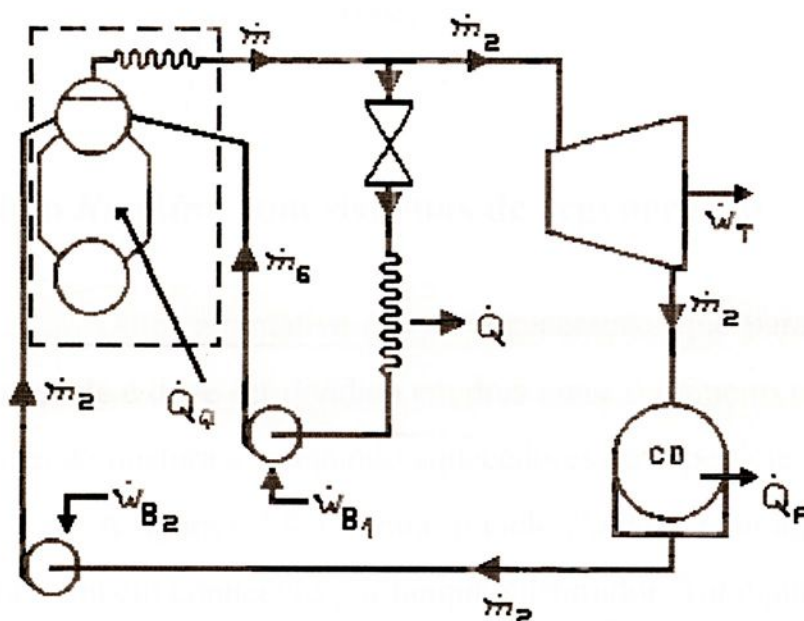


Figura 2.7 - Ciclo *Rankine* com extração de vapor na linha

Fonte: [3]

Diferenciando-se da extração na linha, a extração na turbina, representa na figura (2.8), com característica própria, composta apenas por um trocador de calor e uma bomba, subtrai parte do vapor ainda encontrado na turbina, aumentando a geração de potência eletromecânica.

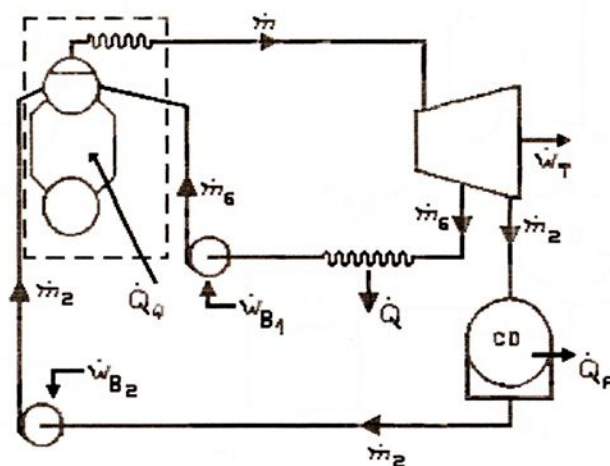


Figura 2.8 - Ciclo *Rankine* com extração de vapor na turbina
Fonte: [3]

2.3.3 Ciclo *Rankine* com sistemas de regeneração

Outra alternativa é a de regeneração, que para melhor explicar-se pode e deve ser dividida em dois itens: o primeiro relatando aquecedores de mistura e o segundo aquecedores de superfície.

A figura (2.9) retrata, o ciclo *Rankine* com aquecedor de mistura, também conhecido por tanque misturador. Tal equipamento possui, como característica inconfundível, uma íntima combinação de fluidos idênticos sob condições adversas.

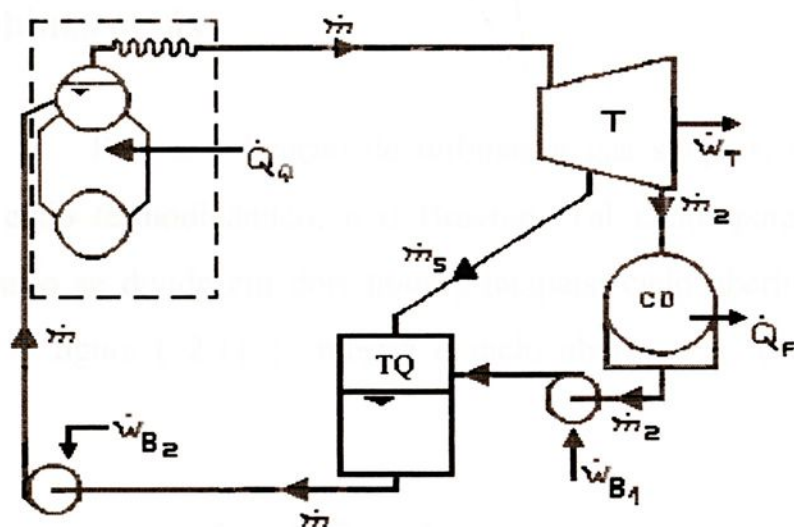


Figura 2.9 - Ciclo Rankine com aquecedor de mistura
Fonte: [3]

A figura (2.10) representa, caracteristicamente, o segundo tipo, aquecedores de superfície. Este se opõe do primeiro no aspecto construtivo e termodinâmico, além do funcional, visto que, os aquecedores de superfície não permitem o contato direto entre as correntes de fluidos, inversamente ao tanque misturador.

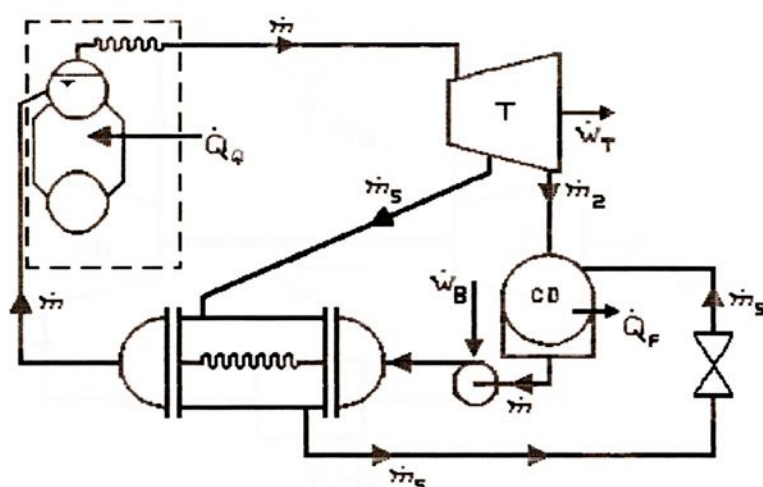


Figura 2.10 - Ciclo Rankine com aquecedor de superfície
Fonte: [3]

2.4 Turbinas a gás

Para a utilização de turbinas a gás simples, desponta como o ciclo termodinâmico, é o Brayton. Tal ciclo, para melhor compreensão se divide em dois tipos principais: ciclo aberto e ciclo fechado. A figura (2.11) mostra o ciclo aberto e a (2.12) o fechado.

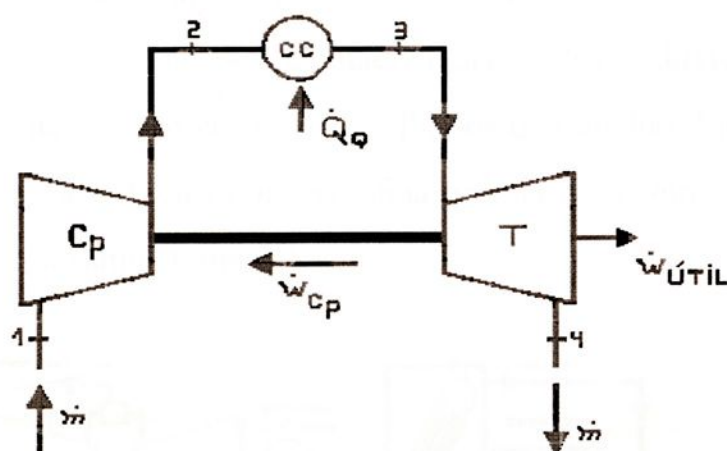


Figura 2.11 - Ciclo *Brayton* com turbina a gás em ciclo aberto

Fonte: [3]

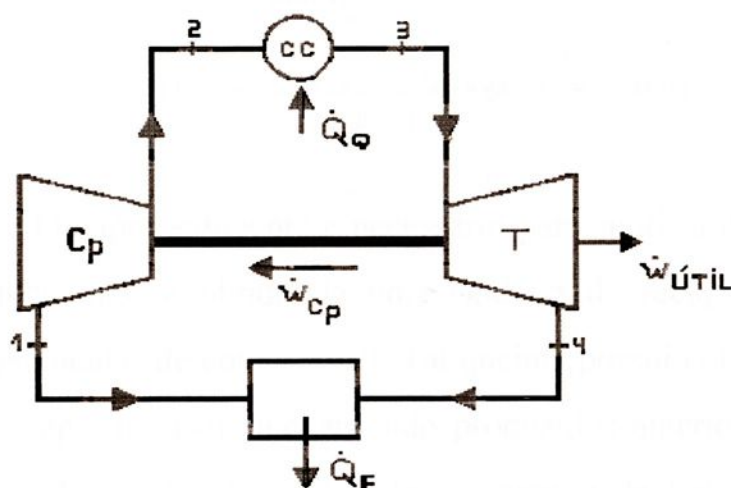


Figura 2.12 - Ciclo *Brayton* com turbina a gás em ciclo fechado

Fonte: [3]

Unidades cogeradoras operantes em “topping”, têm como possibilidade a utilização de turbinas a gás conectadas a caldeiras de recuperação e ainda, de modo próprio, reutilizar os gases de escape em ciclos de absorção, por exemplo, para secagem de grãos.

2.4.1 Cogeração com turbinas a gás em ciclo aberto

Na figura (2.13), os gases provenientes de câmaras de combustão com condições e características diversas, diferenciando-se para cada situação, são considerados fluidos de trabalho. Em tal figura, apresenta-se, de maneira objetiva, uma turbina a gás em ciclo aberto, operando em arranjo "topping".

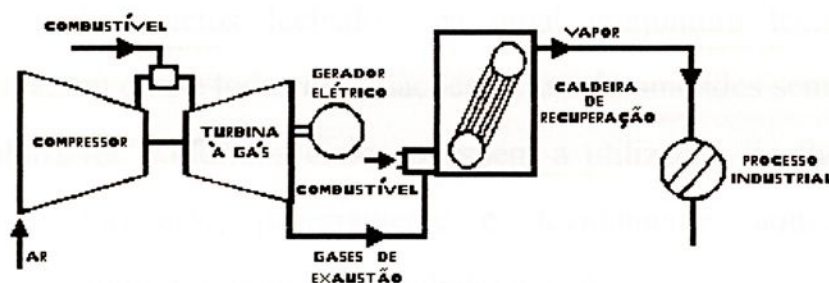


Figura 2.13 - Cogeração com turbina a gás em ciclo aberto

Fonte: [1]

O vapor suficiente e necessário para suprir a demanda do processo industrial, é obtido de uma caldeira de recuperação com queima suplementar de combustível. Tal queima possui como oxidante gases de escape, os quais haviam sido produzidos anteriormente, em uma câmara de combustão, antes de passarem pela turbina a gás e acionar o gerador elétrico.

A existência de queima suplementar de combustível na caldeira de recuperação, deve-se ao fato da demanda real, necessária e suficiente para suprir o processo industrial for maior que a energia recuperada dos gases de escape da turbina a gás.

A razão de potência útil produzida, pela fornecida pelo combustível representa, a eficiência total do sistema em questão. Tal eficiência, encontra-se, para turbinas a gás em ciclo aberto, na faixa de 65 à 80%, variando-se, principalmente, devido à demanda térmica do processo industrial, além da temperatura dos gases de escape.

2.4.2 Cogeração com turbinas a gás em ciclo fechado

Em ciclos fechados, na atual conjuntura tecnológica, predomina, em quase todas as situações, o uso de unidades sem queima de combustível. Referidos ciclos possuem a utilização de fluidos de trabalho sendo este, propriamente e devidamente, aquecidos e resfriados, sempre retornando à condição inicial.

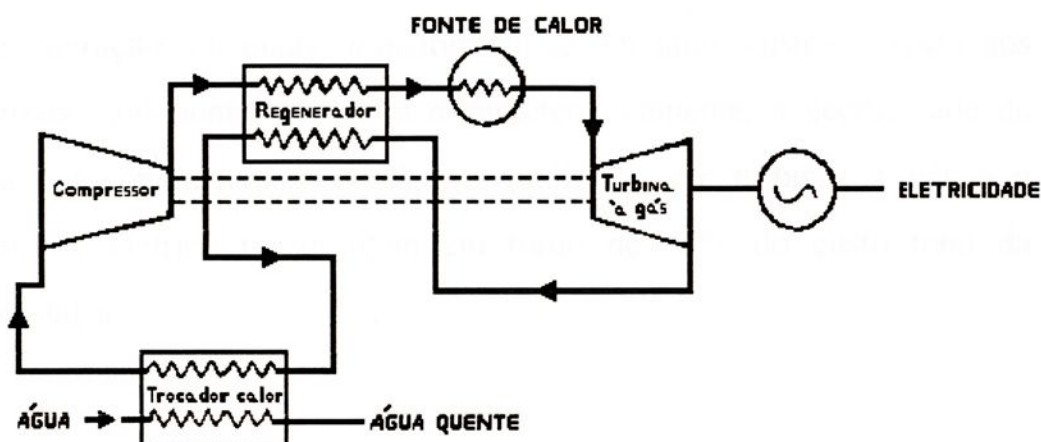


Figura 2.14 - Cogeração com turbina a gás em ciclo fechado

Fonte: [1]

A figura (2.14) apresenta um típico modelo em ciclo fechado, com equipamentos como: compressor, regenerador, turbina a gás, gerador e trocadores de calor.

Argônio, Hélio e ar, são, dentre vários, os principais tipos de gases de operação em ciclos fechados. Para gases, possuidores de baixo peso molecular, são usadas turbinas maiores e trocadores de calor menores em comparação com as turbinas e os trocadores utilizados para os gases de alto peso molecular. A utilização de tais tipos está intimamente compromissada com os custos da turbina e dos componentes de troca de calor [1].

No tocante à eficiência de produção de água quente, para ciclo fechado, utilizando razão de pressão entre 2 e 6, tem de 50 a 63%, entretanto, maiores taxas de compressão podem aumentar a eficiência [4].

Turbinas a gás em ciclo fechado, são construídas em unidades modulares, ocasionando assim, facilidades para instalação, além da flexibilidade de operação. Mas, ambos os ciclos, abertos e fechados, caracterizam-se pelos baixos custos capitais comparados aos de operação, os quais, transformam-se em altos custos, devido aos baixos rendimentos térmicos e caracteristicamente, a necessidade de uso de combustíveis de relativa qualidade. As turbinas a gás e o gerador elétrico representam em torno de 60% do custo total da instalação.

2.5 Ciclo Combinado

Apresentados na figura (2.15), o ciclo combinado, retrata, como o próprio descreve, uma combinação de equipamentos; o uso simultâneo de turbinas a gás e a vapor, além de caldeira de recuperação e dos geradores elétricos. Facilidades obstantes a este sistema destacam a possibilidade de variação da taxa potência/calor em comparação com outras tecnologias.

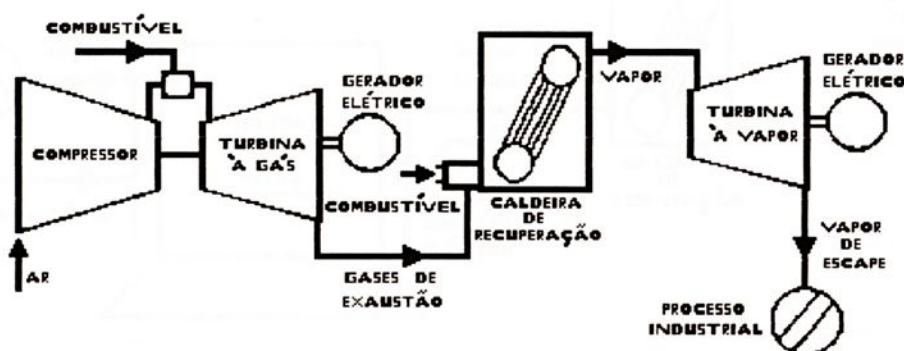


Figura 2.15 - Cogeração com ciclo combinado

Fonte: [1]

Geradores elétricos, turbinas a gás e a vapor, representam , para o custo capital da instalação cerca de 90% [5].

2.6 Motores de Combustão Interna (Diesel ou Otto)

Visa esta, como condizente alternativa para a prática da cogeração, a possibilidade de aproveitar a energia mecânica destes motores para acionamento de geradores elétricos e/ou compressores e o calor residual da água de refrigeração, do óleo de lubrificação e dos gases de escape, para o suprimento de demanda térmica (calor útil).

2.6.1 Ciclo Diesel

O sistema mostrado na figura (2.16), consiste de motor diesel, caldeira de recuperação e gerador elétrico, sendo, no Brasil, na grande maioria das instalações adotado o Diesel como combustível. Mas, nos Estados Unidos, existem aqueles que funcionam com gás natural, ou destilados leves de petróleo.

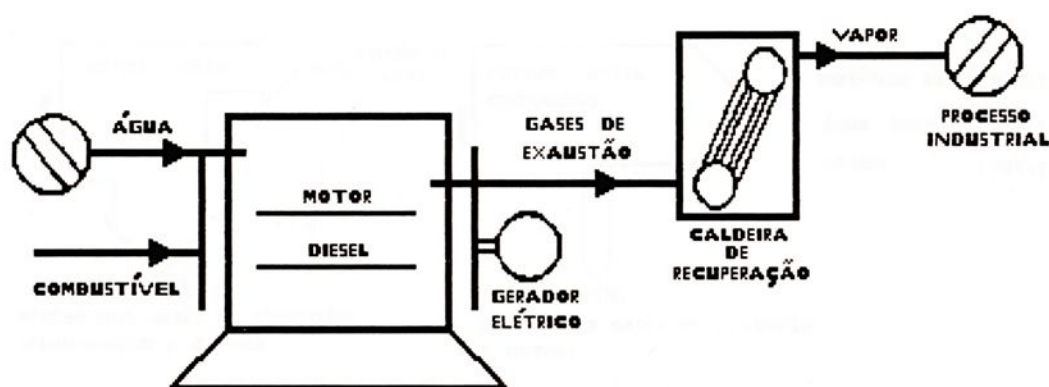


Figura 2.16 - Cogeração com Motor Diesel

Fonte: [1]

Cabe ressaltar que, estes motores, possuem como vantagens, facilidades de manutenção, construção e instalação. Dentre as várias desvantagens existentes, destaca-se, a limitação de utilização às unidades que demandam grandes quantidades de vapor a baixas temperaturas.

Para tais motores, a temperatura dos gases de escape se encontram na faixa de 340°C e 460°C , isto permite produção de vapor a baixas pressões, e também, a possibilidade de aquecimento de água entre 70°C e 80°C , aproveitando, deste modo, o fluxo de refrigeração do motor e do óleo lubrificante [6].

A figura (2.17) retrata dois diagramas de Sankey, utilizando motores Diesel, um para sistema convencional e um segundo para unidade cogeneradora. O primeiro, gera 35% de potência de eixo e 65% de perdas nos gases de exaustão, refrigeração, radiação e outras. Com unidade de cogeração, tal motor, possui apenas 15% de perdas nos gases de escape e outras formas, produz 35% de potência no eixo, 20% em água quente e 30% em vapor.

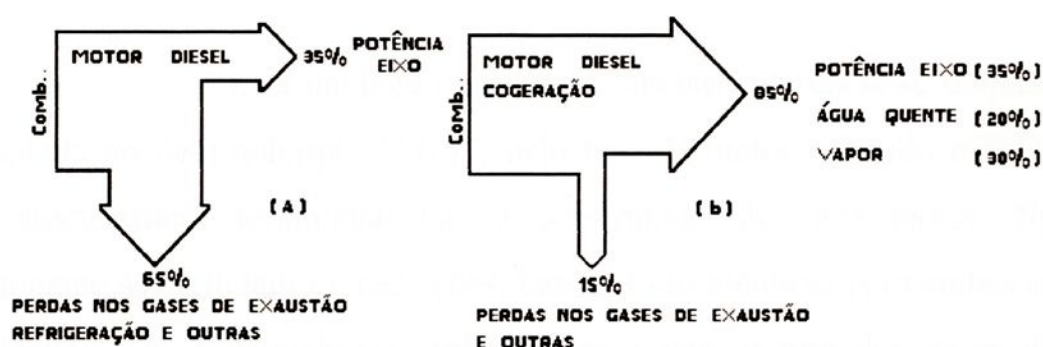


Figura 2.17 - Diagramas de Sankey
 Fonte: [1]

2.6.2 Ciclo Otto

O ciclo Otto também pode ser utilizado em unidades cogeneradoras. Tem como princípio de funcionamento a ignição por meio de faísca, que por sua vez ativa uma mistura ar-combustível, predeterminada por um carburador ou outro sistema de injeção. A figura (2.18) apresenta um sistema de cogeração com motor Otto.

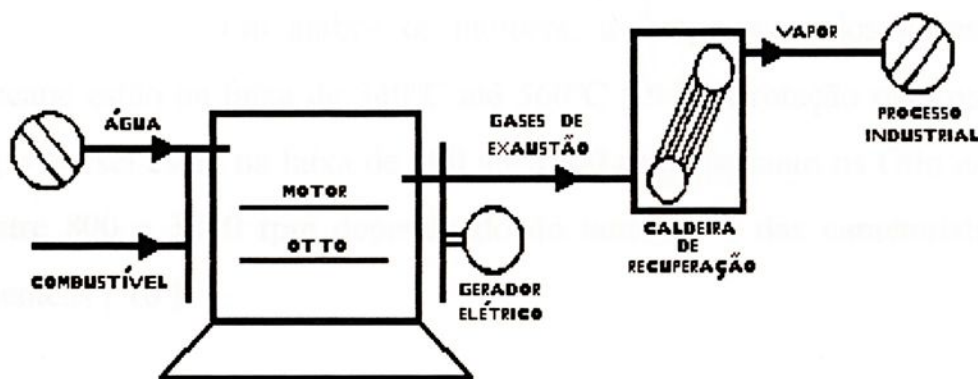


Figura 2.18 - Cogeração com Motor Otto

Fonte: [1]

Esta unidade cogeradora, apenas diferencia-se daquela citada no item anterior, “2.6.1”, pelo tipo de motor utilizado e pelas características termodinâmicas e construtivas de cada motor. No tocante às facilidades e restrições, também são idênticas para ambas as tecnologias, principalmente referindo-se a temperatura dos gases de escape.

Os tipos de gases lançados na atmosfera por estes motores de combustão interna, são dependentes fundamentalmente, do tipo de combustível utilizado. Atualmente diversos deles têm sido utilizados em motores de ciclo Otto, como a gasolina e o álcool. Mas também existem aqueles que operam com gás natural e o GLP.

As capacidades de produção de energia para motores Diesel ou Otto comerciais, variam de 10 kW até alguns MW. Para motores Otto, a capacidade máxima a ser projetada é de até 2 MW [7]. Já para motores Diesel, a capacidade máxima é de 10 MW, há ainda casos projetados até 20MW de média e baixa velocidade [8].

Em ambos os motores, a temperatura dos gases de escape estão na faixa de 340°C até 560°C [9]. A rotação para os do tipo Diesel estão na faixa de 100 até 1800 rpm enquanto os Otto estão entre 800 e 3000 rpm dependendo do tamanho e das características técnicas [10].

2.7 Escolha de Tecnologias

A efetivação de escolha da tecnologia a ser utilizada, tomando-se por base os principais aspectos distinguidores, em cada aplicação, deve ser realizada cuidadosamente e criteriosamente.

Abaixo seguem as variáveis essenciais para seleção adequada para cada ciclo, segundo [11 - 13].

- Razão (potência / calor) gerado pelo equipamento
- Consumo específico de vapor (*steam rate*), quando for o caso
- Consumo específico de combustível
- Consumo específico de calor (*heat rate*)
- Eficiência termodinâmica do equipamento
- Variações da eficiência sob cargas parciais
- Temperatura do fluxo térmico retirado do equipamento
- Limite de rejeição do equipamento
- Disponibilidade e confiabilidade do equipamento



O primeiro aspecto a ser analisado é a relação potência/calor da unidade industrial. Esta é a razão entre potência elétrica e/ou mecânica consumida por uma empresa pela sua própria demanda de energia térmica. Para isto, recorre-se a dois parâmetros: o primeiro caracteriza o setor industrial ao qual se deseja colocar o sistema de cogeração, o segundo justificando-se e regulamentando-se tal escolha.

A importância do consumo térmico é relevante no aspecto do tempo e carga usual de funcionamento, como por exemplo, a variação da carga diária, semanal e/ou mensal.

O aspecto do consumo específico de combustível retrata a disponibilidade de obtenção deste a baixo custo. Na atualidade, na busca de novos conceitos, tecnologias e tipos alternativos de combustíveis surgiu com um futuro promissor: a utilização de resíduos industriais, residenciais e hospitalares.

Quanto à eficiência termodinâmica global do equipamento, itens anteriores demonstram que possíveis alterações no sistema influenciam no aumento do rendimento. Outro aspecto é no tocante às variações da eficiência do equipamento operando em cargas parciais.

De grande relevância é o impacto ambiental causado pela tecnologia escolhida. Além dos já citados, existem vários outros aspectos, que também influenciam, tais como, os custos de instalação, operação e manutenção dos equipamentos.



Neste instante, torna-se apropriado ressaltar uma análise comparativa das várias situações de operação existentes. O ideal seria a existência de uma igualdade entre produção e consumo de energia. Mas isto, é praticamente irrealizável durante a operação, pois, em processos reais acontecem variações no consumo de energia. Portanto, torna-se necessário, que o sistema de cogeração seja capaz de suportar tal desequilíbrio. A partir disto, podem-se definir algumas estratégias de operação como:

- Operação em paridade térmica
- Operação em paridade elétrica
- Operação econômica
- Operação em cargas parciais

O modo de operação paridade térmica dispõe que, todo o consumo térmico do setor industrial é suprido pelo sistema de cogeração. Nesta situação, o produto principal da cogeração é a energia térmica e o subproduto energia elétrica. Caso o subproduto não seja capaz de atender a demanda, o déficit pode ser comprado, e se houver excedente de tal subproduto, este será passível de venda.



Para a operação na modalidade paridade elétrica, toda a demanda elétrica encontra-se fornecida pela cogeração. Assim o produto principal é a energia elétrica e o subproduto a energia térmica. No Brasil, se o subproduto é maior do que a demanda, o excedente é descartado para o meio ambiente, mas se o subproduto não for suficiente, é acionado um equipamento auxiliar para suprir esta diferença.

Um terceiro modo, é a operação econômica. Nesta, o que determina a produção de energia térmica elétrica e/ou mecânica é o fator econômico.

A quarta modalidade, operação em cargas parciais, pode ser conveniente em alguns casos excepcionais, em algumas situações anormais, como diminuição temporária da produção e manutenção de equipamentos entre outros. A figura abaixo (2.21), apresenta exemplos destes modo de operação.

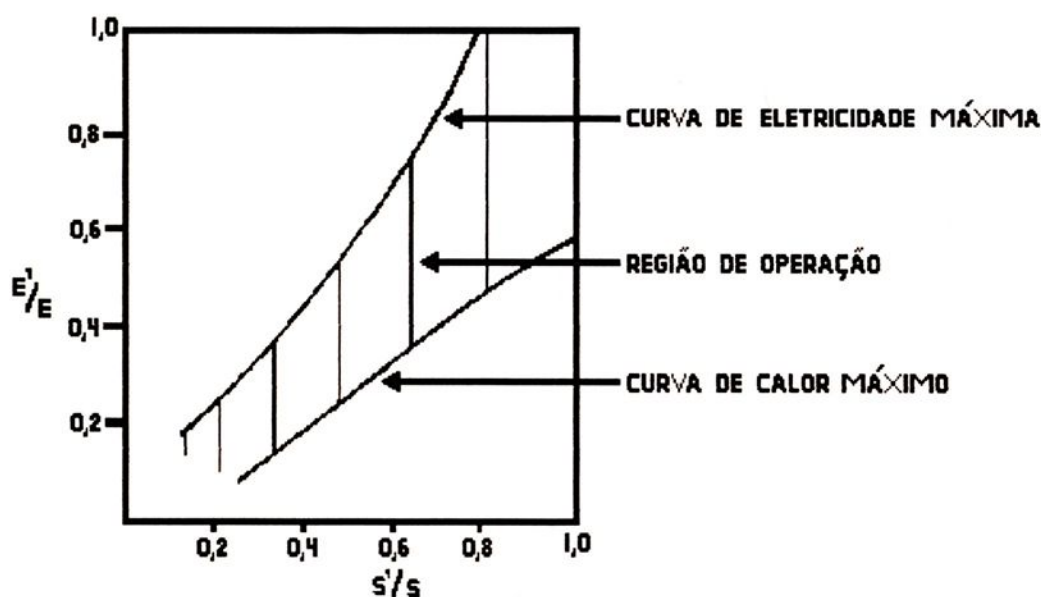


Figura 2.19 - Modos de operação

Fonte: [1]

Sendo:

E = Energia elétrica ou mecânica consumida no setor industrial [kW]

E' = Energia elétrica ou mecânica gerada [kW]

S = Energia térmica consumida no setor industrial [kW]

S' = Energia térmica gerada [kW]

CAPÍTULO 3

COMBUSTÍVEIS ALTERNATIVOS, LEGISLAÇÃO AMBIENTAL E TECNOLOGIAS DE CONTROLE DE EMISSÕES

3.1 Introdução

O meio ambiente, desde o aparecimento da raça humana na terra, vem sofrendo inúmeras alterações. Após a revolução industrial, devido as mudanças por ela introduzidas, o consumo energético cresceu de modo elevadíssimo. Ao longo das últimas décadas, e mais abrangentemente após os anos 80, o meio ambiente tem apresentado sinais intensos do gasto, desperdício e ataque que vem sofrendo, exibindo de maneira própria, a necessidade da obtenção de combustíveis e tecnologias alternativas para controlar e reduzir os poluentes.

O objetivo principal deste capítulo é caracterizar as principais tecnologias existentes para redução das emissões dos mais ofensivos poluentes atmosféricos, provenientes da combustão industrial, que afetam de forma significativa o meio ambiente. Para isto é necessário que seja demonstrado quais os principais poluentes, provenientes da combustão dos vários tipos de combustíveis, que são

emitidos pelas indústrias, como são formados e quais os maiores danos causados ao meio ambiente e à vida humana.

O segundo objetivo, é a caracterização das leis ambientais restringindo as emissões de poluentes industriais que são lançados na atmosfera. Os limites serão apresentados principalmente a nível da Região do Vale do Paraíba, Estado de São Paulo, em se tratando de Brasil, mas também serão citadas as leis vigentes em outros países, além de se visualizarem as novas perspectivas para o futuro.

3.2 Combustíveis Alternativos

Várias alternativas de fontes de energia, como a solar, a eólica e os subprodutos agro-industriais, como por exemplo, o biogás, o bagaço de cana e o vinhoto, têm despontado, com um futuro promissor para o novo século, devido, principalmente, ao fator ambiental. Em processos industriais pode-se ter vários tipos de combustíveis sendo usados como fonte de energia, como, por exemplo, os óleos leves e pesados, o gás natural, os resíduos industriais, o lixo hospitalar, residencial e/ou industrial, e ainda, diversos outros.

Cada tipo de combustível possui uma constituição química característica, além da possibilidade de existência de vários componentes adicionados a tais combustíveis, como exemplo, os vários existentes na gasolina, comumente utilizada nos automóveis. Devido a isto, cada combustível possui sua própria característica, e, no momento



em que se realiza a combustão tendo, por exemplo, o ar atmosférico como oxidante, os gases resultantes, carregam em si os poluentes formados pela reação química durante e após a combustão.

Neste trabalho, é apresentado um estudo da utilização dos resíduos industriais gerados por uma empresa, como fonte de energia, com vistas a produzir energia suficiente para suprimento de sua própria demanda, em unidades cogeradoras. Cabe ressaltar que este estudo restringe-se a demandas energéticas típicas de agroindústrias.

3.3 Legislação e Poluição Ambiental

Em sistemas de cogeração, a poluição atmosférica é também um fator de grande relevância, uma vez que os gases resultantes da combustão e as cinzas que sobram do processo podem poluir a natureza. Tanto no Brasil como no exterior existem órgãos que fiscalizam essas emissões, e ainda existem limites estabelecidos que devem ser respeitados. Esses limites podem ser diferentes para cada tipo de poluente e variam de local para local, ou seja, em locais distintos podem existir diferentes limites de emissão para um mesmo tipo de poluente.

Entre os poluentes atmosféricos provenientes do equipamento de queima tem-se: NO_x, SO_x, CO₂, os VOC's (*Volatile Organic Compounds*) e os Particulados. Ainda existem outros tipos de poluentes que são muito importantes, como o HCl, por exemplo.

Os órgãos fiscalizadores, no Brasil, tem o poder de aplicar multas e até, conforme for o caso, fechar o estabelecimento que esteja poluindo. No estado de São Paulo o órgão fiscalizador é a CETESB - Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental a nível nacional o CONAMA - Conselho Nacional de Meio Ambiente.

O CONAMA faz parte junto com o Conselho Nacional da Amazônia Legal, Conselho Nacional da Borracha e do Comitê do Fundo Nacional do Meio Ambiente, do Órgão Colegiado, que é um dos órgãos responsáveis pela Política Nacional do Meio Ambiente que está diretamente ligada ao Ministério do Meio Ambiente e da Amazônia Legal. O Decreto nº. 1205 de 01 de agosto de 1994 e a resolução CONAMA nº. 03 de 28 de junho de 1990, apresentam os valores limites estabelecidos à nível federal para os diversos tipos de poluentes atmosféricos que necessitam ser controlados.

A CETESB controla todo o estado de São Paulo, que foi por ela dividido em regiões de atuação, a região do Vale do Paraíba faz parte da Região de Controle da Qualidade do Ar 3 (RCQA3). Os valores limites de emissão destes poluentes atmosféricos foram estabelecidos pelo decreto nº. 8.468 de 08 de agosto de 1976 que têm sido revistos até hoje, sendo a última atualização feita pelo decreto nº. 39.551 de 18 de novembro de 1994 [14].

No exterior, algumas das principais leis vigentes para emissões são: nos Estados Unidos, o *Clean Air Act Amendments*, revisado em 1990; na França é o *Directive du 1988 sur les Grandes*



Installations de Combustion e na Itália o Decreto DM 124 de 05 de maio de 1989 para unidades acima de 500MW.

No Brasil tem-se que os limites máximos de poluição, estão divididos em dois grupos principais para cada tipo de poluente, padrões primários e secundários. Os padrões primários retratam as concentrações de poluentes que, quando ultrapassadas podem afetar a saúde da população. Já, no tocante aos secundários, estes referem-se às concentrações de poluentes abaixo das quais se prevê o mínimo efeito adverso sobre o bem-estar da população, assim como o mínimo dano à fauna, à flora, aos materiais e ao meio ambiente em geral.

A tabela (3.1), apresenta, de forma simples e concentrada, alguns limites estabelecidos para diversos poluentes para o Brasil, ao passo que, a tabela (3.2) mostra alguns limites estabelecidos para o NOx a nível mundial.

Poluente	Órgão Federal		Órgão Estadual	
	1 hora (µg/m³)	Anual (µg/m³)	1 hora (µg/m³)	Anual (µg/m³)
NO ₂ (a)	320	100		
SO ₂ (a)	365 (1)	80	365 (1)	80
Particulas em Suspensão (a , b)	240 (1)	80	240 (1)	80
CO (a , b)	40.000	10.000 (2)	40.000	10.000 (2)
Ozônio (a , b)	160			
Partículas Inaláveis (a , b)	150 (1)	50		
Fumaça (a)	150 (1)	60	3 minutos	15 min. (1)
(1) = 24 horas		(a) padrões primários		
(2) = 8 horas		(b) padrões secundários		

Tabela 3.1 - Limites de emissão Brasil
Fonte: [14]

Na tabela (3.1), nos locais onde não existem valores citados, significam que não foram encontrados dados sobre tais.

País	1 hora ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Anual ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
Korea	365 (a)	150 (a)
Arabia Saudita	660	100
África do Sul	1080	270
Taiwan	470	100
Alemanha	135	50
França	135	50
Inglaterra	135	50
Brasil	320	100
Itália	135	50

Tabela 3.2 - Limites de NOx

Fontes: [16]; (a) [15]

Algumas das principais formas de poluição nocivas ao meio ambiente são: a Chuva Ácida, a Poluição Fotoquímica, a Destruição da camada de Ozônio e o Efeito Estufa. A Chuva Ácida é formada principalmente pelo SO_2 , NO_x e o HCl e age sobre a atmosfera sob a forma de chuva, neve ou névoa, destruindo florestas, plantações, monumentos e também contaminando as águas.

A Poluição Fotoquímica, principalmente conhecida pela população como o “*smog*”, ela é formada pelo NO_x e pelo CFC’s presentes na atmosfera, estes reagem devido as condições atmosféricas e formam o ozônio. Este tipo de poluição é responsável pela degradação da vegetação.

O Efeito Estufa é produzido pelo CFC’s, o CO_2 , o CH_4 e as poeiras, que quando se combinam na atmosfera não permitem a



liberação dos raios infravermelhos emitidos pela Terra para o espaço, causando um aquecimento na baixa camada da atmosfera terrestre.

Dentre os principais fatores que influenciam na formação dos poluentes estão o tipo de combustível utilizado, a temperatura de chama, a taxa ar/combustível e o tempo de residência dos gases no equipamento de queima, além das características do ar utilizado como oxidante no processo de combustão.

Existem três principais tipos de NOx que são formados no processo de combustão, o NOx *prompt*, o NOx térmico e o NOx do combustível. O NOx *prompt* é formado diretamente após o processo de combustão com o ar; o NOx térmico é formado pela alta temperatura da câmara de combustão e o NOx do combustível é formado por qualquer nitrogênio presente no combustível.

Todo SOx, carbono, material particulado presente nos gases de exaustão são provenientes da queima e dependem da composição do combustível.

3.4 Tecnologias de Controle e Redução de Emissões

Apresentam-se neste ponto algumas das principais técnicas de controle e redução das emissões de NOx, SOx, CO₂ e Material Particulado. Para o caso do NOx as principais técnicas são: a Redução Catalítica Seletiva (SCR, *Selective Catalytic Reduction*), a Redução Seletiva Não Catalítica (SNCR, *Selective Non-Catalytic Reduction*), o uso de Combustor Seco de Baixo NOx (DLN, *Dry Low*

NO_x), a Injeção de Água ou Vapor (*WI, Water Injection*, or, *SI, Steam Injection*), a Recirculação dos Gases de Escape (*FGR, Flue Gas Recirculation*); para o SO_x as principais técnicas de controle e redução são: os Lavadores de Gases (*scrubbers*) e a Dessulfurização dos Gases de Escape (*FGD, Flue Gas Dessulfurization*).

Já para a remoção do CO_2 os processos mais usados são: a remoção do CO_2 por Lavagem de Gases e pelo Controle nos Processos de Conversão. O controle e redução de Material Particulado pode ser executado de diversas formas; as mais usadas são: câmara de deposição gravitacional, separadores centrífugos, separadores úmidos, filtros e precipitadores eletrostáticos.

Cabe ressaltar ainda, da existência de algumas tecnologias alternativas, que nos dias atuais, principalmente em países desenvolvidos estão sendo estudadas, e em algumas situações específicas implantadas. Dentre tais tecnologias estão: o Enriquecimento do Ar de Combustão, o Controle da Temperatura de Chama, e a Mudança de Combustível para um outro alternativo.

3.4.1 Tecnologias de Controle e Redução de NO_x

Existem várias tecnologias para controle e redução das emissões de NO_x . Antes de apresentar algumas das tecnologias mais utilizadas, é necessário a caracterização dos tipos de NO_x existentes, conforme visto anteriormente, três principais tipos de NO_x são formados durante o processo de combustão:



- NOx térmico,
- NOx “*prompt*” (formado rapidamente)
- NOx do combustível

O NOx corresponde à quantidade total da soma de NO e NO₂ a ser lançado na atmosfera. Nitrogênio e oxigênio na combustão com o ar reagem às altas temperaturas para formar principalmente NO. Uma pequena quantidade de NO₂, tipicamente menos de 5% do NOx formado, pode ser proveniente diretamente do processo de combustão.

O NOx térmico é formado pela oxidação do nitrogênio da atmosfera com o ar de combustão a altas temperaturas, e tem sua formação controlada pela temperatura de chama. A quantidade deste tipo de NOx, é desprezível para temperaturas menores de 1500°C, segundo [2].

Outro tipo de NOx que pode vir a existir é o NOx “*prompt*”, conhecido como NOx formado rapidamente, isto é, este é constituído pela reação dos hidrocarbonetos presentes no combustível com o nitrogênio contido em alguns hidrocarbonetos.

NOx de constituição, também conhecido como NOx do combustível, é mais um dos tipos que podem vir a existir. Este tipo tem sua formação diretamente relacionada ao tipo de combustível utilizado no processo de combustão. Este NOx constitui-se de qualquer nitrogênio entregue pelo combustível para a queima. A quantidade de NOx do combustível formado varia de zero para o gás natural, que não possui nitrogênio em sua constituição, até o nível de 60-80% da emissão total de certos tipos de carvões [2].

Dentre as várias tecnologias citadas anteriormente, escolheu-se, para uma explicação mais detalhada, por acreditar ser uma das mais complexas e caras, a Redução Catalítica Seletiva (SCR, *Selective Catalytic Reduction*), tipicamente apresentada abaixo.

REDUÇÃO CATALÍTICA SELETIVA

Redução Catalítica Seletiva (SCR) é uma das tecnologias de controle e redução das emissões de NOx, baseada na reação do NOx com uma camada catalítica. Esta tecnologia é considerada como um tratamento de pós-combustão. A utilização deste tipo de tecnologia para controle e redução das emissões de NOx começou a ser usada na década de 70 no Japão e na Alemanha e só a partir de 1980 em unidades de utilidades (mais de 30% da produção de energia elétrica vendida). A figura (3.1), apresenta um sistema de SCR completo para turbinas a gás.

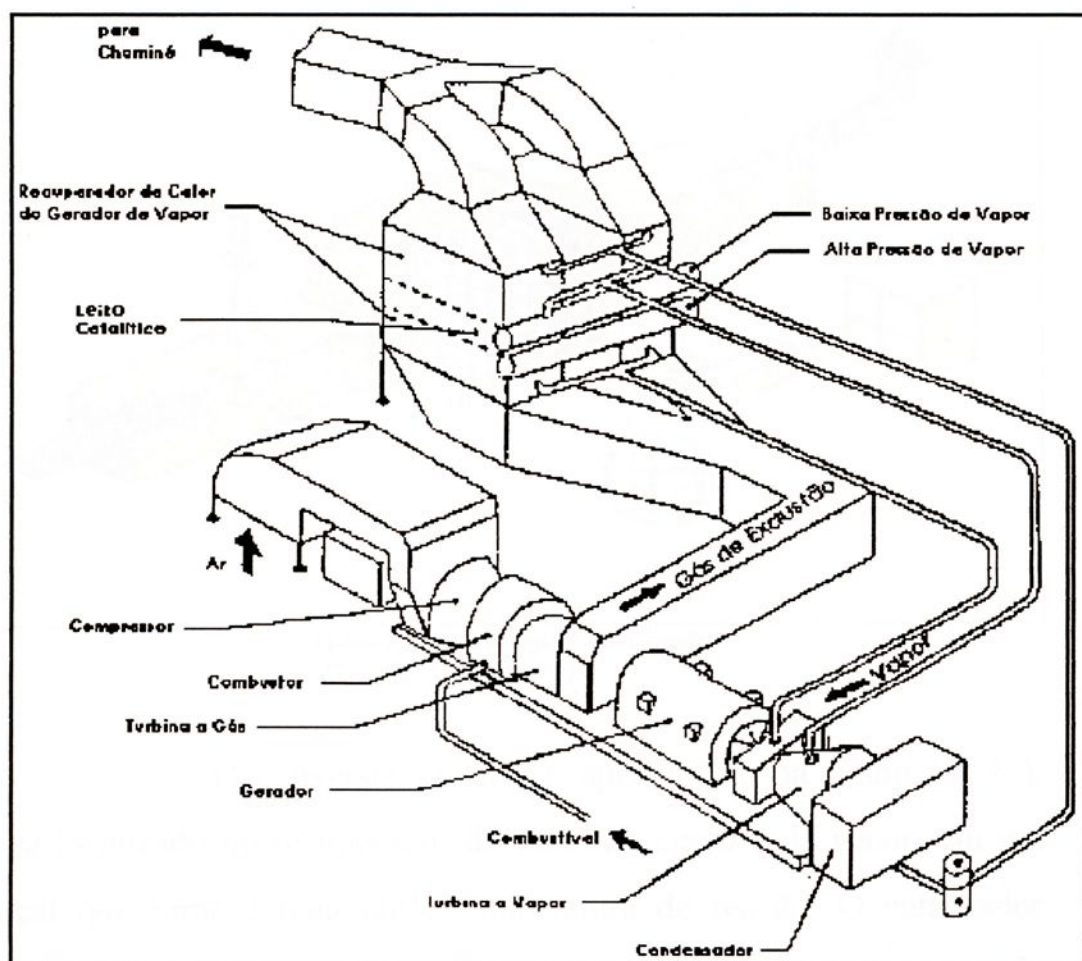


Figura 3.1 - Unidade Cogeneradora

Fonte: [17]

Gases provenientes da combustão passam pela turbina a gás e são entregues para o recuperador de calor do gerador de vapor a altas temperaturas (caldeira de recuperação), então amônia anidra ou aquosa é injetada contracorrente aos gases de exaustão. Estes gases recebem a amônia e, então, a reação de NO_x e NH_3 na superfície catalítica formam sais de amônia intermediários que depois irão se decompor para formar nitrogênio e água.

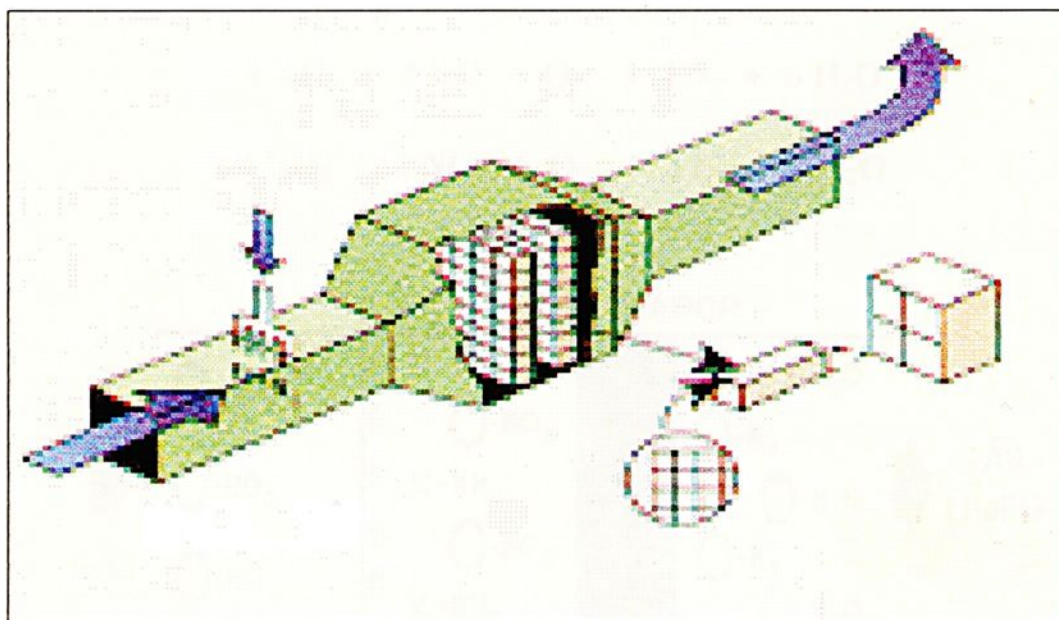
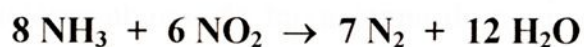
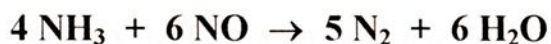


Figura 3.2 - Grid de injeção e catalizador
Fonte: [18]

O conversor catalítico, apresentado na figura (3.2), fica localizado no recuperador de calor do gerador de vapor, em um local que fornece uma ótima temperatura de reação. O catalisador diminui a quantidade de energia necessária para que a reação de decomposição do NOx comece a ocorrer. Seguem as reações do NOx (NO e NO₂) com a amônia, formando nitrogênio e água. Também é apresentada a figura (3.3), explicativa destas equações.



Quando o oxigênio também faz parte da reação:

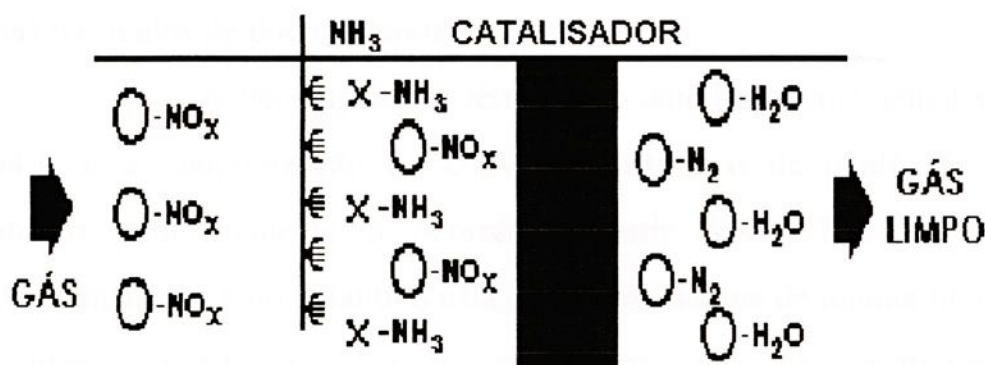
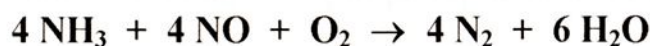


Figura 3.3 - Reação Catalítica
Fonte: [19]

Dificuldades existem para a remoção de um alto nível de NOx só com a redução homogênea, mas o conversor catalítico resolve estes problemas. A faixa de temperatura de utilização do catalisador está entre 221°C e 427°C e esta temperatura é mais dependente do tipo de material catalítico como também do tipo de combustível [17]. Já, as reações de redução de NOx ocorrem em uma estreita faixa de temperatura de 260°C à 510°C, dependendo do tipo de catalisador [20]. A operação do sistema acima da temperatura máxima, resultará na oxidação da amônia para nitrito de amônia. Já na operação do sistema abaixo da faixa ótima de temperatura não haverá energia suficiente para que ocorra a reação.

A localização do conversor catalítico no processo global é um dos principais fatores que determinam a viabilidade do sistema. Um dos problemas é a estreita faixa de temperatura e a

temperatura mínima para que a reação possa ocorrer. O leito catalítico deve estar muito bem localizada, pois além dos problemas citados acima, existem outros, que são: a decomposição térmica da amônia e, o envenenamento por SO_2 , o entupimento do conversor catalítico por finas partículas de poeira, dentre outros.

A decomposição térmica da amônia ocorre acima dos 454°C e a concretização do conversor catalítico de pentóxido de vanádio pode começar a ocorrer a partir dos 427°C [19]. Normalmente, o leito catalítico está localizada depois de muitas fileiras de tubos no superaquecedor e/ou evaporador onde a temperatura está na faixa ótima para o leito catalítico. A localização do conversor catalítico é mostrada na figura (3.4).

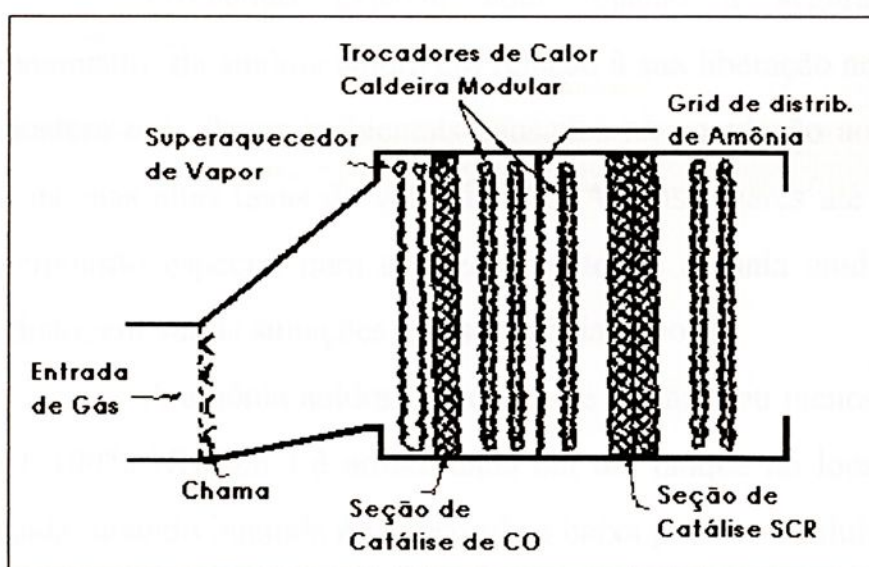


Figura 3.4 - Disposição do SCR
Fonte: [19]

Muitos fatores além da temperatura de operação influenciam na performance do SCR; alguns deles são: o material do conversor catalítico, configuração, metais utilizados na fabricação, o

enxofre contido no combustível utilizado, o projeto de injeção de amônia, e o tempo de residência do gás até atingir o leito catalítico. O tempo típico para que ocorra uma adequada mistura da amônia com o NOx antes do contato catalítico está entre 0,5 e 1,0 segundo [21]. Devido a todos estes fatores já citados, em alguns casos o conversor catalítico tem que ser trocado no primeiro ano de operação, mas existem casos em que comprovam a duração de catalisadores de até seis anos.

O enxofre contido no combustível também é responsável por outros tipos de emissões, além do NOx. Os combustíveis também possuem outra grande importância pois podem ser de diversos tipos e podem possuir além de enxofre encadeado no combustível, sulfato e cinzas, que podem envenenar o catalisador.

Problemas existem com relação à segurança e armazenamento da amônia anidra em relação à sua liberação acidental na atmosfera e os danos ambientais causados na população ao redor, devido às suas altas taxas de volatilização. Alguns lugares até pedem uma permissão especial para armazenamento de amônia anidra. Por causa disto, em várias situações usa-se amônia aquosa.

A amônia anidra na densidade de mais ou menos 2,268 kg/gal (100% NH_3 /gal) é armazenada em um tanque no local onde será usada, quando injetada é vaporizada a baixa pressão e diluída com ar comprimido. Já a amônia aquosa com 27,5% de peso esta em torno de 2,268 kg/gal (100% NH_3 /gal) à pressão de vapor de 1 atm. à 29,45°C; o tanque de armazenamento não está a baixa pressão, mas sua capacidade é reduzida em 2,5 vezes devido do peso da amônia [17].

As figuras (3.5) e (3.6), apresentam dois sistemas de injeção de amônia diferentes. A figura (3.5) retrata, um sistema de injeção de amônia anidra, ao passo que, a (3.6) mostra, com fidelidade característica, injeção de amônia aquosa.

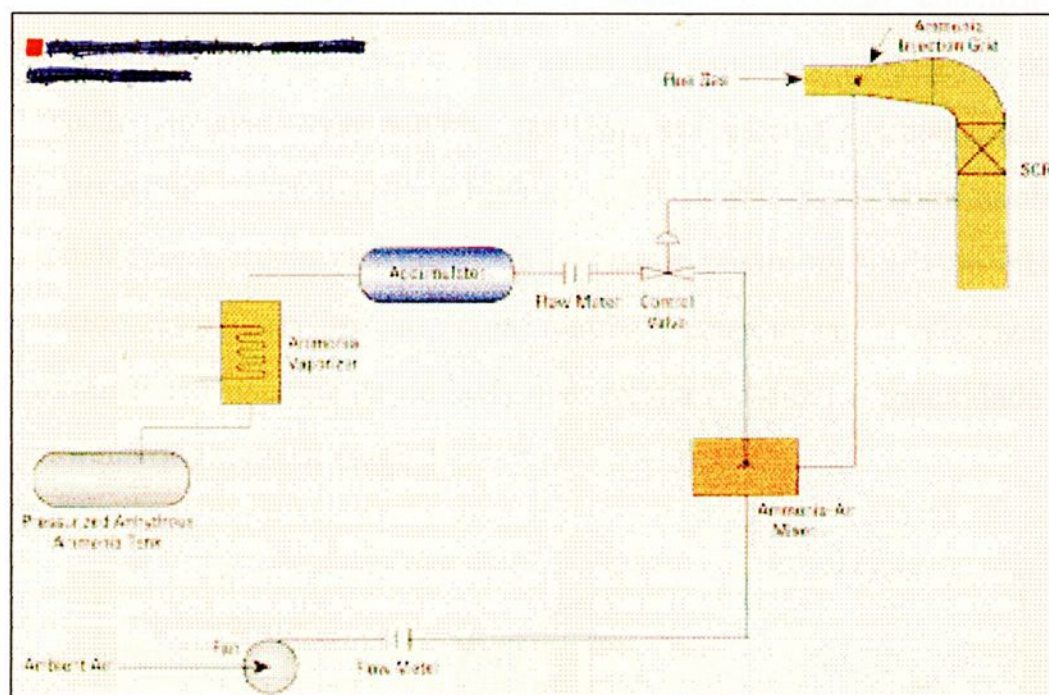


Figura 3.5 - Amônia Anidra
Fonte: [18]

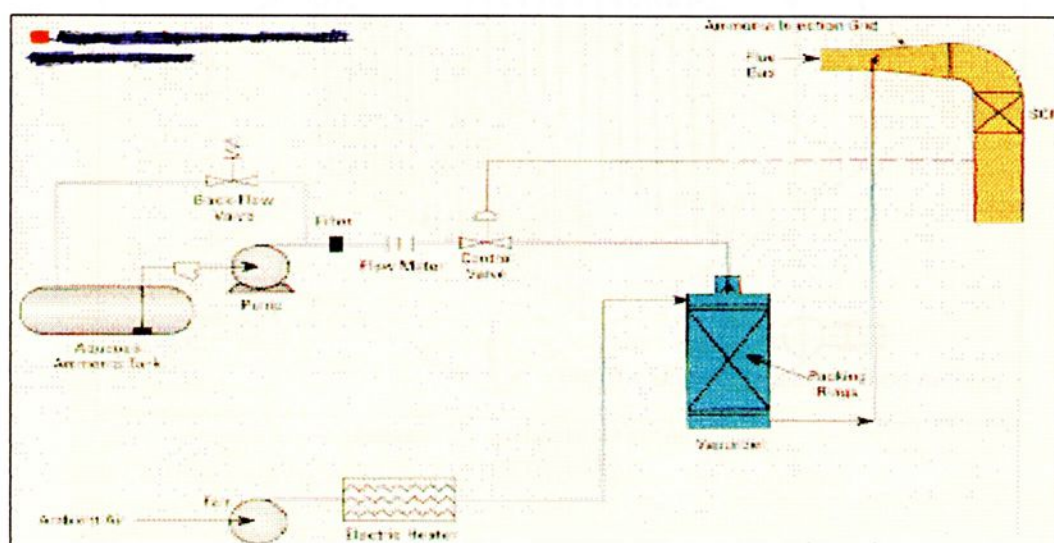


Figura 3.6 - Amônia Aquosa
Fonte: [18]

Quando se injeta amônia aquosa, tem-se que separar a água da amônia, pois a água contém baixas concentrações de sais como NaCl, KCl, SiO_2 ; estes sais podem causar deterioração no desempenho catalítico e esta separação deve ser feita por estágios de vapor [22].

Antes de injetar a amônia é preciso equalizar a velocidade do escoamento dos gases de exaustão, para melhorar a reação dos gases com a NH_3 , para isto coloca-se um equalizador de escoamento como mostra a figura (3.7) abaixo. Esta figura também mostra uma grelha de injeção de NH_3 , que possui injetores de NH_3 e vários bocais de injeção, cuja função é maximizar a eficiência e minimizar a quantidade de NH_3 que escapa (reduzir a quantidade de amônia que sai sem reagir).

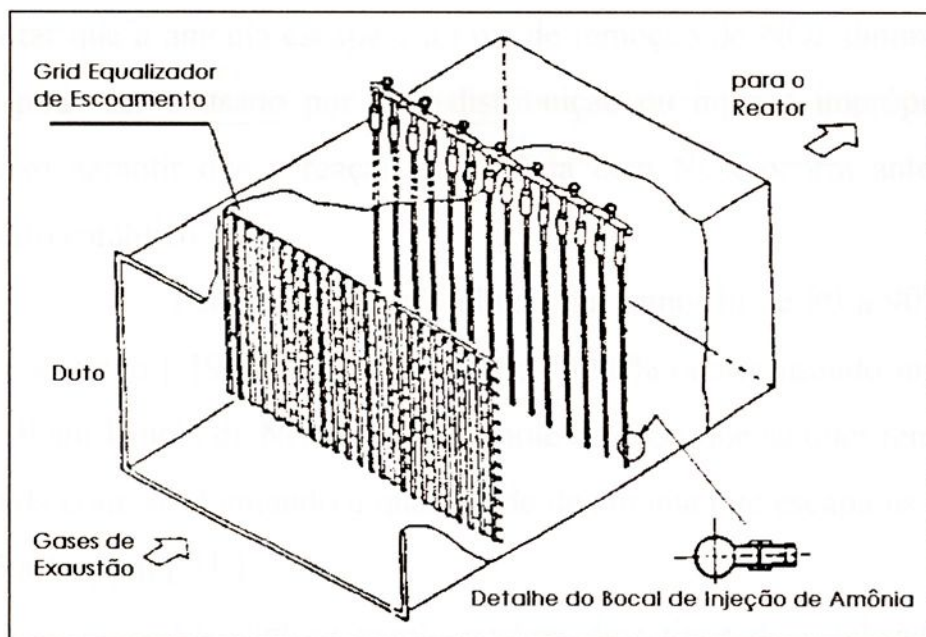


Figura 3.7 - Equalizador e Grid de Injeção
Fonte: [17]

Existem vários problemas com relação à utilização da amônia no processo de redução catalítica. Uma outra maneira de se obter amônia na atmosfera é ela sair sem reagir pela chaminé (amônia que escapa). Para que isto não aconteça é necessário que seja reduzida sua quantidade quando for injetada, mas ela ainda pode escapar durante o transporte e armazenamento, como já citado anteriormente.

É quase inevitável que nada, nenhuma quantidade de amônia escape. Alguns fabricantes já oferecem catalisadores que não somente praticamente eliminam a quantidade de amônia que escapa como também controlam as emissões de NOx e CO. Existem leis que permitem um maior nível de emissões de NOx se pode-se diminuir o nível de emissões de amônia na atmosfera [19].

Para se obter um ótimo desempenho em todo o sistema e evitar que a amônia escape e a taxa de remoção de NOx diminua, o que pode ser causado por uma distribuição ou injeção imprópria, é preciso garantir que a reação da amônia com NOx ocorra antes do contato catalítico.

Este sistema pode obter uma remoção de 80 à 90% ou mais segundo [19]. Uma remoção de 70-90% ocorre usando injeção de 0,9 até 1 mole de NH_3 para cada mole de NOx que se quer remover e ainda com isto limitando a quantidade de amônia que escapa na faixa de 5 à 10 ppm [21].

Em âmbito geral, existem dois tipos de catalisadores: tipo metal base e tipo metal nobre. Existe uma grande quantidade de formas de catalisadores como por exemplo: catalisadores tipo favo de



mel, rígidas paralelas, anéis e esferas de vários tipos de materiais, como: titânio, vanádio, platina, zeólito e cerâmica. Cada uma das combinações acima apresenta suas vantagens e desvantagens. Um catalisador é formado por vários módulos. O reator catalítico constitui-se de um conjunto de placas de tamanhos mais ou menos (150 mm X 150mm X 1,0m). A figura (3.8) e (3.9) abaixo, apresentam dos tipos de reatores catalítico.

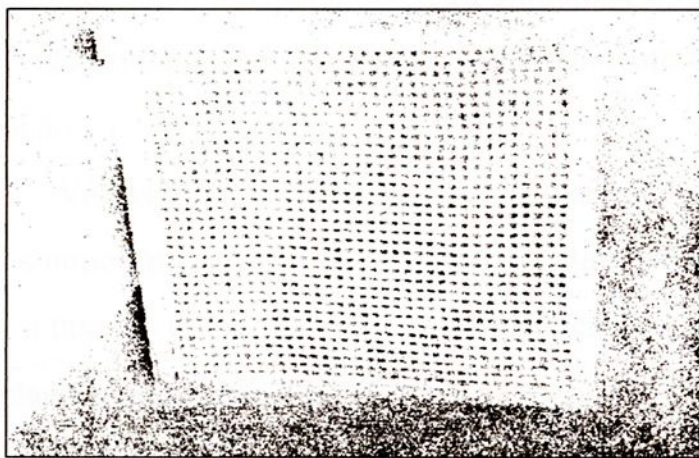


Figura 3.8 - Catalisador Cerâmico tipo favo de mel
Fonte [17]

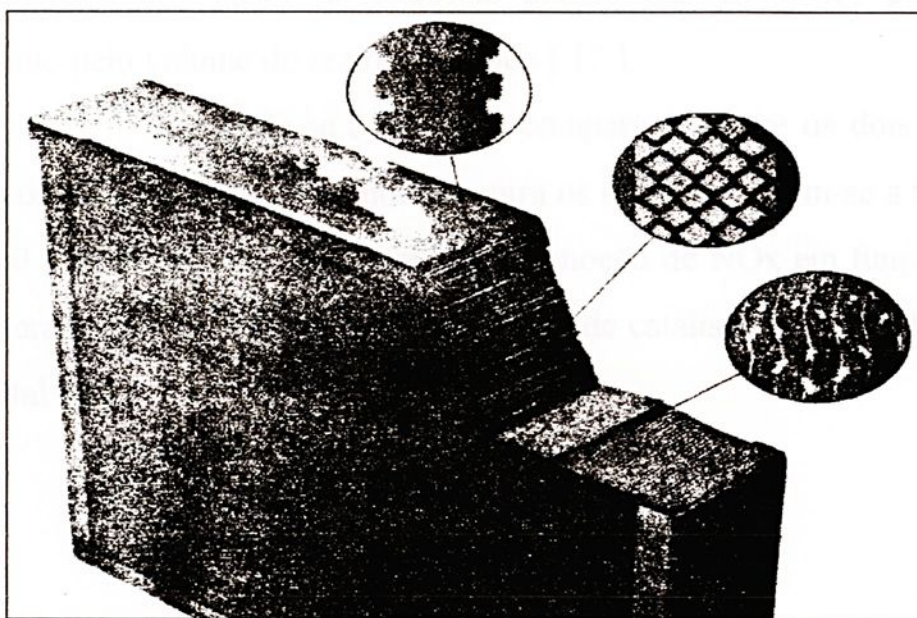


Figura 3.9 - Catalisador tipo Metal Nobre
Fonte [17]

Muitos problemas afetam o catalisador, por exemplo o entupimento do conversor catalítico por finas partículas de poeira, erosão catalítica e constituintes metálicos presentes no escoamento de gás (arsênico) e ainda conversão de SO_2 para SO_3 resultando na formação de bissulfato de amônia no leito catalítico

Alguns fabricantes tem feito catalisadores resistentes, como por exemplo, resistente ao envenenamento por SO_2 . Algumas geometrias do leito catalítico são feitas para minimizar o entupimento e a erosão. A vida do catalisador depende, principalmente de seu tipo e de sua aplicação.

Vários fatores afetam a performance do catalisador. Entre os mais importantes estão: a composição catalítica metal base ou metal nobre, a taxa de operação, taxa de fornecimento de NH_3 / NO_x e ainda velocidade espacial.

Velocidade espacial é a taxa de escoamento volumétrico dos gases de exaustão abaixo das condições padrão, dividido pelo volume do reator catalítico [17].

Fazendo-se agora uma comparação entre os dois tipos básicos, catalisadores metal nobre contra os metal base: tem-se a figura (3.10) abaixo mostra a eficiência de remoção de NO_x em função da temperatura de operação para ambos tipos de catalisadores, metal base e metal nobre.



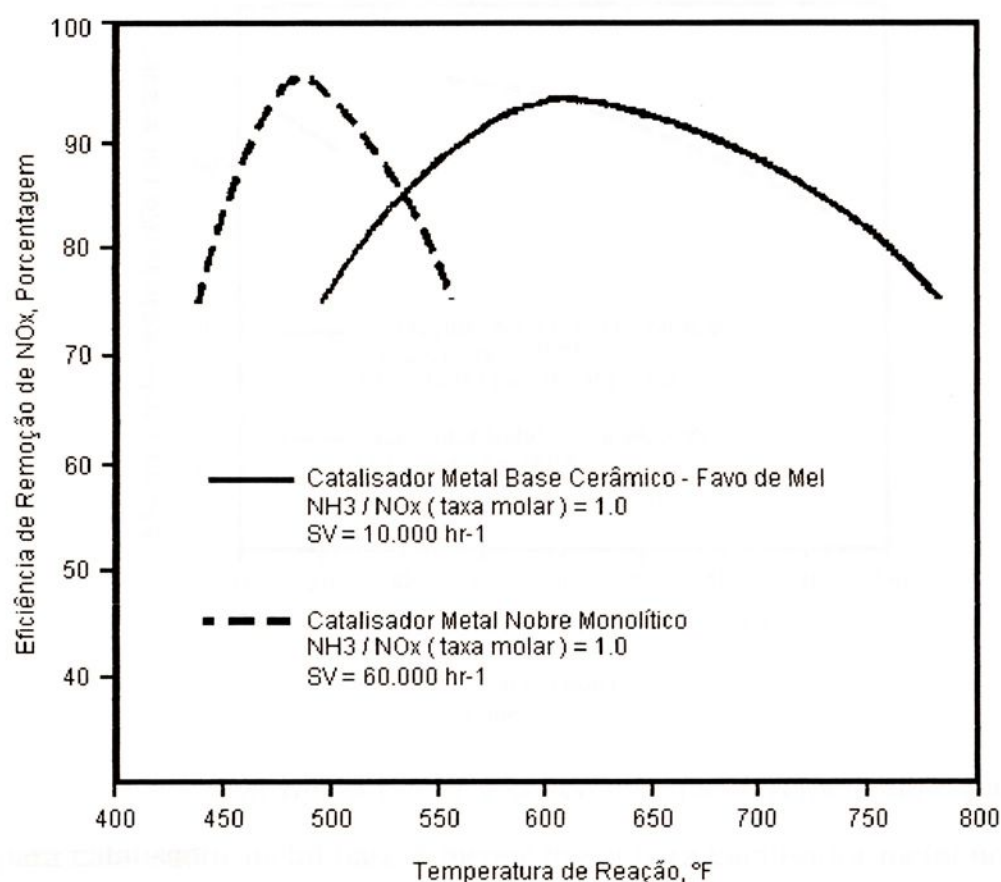


Figura 3.10 - Metal Nobre x Metal Base
Fonte: [17]

Visando a uma eficiência de remoção acima dos 90%, a faixa de temperatura está em torno dos 289°C (480°F) para catalisador tipo metal nobre; já para catalisador tipo metal base, a temperatura ótima está em torno de 316°C (600°F). Devido à temperatura mais baixa, ocorre uma melhor reação entre NH_3 e os gases de exaustão para o catalisador metal base. A figura abaixo mostra o efeito da velocidade espacial na eficiência de remoção de NO_x .

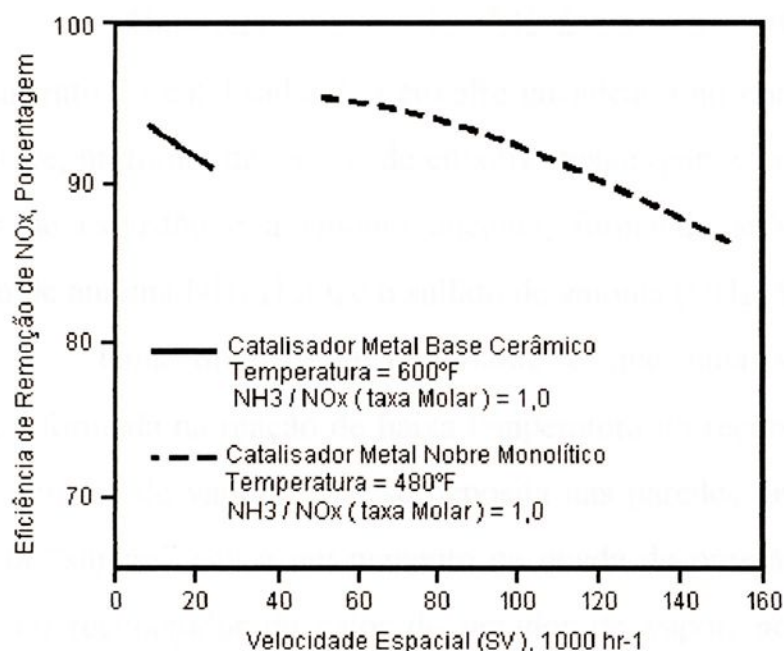


Figura 3.11 - Velocidade Espacial
Fonte: [17].

Da figura (3.11) conclui-se que a velocidade espacial para catalisador metal base é menor que a para catalisador metal nobre para uma mesma porcentagem de remoção de NO_x, e a partir disto, para uma menor velocidade espacial o catalisador metal base terá um volume menor; então o volume do reator é menor e a queda de pressão é baixa. Esta queda de pressão é também influenciada pela fração de vácuo, ou seja, área aberta.

Com relação à amônia que escapa para o catalisador metal base, esta é igual à quantidade de moles de NH₃ injetados menos a quantidade de moles de NH₃ removidos. Já para catalisador metal nobre, a amônia que escapa vai reagir junto com o oxigênio formando os produtos nitrogênio e água, H₂O e N₂O. A NH₃ que escapa é muito baixa com relação à NH₃ que é injetada. O N₂O é um dos responsáveis pelo efeito estufa e pela destruição do ozônio.

Um outro fator de relevância com relação ao envenenamento do catalisador é o enxofre encadeado no combustível. Este enxofre, na forma de óxidos de enxofre, reage quimicamente com os gases de exaustão e a amônia injetada, formando sais como o bissulfato de amônia $\text{NH}_4 \text{HSO}_4$ e o sulfato de amônia $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$.

Uma observação importante é que uma substância pegajosa é formada na reação de baixa temperatura do recuperador de calor do gerador de vapor e que se deposita nas paredes de troca de calor. Esta “sujeira” causa um aumento na queda de pressão e ainda corrosão no recuperador de calor do gerador de vapor, no tubo da caldeira, na caldeira e no leito catalítico mesmo com a temperatura no leito sendo alta o suficiente para não permitir nenhuma amônia no local. Com isto ocorre uma redução na transferência de calor e também a possibilidade de redução na eficiência de remoção de NO_x , dependendo da temperatura.

Já o sulfato de amônia é diferente do bissulfato de amônia quanto à corrosão; o sulfato não é corrosivo, mas como o bissulfato, também suja superfícies de troca de calor e reduz a transferência de troca de calor. O sulfato de amônia causa maiores emissões de particulados do que o bissulfato de amônia e ainda uma redução na remoção de NO_x .

Um meio efetivo para inibir a formação dos sais de amônia é limitar o enxofre nos combustíveis a baixos níveis, troca de combustível para butano ou querosene, por exemplo, e limitar o excesso de amônia.



A emissão de material particulado é função da quantidade de enxofre encadeado no combustível, na quantidade da amônia que escapa e na temperatura do gerador de vapor. Maiores detalhes sobre as emissões de material particulado e os equipamentos e métodos mais utilizados para reduzir este tipo de emissões serão apresentados logo a seguir no item “3.4.3”.

O custo do sistema SCR varia entre os dois tipos de catalisadores, catalisadores metal base e metal nobre. Para catalisadores metal nobre, o sistema é mais caro do que para os metal base, mas, no final de sua vida útil, devido ao fato de sua composição ser de material nobre, ainda possui um certo valor comercial. Este valor, obtido em sua venda, será utilizado para ajudar na compra de um novo conversor catalítico; o mesmo não acontece para o catalisador tipo metal base, pois, devido à sua composição química, esta não possui valor comercial no final de sua vida útil.

Este sistema de controle das emissões de NOx é uma das técnicas mais caras, necessitando de um alto gasto inicial para a compra de catalisadores em si e também dos instrumentos e dispositivos que são necessários. Além do custo de compra do sistema, existe ainda o custo de operação do sistema que é o custo da amônia, o custo da eletricidade para vaporizar a amônia e o custo para a minimização da queda de pressão do sistema. Além do ganho com a venda do catalisador no final de sua vida, estes custos têm peso na somatória final dos gastos iniciais e durante a operação do sistema e irão influenciar no tempo de retorno financeiro do equipamento.



Existem ainda outros fatores que também devem ser levados em conta nos custos, que é a possibilidade de utilização de combustível auxiliar, tamanho do catalisador, níveis de emissões de NOx, mudança das propriedades do combustível, facilidades de instalação, como por exemplo o espaço disponível para a instalação do sistema.

3.4.2 Tecnologias de Controle e Red. de SOx e CO-CO₂

Dos principais tipos de tecnologias para controle e redução das emissões de SOx e CO-CO₂, apresenta-se na figura (3.12) abaixo, uma delas, a Lavagem de Gases (Scrubbers).

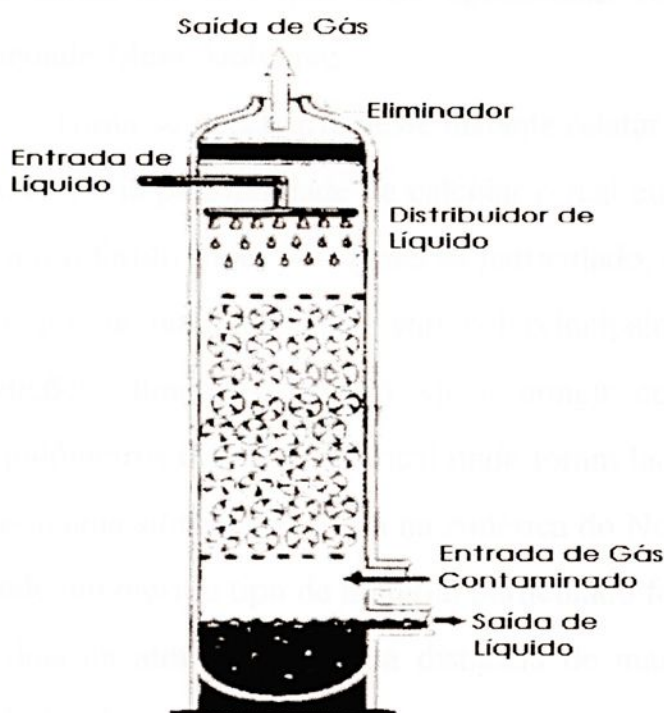


Figura 3.12 - Lavador de Gases - Scrubber
Fonte: [23]

A figura (3.12) acima representa, de maneira simplificada, um lavador de gases com grande contato de líquido gás, pela atomização do líquido.

3.4.3 Tecnologias de Controle e Redução de Material Particulado

Emissões de material particulado, ou simplesmente, particulados, representa mais um dos principais tipos de tecnologias de controle e redução de poluentes lançados na atmosfera, juntamente com as emissões de NO_x, SO_x, CO e CO₂. Cabe, neste instante, ressaltar este tipo de tecnologia, pois os particulados têm sido considerados como um dos que mais apresentam riscos ao tripé Homem-Sociedade-Meio Ambiente.

Torna-se necessário neste instante relatar a dificuldade, e por assim dizer, a impossibilidade de calcular o real custo dos danos causados para o referido tripé, pois material particulado, em suspensão na atmosfera, possui uma dispersão variável principalmente, com o local e condições climáticas, podem vir a atingir centenas e até milhares de quilômetros distantes do local onde foram lançados. Como exemplo, cita-se uma situação ocorrida na América do Norte, há alguns anos atrás, onde um mesmo tipo de material particulado foi encontrado, após alguns dias na atmosfera, a uma distância de mais de três mil quilômetros do local onde foi emitido.

Diversos tamanhos de particulados, podem ser, ao mesmo tempo, lançados na atmosfera, e estes podem ser divididos em três classes distintas através do tamanho das partículas do material, como é mostrado na tabela (3.3) abaixo. Tal tabela também fornece as características do comportamento das partículas na atmosfera em função de seu próprio tamanho.

Tamanho	Velocidade Deposição	Características
$< 0,1 \mu$	$4 \times 10^{-5} \text{ cm/s}$ a $0,1 \mu$	Movimento aleatório dos particulados, similar a moléculas de gases.
$0,1 - 20 \mu$	$4 \times 10^{-3} \text{ cm/s}$ a $0,1 \mu$	Os particulados seguem o movimento do gás com o qual estão misturados.
$> 20 \mu$	30 cm/s a $0,1 \mu$	Os particulados depositam-se facilmente.

Tabela 3.3 - Características dos Particulados
Fonte: Notações de Aula de Processos e equip. de combustão

A tabela (3.3) apresenta, além do já citado acima, os valores da velocidade de deposição para alguns tamanhos de partículas. Vários dispositivos, podem ser utilizados para a eliminação, ou mesmo a redução, destas partículas do gás a ser lançado na atmosfera.

Antes de retratar tais equipamentos, torna-se necessário estudar as características apresentadas pelo gás de escape. Para tal, várias medidas de concentração deste gás podem vir a ser feitas.

Um primeiro tipo de tecnologia utilizado para reduzir as emissões de particulados, chamado Câmara de Deposição Gravitacional, é apresentado na figura (3.13) abaixo, que possui como princípio de funcionamento o decaimento das partículas sob ação da gravidade.

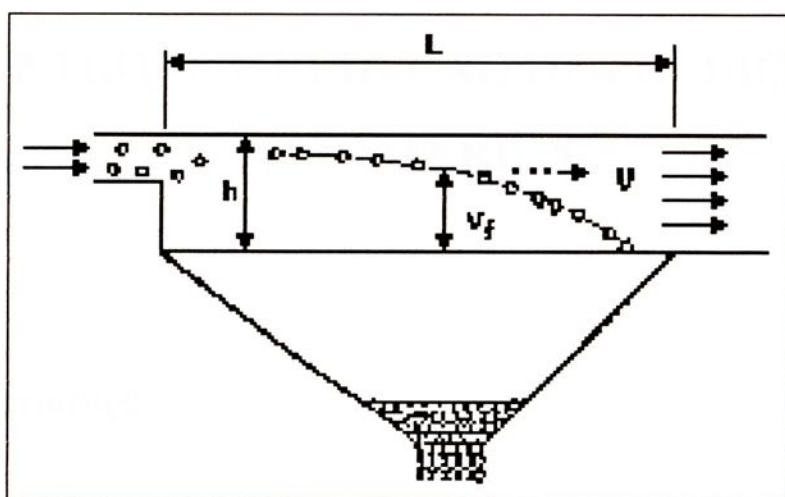


Figura 3.13 - Câmara de Deposição Gravitacional
Fonte: Notas de Aula de Processos e equip. de combustão

Cabe, neste instante, citar outros tipos que também têm sido utilizados para controlar e reduzir as emissões de material particulado, como os filtros, precipitadores eletrostáticos, e os separadores centrífugos e úmidos.

CAPÍTULO 4

ASPECTOS ECONÔMICOS DO USO DE TURBINAS A GÁS E SISTEMAS DE CONTROLE E REDUÇÃO DE POLUIÇÃO ATMOSFÉRICA

4.1 - Introdução

Neste capítulo realiza-se um estudo econômico, que visa, estimar a influência da utilização de sistemas de controle e redução de poluentes atmosféricos nos custos dos produtos da cogeração.

Propõe-se, com a intenção de definir uma amplitude de possibilidades, a utilização de uma unidade cogeradora com turbinas a gás em ciclo aberto, consistindo de caldeira de recuperação, compressor, câmara de combustão e gerador elétrico, para suprir demandas típicas de agroindústrias, como as de laticínios e as sucro-alcooleiras.

O objetivo da unidade cogeradora para este trabalho é suprir uma demanda energética típica de uma agroindústria, assim visa-se atender uma demanda de 17,5 toneladas de vapor por hora à pressão de 6 bar e 9.000 kW de eletricidade. Definida a demanda, o tipo de unidade cogeradora, torna-se praticamente obrigatório efetivar maiores explicações de tal sistema, apresentando-o, de modo simplificado, na figura (4.1).

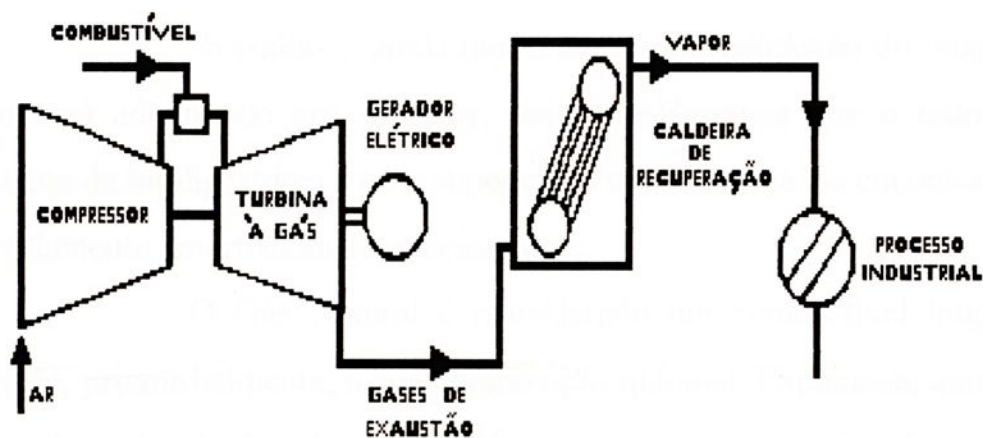


Figura 4.1 - Sistema utilizado para efeito de cálculos
Fonte: [1]

Em tal unidade, ar comprimido, juntamente com combustível, é introduzido em uma câmara de combustão, formando uma mistura. A mistura queimada, produz gases de exaustão, e estes, por sua vez, ao passarem pela turbina a gás, geram potência mecânica, acionando gerador elétrico e o compressor.

Após a turbina, os referidos gases ainda possuem energia suficiente para aquecerem água em uma caldeira de recuperação, gerando vapor para atender às necessidades do processo industrial. Só então após isto, os gases são lançados ao meio ambiente.

Para atingir o objetivo proposto e, comprovar a real necessidade de uso de tecnologias que controlam e reduzem a poluição atmosférica, dividiu-se o estudo econômico em duas partes: na primeira, realizam-se os cálculos tomando como combustível o Gás Natural e, na segunda, que notadamente difere da primeira pela fonte de energia aplicada, será utilizado um Biogás, caracterizado, principalmente, pelos componentes dos subprodutos do processo industrial de cada indústria.

Ressalta-se ainda que o custo para produção do biogás não será adicionado nos cálculos, pois considerou-se que o todo o sistema de biodigestores e os componentes utilizados, já se encontram, devidamente amortizados financeiramente.

O Gás Natural é considerado um combustível limpo, devido, primordialmente, à sua composição química. Explica-se, ainda, que tal combustível pode assumir algumas variações, ocasionadas pela sua origem, isto é, pelo seu local de extração, o que pode vir a alterar suas características químicas, mas que, quando comparado a outros combustíveis, continua a ser considerado limpo.

O Biogás, aplicado na segunda parte, e utilizado como combustível alternativo, possuindo as suas características químicas extremamente variáveis; dependendo fundamentalmente da composição da matéria química usada. Tais variações terão inúmeras influências na quantidade de poluentes lançados ao meio ambiente e conseqüentemente, na escolha, dentre diversas tecnologias mais apropriadas para o controle e redução da poluição atmosférica.



Outro relevante fato com relação ao biogás, característico de agroindústrias, que cabe ser ressaltado neste instante, é no tocante a temperatura dos gases provenientes da combustão. Tais gases, devido a possibilidade de variação em sua composição química, poderão vir a causar vários danos aos equipamentos utilizados; um exemplo é para gases com alto teor de enxofre, que dependendo de sua temperatura podem condensar formando ácidos extremamente danosos.

Nesta dissertação foi utilizada, para efeito de cálculos, a temperatura de 220°C para os gases lançados na atmosfera, temperatura esta calculada para não haver condensação de gases dentro dos equipamentos, mesmos aqueles com alto teor de enxofre.

4.2 - Cálculos

Realiza-se um estudo com variação do rendimento da caldeira de recuperação; três situações foram consideradas, para 60, 70 e 80% de rendimento, com o objetivo de suprir a demanda energética, citada anteriormente.

Como resultado, para cada rendimento citado, obteve-se uma faixa de vazão mássica dos gases de exaustão provenientes da câmara de combustão, em função da temperatura de saída dos gases da turbina (representados por uma linha), nos gráficos (4.1), (4.2) e (4.3) para o gás natural, e para o biogás nos gráficos (4.4), (4.5) e (4.6).

Seleção das Turbinas - 60% - Gás Natural

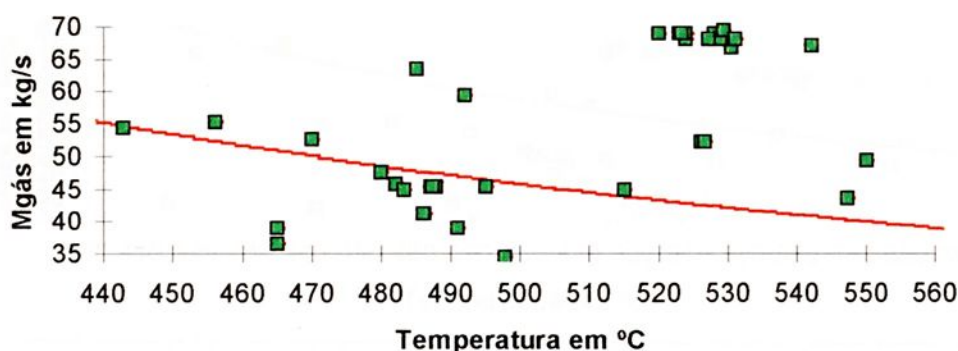


Gráfico 4.1 - 60% de Rendimento da Caldeira de Recuperação com Gás Natural

Seleção das Turbinas - 70% - Gás Natural

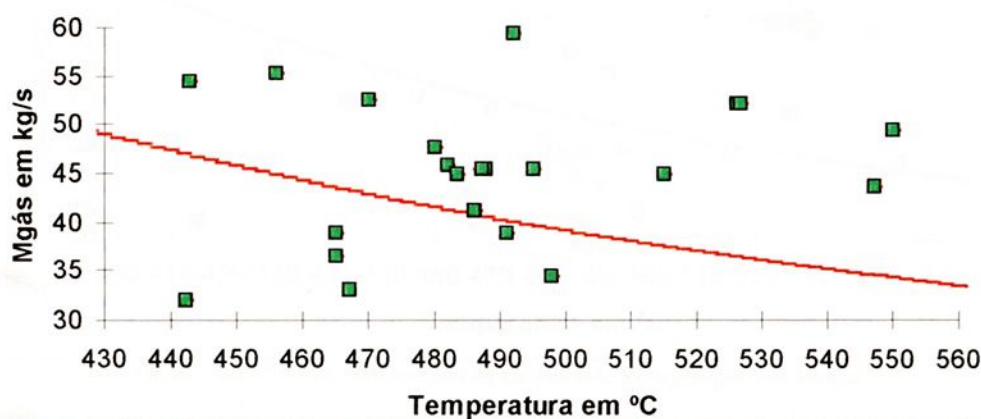


Gráfico 4.2 - 70% de Rendimento da Caldeira de Recuperação com Gás Natural

Seleção das Turbinas - 80% - Gás Natural

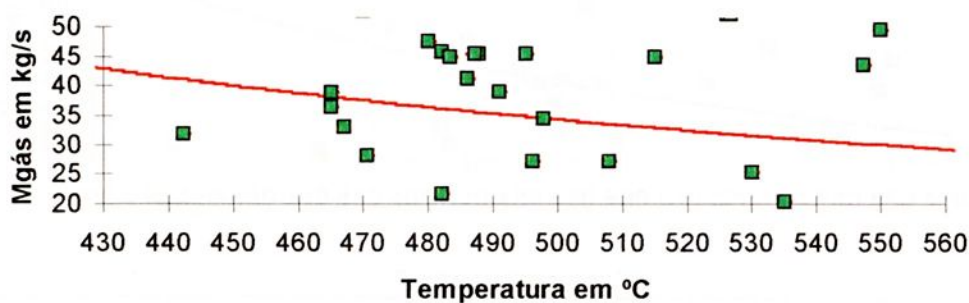


Gráfico 4.3 - 80% de Rendimento da Caldeira de Recuperação com Gás Natural

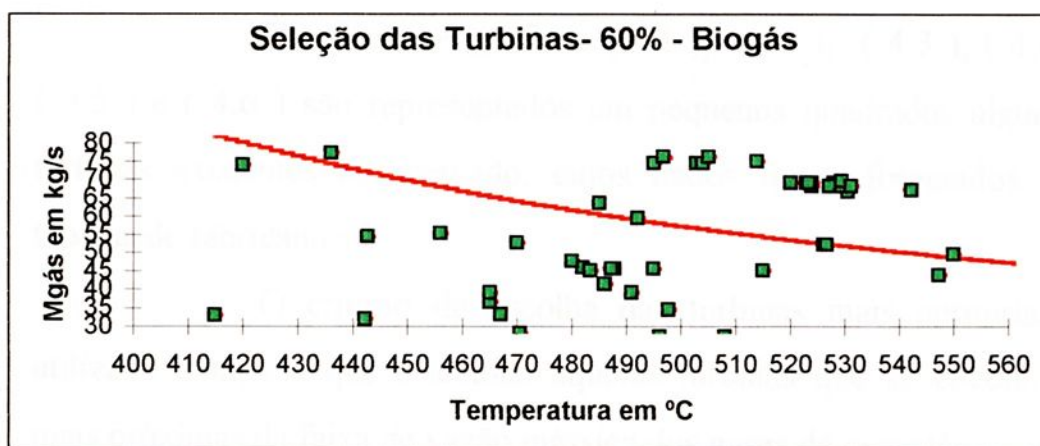


Gráfico 4.4 - 60% de Rendimento da Caldeira de Recuperação com Biogás

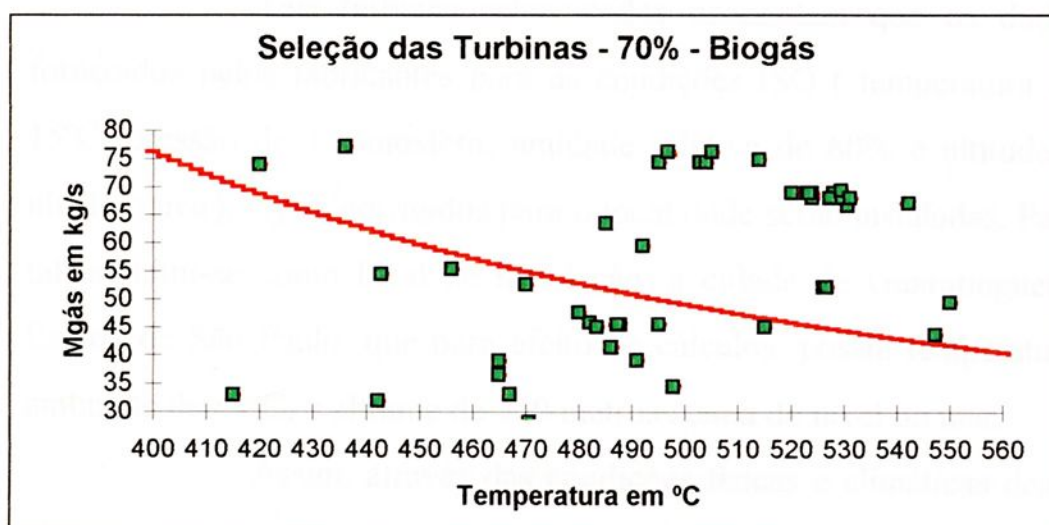


Gráfico 4.5 - 70% de Rendimento da Caldeira de Recuperação com Biogás

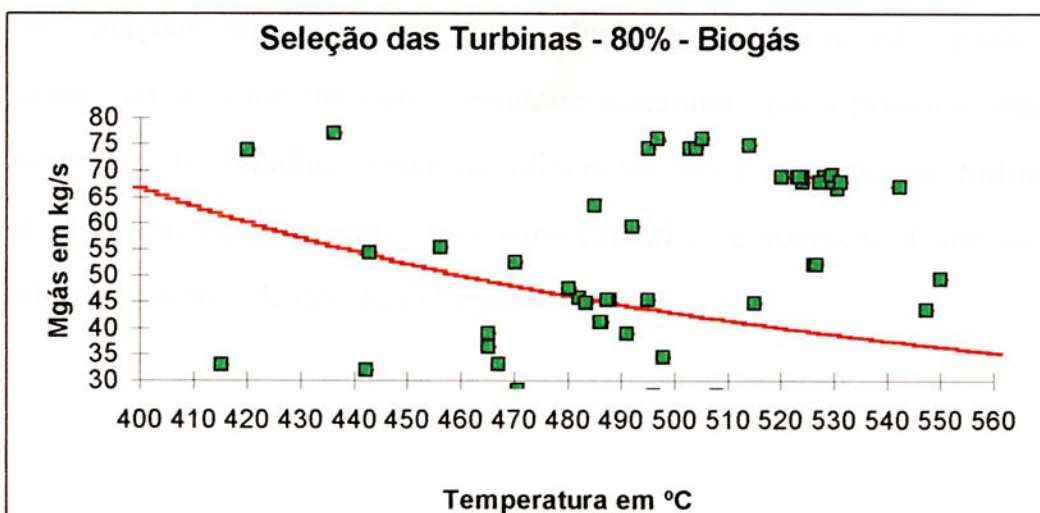


Gráfico 4.6 - 80% de Rendimento da Caldeira de Recuperação com Biogás

Também nos gráficos (4.1), (4.2), (4.3), (4.4), (4.5) e (4.6) são representados em pequenos quadrados algumas turbinas existentes no mercado, cujos dados foram fornecidos por tabelas de fabricantes.

O critério de escolha das turbinas mais apropriadas utilizado é aquele que seleciona aquelas turbinas que se encontram mais próximas da faixa de vazão mássica dos gases de exaustão.

Tais turbinas selecionadas necessitam que os dados fornecidos pelos fabricantes para as condições ISO (temperatura de 15°C, pressão de 1 atmosfera, umidade relativa de 60% e altitude à nível do mar), sejam corrigidos para o local onde serão instaladas. Para tal, admitiu-se como local de instalação, a cidade de Guaratinguetá, Estado de São Paulo, que para efeito de cálculos, possui temperatura ambiente de 24°C, e altitude de 530 metros acima do nível do mar.

Assim, através das condições físicas e climáticas desta cidade, obteve-se, por meio de cálculos, valores de correção para as informações representativas das turbinas a gás. Com isto, pode-se, ainda, advir como um outro resultado adicional, que a princípio não é obtido neste trabalho, como, as influências desta correção nas turbinas a gás e consequentemente nos custos capital e de operação. Cabe ainda citar os valores de correção foram obtidos de [1].

Neste estágio dos cálculos, encontram-se turbinas previamente selecionadas, corrigidas com relação as características do local de instalação, para cada um dos três rendimentos estudados. Nesta ocasião, os valores corrigidos são novamente plotados em gráficos idênticos aos apresentados anteriores (4.1 - 4.6), que não são aqui apresentados, sendo realizado mais uma vez a escolha das turbinas seguindo o mesmo critério adotado anteriormente, ou seja, escolhendo as turbinas que mais se aproximam da faixa de vazão mássica dos gases de exaustão.

Só agora, após a escolha das turbinas que mais se aproximam da faixa citada, começa, realmente, o estudo econômico. Cabe ressaltar, que o Gás Natural é comprado, ao passo que, o biogás, está disponível para a utilização, uma vez que admitiu-se que este foi gerado a partir do aproveitamento de subprodutos agroindustriais com poder calorífico suficiente para tal, e que o custo do referido sistema de produção do biogás não será utilizado nos cálculos, já que, na atualidade se encontra completamente amortizado.

Para a análise econômica, equações e preços utilizados seguem [1], [2], e [24]. Dentre as várias equações utilizadas para os cálculos estão a do custo de produção de eletricidade, a do fator anualidade, a do custo de produção de vapor, dentre outras; algumas destas são demonstradas a seguir.



Equação do Custo de Produção de Eletricidade (Cpel)

$$C_{pel} = \{ [ISTG \cdot F] / [h \cdot E_p] \} + C_{mtg} + \{ C_{comb} \cdot [E_{comb} - E_c - (Per / 2)] \} / E_p \quad (4.1)$$

$$ISTG = ICE + IIE \quad (4.2)$$

sendo:

- ISTG é o investimento no sistema de turbina à gás
- F é o fator de anuidade
- h é o período de funcionamento
- Cmtg é o custo de manutenção do sistema de turbinas a gás
- Ccomb é o custo do combustível
- Per são as perdas do sistema
- ICE é o investimento na compra do equipamento
- IIE é o investimento na instalação do equipamento

Equação do Fator de Anuidade (F) e Taxa de Juros (q)

$$F = [q^k \cdot (q - 1)] / (q^k - 1) \quad (4.3)$$

$$q = 1 + (R / 100) \quad (4.4)$$

sendo:

- R são os juros anuais, porcentagem (%)
- K é o período de amortização, anos

Equação das Perdas no Sistema (Per)

$$\text{Per} = \text{Ecomb} - \text{Ep} - \text{Ec} \quad (4.5)$$

sendo:

- Ecomb é a energia fornecida pelo combustível
- Ep é a eletricidade produzida
- Ec é a energia na forma de calor

Equação do Custo de Produção de Vapor (Cpv)

$$\begin{aligned} \text{Cpv} = \{ [\text{Ispv} \cdot F] / [h \cdot \text{Ev}] \} + \text{Cmcr} + \\ + \{ \text{Ccomb} \cdot [\text{Ec} + (\text{Per} / 2)] \} / \text{Ev} \end{aligned} \quad (4.6)$$

$$\text{Ispv} = \text{Ccr} + \text{Cea} \quad (4.7)$$

sendo :

- Ccr é o custo da caldeira de recuperação
- Ispv é o investimento no sistema para produção de vapor
- Cea é o custo do equipamento auxiliar para geração de vapor
- Cmcr é o custo de manutenção da caldeira de recuperação
- Per são as perdas do sistema de geração de vapor

Equação do Custo de Produção de Vapor Convencional (C_{pvc})

$$C_{pvc} = C_{mcconv} + \{ C_{cbconv} / R_{cc} \} \quad (4.8)$$

sendo :

- C_{mcconv} é o custo de manutenção da caldeira convencional
- C_{cbconv} é o custo do combustível usado antes da cogeração
- R_{cc} é o rendimento da caldeira convencional

Agora, após a realização dos cálculos para as turbinas escolhidas e a correção com relação as condições ISO, obteve-se como resultado parcial, tanto para o gás natural quanto para o biogás, os custos de produção de energia e os tempos de retorno do investimento para as turbinas escolhidas e corrigidas, mas ainda sem atingir o objetivo principal desta dissertação, que é apresentar influência dos sistemas de controle e redução de poluentes nos custos da cogeração.

Assim, neste instante, escolheu-se a melhor turbina para cada rendimento citado, utilizando como único critério para tal escolha o menor tempo e retorno do investimento. Deste modo, obteve-se para o Gás Natural e caldeira de recuperação com rendimento de 60% uma turbina do fabricante GE Marine & Industrial; já para 70% foi a do fabricante European Gas Turbines e para 80% foi a do fabricante ABB Power Generation. Cabe citar, que fazendo o mesmo para o biogás, obteve-se turbinas idênticas as do Gás Natural, respectivamente.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS E CONCLUSÕES DA COMPARAÇÃO DO CUSTO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA COM E SEM O USO DE SISTEMAS DE CONTROLE E REDUÇÃO DA POLUIÇÃO ATMOSFÉRICA

5.1 - Introdução

A seguir, apresentam-se algumas tabelas e gráficos, para 70% de rendimento da caldeira de recuperação, com e sem a utilização pela necessidade dos principais tipos de sistemas de controle e redução de poluentes atmosféricos.

Tais tabelas e gráficos, comparam o custo de produção de energia com o custo de compra de energia e com o custo de produção de energia antes de se utilizar a cogeração, para cada sistema de controle e redução dos poluentes atmosféricos, quando utilizado biogás e gás natural como combustível.

Cabe ressaltar que neste capítulo serão apresentados apenas alguns dos resultados, visto a grande quantidade obtida. Assim, este capítulo tem como objetivo principal explicar mais detalhadamente os resultados, dando enfoque na importância de cada resultado. Deve ainda ser ressaltado que os demais resultados são apresentados em um anexo (Anexo 1).

Primeiramente, cabe citar que os resultados obtidos podem ser separados em dois estudos independentes: o primeiro utiliza para controle e redução das emissões na atmosfera a tecnologia de recirculação dos gases de escape, tecnologia que visa, primordialmente, a redução do NOx.

O segundo estudo, possui como principal diferença em relação ao primeiro caso estudado, a redução do SOx a ser lançado na atmosfera, para isto utiliza-se da tecnologia de dessulfurização dos gases de escape. Neste capítulo são dadas explicações mais detalhadas somente para a tecnologia de recirculação dos gases de escape.

5.2 - Recirculação dos Gases de Escape

Para esta tecnologia foram executados três cálculos diferentes, como já citados anteriormente, um para 60%, outro para 70% e um terceiro para 80% de rendimento da caldeira de recuperação. Aqui, neste tópico é dado ênfase para rendimento de 70%. Nas tabelas (5.1) e (5.2) apresentam-se dados de entrada e alguns cálculos



referentes ao biogás, como por exemplo, a quantidade de energia requerida pelo processo, a quantidade de energia realmente produzida e os custos dos equipamentos utilizados.

Ncr =70% European Gas Turbines	
Custo em conjuntos de Turbinas à Gás-Caldeira de Recuperação	
Ev =	17,50 ton. v / h Atualização = 20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$ Da tabela [1] = 7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar	
$E_c \text{ necessária} = (Mgás \text{ tab} - Mgás \text{ prod}) * C_p * (T_4 - T_e)$	
Mgás tab =	38,94 kg/s $C_p =$ 1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod=	42,35 kg/s $T_4 =$ 502,66 °C
$T_e =$	220 °C $E_c =$ -1.018,08 kW
$E_v = E_c / N_{cr}$	$N_{cr} =$ 0,7
$E_v =$	-1.454,39 kW $E_v = M_{vapor} * DH$
DH =	2.086,05 $M_{vapor} =$ -2.509,92 kg / h
$M_{vapor} =$	-2,51 ton / h Custo = 0,00 US\$
Análise da energia elétrica	
$E_{e \text{ necessária}} =$	9.000,00 kW
$E_{e \text{ real prod}} =$	12.197,57 kW
Lucro da venda de eletricidade	
$E_{neces \text{ vda}} =$	3.197,57 kW
Preço da elet. =	0,035 US\$ / kWh
$L_{vel} =$	111,91 US\$ / h
$L_{vel} =$	671.489,70 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade	
$E_{neces \text{ cpr}} =$	-3.197,57 kW C. da elet. = 0,055 US\$ / kWh
$C_{cel} =$	-175,87 US\$ / h $C_{cel} =$ -1.055.198,10 US\$ / ano
	$C_{cel} =$ 0,00 US\$ / ano

Tabela 5.1 - Entrada de dados biogás - 70%

Na tabela (5.1) são apresentados dados de entrada, como as demandas térmica e elétrica a serem supridas e a temperatura de saída dos gases na atmosfera. Também é realizada uma análise da energia elétrica apresentando a necessidade de compra ou a possibilidade de venda deste tipo de energia.

Cabe ressaltar, nesta tabela (5.1) alguns valores mostrados como os custos de compra de energia elétrica da concessionária (C. da elet.) e o preço de venda da energia elétrica (Preço da elet.) e ainda o custo do conjunto Turbinas a Gás e Caldeira de Recuperação) além do custo do equipamento auxiliar.

Na tabela (5.2) abaixo, encontram-se para o biogás o investimento total no sistema de turbina a gás e o custo da tecnologia de utilizada para controlar e reduzir as emissões na atmosfera.

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)

ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)

$$\text{ISTG} = \text{ICE} + \text{IIE}$$

$$\text{ICE} = 504,00 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{IIE} = 151,20 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{ISTG} = 655,20 \text{ US\$ / kW}$$

Custo da Tecnologia de Redução das emissões de NOx

Tipo de Tecnologia Utilizada = **Recirculação dos gases de escape**

$$\text{Custo do investimento neste tipo de tecnologia} = 13,38 \text{ US\$ / KW}$$

$$\text{Custo total investimento} = 20,74 \text{ US\$ / KW} \quad \text{Atualização} = 55 \%(\text{estimado})$$

$$\text{Custo total do investimento atualizado} = 252.965,40 \text{ US\$}$$

$$\text{Custo de operação deste tipo de tecnologia} = 1,85 \text{ US\$ / MWh}$$

$$\text{Custo de operação atualizado} = 2,8675 \text{ US\$ / MWh}$$

Tabela 5.2 - Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 70%

Da tabela (5.2) tem-se que o investimento total no sistema de turbina a gás é dado pela soma do investimento na compra do equipamento com o investimento na instalação do equipamento.

Já referente a tecnologia de controle das emissões foi utilizada a tecnologia de recirculação dos gases de escape com o objetivo de reduzir a quantidade de NOx lançado na atmosfera. A tabela (5.2) ainda apresenta o custo total do investimento e o custo de operação, ambos para esta tecnologia citada.

A tabela (5.3) abaixo, apresenta como na tabela (5.2), o investimento total no sistema de turbina a gás.

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)			
ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)			
ISTG = ICE + IIE		ICE =	504,00 US\$ / kW
IIE =	151,20 US\$ / kW	ISTG =	655,20 US\$ / kW
Custo do Gás Natural [US\$ / kWh]			
$C_{comb} = [\text{Valor Fixo} + (\text{Valor Variável} * M_{comb\ c})] / M_{comb\ c}$			
Valor Fixo =	6.256,37 R\$ / mês	V. Variável =	0,139915 R\$ / mês
h =	6.000 horas / ano	PCI comb =	9.400 kcal / m ³
Mcomb c =	0,95285941 m ³ / s	Mcomb c =	1.715.146,94 m ³ / mês
Ccomb =	0,143562717 R\$ / m ³	PCI comb =	10,9322 kWh / m ³
Ccomb =	0,130511561 US\$ / m ³	Ccomb =	0,01193827 US\$ / kWh

Tabela 5.3 - Custos de Turbinas a gás e gás natural - 70%

A tabela (5.3) também demonstra o custo do gás natural que é dado por uma equação que é função do preço, do

consumo de combustível e do tempo de funcionamento. Cabe ainda citar que o PCIcomb (poder calorífico inferior do combustível) também influência no custo do gás natural.

Ncr=70% European Gas Turbines	
Custo em conjuntos de Turbinas à Gás-Caldeira de Recuperação	
Ev = 17,50 ton. v / h	Atualização = 20 % (inflação) (estimado)
Da tabela = 8.400.000,00 US\$	Da tabela [1] = 7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar	
$E_c \text{ necessária} = (M_{gás \text{ tab}} - M_{gás \text{ prod}}) * C_p * (T_4 - T_c)$	
Mgás tab = 38,94 kg/s	Cp = 1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod = 42,35 kg/s	T4 = 502,66 °C
Tc = 150 °C	Ec = -1.270,20 kW
Ev = Ec / Ncr	Ncr = 0,7
Ev = -1.814,57 kW	Ev = Mvapor * DH
DH = 2.086,05	Mvapor = -3.131,50 kg / h
Mvapor = -3,13 ton / h	Custo = 0,00 US\$
Análise da energia elétrica	Lucro da venda de eletricidade
Eelecessária = 9.000,00 kW	Eneces vda = 3.197,57 kW
Eelereal prod = 12.197,57 kW	Preço da elet. = 0,035 US\$ / kWh
	Lvel = 111,9 US\$ / h
	Lvel = 671.489,70 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade	
Eneces cpr = -3.197,57 kW	C. da elet. = 0,055 US\$ / kWh
Ccel = -175,87 US\$ / h	Ccel = -1.055.198,10 US\$ / ano
	Ccel = 0,00 US\$ / ano

Tabela 5.4 - Entrada de dados gás natural - 70%

A tabela (5.4) acima apresenta praticamente o mesmo que foi demonstrado na tabela (5.1), tendo como principal diferença somente alguns valores, uma vez que esta é referente ao gás natural, enquanto a tabela (5.1) utiliza valores para o biogás.

Cabe ressaltar o gráfico (5.1), visto que o mesmo representa grande importância, devido ao fato de atingir uma parte do objetivo principal desta dissertação, que é a demonstração da influência dos sistemas de controle e redução de poluentes nos custos da cogeração. Tal gráfico apresenta os custos de produção de eletricidade para taxa de juros de 10% ao ano com caldeira de recuperação funcionando com rendimento de 70%.

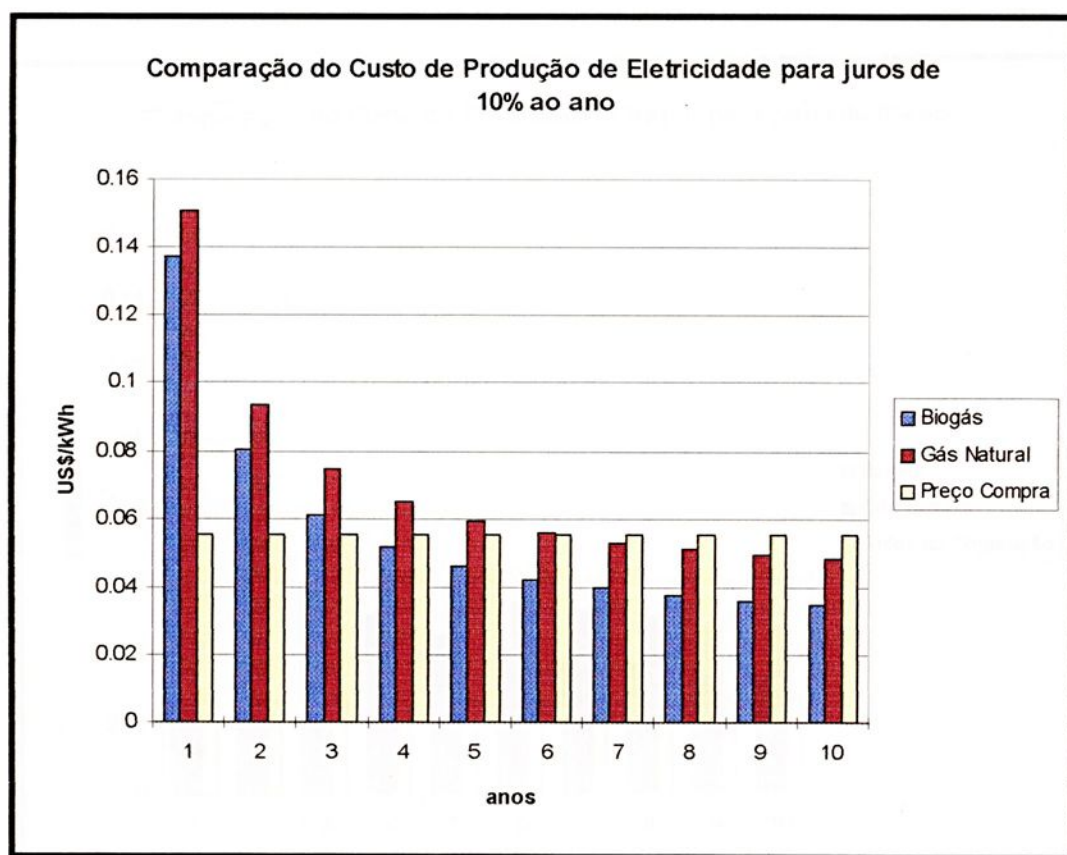


Gráfico 5.1 - Comparação do custo de produção de eletricidade - 70%

Do gráfico (5.1) pode-se concluir que o custo de produção de eletricidade utilizando tanto o biogás como o gás natural nos primeiros dois anos são extremamente elevados em comparação ao custo de compra da energia da concessionária elétrica. Conclui-se ainda que, o custo de produção de energia elétrica utilizando como combustível o biogás passa a ser mais barato do que o custo de compra da concessionária entre 3 e 4 anos, ao passo que para o gás natural isto ocorrerá somente após 6 (seis) anos.

No gráfico (5.2) são apresentados os custos de produção de vapor para o gás natural, para o biogás e custo antes da utilização da cogeração para juros de 8% ao ano e, como já citado anteriormente, para rendimento da caldeira de recuperação de 70%.

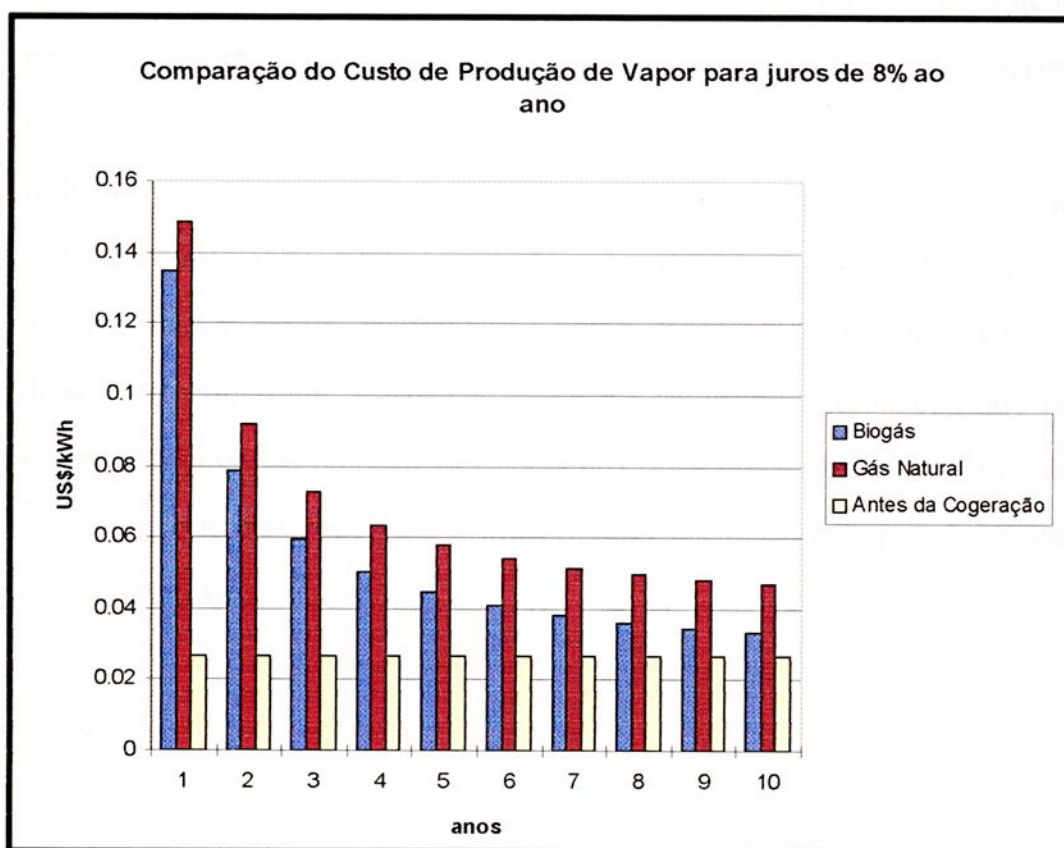


Gráfico 5.2 - Comparação do custo de produção de vapor - 70%

Com os dados do gráfico (5.2) podem ser feitas comparações entre os custos de produção. Uma primeira comparação mostra que nos dois primeiros anos os custos de produção de vapor para o biogás e para o gás natural são demasiadamente elevados. Tem-se ainda que, ao longo de todo o tempo calculado (dez anos) o custo para o biogás é sempre mais barato que para o gás natural.

Cabe ainda citar que, pelo gráfico (5.2), o custo de produção do gás natural e do biogás são sempre mais caros do que o custo antes de se utilizar a cogeração. No tocante aos valores em si, um exemplo é que para o décimo ano o custo para o biogás é de 33×10^{-3} US\$/kWh, ao passo que o custo antes da cogeração era de 27×10^{-3} US\$/kWh.

Pode-se, neste instante, apresentar uma comparação generalizada dos resultados obtidos. O custo de produção de energia utilizando como combustível o biogás e as tecnologias de controle redução de poluentes já anteriormente citadas, é menor do que o do sistema utilizando o gás natural, devido principalmente a disponibilidade do biogás para uso sem a necessidade de compra. Além disso, influenciaram também a diferença de temperatura com que os gases são lançados na atmosfera, e o custo do investimento e operação dos equipamentos necessários para manter a emissão de poluentes em níveis aceitáveis.

Um outro fato, com que se destaca, é no tocante a independência energética da unidade, e o uso de resíduos como fonte de energia, e a possibilidade de utilização de um tipo de energia que está sendo desperdiçado, com características econômica e tecnicamente viáveis, além do cuidado especial com o meio ambiente.

Cabe, neste instante, ressaltar, a contribuição deste trabalho na área, mais especificamente, no âmbito da cogeração. Este trabalho apresenta também um estudo sobre a viabilidade econômica da utilização de unidades cogeradoras com turbinas a gás e principalmente, o reaproveitamento de subprodutos agroindustriais, na forma de biogás, para geração de energia. Fato que permite reduzir o consumo de energia primária, minimizando a extração das fontes de energia não renováveis. Pode acrescentar uma possibilidade para reduzir a poluição e valorizar os subprodutos agroindustriais.



ANEXO 1

RESULTADOS ECONÔMICOS COMPARANDO CUSTO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA COM E SEM O USO DE SISTEMAS DE CONTROLE E REDUÇÃO DE POLUIÇÃO ATMOSFÉRICA

A.1 - Introdução

Primeiramente cabe citar, que neste anexo são apresentados maiores detalhes e mais além dos já demonstrados no capítulo anterior. A seguir, apresentam-se algumas tabelas e gráficos, para 60, 70 e 80% de rendimento da caldeira de recuperação, com e sem a utilização pela necessidade dos principais tipos de sistemas de controle e redução de poluentes atmosféricos.

Tais tabelas e gráficos, comparam o custo de produção de energia com o custo de compra de energia e com o custo de produção de energia antes de se utilizar a cogeração, para cada sistema de controle e redução dos poluentes atmosféricos, quando utilizado biogás e gás natural como combustível. Tais também demonstram o tempo de retorno do investimento total do sistema.

Torna-se apropriado citar neste instante que os resultados obtidos podem ser separados em dois estudos independentes: o primeiro utiliza para controle e redução das emissões na atmosfera a tecnologia de recirculação dos gases de escape, tecnologia que visa, primordialmente, a redução do NOx. (páginas 97 a 132).

O segundo estudo, possui como principal diferença em relação ao primeiro caso estudado o tipo de poluente que se deseja controlar, que agora é a redução do SOx a ser lançado na atmosfera, para isto utiliza-se da tecnologia de dessulfurização dos gases de escape (páginas 133 a 168).

A.2 - Recirculação do Gases de Escape

Para a recirculação dos gases de escape, foram executados três cálculos diferentes, como já citados anteriormente, um para 60%, outro para 70% e um terceiro para 80% de rendimento da caldeira de recuperação. As páginas 97-98, 109-110 e 121-122, apresentam dados de entrada e alguns cálculos referentes ao biogás, como por exemplo, a quantidade de energia requerida pelo processo, a quantidade de energia realmente produzida e os custos dos equipamentos utilizados.



Ainda, referindo-se a tecnologia de recirculação dos gases de escape, as páginas 98-99, 110-111 e 122-123, respectivamente, apresentam dados de entrada, alguns cálculos e os custos dos equipamentos utilizados para o gás natural, que são usados para comparação com os resultados obtidos pelo biogás.

Como resultado de tal comparação, resultam as páginas 101-108, 113-120 e 125 até 132, sendo os custos de produção de eletricidade (páginas 101-104, 113-116 e 125-128); e custos de produção de vapor (páginas 105-108, 117-120 e 129-132).

Outra parte dos resultados são os gráficos apresentando o tempo de retorno do investimento total no sistema. Nas páginas 100, 112 e 124 encontram-se tais gráficos para o biogás e para o gás natural.

Neste atual estágio, torna-se relevante uma explicação mais detalhada dos resultados, referentes à recirculação dos gases de escape. Para tal, foi tomado como exemplo os gráficos da página 115, que apresentam o custo de produção de eletricidade para uma taxa de juros de 10% ao ano e rendimento da caldeira de recuperação de 70%.

Desses gráficos, pode-se concluir que o custo de produção de eletricidade utilizando tanto o biogás como o gás natural nos primeiros dois anos são extremamente elevados em comparação ao custo de compra da energia da concessionária elétrica. Conclui-se ainda que, o custo de produção de energia elétrica utilizando como combustível o biogás passa a ser mais barato do que o custo de compra da concessionária a partir de aproximadamente 3,8 anos, ao passo que para o gás natural isto ocorrerá somente após 6 (seis) anos.

A.3 - Dessulfurização do Gases de Escape

Para esta tecnologia também foram executados três cálculos diferentes, como já citados anteriormente, um para 60% (páginas 133-144), outro para 70% (páginas 145-156) e um terceiro para 80% de rendimento da caldeira de recuperação (páginas 157-168). Nas páginas 133-134, 145-146 e 157-158, apresentam-se dados de entrada e alguns cálculos referentes ao biogás, como por exemplo, a quantidade de energia requerida pelo processo, a quantidade de energia realmente produzida e os custos dos equipamentos utilizados.

Ainda, para a tecnologia de dessulfurização dos gases de escape, as páginas 134-135, 146-147 e 158-159, respectivamente, apresentam dados de entrada, alguns cálculos e os custos dos equipamentos utilizados para o gás natural, tais cálculos são usados para efeito de comparação com os resultados obtidos pelo biogás.

Os resultados são apresentados pelas páginas 137-144, 149-156 e 161 até 168, sendo que: os custos de produção de eletricidade encontram-se nas páginas 137-140, 149-152 e 161-164; e custos de produção de vapor nas páginas 141-144, 153-156 e 165-168.

Outra parte dos resultados são os gráficos apresentando o tempo de retorno do investimento total no sistema. Nas páginas 136, 148 e 160 encontra-se tais gráficos para o biogás e para o gás natural.

Uma explicação mais detalhada dos resultados, referentes à dessulfurização dos gases de escape, pode agora ser feita. Para isto, foi tomado como exemplo os gráficos apresentados pela página 162, que mostra o custo de produção de eletricidade para uma taxa de juros de 8% ao ano e rendimento da caldeira de recuperação de 80%.

Dos gráficos, pode-se concluir que o custo de produção de eletricidade utilizando tanto o biogás como o gás natural nos primeiros dois anos são extremamente elevados em comparação ao custo de compra da energia da concessionária elétrica. Conclui-se ainda que, o custo de produção de energia elétrica utilizando como combustível o biogás passa a ser mais barato do que o custo de compra da energia da concessionária a partir de aproximadamente 4 (quatro) anos, ao passo que para o gás natural isto ocorrerá somente após 7 (sete) anos.

Pode-se, neste instante, apresentar uma comparação generalizada dos resultados obtidos para ambos os casos citados. O tempo de retorno do investimento total do sistema utilizando como combustível o biogás e as tecnologias de controle redução de poluentes já anteriormente citadas, na maioria dos casos apresentados a seguir, é maior do que o do sistema utilizando o gás natural, devido a influência da diferença de temperatura com que os gases são lançados na atmosfera, e principalmente a influência do custo do investimento e operação dos equipamentos necessários para manter a emissão de poluentes em níveis aceitáveis.

Recirculação do Gases de Escape - 60%

Ncr = 60% GE Marine & Industrial			
Custo em conjuntos de Turbinas a Gás-Caldeira de Recuperação			
Ev =	17,50 ton. v / h	Atualização =	20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$	Da tabela [1] =	7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar			
$E_c \text{ necessária} = (Mgás \text{ tab} - Mgás \text{ prod}) * C_p * (T_4 - T_c)$			
Mgás tab =	47,28 kg/s	Cp =	1,055 kJ / kg. °C
Mgás prod =	49,62 kg/s	T4 =	488,80 °C
Tc =	220 °C	Ec =	-662,373 kW
Ev = Ec / Ncr		Ncr =	0,6
Ev =	-1.103,955 kW	Ev = Mvapor * DH	
DH =	2.086,05	Mvapor =	-1.905,15 kg / h
Mvapor =	-1,905 ton / h	Custo =	0,00 US\$
Análise da energia elétrica		Lucro da venda de eletricidade	
Eelecessária =	9.000,00 kW	Eneces vda =	6.378,92 kW
Eelereal prod =	15.378,92 kW	Preço da elet. =	0,035 US\$ / kWh
		Lvel =	223,26 US\$ / h
		Lvel =	1.339.573,20 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade			
Eneces cpr =	-6.378,92 kW	C. da elet. =	0,055 US\$ / kWh
Ccel =	-350,8406 US\$ / h	Ccel =	-2.105.043,60 US\$ / ano
		Ccel =	0,00 US\$ / ano

Tabela A.1 - Entrada de dados biogás - 60% - Recirculação dos gases de escape

Recirculação do Gases de Escape - 60%

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)

ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)

$$\text{ISTG} = \text{ICE} + \text{IIE}$$

$$\text{ICE} = 453,60 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{IIE} = 136,08 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{ISTG} = 589,68 \text{ US\$ / kW}$$

Custo da Tecnologia de Redução das emissões de NOx

Tipo de Tecnologia Utilizada = **Recirculação dos gases de escape**

$$\text{Custo do investimento neste tipo de tecnologia} = 13,38 \text{ US\$ / KW}$$

$$\text{Custo total investimento} = 20,74 \text{ US\$ / KW} \quad \text{Atualização} = 55 \% \text{ (estimado)}$$

$$\text{Custo total do investimento atualizado} = 318.943,42 \text{ US\$}$$

$$\text{Custo de operação deste tipo de tecnologia} = 1,85 \text{ US\$ / MWh}$$

$$\text{Custo de operação atualizado} = 2,8675 \text{ US\$ / MWh}$$

Tabela A.2 - Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 60% - Recirculação dos gases de escape

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)

ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)

$$\text{ISTG} = \text{ICE} + \text{IIE}$$

$$\text{ICE} = 453,60 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{IIE} = 136,08 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{ISTG} = 589,68 \text{ US\$ / kW}$$

Custo do Gás Natural [US\$ / kWh]

$$\text{Ccomb} = [\text{Valor Fixo} + (\text{Valor Variável} * \text{Mcomb c})] / \text{Mcomb c}$$

$$\text{Valor Fixo} = 6.256,37 \text{ R\$ / mês} \quad \text{V. Variável} = 0,139915 \text{ R\$ / mês}$$

$$h = 6.000 \text{ horas / ano} \quad \text{PCI comb} = 9.400,00 \text{ kcal / m}^3$$

$$\text{Mcomb c} = 1,07530354 \text{ m}^3 / \text{s} \quad \text{Mcomb c} = 1.935.546,37 \text{ m}^3 / \text{mês}$$

$$\text{Ccomb} = 0,143147353 \text{ R\$ / m}^3 \quad \text{PCI comb} = 10,9322 \text{ kWh / m}^3$$

$$\text{Ccomb} = 0,130133958 \text{ US\$ / m}^3 \quad \text{Ccomb} = 0,01190373 \text{ US\$ / kWh}$$

Tabela A.3 - Custos de turbinas a gás e gás natural - 60% - Recirculação dos gases de escape

Recirculação do Gases de Escape - 60%

Ncr =60% GE Marine & Industrial			
Custo em conjutos de Turbinas a Gás-Caldeira de Recuperação			
Ev =	17,50 ton. v / h	Atualização =	20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$	Da tabela [1] =	7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar			
Ec necessária = (Mgás tab - Mgás prod) * Cp * (T4 - Tc)			
Mgás tab =	47,28 kg/s	Cp =	1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod =	49,62 kg/s	T4 =	488,80 °C
Tc =	150 °C	Ec =	-834,866 kW
Ev = Ec / Ncr		Ncr = 0,6	
Ev =	-1.391,443 kW	Ev = Mvapor * DH	
DH =	2.086,05	Mvapor =	-2.401,28 kg / h
Mvapor =	-2,40128 ton / h	Custo =	0,00 US\$
Análise da energia elétrica		Lucro da venda de eletricidade	
Eelecessária =	9.000,00 kW	Eneces vda =	6.378,92 kW
Eelereal prod =	15.378,92 kW	Preço da elet. =	0,035 US\$ / kWh
		Lvel =	223,26 US\$ / h
		Lvel =	1.339.573,20 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade			
Eneces cpr =	-6.378,92 kW	C. da elet. =	0,055 US\$ / kWh
Ccel =	-350,8406 US\$ / h	Ccel =	-2.105.043,60 US\$ / ano
		Ccel =	0,00 US\$ / ano

Tabela A.4 - Entrada de dados gás natural - 60% - Recirculação dos gases de escape

Recirculação do Gases de Escape - 60%

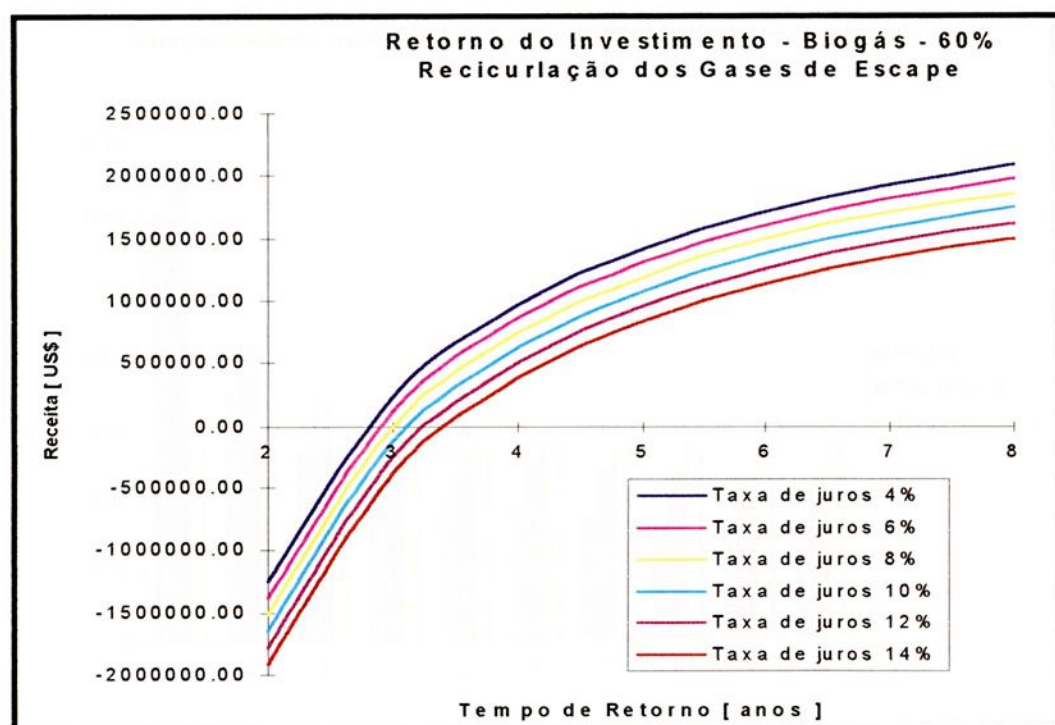


Gráfico A.1 - Tempo de retorno do investimento para biogás - 60% - Reciculação dos Gases de Escape

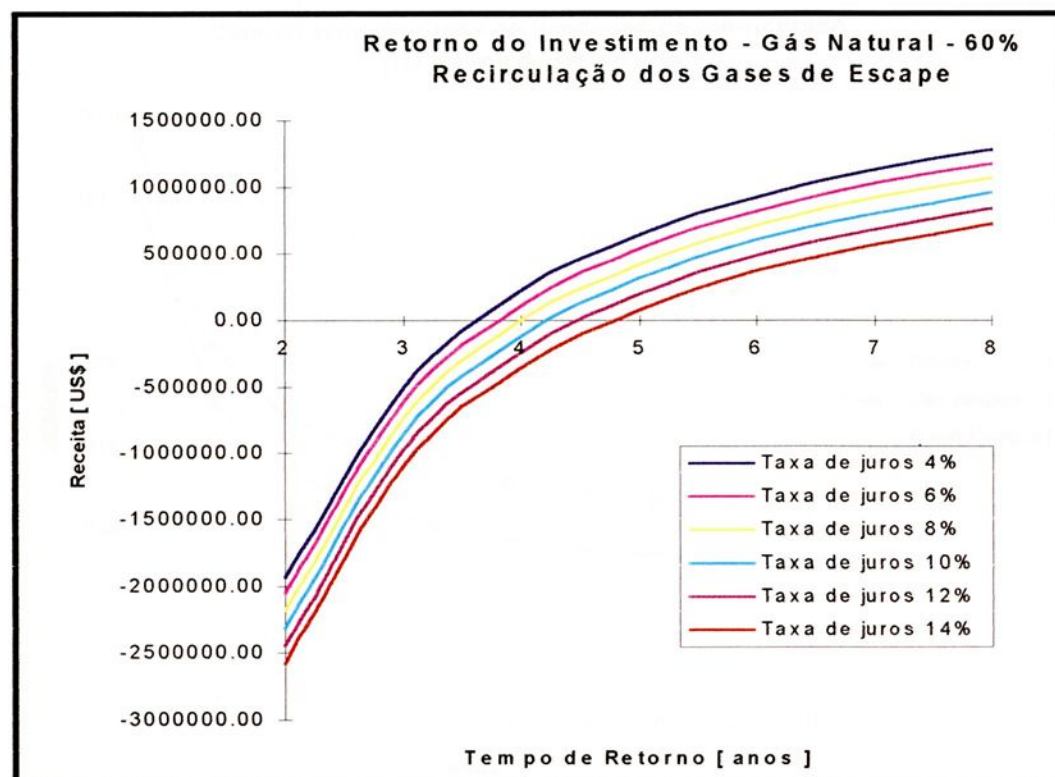


Gráfico A.2 - Tempo de retorno do investimento para gás natural - 60% - Reciculação dos Gases de Escape

Recirculação do Gases de Escape - 60%

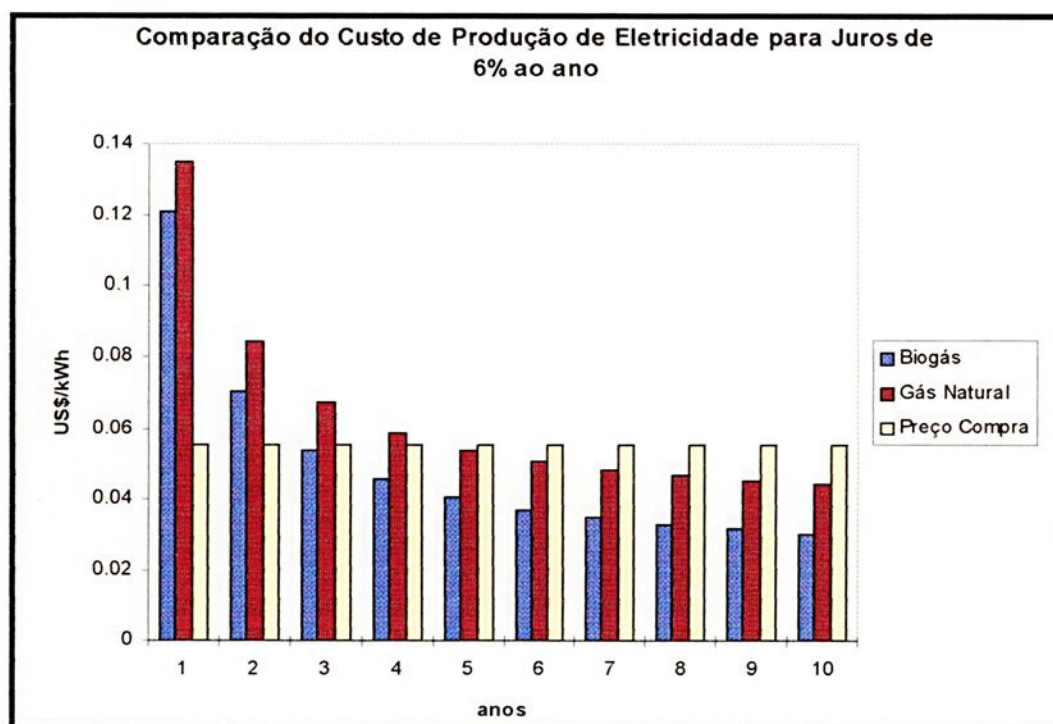


Gráfico A.3 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 6% aa. - Tipo Barra

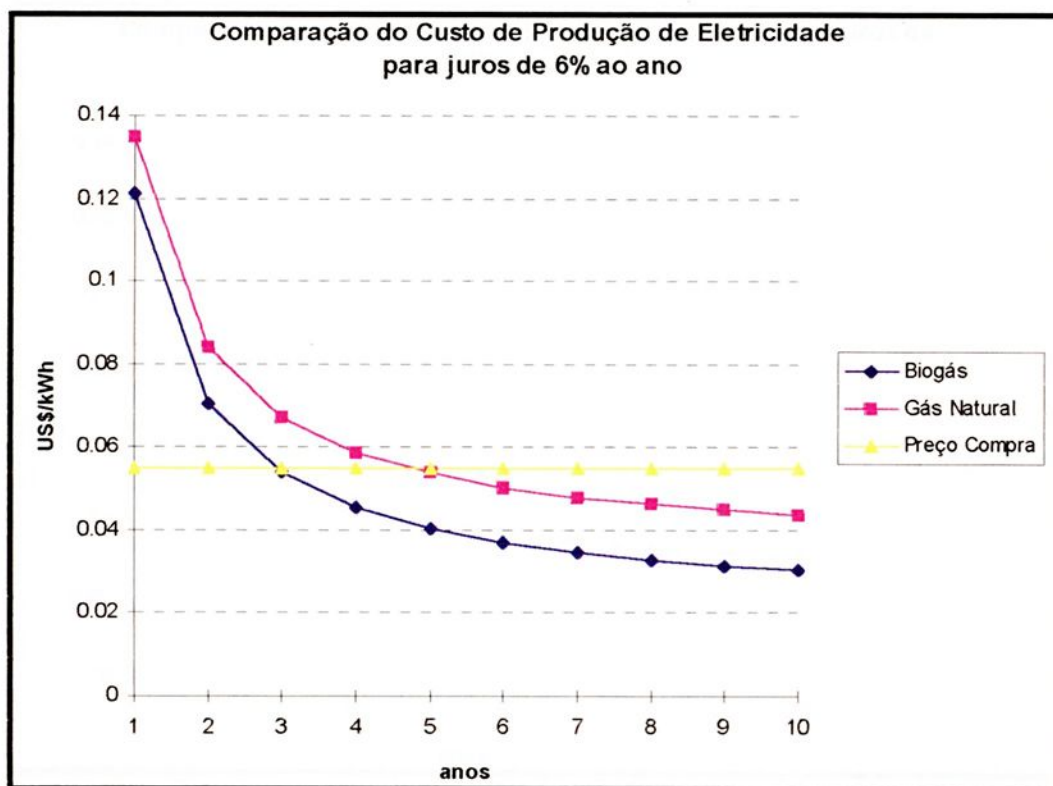


Gráfico A.4 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 6% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 60%

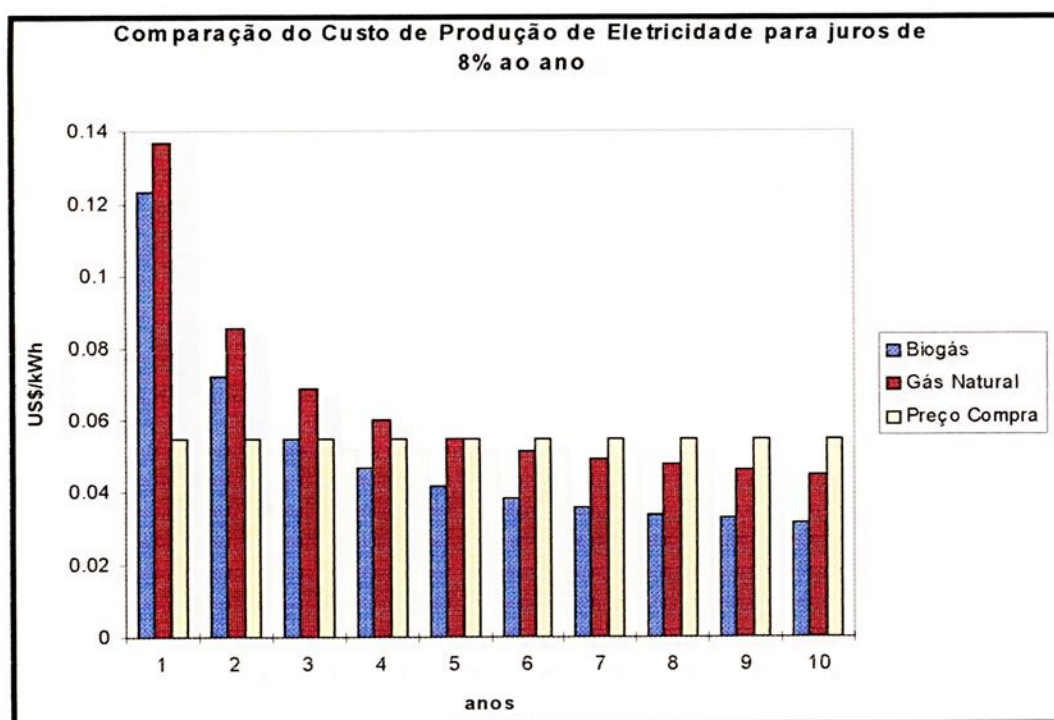


Gráfico A.5 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 8% aa. - Tipo Barra

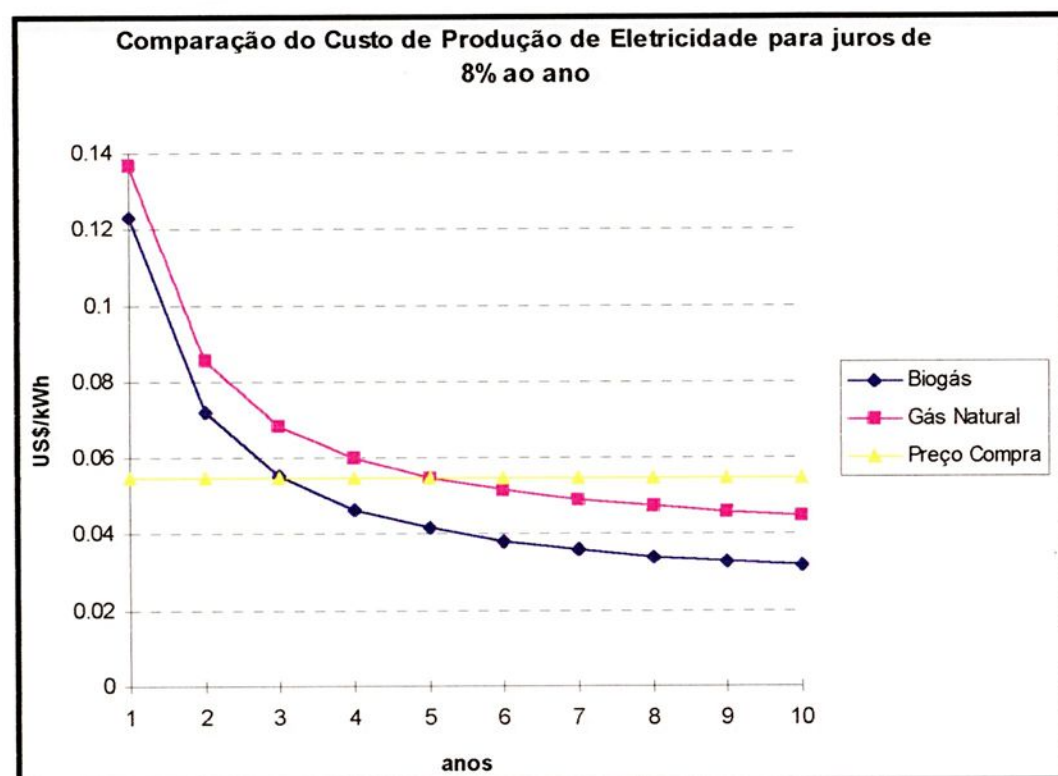


Gráfico A.6 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 8% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 60%

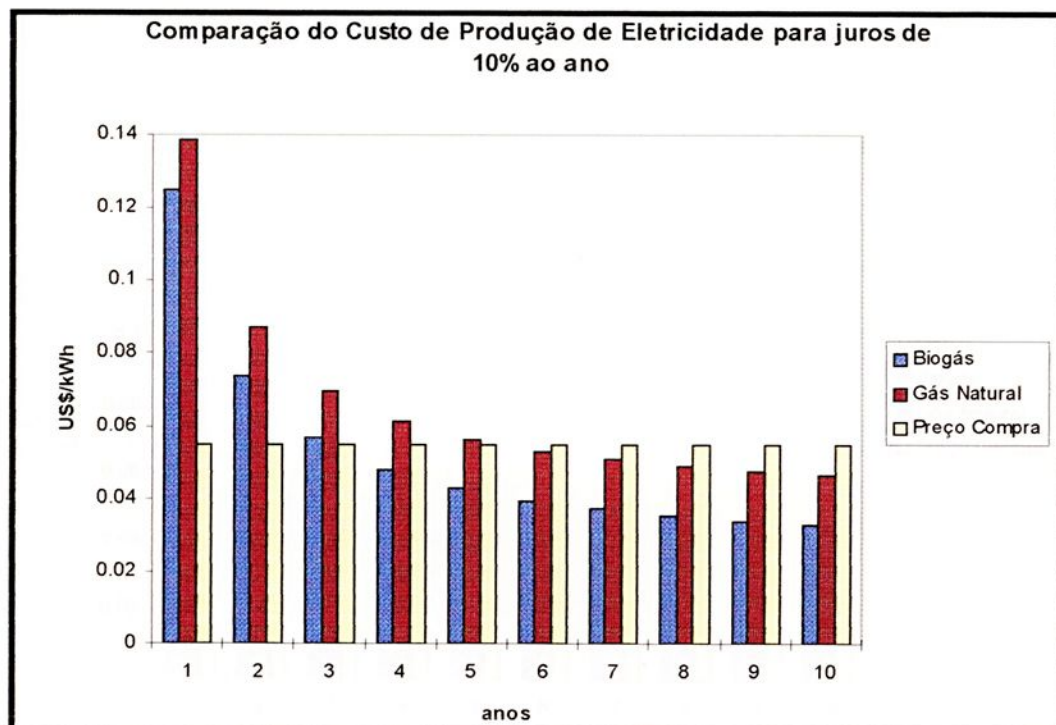


Gráfico A.7 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 10% aa. - Tipo Barra

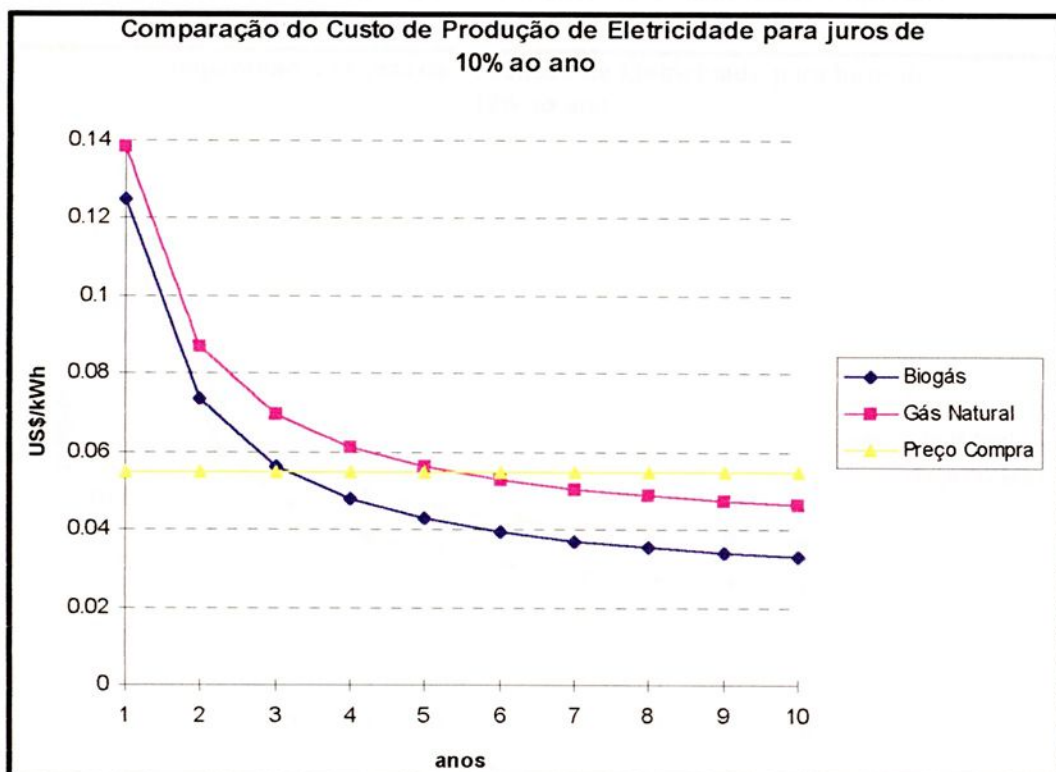


Gráfico A.8 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 10% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 60%

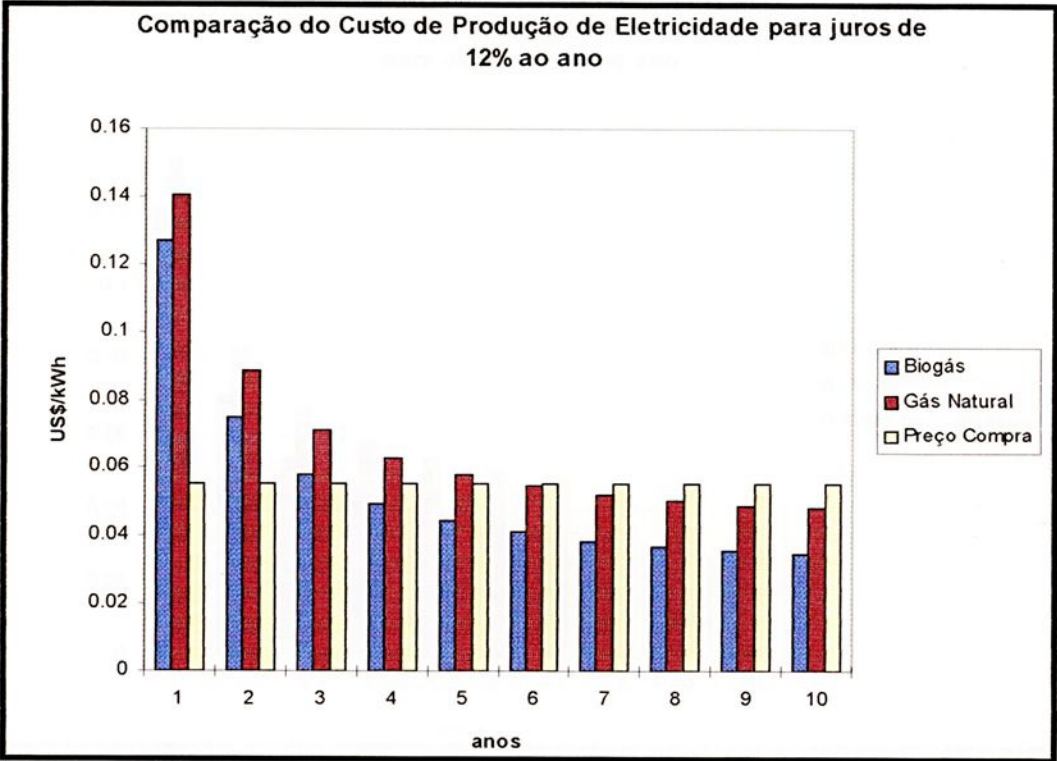


Gráfico A.9 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 12% aa. - Tipo Barra

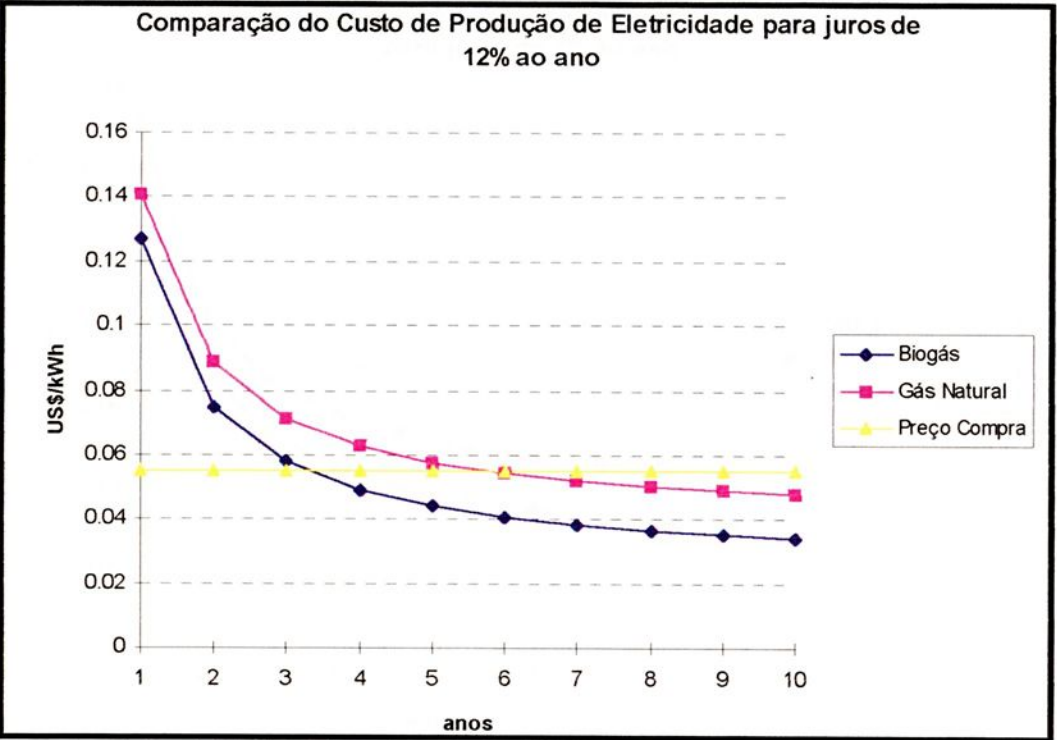


Gráfico A.10 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 12% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 60%

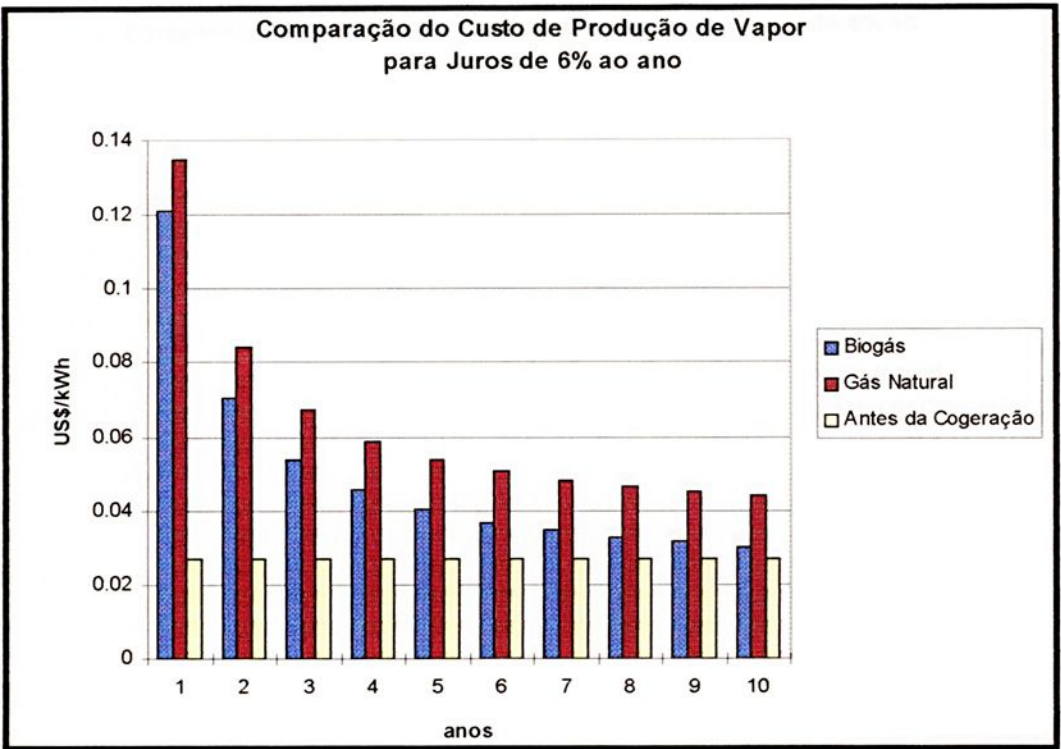


Gráfico A.11 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 6% aa. - Tipo Barra

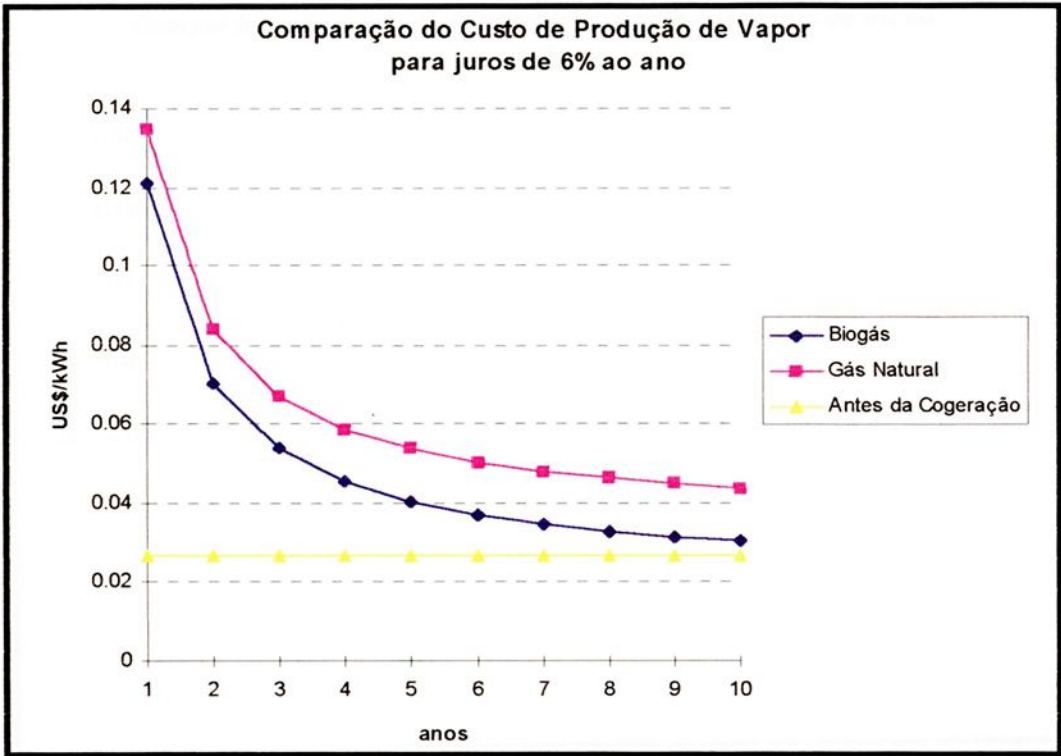


Gráfico A.12 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 6% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 60%

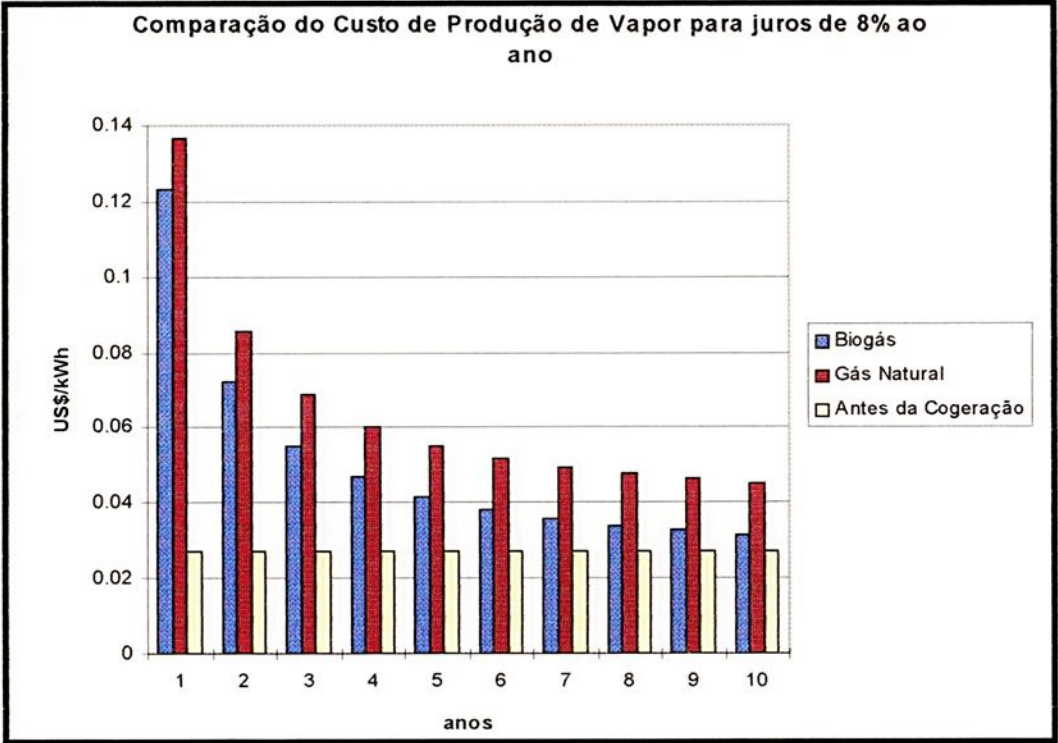


Gráfico A.13 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 8% aa. - Tipo Barra

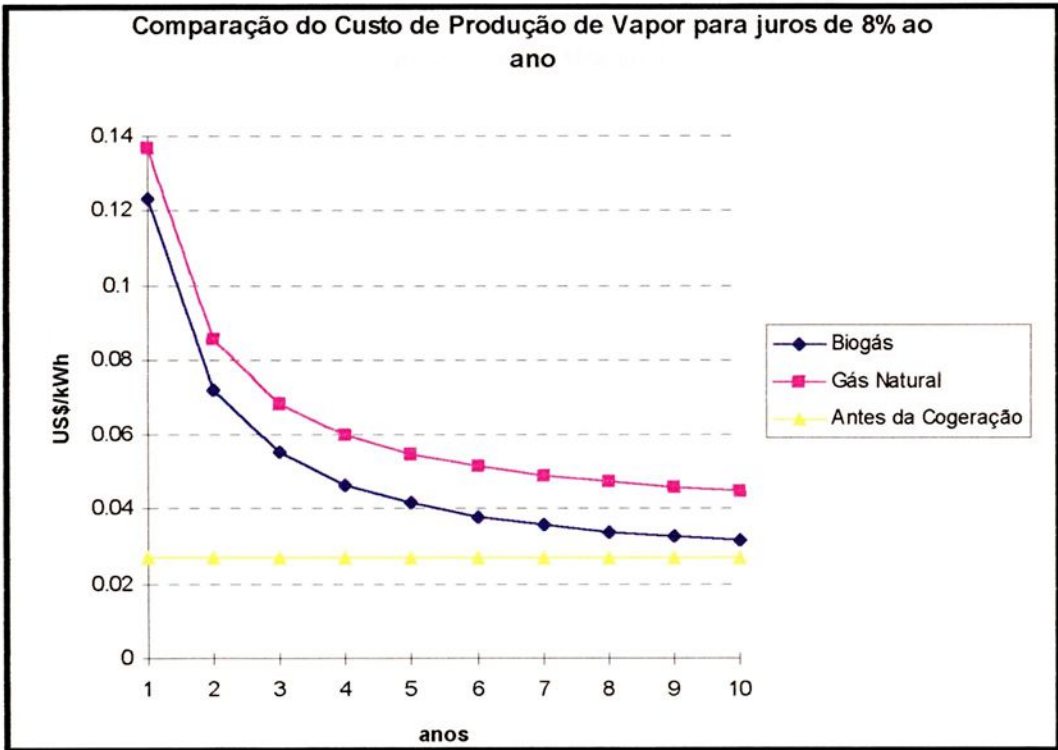


Gráfico A.14 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 8% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 60%

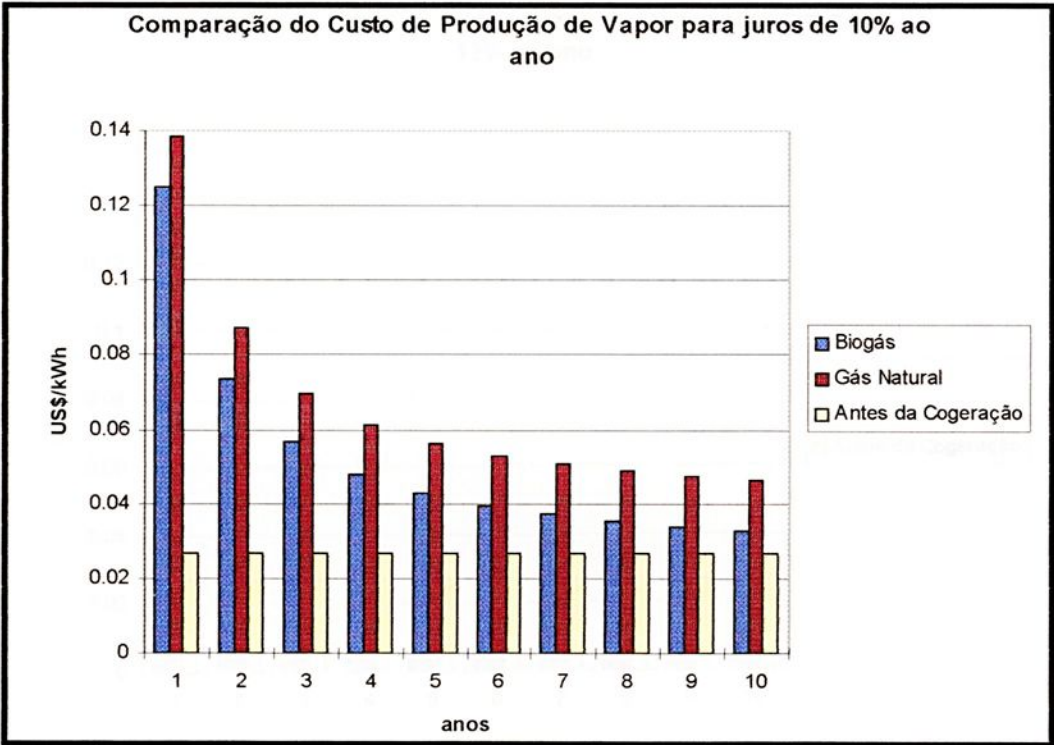


Gráfico A.15 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 10% aa. - Tipo Barra

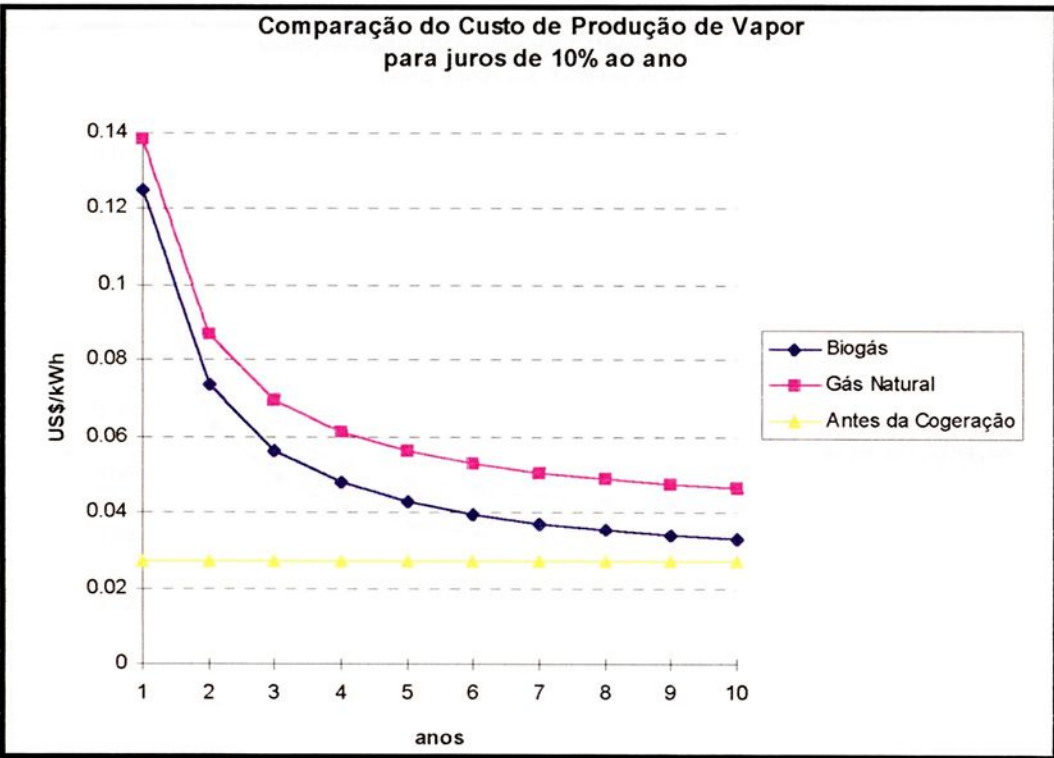


Gráfico A.16 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 10% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 60%

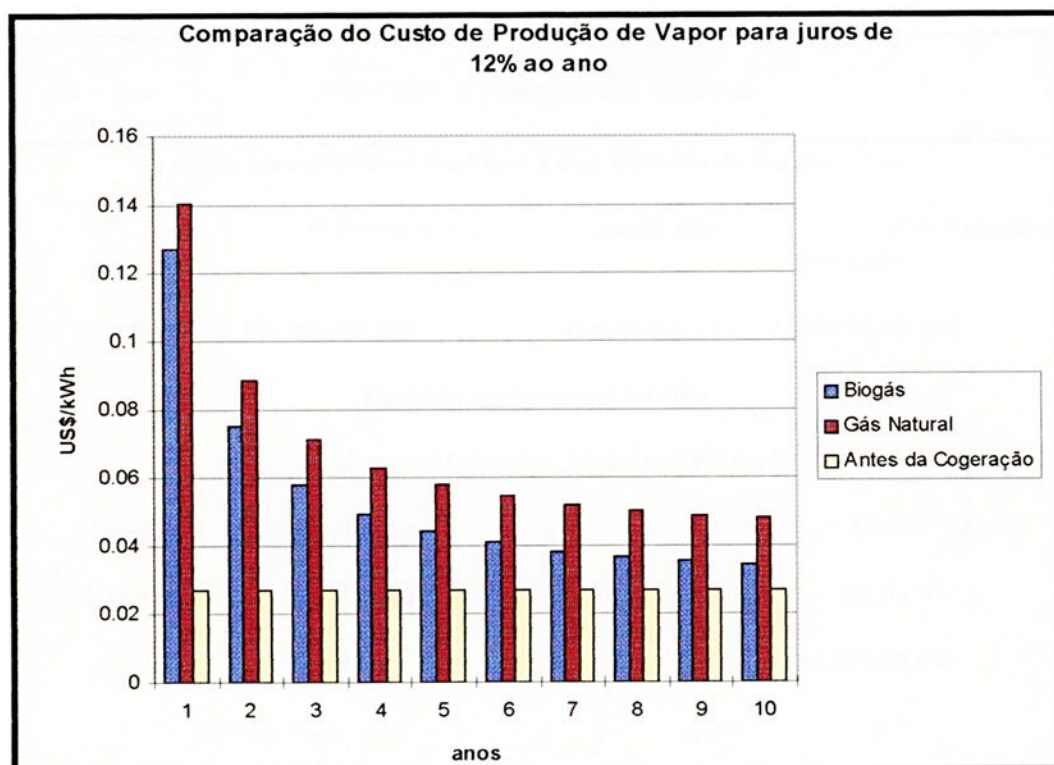


Gráfico A.17 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 12% aa. - Tipo Barra

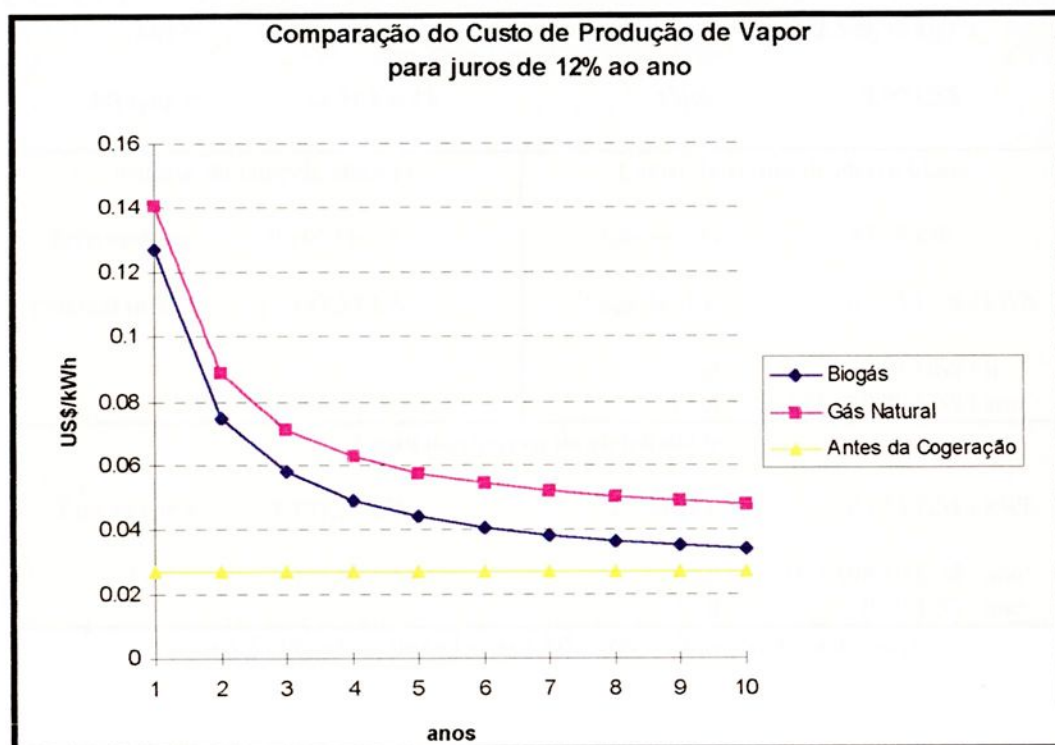


Gráfico A.18 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 12% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 70%

Ncr =70% European Gas Turbines	
Custo em conjuntos de Turbinas à Gás-Caldeira de Recuperação	
Ev =	17,50 ton. v / h Atualização = 20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$ Da tabela [1] = 7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar	
Ec necessária = (Mgás tab - Mgás prod) * Cp * (T4 - Te)	
Mgás tab =	38,94 kg/s Cp = 1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod =	42,35 kg/s T4 = 502,66 °C
Te =	220 °C Ec = -1.018,08 kW
Ev = Ec / Ncr	Ncr = 0,7
Ev =	-1.454,39 kW Ev = Mvapor * DH
DH =	2.086,05 Mvapor = -2.509,92 kg / h
Mvapor =	-2,51 ton / h Custo = 0,00 US\$
Análise da energia elétrica	
Eelecessária =	9.000,00 kW
Eelereal prod =	12.197,57 kW
Lucro da venda de eletricidade	
Eneces vda =	3.197,57 kW
Preço da elet. =	0,035 US\$ / kWh
Lvel =	111,91 US\$ / h
Lvel =	671.489,70 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade	
Eneces cpr =	-3.197,57 kW C. da elet. = 0,055 US\$ / kWh
Ccel =	-175,87 US\$ / h Ccel = -1.055.198,10 US\$ / ano
	Ccel = 0,00 US\$ / ano

Tabela A.5 - Entrada de dados biogás - 70% - Recirculação dos gases de escape

Recirculação do Gases de Escape - 70%

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)

ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)

$$ISTG = ICE + IIE$$

$$ICE = 504,00 \text{ US\$ / kW}$$

$$IIE = 151,20 \text{ US\$ / kW}$$

$$ISTG = 655,20 \text{ US\$ / kW}$$

Custo da Tecnologia de Redução das emissões de NOx

Tipo de Tecnologia Utilizada = **Recirculação dos gases de escape**

$$\text{Custo do investimento neste tipo de tecnologia} = 13,38 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{Custo total investimento} = 20,74 \text{ US\$ / kW} \quad \text{Atualização} = 55 \%(\text{estimado})$$

$$\text{Custo total do investimento atualizado} = 252.965,40 \text{ US\$}$$

$$\text{Custo de operação deste tipo de tecnologia} = 1,85 \text{ US\$ / MWh}$$

$$\text{Custo de operação atualizado} = 2,8675 \text{ US\$ / MWh}$$

Tabela A.6 - Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 70% - Recirculação dos gases de escape

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)

ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)

$$ISTG = ICE + IIE$$

$$ICE = 504,00 \text{ US\$ / kW}$$

$$IIE = 151,20 \text{ US\$ / kW}$$

$$ISTG = 655,20 \text{ US\$ / kW}$$

Custo do Gás Natural [US\$ / kWh]

$$C_{comb} = [\text{Valor Fixo} + (\text{Valor Variável} * M_{comb\ c})] / M_{comb\ c}$$

$$\text{Valor Fixo} = 6.256,37 \text{ R\$ / mês} \quad \text{V. Variável} = 0,139915 \text{ R\$ / mês}$$

$$h = 6.000 \text{ horas / ano}$$

$$PCI_{comb} = 9.400 \text{ kcal / m}^3$$

$$M_{comb\ c} = 0,95285941 \text{ m}^3 / \text{s}$$

$$M_{comb\ c} = 1.715.146,94 \text{ m}^3 / \text{mês}$$

$$C_{comb} = 0,143562717 \text{ R\$ / m}^3$$

$$PCI_{comb} = 10,9322 \text{ kWh / m}^3$$

$$C_{comb} = 0,130511561 \text{ US\$ / m}^3$$

$$C_{comb} = 0,01193827 \text{ US\$ / kWh}$$

Tabela A.7 - Custos de turbinas a gás e gás natural - 70% - Recirculação dos gases de escape

Recirculação do Gases de Escape - 70%

Ncr = 70% European Gas Turbines			
Custo em conjuntos de Turbinas à Gás-Caldeira de Recuperação			
Ev =	17,50 ton. v / h	Atualização =	20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$	Da tabela [1] =	7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar			
$E_c \text{ necessária} = (Mgás \text{ tab} - Mgás \text{ prod}) * C_p * (T_4 - T_e)$			
Mgás tab =	38,94 kg/s	Cp =	1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod =	42,35 kg/s	T4 =	502,66 °C
Te =	150 °C	Ec =	-1.270,20 kW
Ev = Ec / Ncr		Ncr =	0,7
Ev =	-1.814,57 kW	Ev = Mvapor * DH	
DH =	2.086,05	Mvapor =	-3.131,50 kg / h
Mvapor =	-3,13 ton / h	Custo =	0,00 US\$
Análise da energia elétrica		Lucro da venda de eletricidade	
Eelecessária =	9.000,00 kW	Eneces vda =	3.197,57 kW
Eclereal prod =	12.197,57 kW	Preço da elet. =	0,035 US\$ / kWh
		Lvel =	111,91 US\$ / h
		Lvel =	671.489,70 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade			
Eneces cpr =	-3.197,57 kW	C. da elet. =	0,055 US\$ / kWh
Ccel =	-175,87 US\$ / h	Ccel =	-1.055.198,10 US\$ / ano
		Ccel =	0,00 US\$ / ano

Tabela A.8 - Entrada de dados gás natural - 70% - Recirculação dos gases de escape

Recirculação do Gases de Escape - 70%

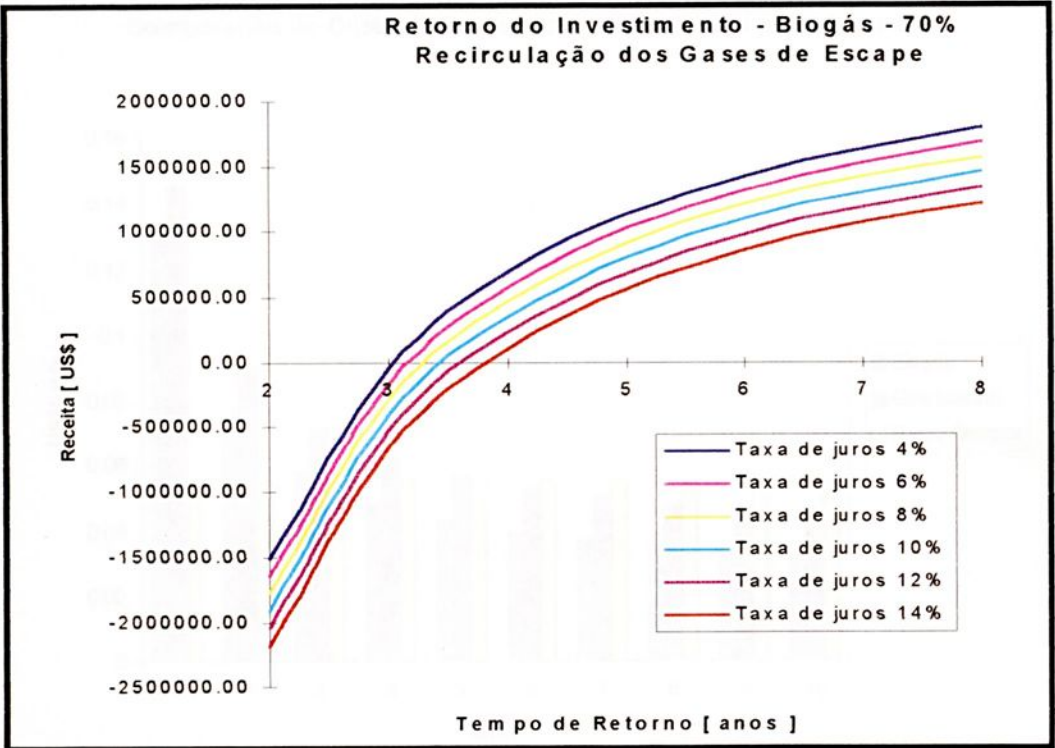


Gráfico A.19 - Tempo de retorno do investimento para biogás - 70% - Recirculação dos Gases de Escape

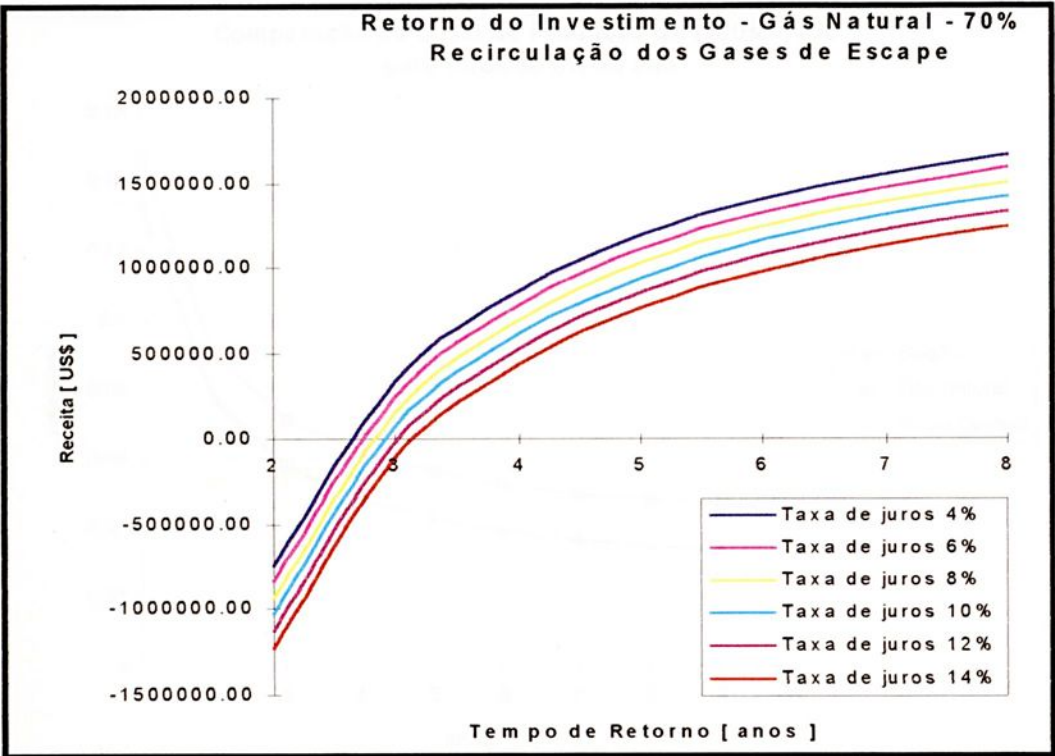


Gráfico A.20 - Tempo de retorno investimento para gás natural - 70% - Recirculação dos Gases de Escape

Recirculação do Gases de Escape - 70%

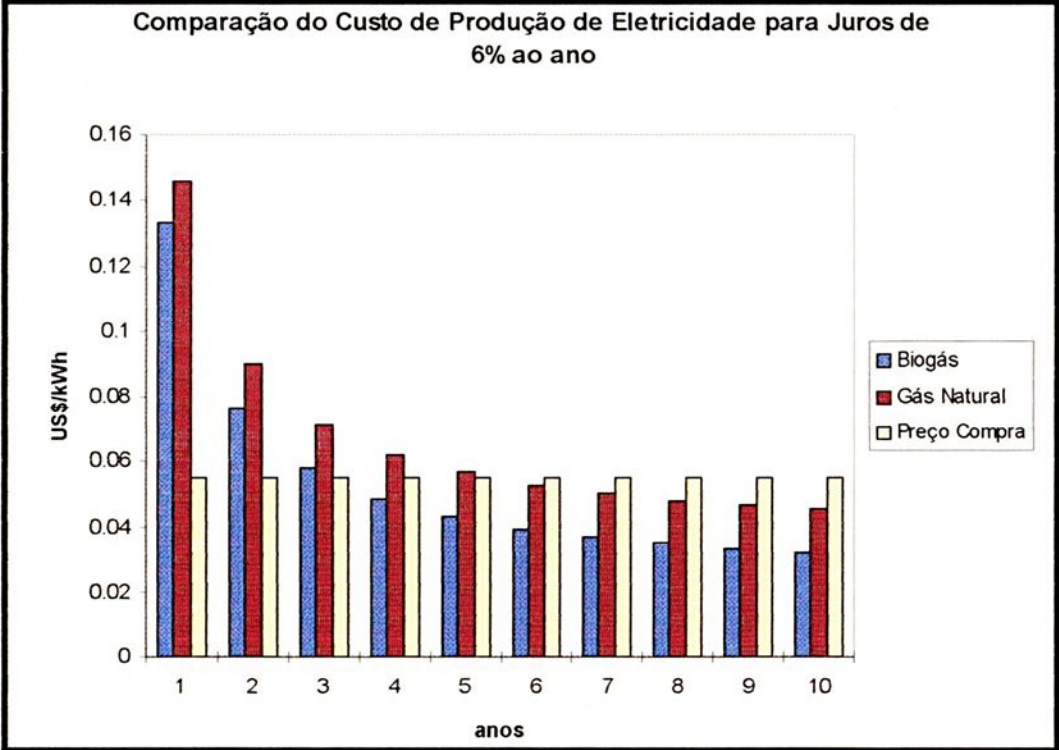


Gráfico A.21 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 6% aa. - Tipo Barra

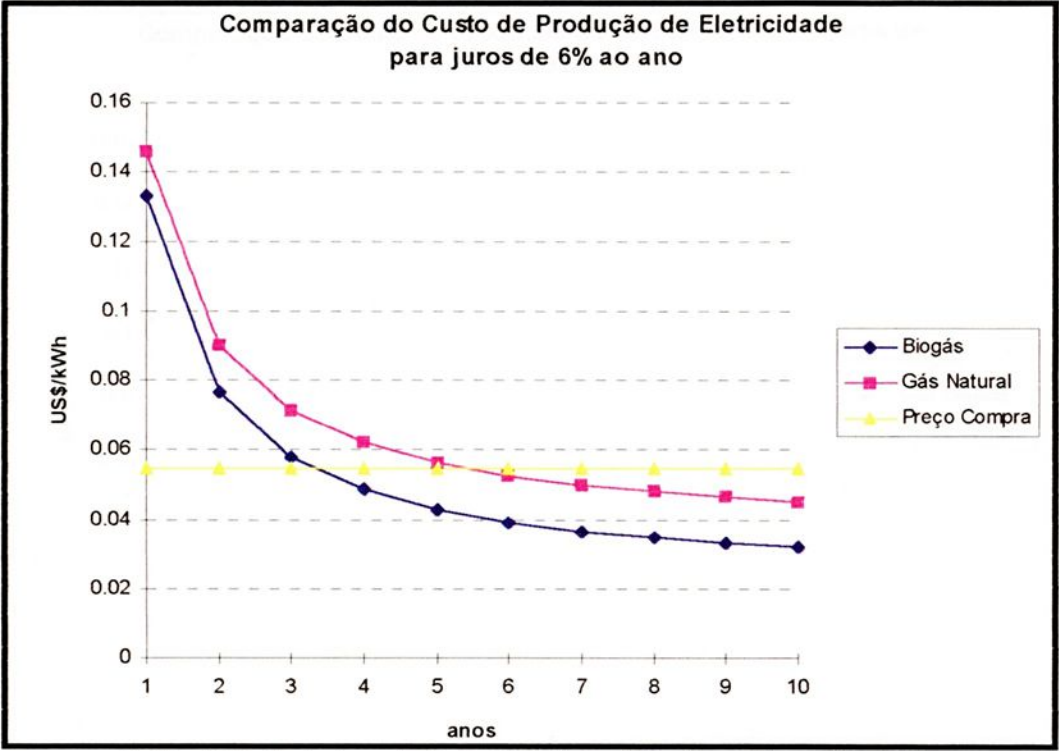


Gráfico A.22 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 6% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 70%

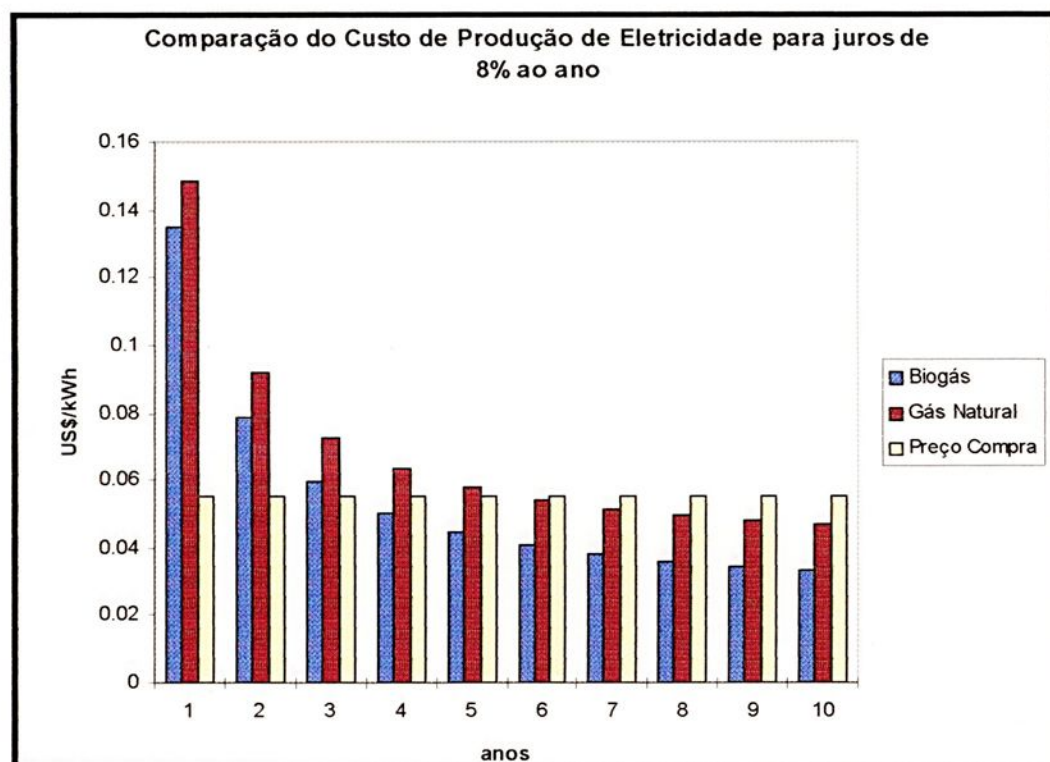


Gráfico A.23 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 8% aa. - Tipo Barra

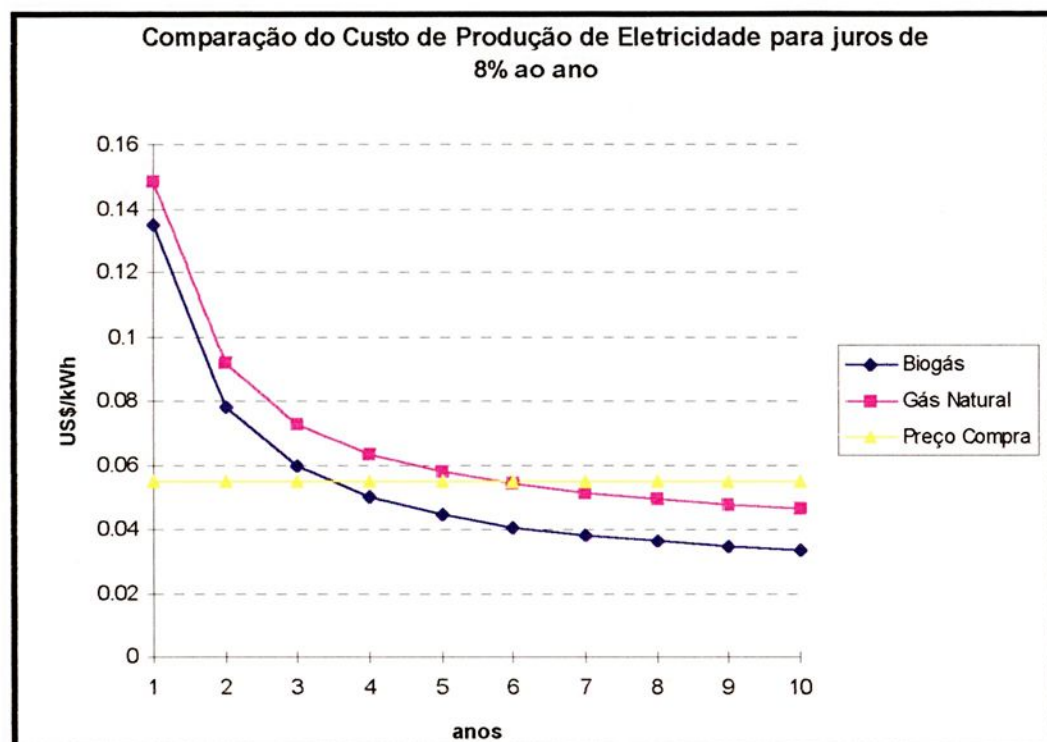


Gráfico A.24 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 8% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 70%

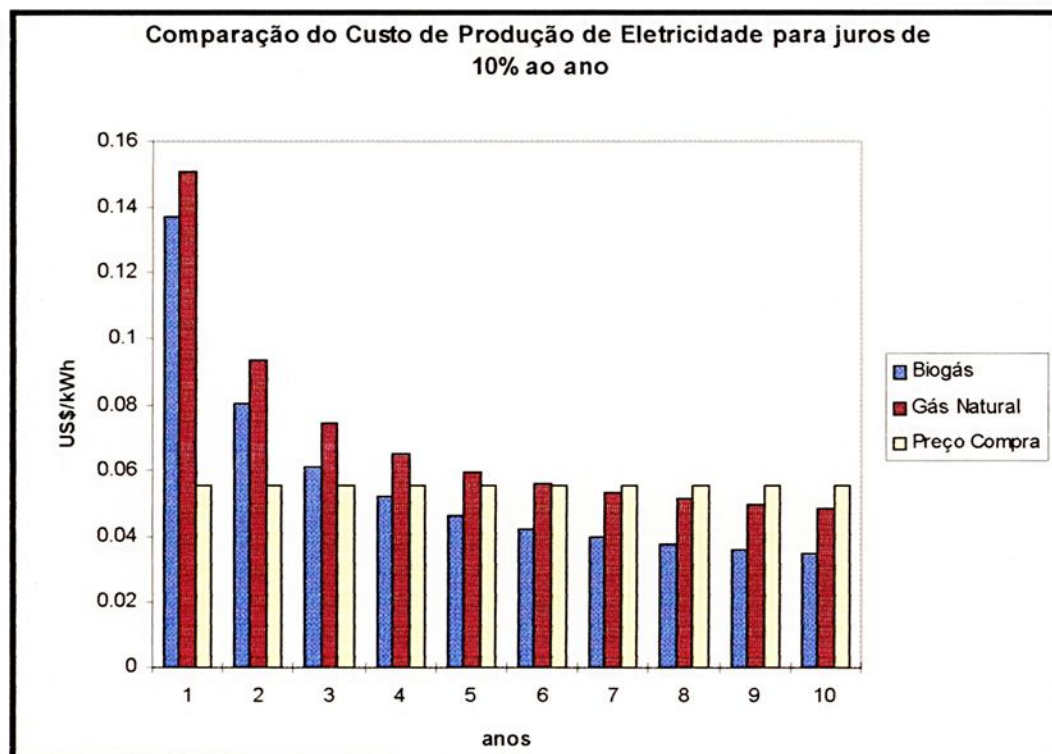


Gráfico A.25 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 10% aa. - Tipo Barra

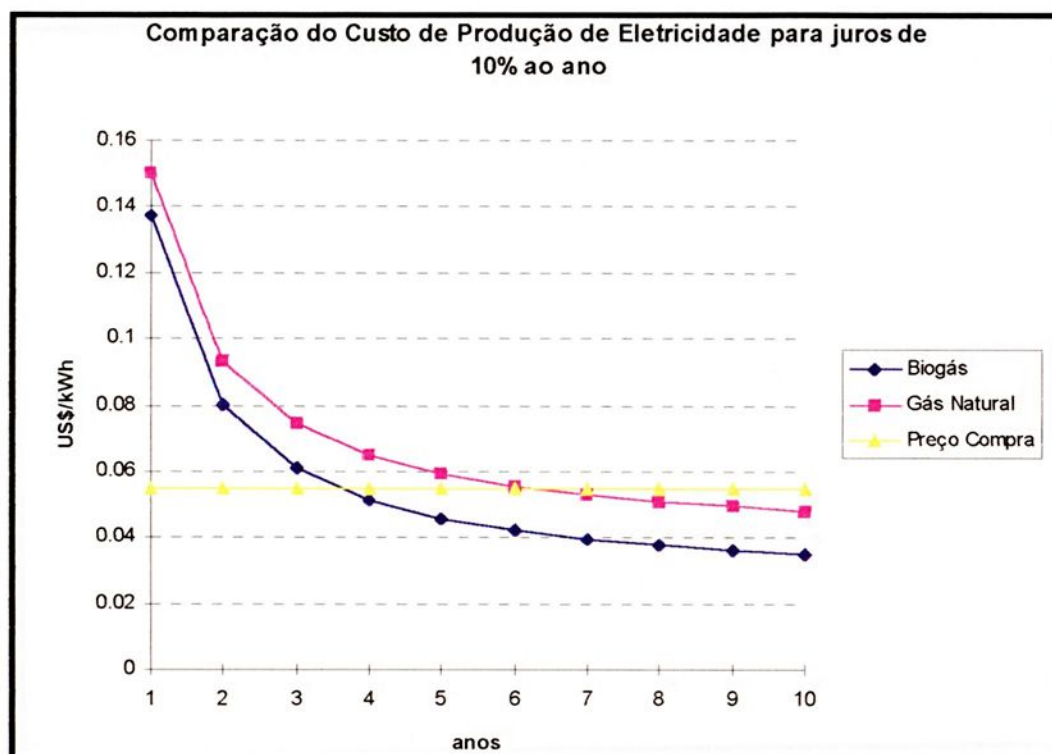


Gráfico A.26 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 10% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 70%

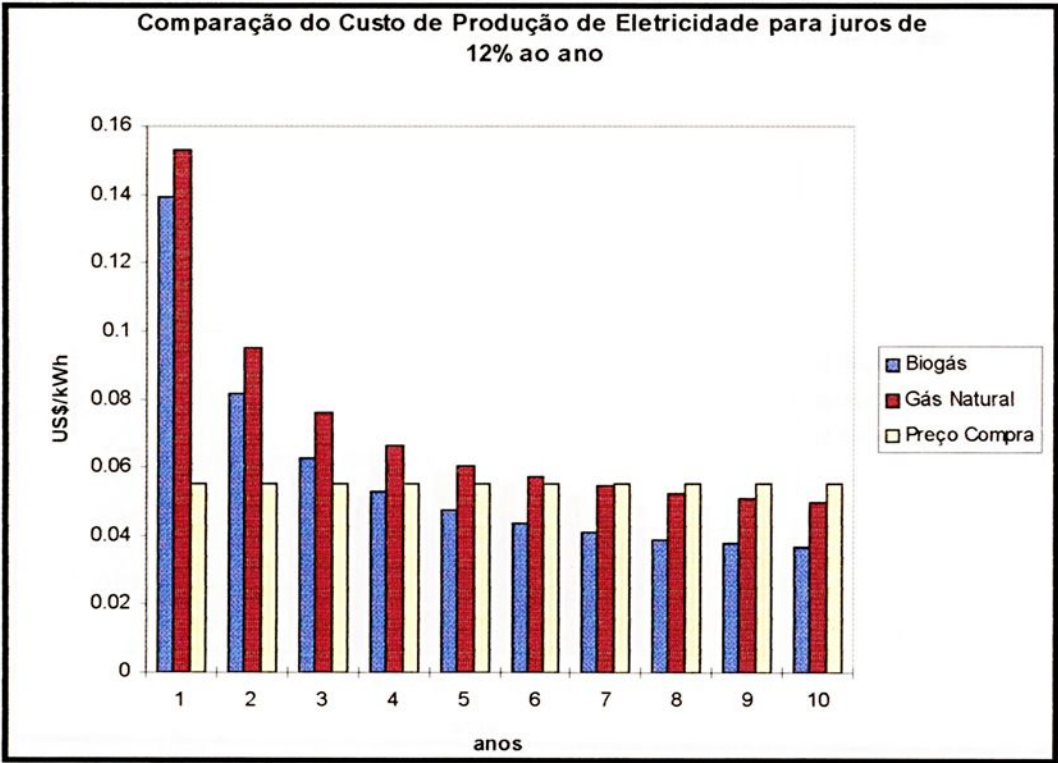


Gráfico A.27 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 12% aa. - Tipo Barra

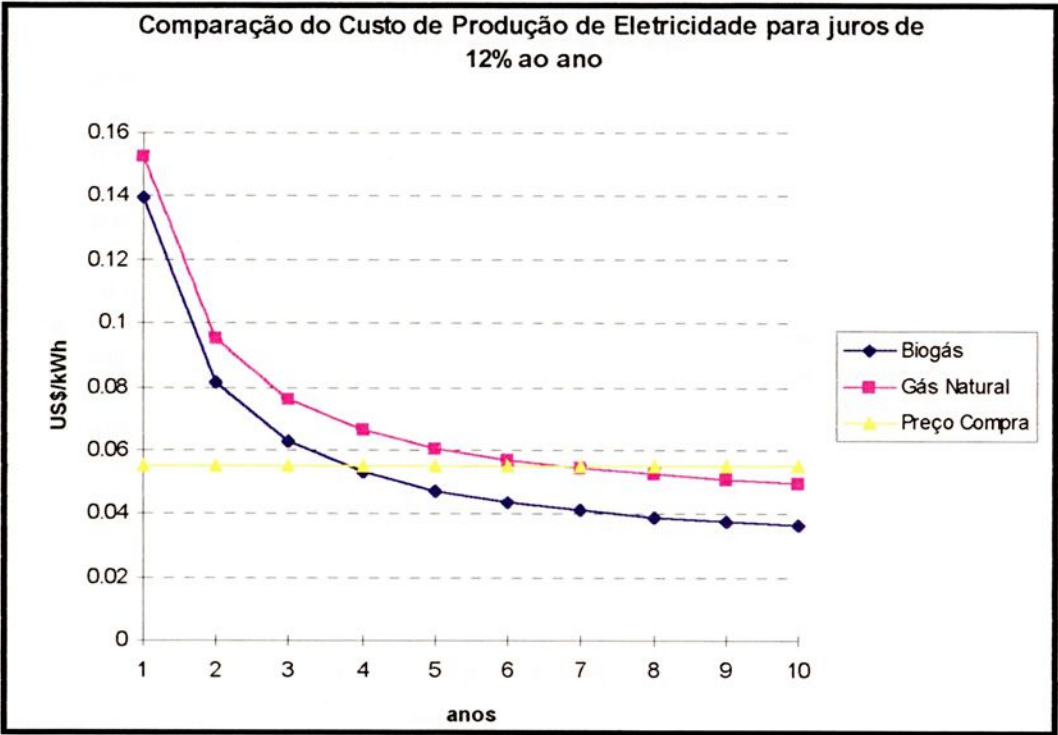


Gráfico A.28 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 12% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 70%

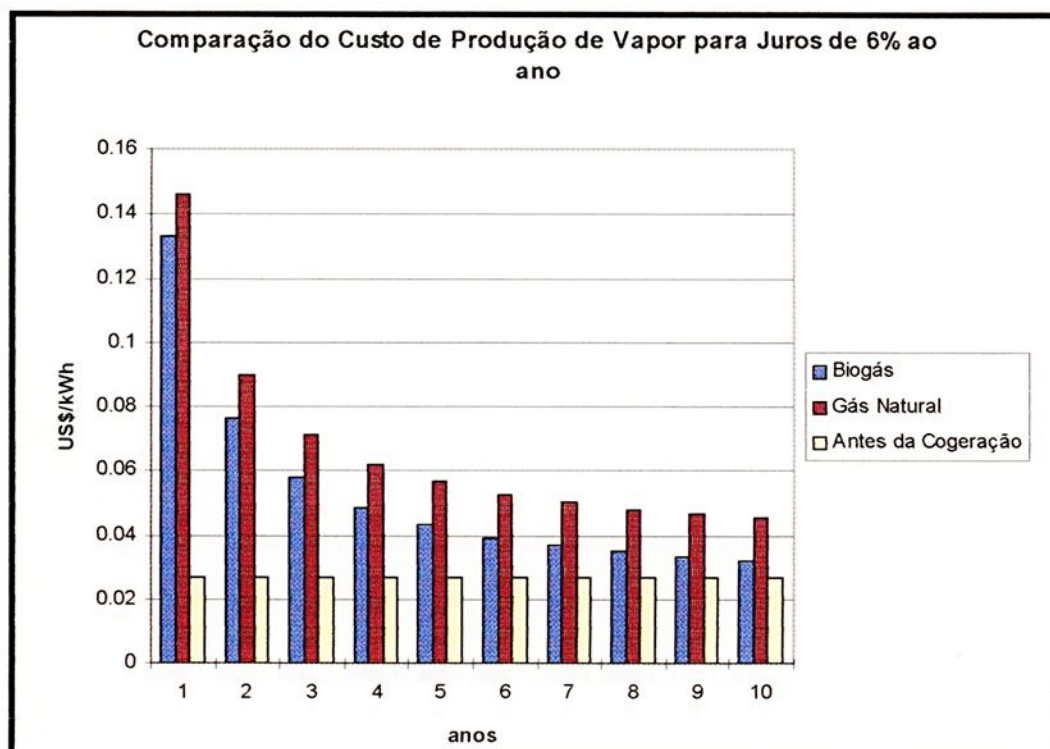


Gráfico A.29 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 6% aa. - Tipo Barra

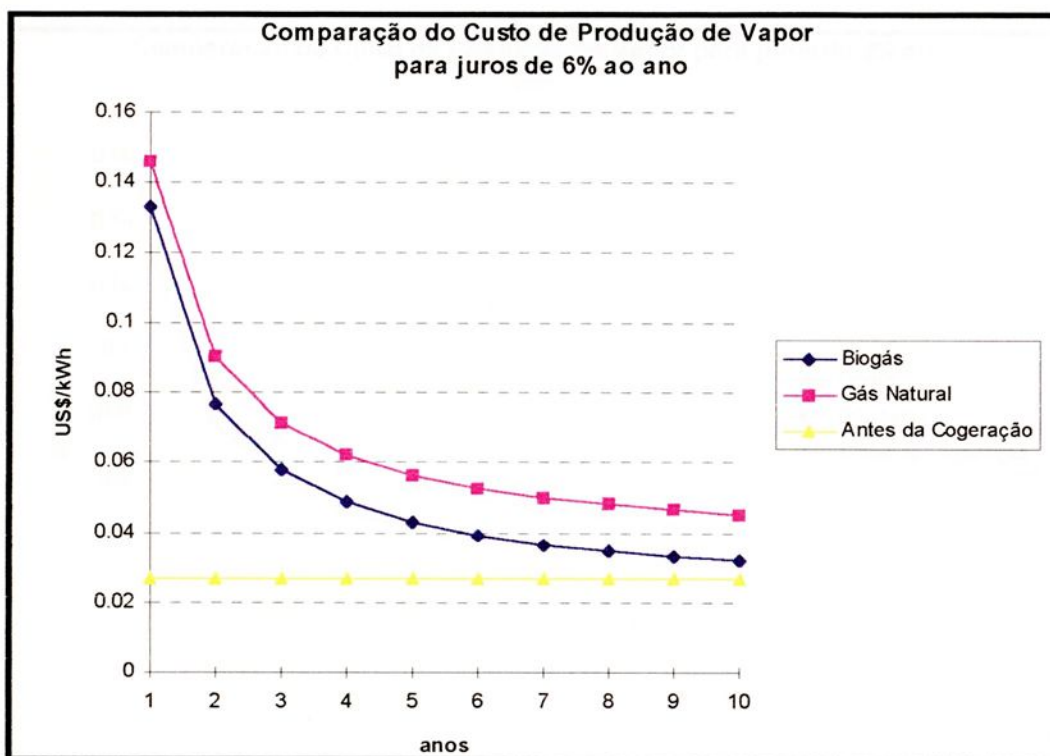


Gráfico A.30 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 6% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 70%

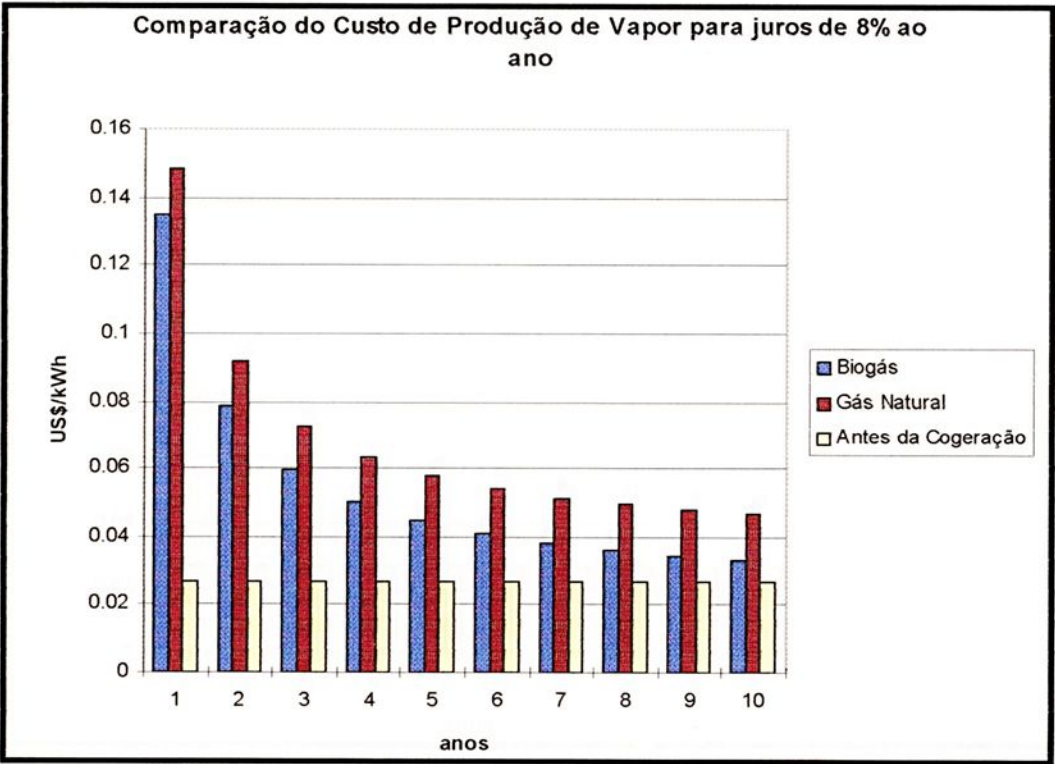


Gráfico A.31 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 8% aa. - Tipo Barra

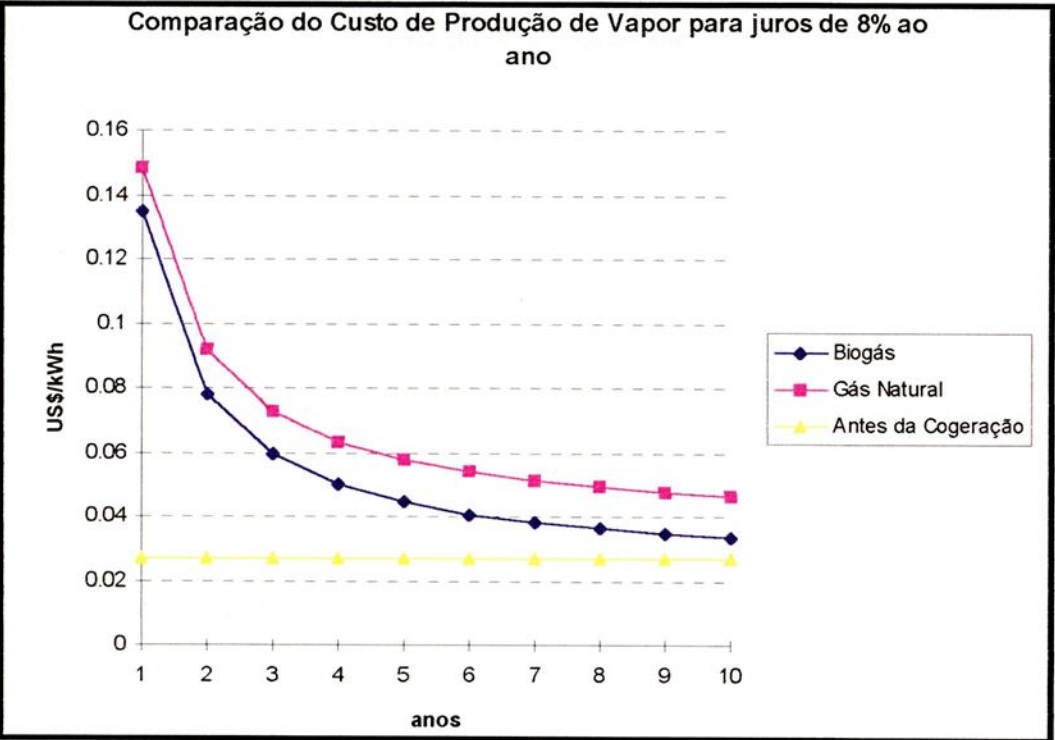


Gráfico A.32 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 8% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 70%

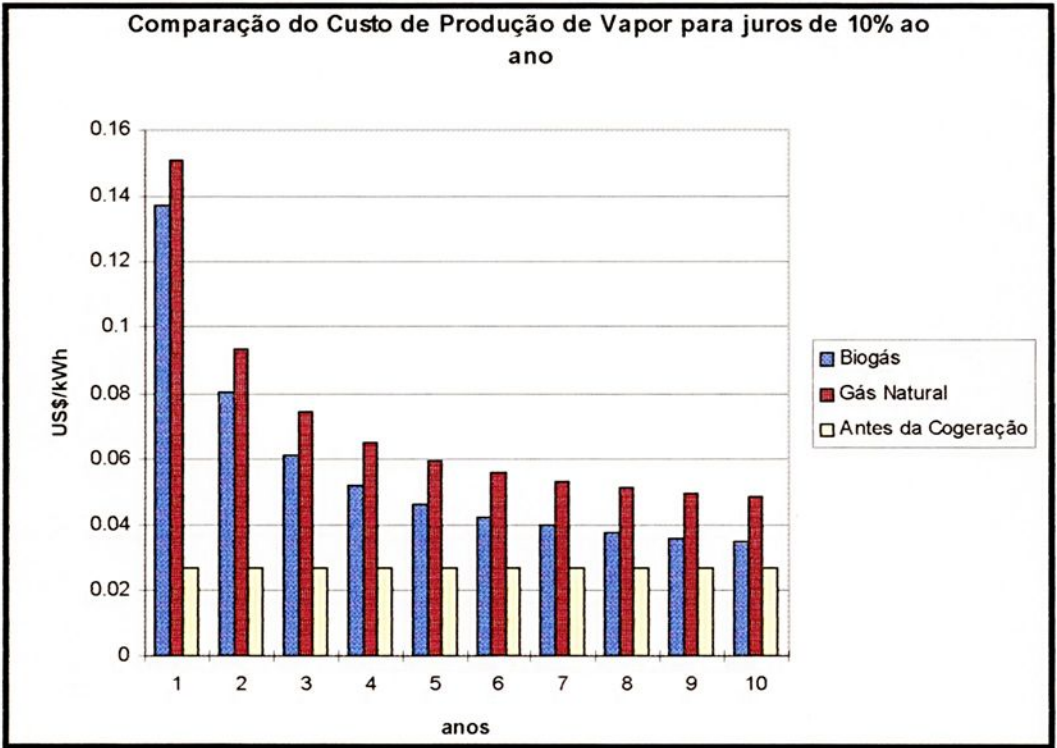


Gráfico A.33 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 10% aa. - Tipo Barra

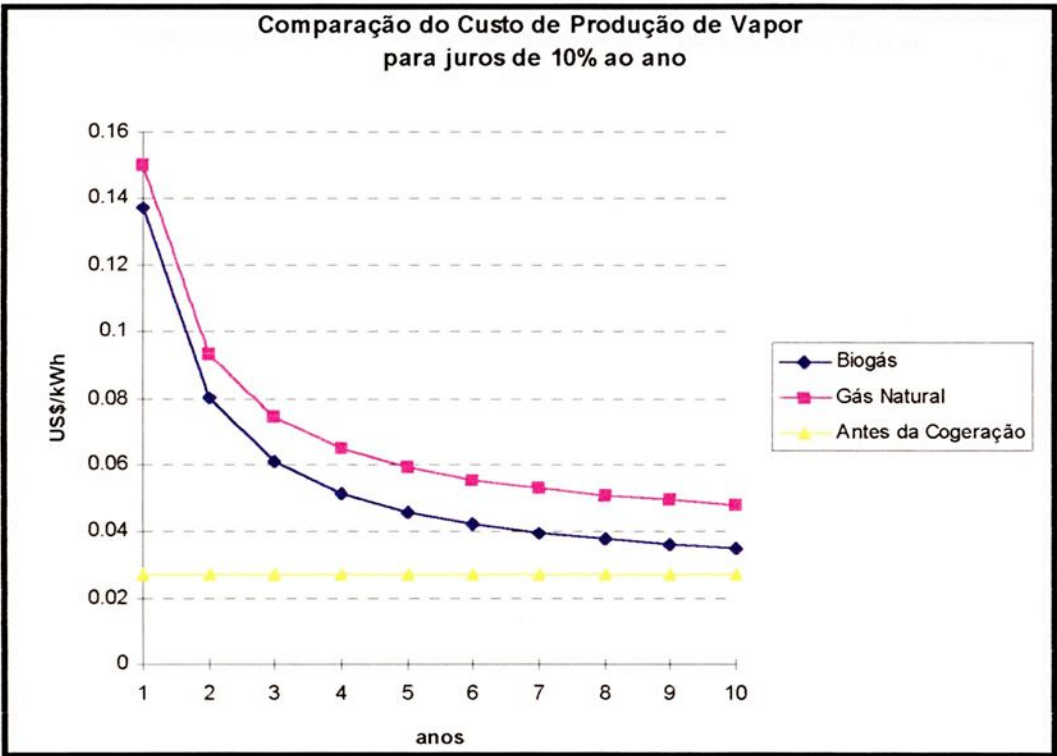


Gráfico A.34 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 10% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 70%

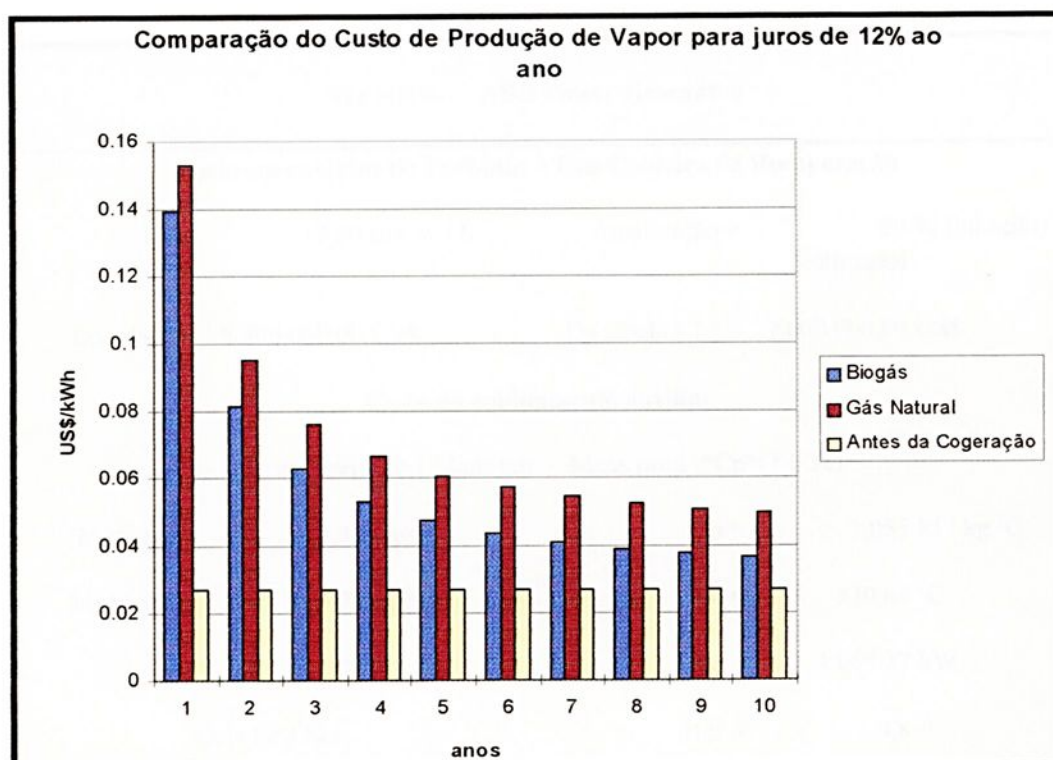


Gráfico A.35 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 12% aa. - Tipo Barra

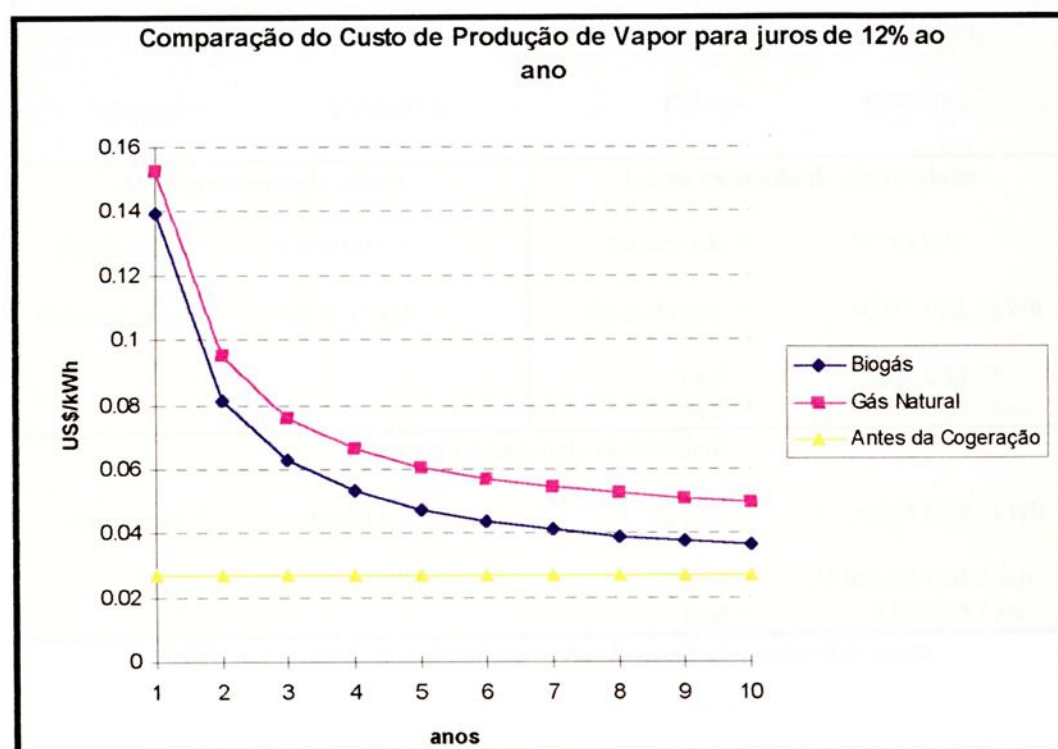


Gráfico A.36 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 12% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 80%

Ncr =80% ABB Power Generaton		
Custo em conjutos de Turbinas à Gás-Caldeira de Recuperação		
Ev =	17,50 ton. v / h	Atualização = 20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$	Da tabela [1] = 7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar		
Ec necessária = (Mgás tab - Mgás prod) * Cp * (T4 - Te)		
Mgás tab =	33,32 kg/s	Cp = 1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod =	36,79 kg/s	T4 = 510,64 °C
Te =	220 °C	Ec = -1.065,37 kW
Ev = Ec / Ncr		Ncr = 0,8
Ev =	-1.331,71 kW	Ev = Mvapor * DH
DH =	2.086,05	Mvapor = -2.298,20 kg / h
Mvapor =	-2,30 ton / h	Custo = 0,00 US\$
Análise da energia elétrica		Lucro da venda de eletricidade
Eelecessária =	9.000,00 kW	Eneces vda = 99,95 kW
Eelereal prod =	9.099,95 kW	Preço da elet. = 0,035 US\$ / kWh
		Lvel = 3,50 US\$ / h
		Lvel = 20.989,50 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade		
Eneces cpr =	-99,95 kW	C. da elet. = 0,055 US\$ / kWh
Ccel =	-5,50 US\$ / h	Ccel = -32.983,50 US\$ / ano
		Ccel = 0,00 US\$ / ano

Tabela A.9 - Entrada de dados biogás - 80% - Recirculação dos gases de escape

Recirculação do Gases de Escape - 80%

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)	
ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)	
ISTG = ICE + IIE	ICE = 523,20 US\$ / kW
IIE = 156,96 US\$ / kW	ISTG = 680,16 US\$ / kW
Custo da Tecnologia de Redução das emissões de NOx	
Tipo de Tecnologia Utilizada = Recirculação dos gases de escape	
Custo do investimento neste tipo de tecnologia =	13,38 US\$ / KW
Custo total investimento = 20,74 US\$ / KW	Atualização = 55 %(estimado)
Custo total do investimento atualizado =	188.723,86 US\$
Custo de operação deste tipo de tecnologia =	1,85 US\$ / MWh
Custo de operação atualizado =	2,8675 US\$ / MWh

Tabela A.10 - Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 80% - Recirculação dos gases de escape

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)	
ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)	
ISTG = ICE + IIE	ICE = 523,20 US\$ / kW
IIE = 156,96 US\$ / kW	ISTG = 680,16 US\$ / kW
Custo do Gás Natural [US\$ / kWh]	
Ccomb = [Valor Fixo + (Valor Variável * Mcomb c)] / Mcomb c	
Valor Fixo = 6.256,37 R\$ / mês	V. Variável = 0,139915 R\$ / mês
h = 6.000 horas / ano	PCI comb = 9.400 kcal / m³
Mcomb c = 0,78793854 m³ / s	Mcomb c = 1.418.289,37 m³ / mês
Ccomb = 0,144326208 R\$ / m³	PCI comb = 10,9322 kWh / m³
Ccomb = 0,131205644 US\$ / m³	Ccomb = 0,01200176 US\$ / kWh

Tabela A.11 - Custos de Turbinas a gás e gás natural - 80% - Recirculação dos gases de escape

Recirculação do Gases de Escape - 80%

Ncr =80% ABB Power Generation			
Custo em conjuntos de Turbinas à Gás-Caldeira de Recuperação			
Ev =	17,50 ton. v / h	Atualização =	20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$	Da tabela [1] =	7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar			
$E_c \text{ necessária} = (M_{gás \text{ tab}} - M_{gás \text{ prod}}) * C_p * (T_4 - T_c)$			
Mgás tab =	33,32 kg/s	Cp =	1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod=	36,79 kg/s	T4 =	510,64 °C
Te =	150 °C	Ec =	-1.321,96 kW
Ev = Ec / Ncr		Ncr =	0,8
Ev =	-1.652,45 kW	Ev = Mvapor * DH	
DH =	2.086,05	Mvapor =	-2.851,72 kg / h
Mvapor =	-2,85 ton / h	Custo =	0,00 US\$
Análise da energia elétrica		Lucro da venda de eletricidade	
Eeecessária=	9.000,00 kW	Eneces vda =	99,95 kW
Eelereal prod =	9.099,95 kW	Preço da elet. =	0,035 US\$ / kWh
		Lvel =	3,50 US\$ / h
		Lvel =	20.989,50 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade			
Eneces cpr =	-99,95 kW	C. da elet. =	0,055 US\$ / kWh
Ccel =	-5,50 US\$ / h	Ccel =	-32.983,50 US\$ / ano
		Ccel =	0,00 US\$ / ano

Tabela A.12 - Entrada de dados gás natural - 80% - Recirculação dos gases de escape

Recirculação do Gases de Escape - 80%

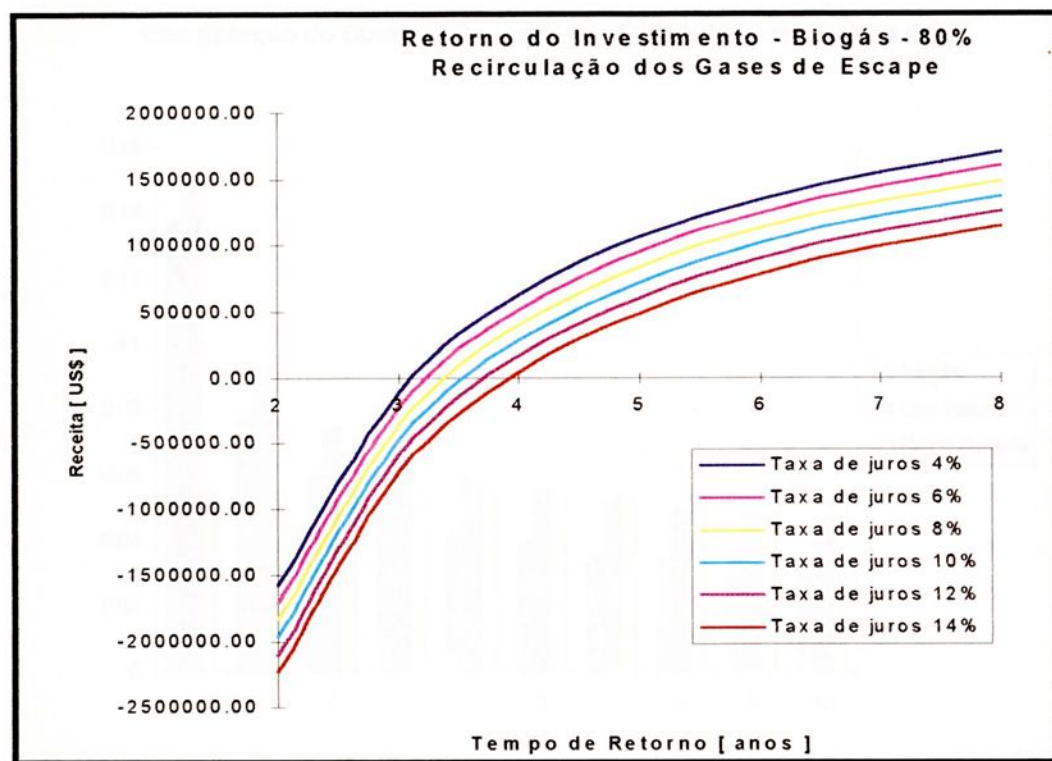


Gráfico A.37 - Tempo de retorno do investimento para biogás - 80% - Recirculação dos Gases de Escape

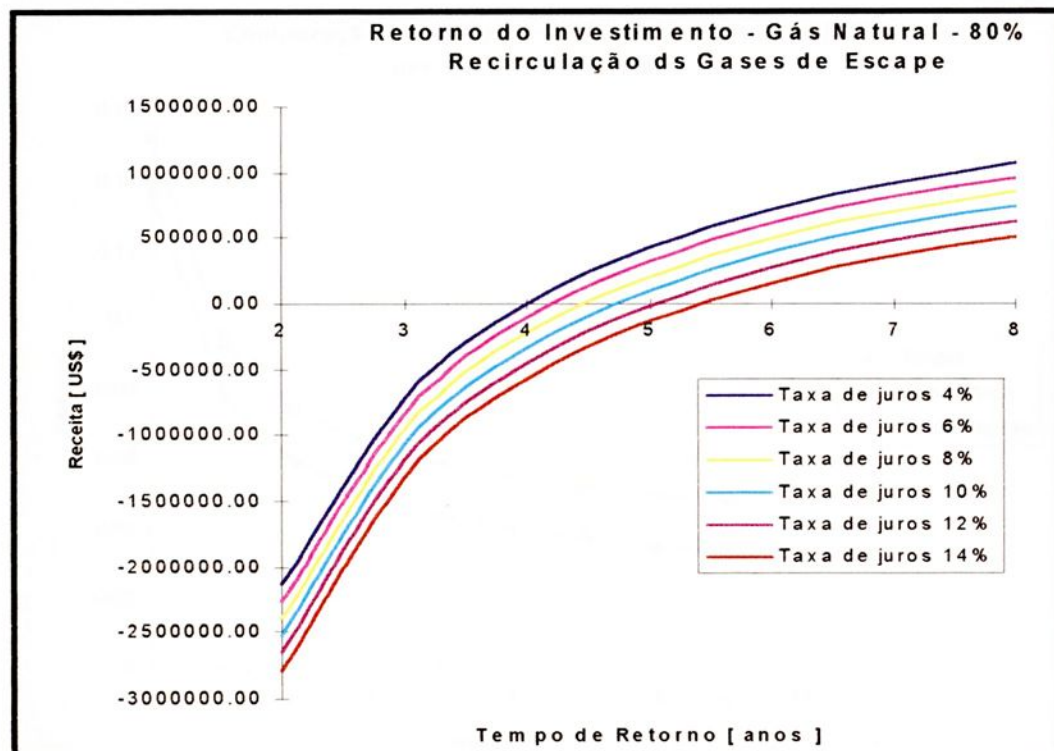


Gráfico A.38 - Tempo de retorno investimento para gás natural - 80% - Recirculação dos Gases de Escape

Recirculação do Gases de Escape - 80%

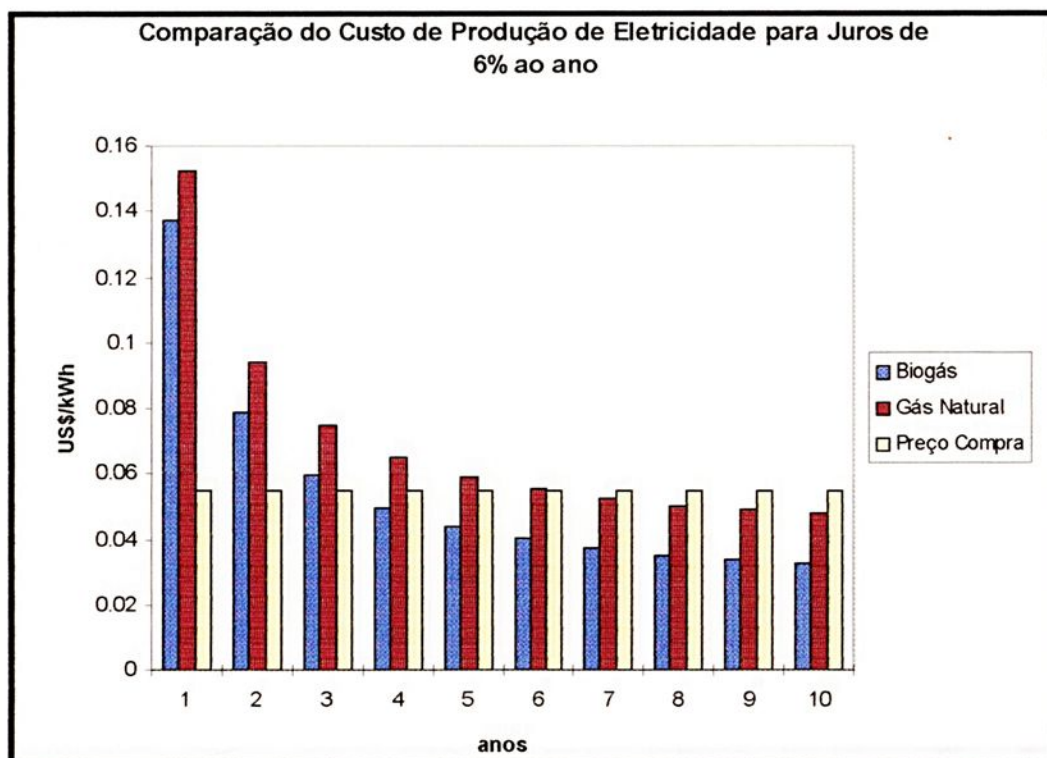


Gráfico A.39 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 6% aa. - Tipo Barra

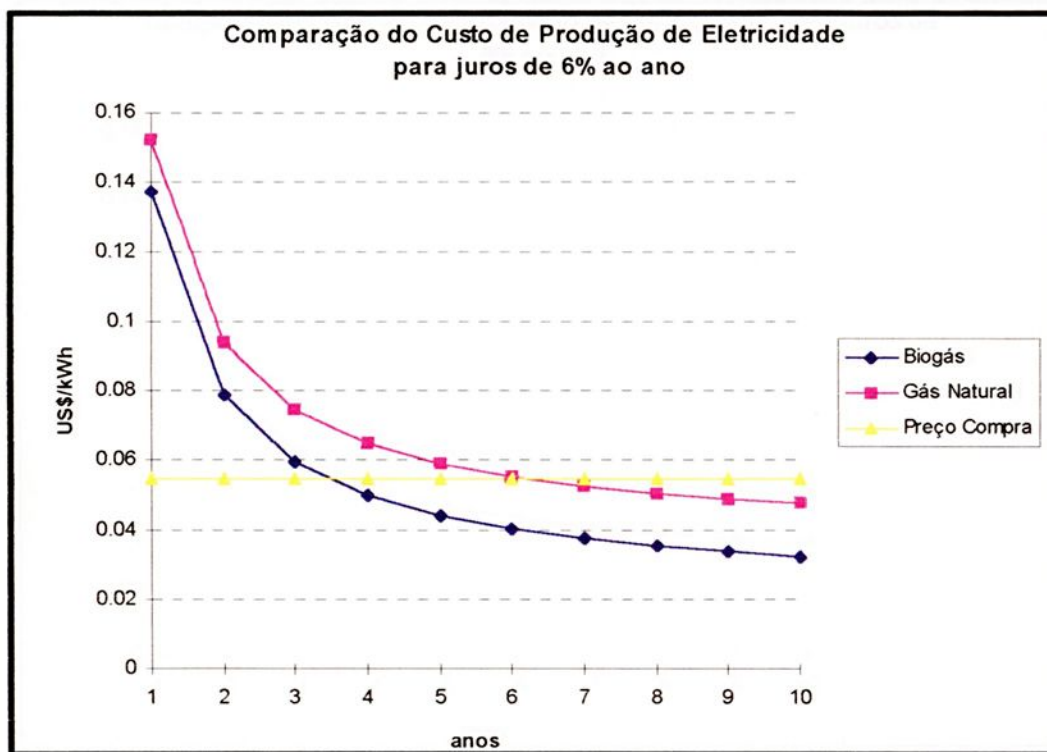


Gráfico A.40 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 6% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 80%

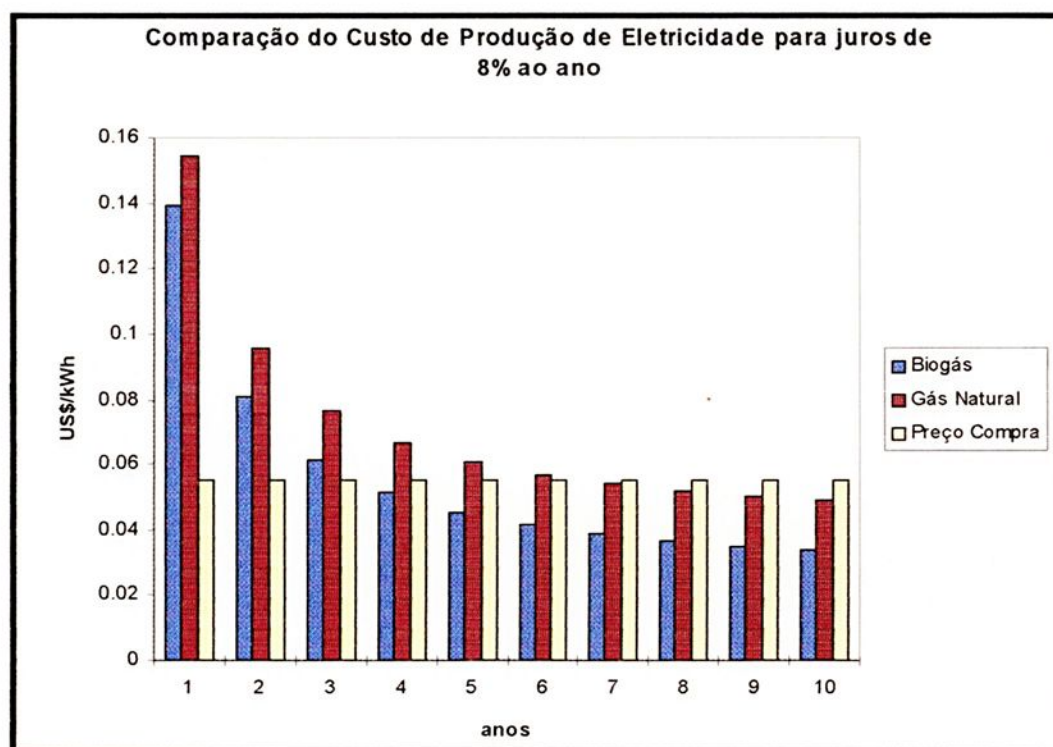


Gráfico A.41 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 8% aa. - Tipo Barra

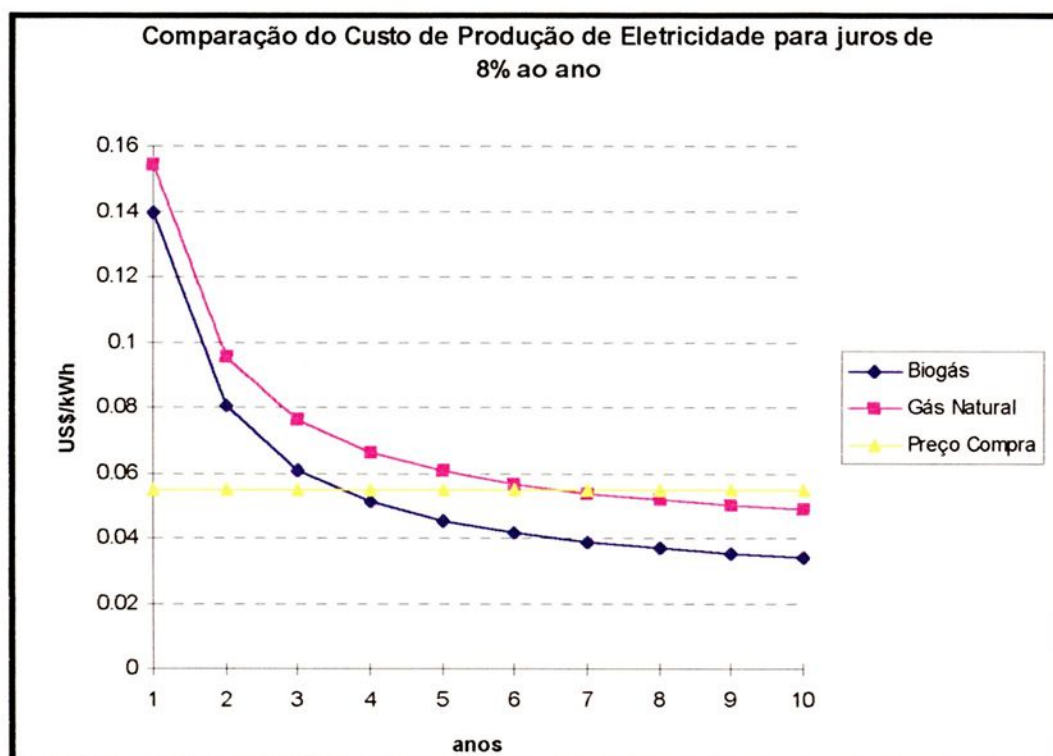


Gráfico A.42 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 8% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 80%

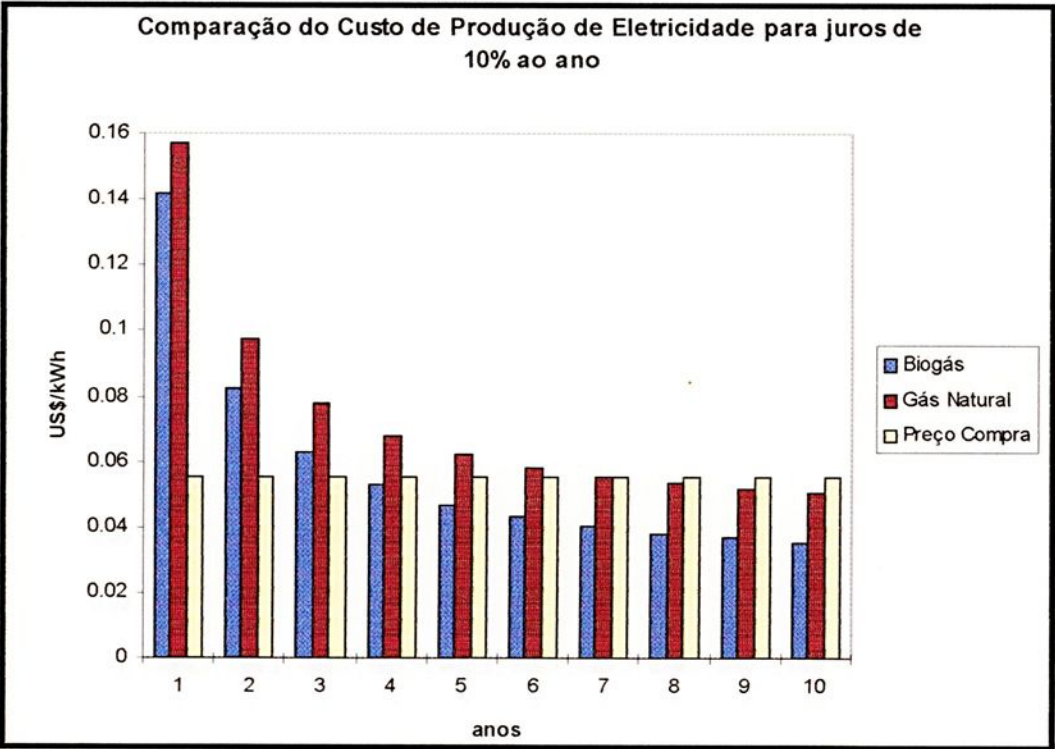


Gráfico A.43 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 10% aa. - Tipo Barra

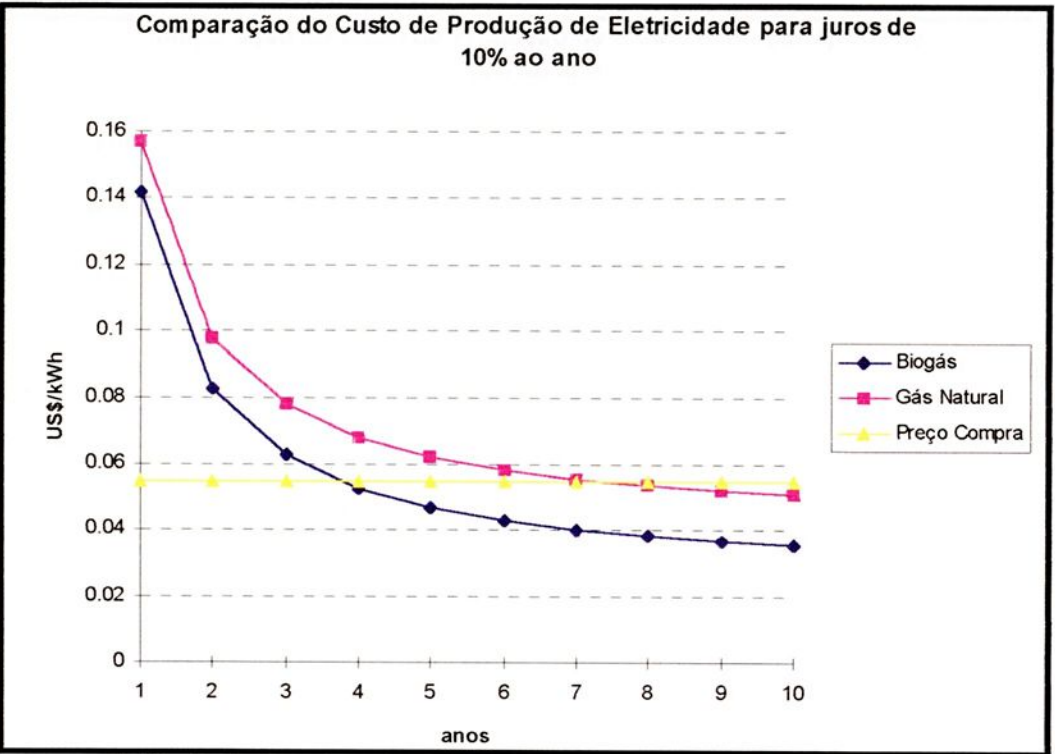


Gráfico A.44 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 10% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 80%

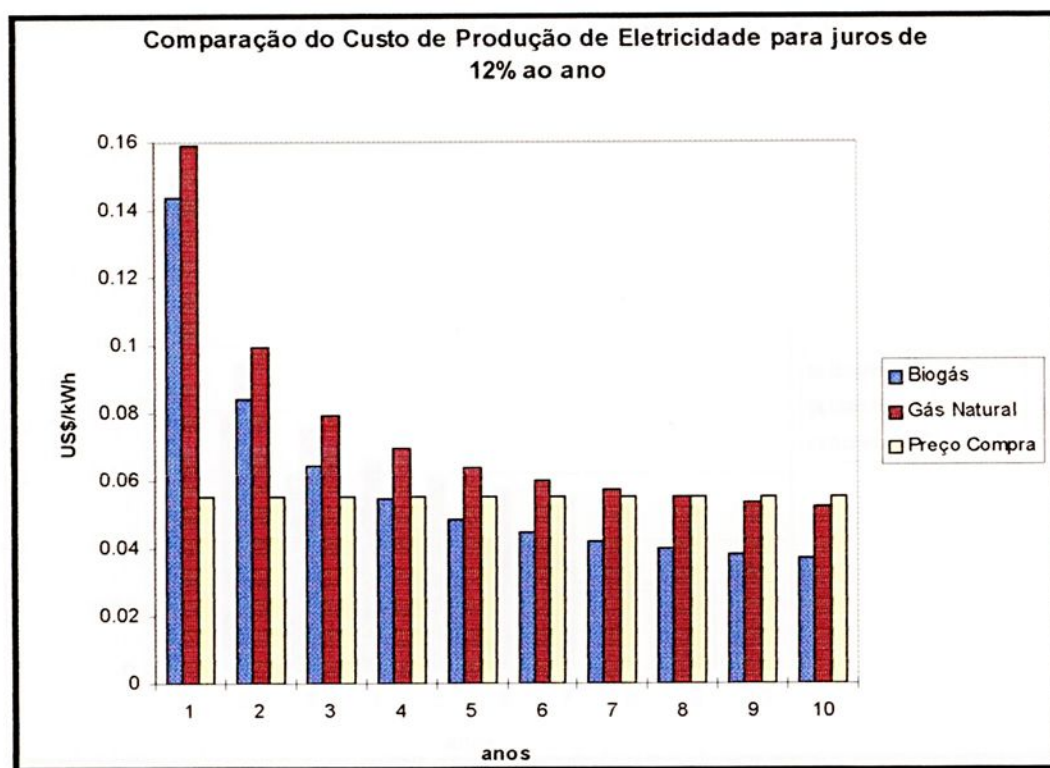


Gráfico A.45 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 12% aa. - Tipo Barra

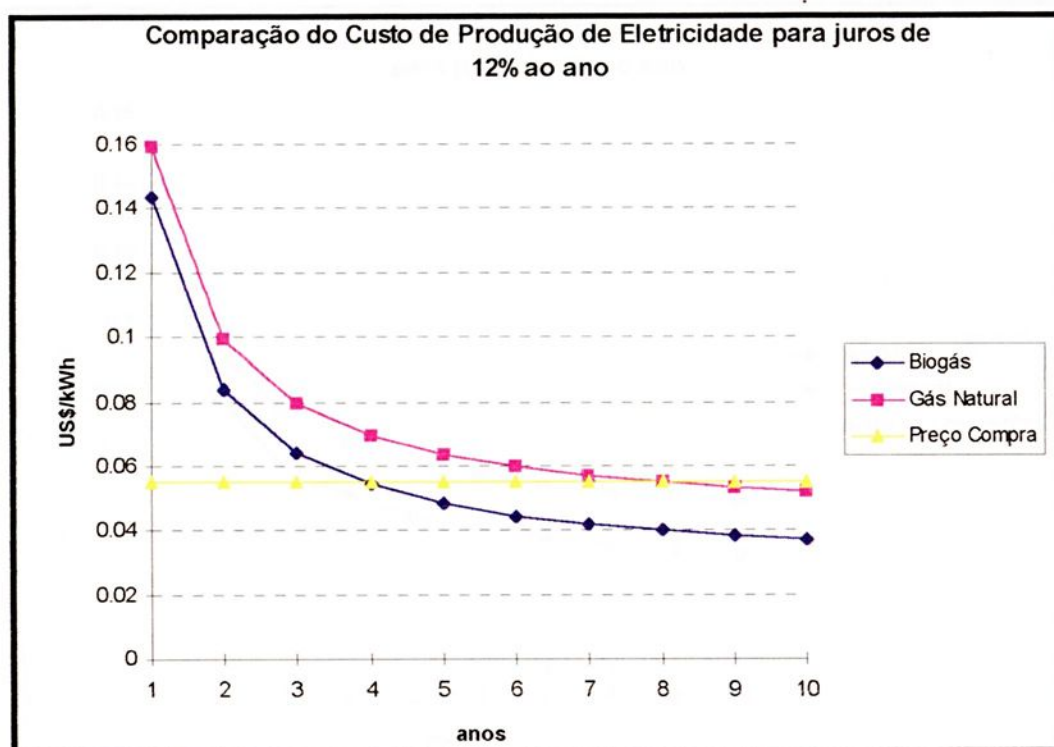


Gráfico A.46 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 12% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 80%

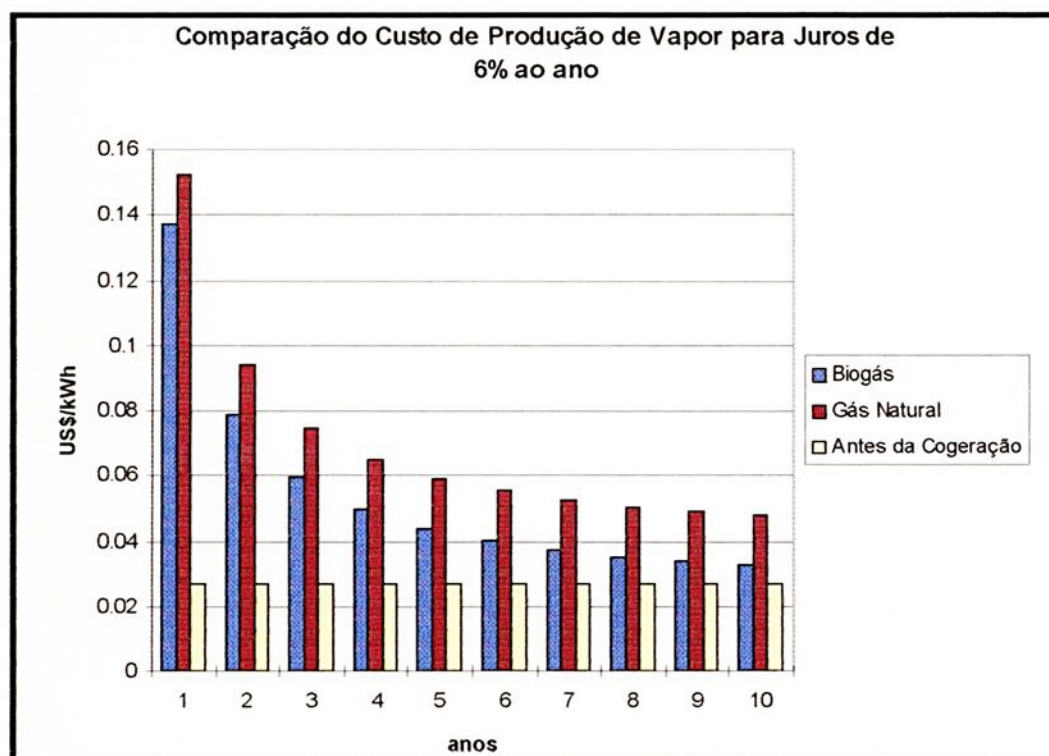


Gráfico A.47 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 6% aa. - Tipo Barra

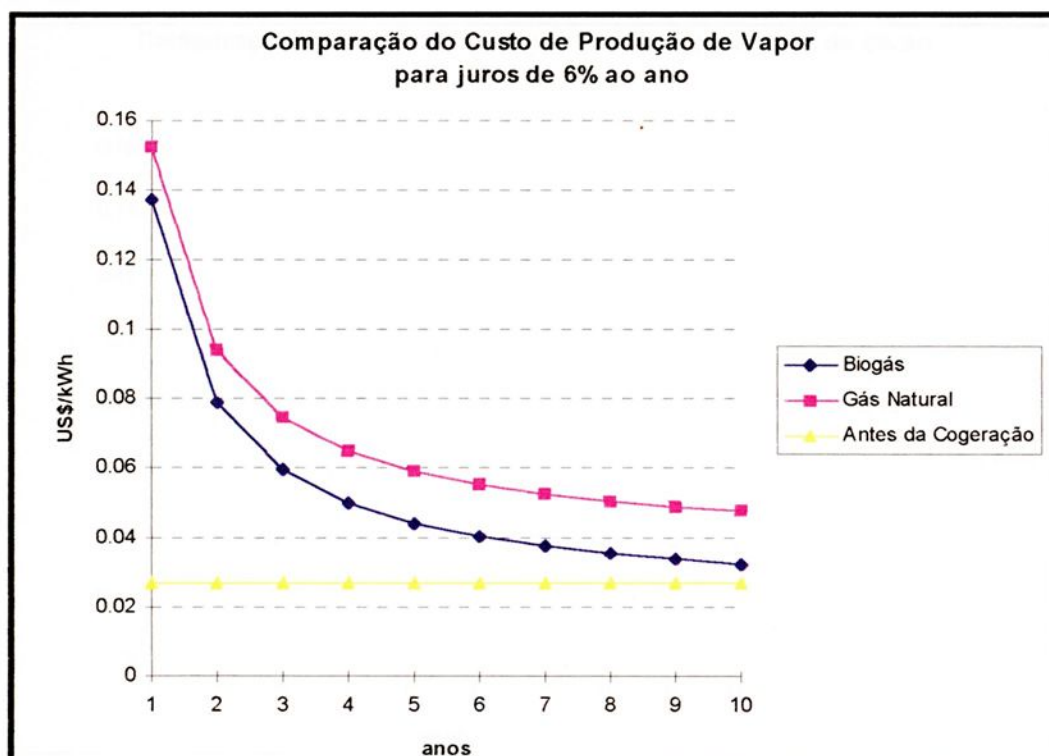


Gráfico A.48 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 6% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 80%

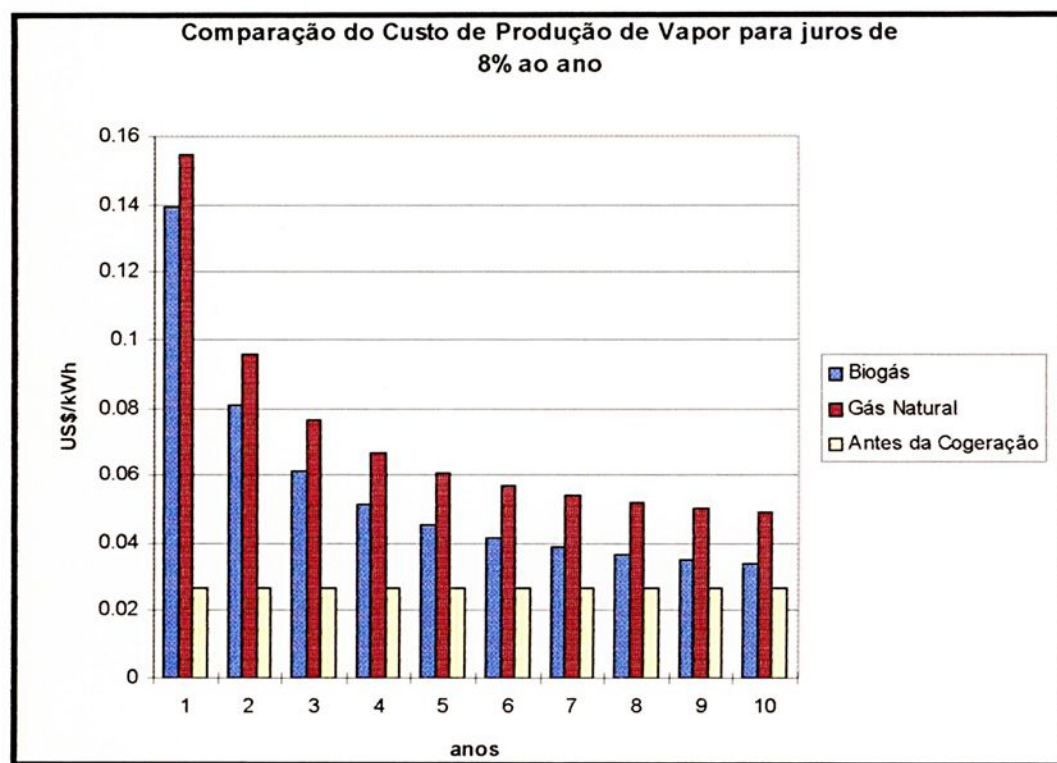


Gráfico A.49 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 8% aa. - Tipo Barra

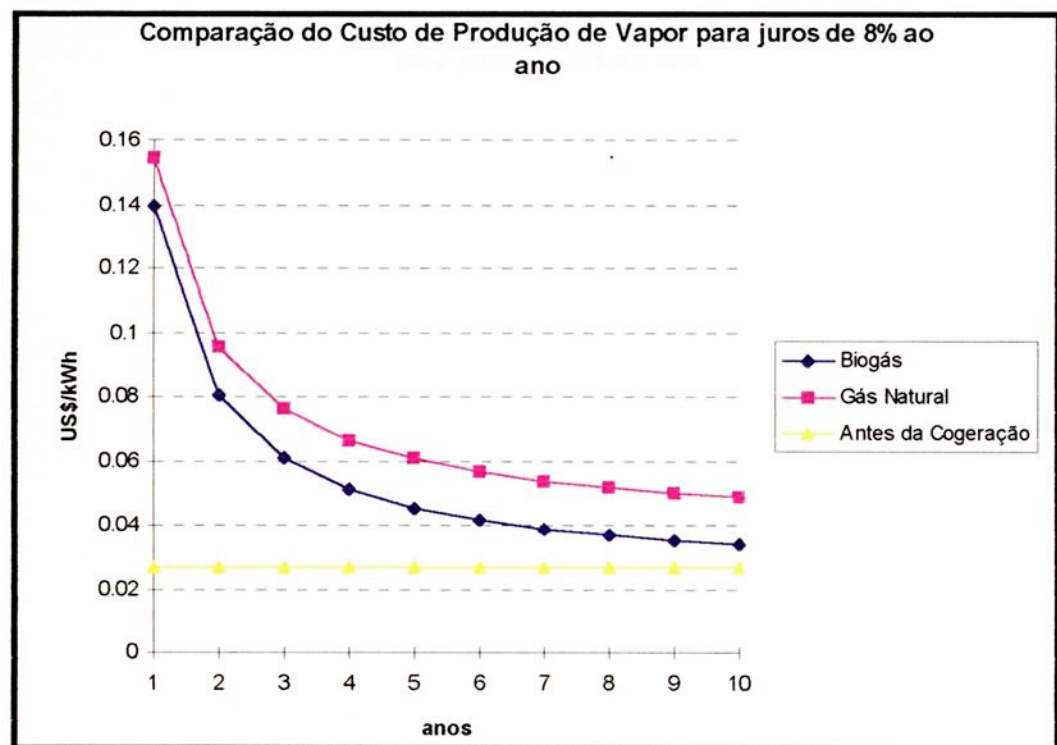


Gráfico A.50 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 8% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 80%

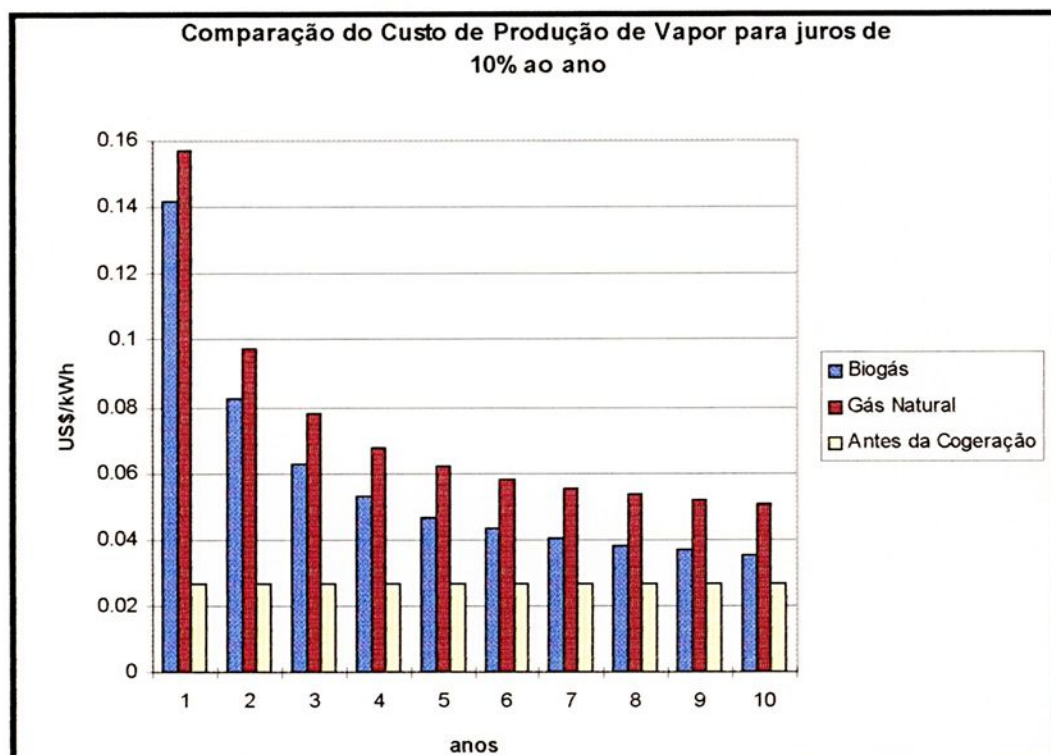


Gráfico A.51 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 10% aa. - Tipo Barra

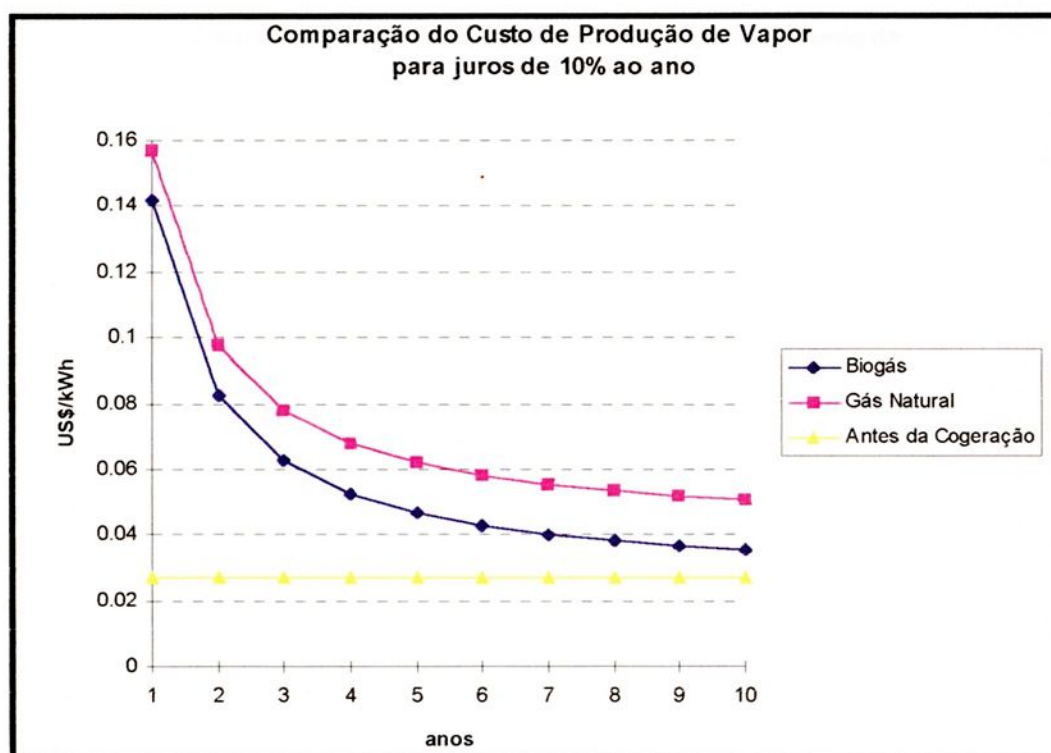


Gráfico A.52 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 10% aa. - Tipo Linha

Recirculação do Gases de Escape - 80%

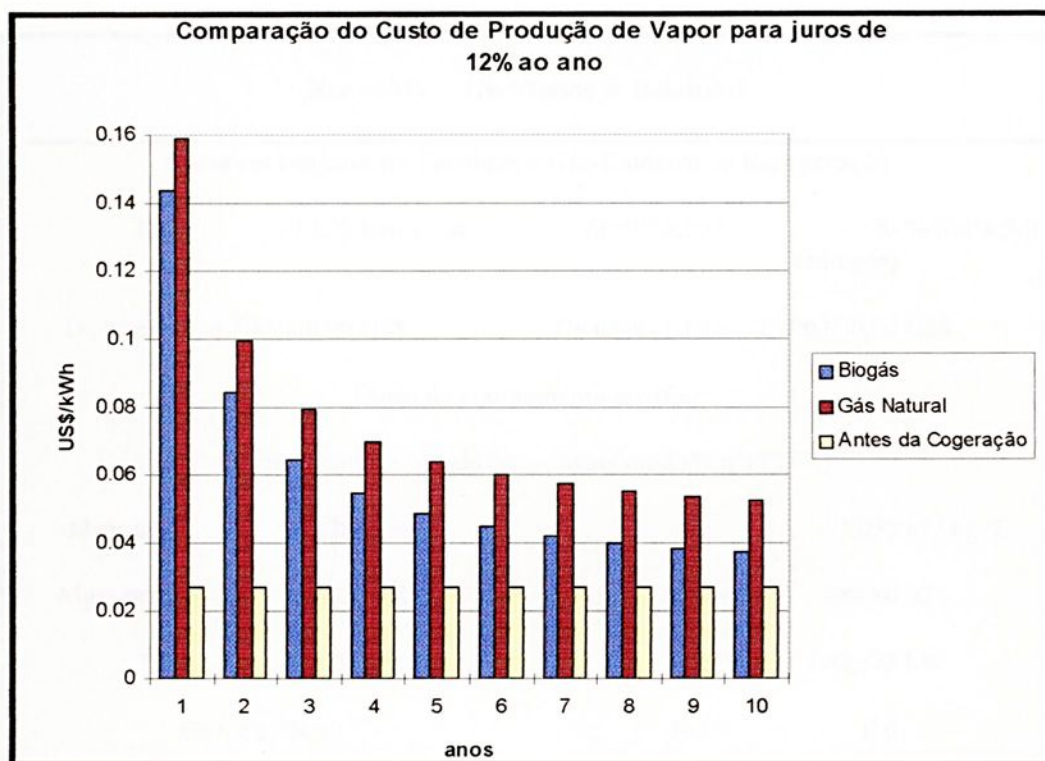


Gráfico A.53 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 12% aa. - Tipo Barra

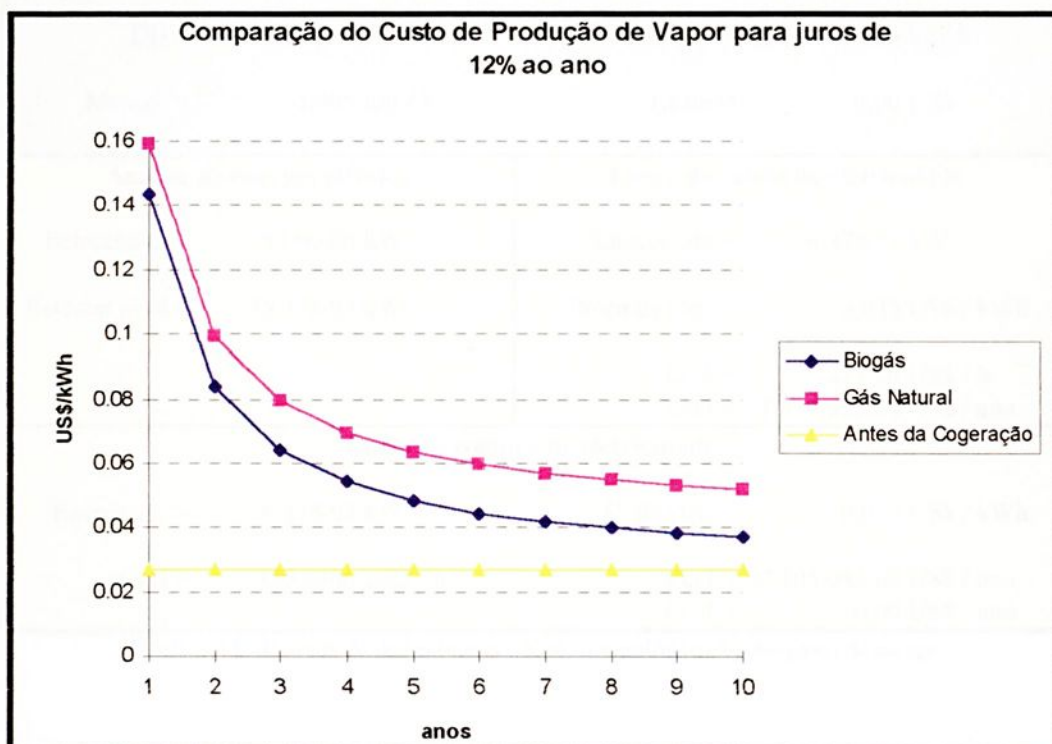


Gráfico A.54 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 12% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 60%

Ncr =60% GE Marine & Industrial			
Custo em conjutos de Turbinas a Gás-Caldeira de Recuperação			
Ev =	17,50 ton. v / h	Atualização =	20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$	Da tabela [1] =	7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar			
Ec necessária = (Mgás tab - Mgás prod) * Cp * (T4 - Tc)			
Mgás tab =	47,28 kg/s	Cp =	1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod=	49,62 kg/s	T4 =	488,80 °C
Tc =	220 °C	Ec =	-662,373 kW
Ev = Ec / Ncr		Ncr =	0,6
Ev =	-1.103,955 kW	Ev = Mvapor * DH	
DH =	2.086,05	Mvapor =	-1.905,15 kg / h
Mvapor =	-1,905 ton / h	Custo =	0,00 US\$
Análise da energia elétrica		Lucro da venda de eletricidade	
Ececessária=	9.000,00 kW	Eneces vda =	6.378,92 kW
Eclereal prod =	15.378,92 kW	Preço da elet. =	0,035 US\$ / kWh
		Lvel =	223,26 US\$ / h
		Lvel =	1.339.573,20 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade			
Eneces cpr =	-6.378,92 kW	C. da elet. =	0,055 US\$ / kWh
Ccel =	-350,8406 US\$ / h	Ccel =	-2.105.043,60 US\$ / ano
		Ccel =	0,00 US\$ / ano

Tabela A.13 - Entrada de dados biogás - 60% - Dessulfurização dos gases de escape



Dessulfurização do Gases de Escape - 60%

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)	
ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)	
ISTG = ICE + IIE	ICE = 453,60 US\$ / kW
IIE = 136,08 US\$ / kW	ISTG = 589,68 US\$ / kW
Custo da Tecnologia de Redução das emissões de NOx	
Tipo de Tecnologia Utilizada = Dessulfurização dos gases de escape	
Custo do investimento neste tipo de tecnologia =	174,00 US\$ / KW
Custo total investimento = 269,70 US\$ / KW	Atualização = 55 % (estimado)
Custo total do investimento atualizado =	4.147.694,7 US\$
Custo de operação deste tipo de tecnologia =	5,00 US\$ / MWh
Custo de operação atualizado =	7,75 US\$ / MWh

Tabela A.14 - Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 60% - Dessulfurização dos gases de escape

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)	
ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)	
ISTG = ICE + IIE	ICE = 453,60 US\$ / kW
IIE = 136,08 US\$ / kW	ISTG = 589,68 US\$ / kW
Custo do Gás Natural [US\$ / kWh]	
$C_{comb} = [\text{Valor Fixo} + (\text{Valor Variável} * M_{comb} c)] / M_{comb} c$	
Valor Fixo = 6.256,37 R\$ / mês	V. Variável = 0,139915 R\$ / mês
h = 6.000 horas / ano	PCI comb = 9.400,00 kcal / m ³
Mcomb c = 1,07530354 m ³ / s	Mcomb c = 1.935.546,37 m ³ / mês
Ccomb = 0,143147353 R\$ / m ³	PCI comb = 10,9322 kWh / m ³
Ccomb = 0,130133958 US\$ / m ³	Ccomb = 0,01190373 US\$ / kWh

Tabela A.15 - Custos de turbinas a gás e gás natural - 60% - Dessulfurização dos gases de escape

Dessulfurização do Gases de Escape - 60%

Ncr =60% GE Marine & Industrial			
Custo em conjuntos de Turbinas a Gás-Caldeira de Recuperação			
Ev =	17,50 ton. v / h	Atualização =	20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$	Da tabela [1] =	7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar			
$E_c \text{ necessária} = (Mgás \text{ tab} - Mgás \text{ prod}) * C_p * (T_4 - T_c)$			
Mgás tab =	47,28 kg/s	Cp =	1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod=	49,62 kg/s	T4 =	488,80 °C
Tc =	150 °C	Ec =	-834,866 kW
Ev = Ec / Ncr		Ncr =	0,6
Ev =	-1.391,443 kW	Ev = Mvapor * DH	
DH =	2.086,05	Mvapor =	-2.401,28 kg / h
Mvapor =	-2,40128 ton / h	Custo =	0,00 US\$
Análise da energia elétrica		Lucro da venda de eletricidade	
Eeecessária=	9.000,00 kW	Eneces vda =	6.378,92 kW
Eclereal prod =	15.378,92 kW	Preço da elet. =	0,035 US\$ / kWh
		Lvel =	223,26 US\$ / h
		Lvel =	1.339.573,20 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade			
Eneces cpr =	-6.378,92 kW	C. da elet. =	0,055 US\$ / kWh
Ccel =	-350,8406 US\$ / h	Ccel =	-2.105.043,60 US\$ / ano
		Ccel =	0,00 US\$ / ano

Tabela A.16 - Entrada de dados gás natural - 60% - Dessulfurização dos gases de escape

Dessulfurização do Gases de Escape - 60%

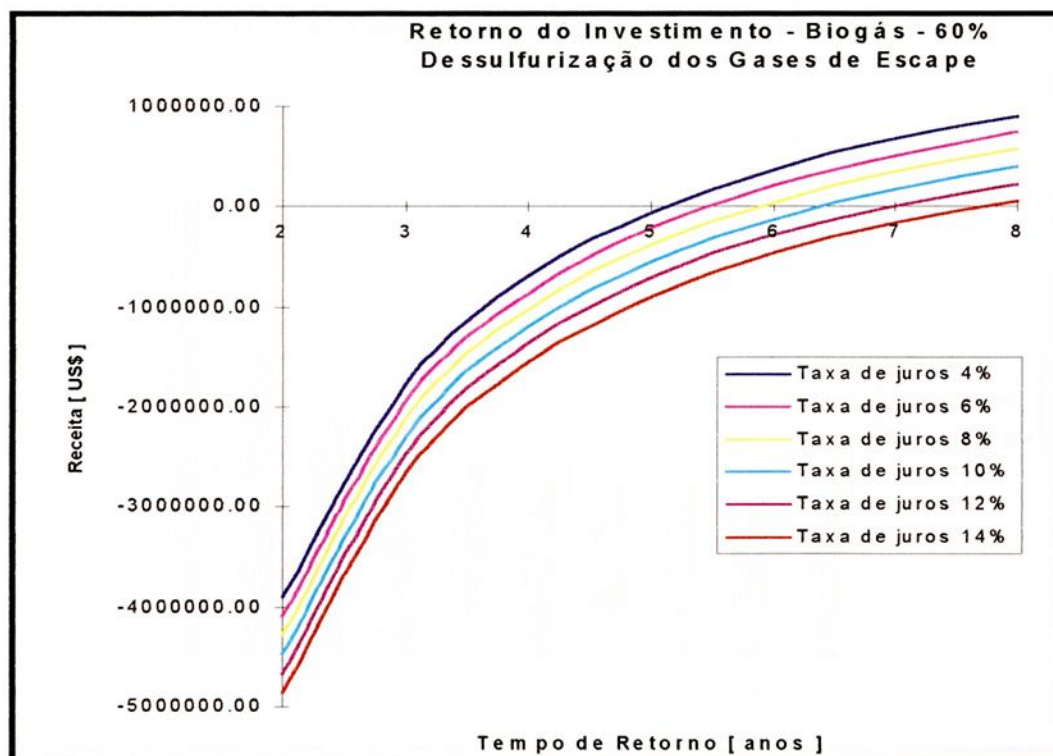


Gráfico A.55 - Tempo de retorno do investimento para biogás - 60% - Dessulfurização dos Gases de Escape

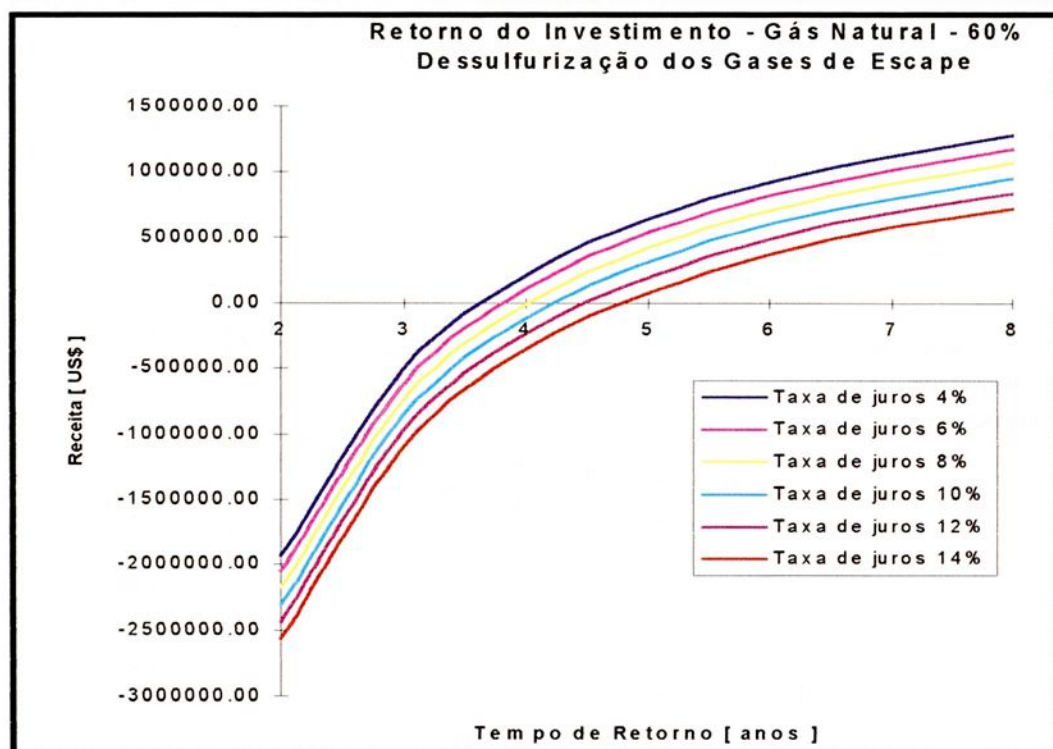


Gráfico A.56 - Tempo de retorno investimento para gás natural -60% - Dessulfurização dos Gases de Escape

Dessulfurização do Gases de Escape - 60%

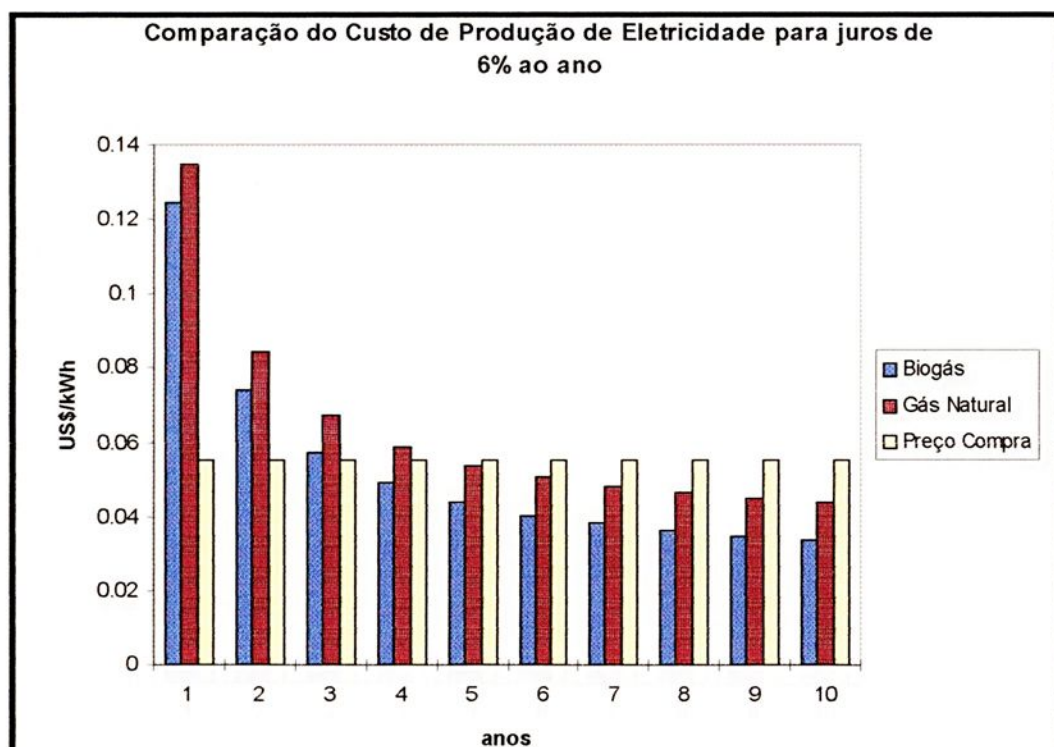


Gráfico A.57 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 6% aa. - Tipo Barra

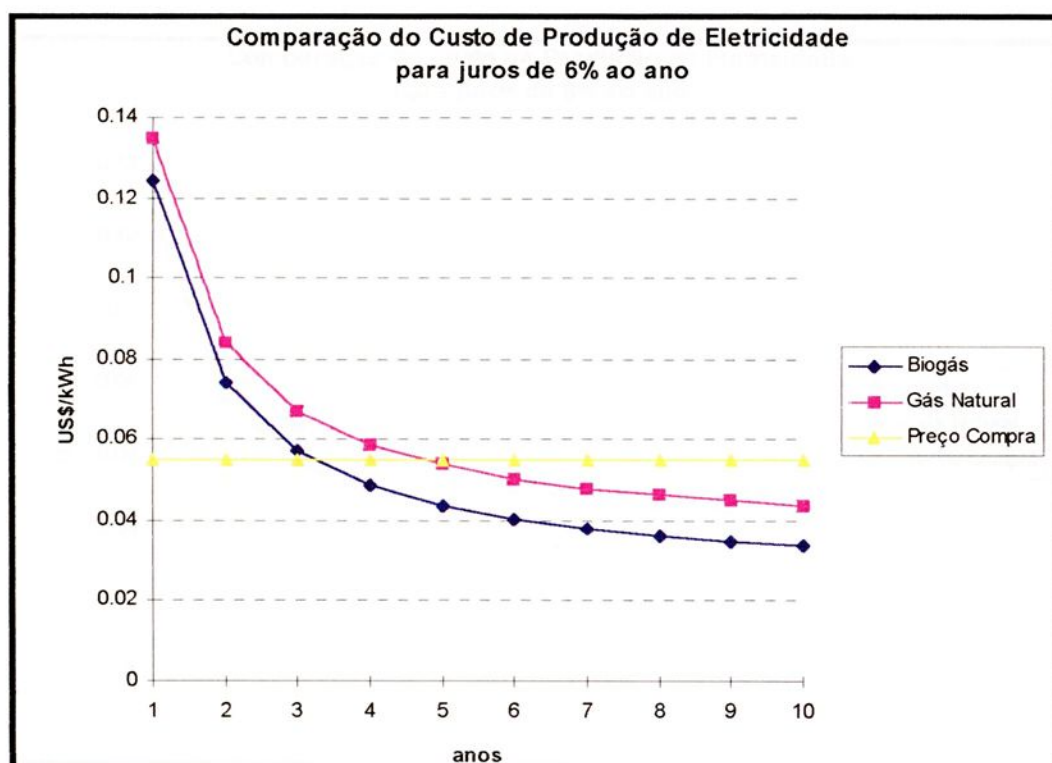


Gráfico A.58 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 6% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 60%

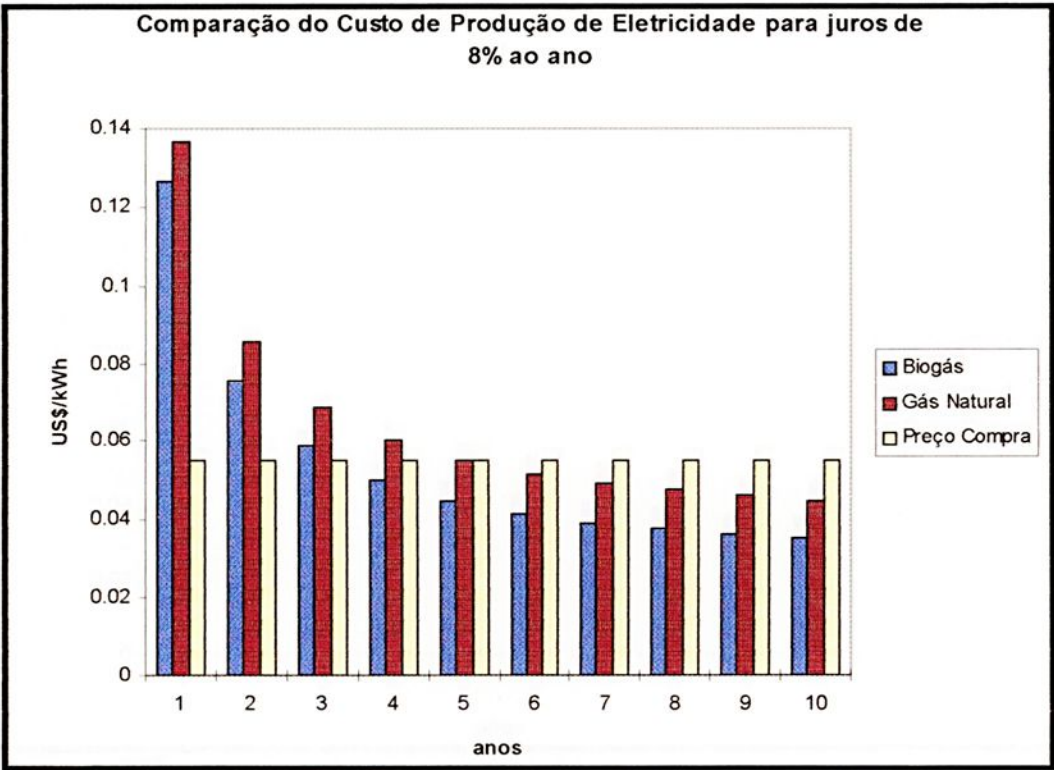


Gráfico A.59 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 8% aa. - Tipo Barra

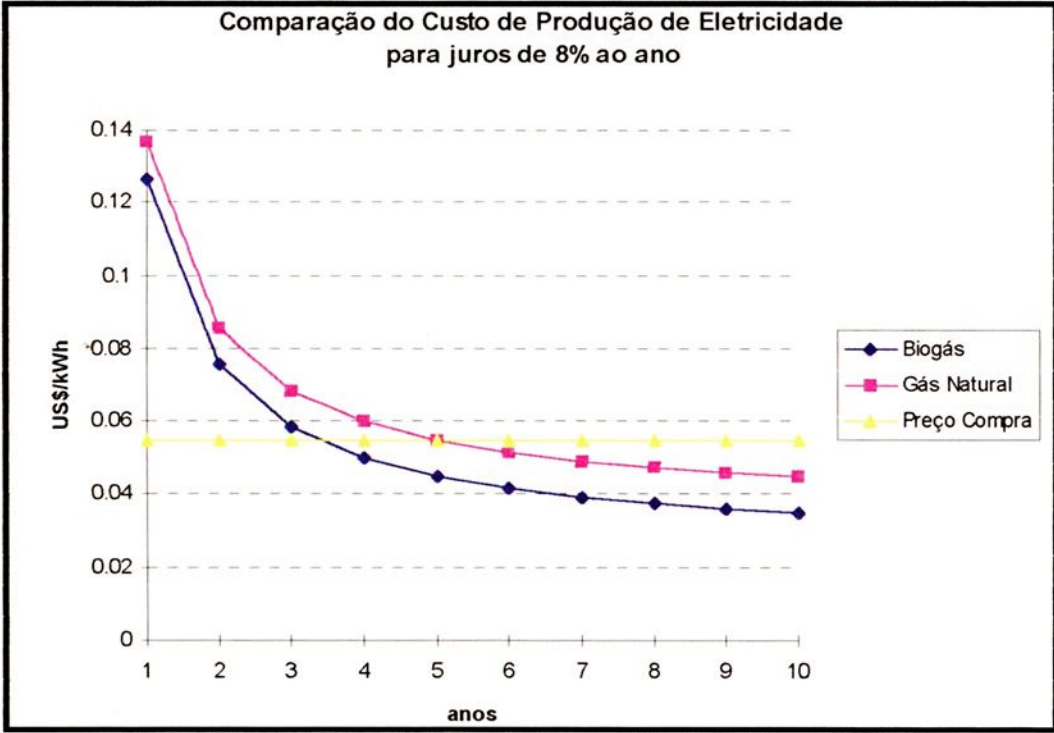


Gráfico A.60 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 8% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 60%

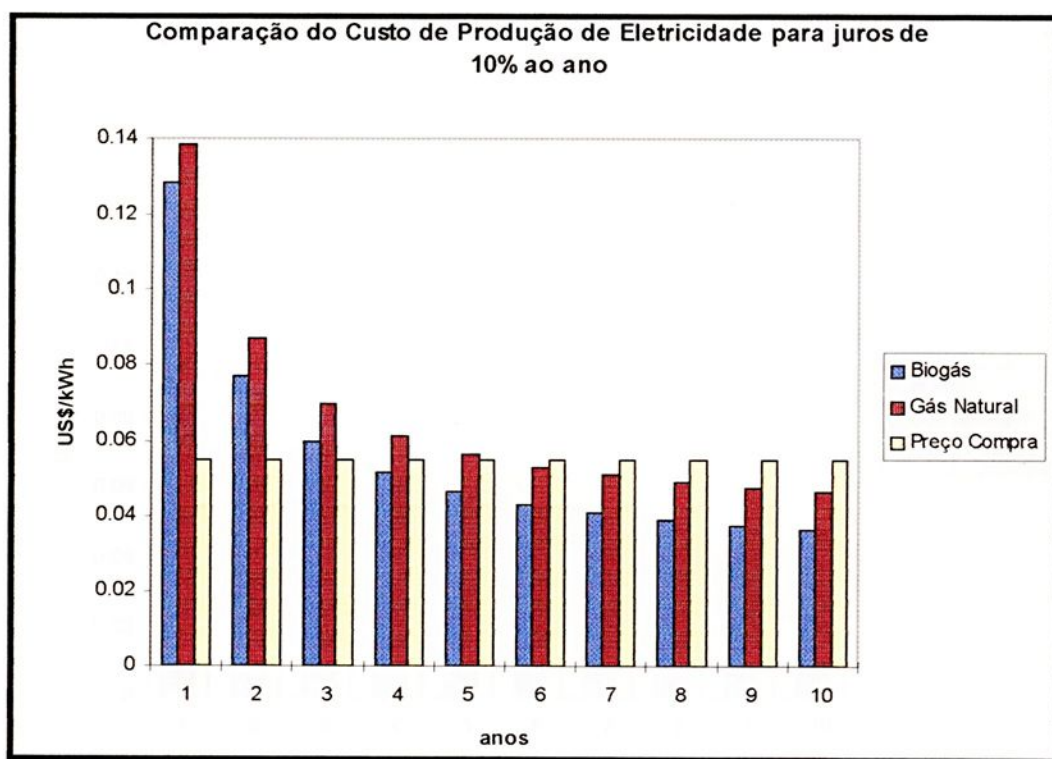


Gráfico A.61 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 10% aa. - Tipo Barra

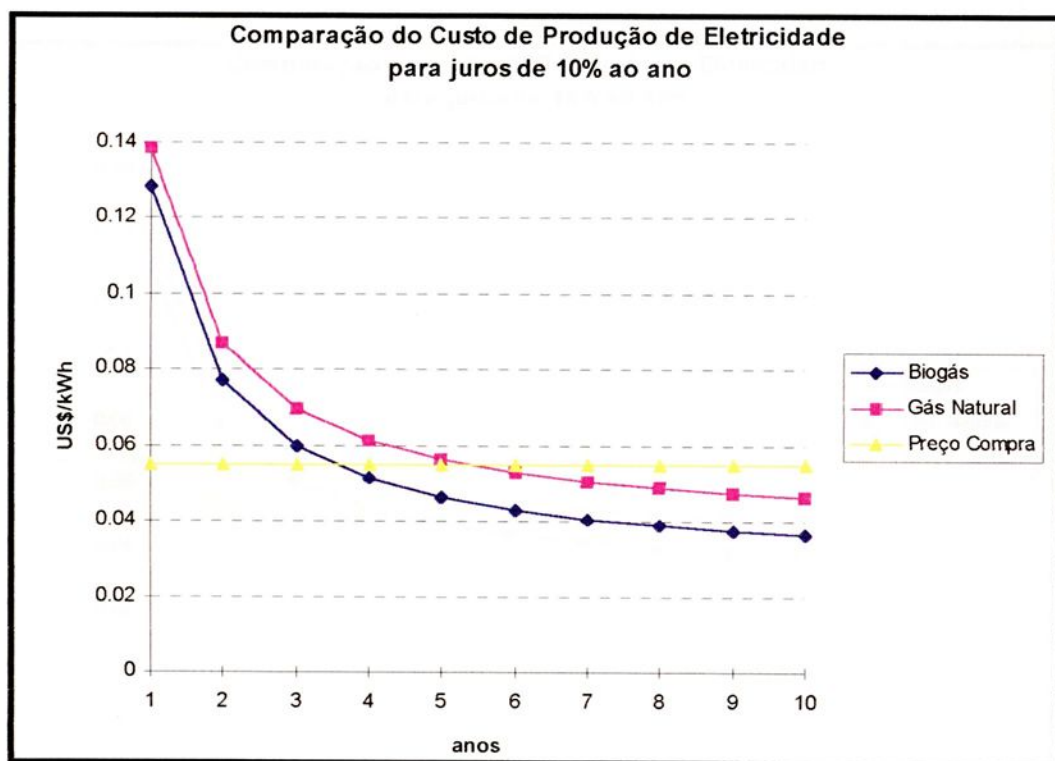


Gráfico A.62 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 10% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 60%

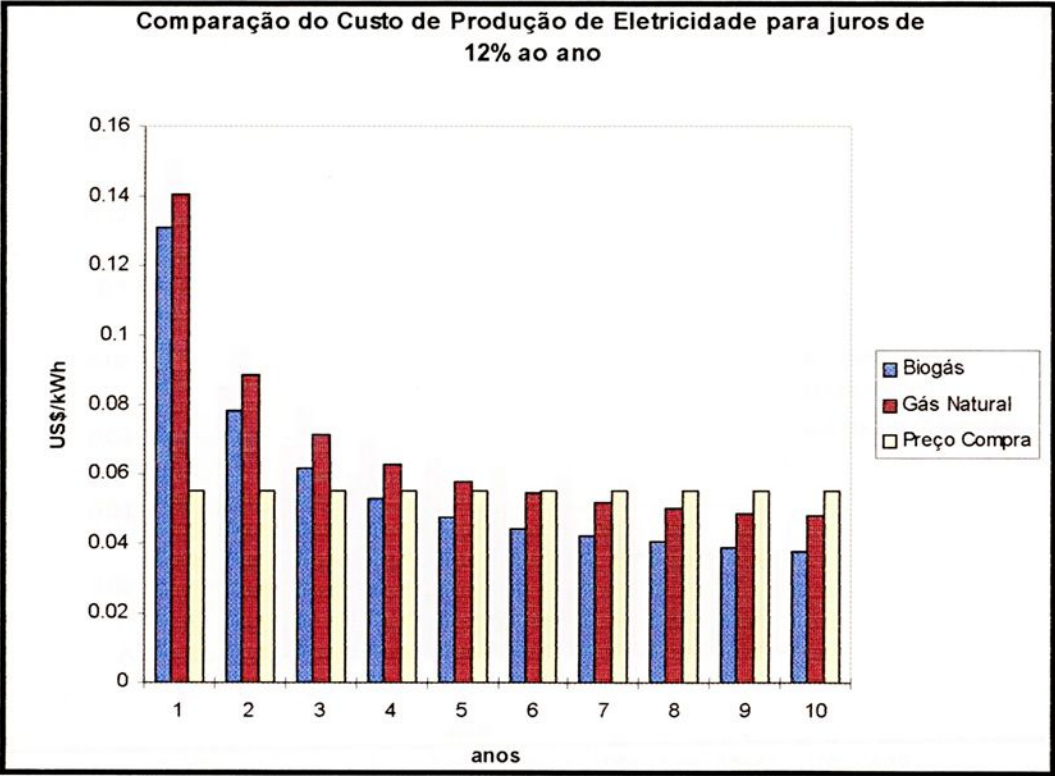


Gráfico A.63 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 12% aa. - Tipo Barra

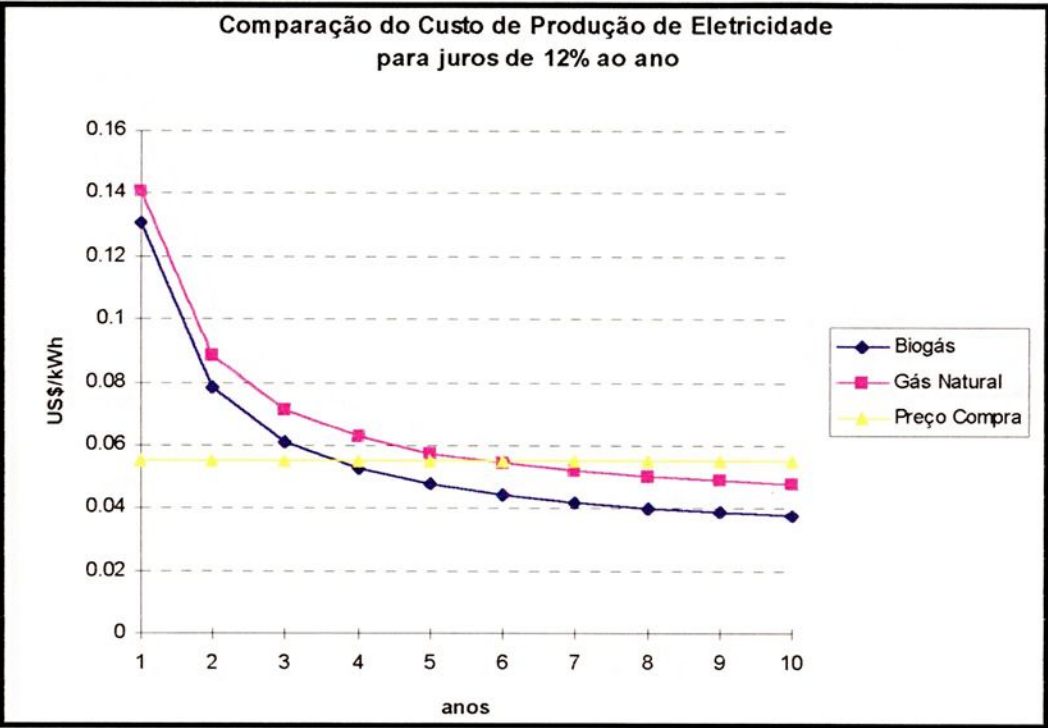


Gráfico A.64 - Custo de produção de eletricidade - 60% - Juros 12% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 60%

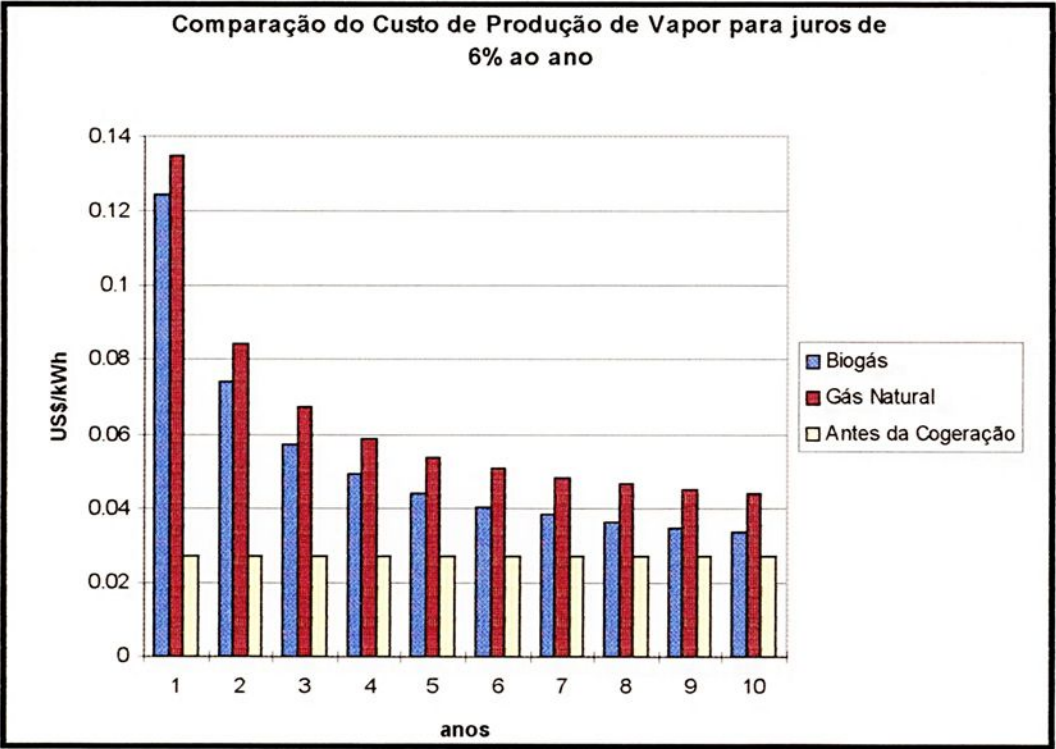


Gráfico A.65 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 6% aa. - Tipo Barra

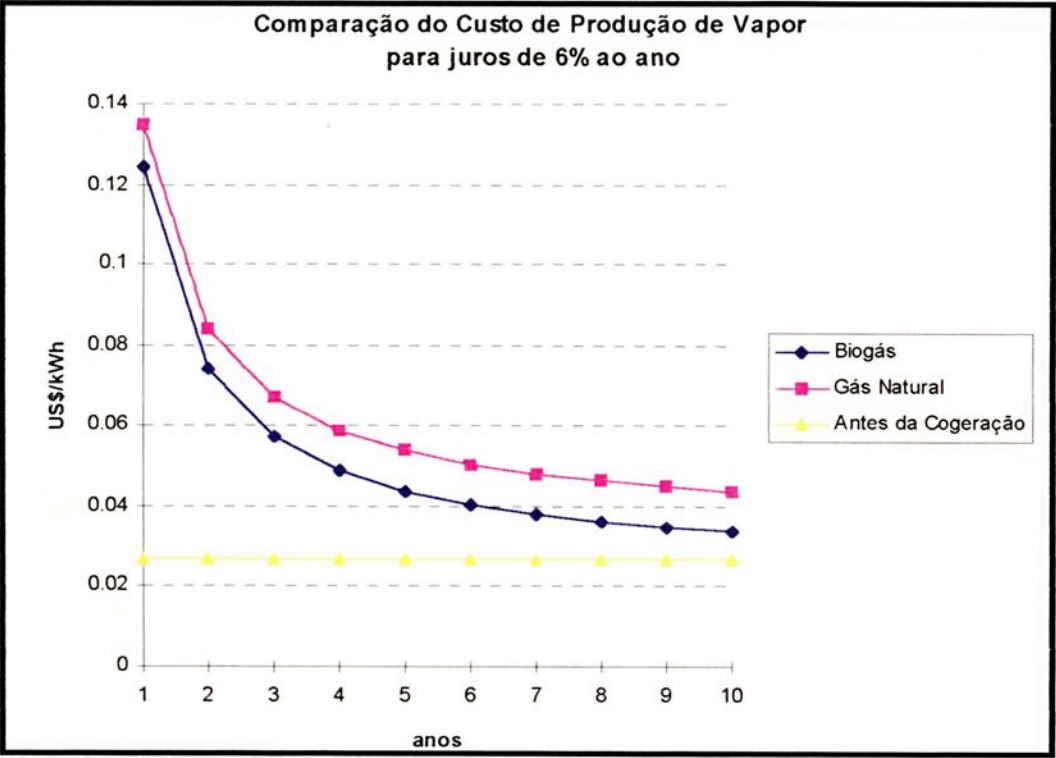


Gráfico A.66 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 6% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 60%

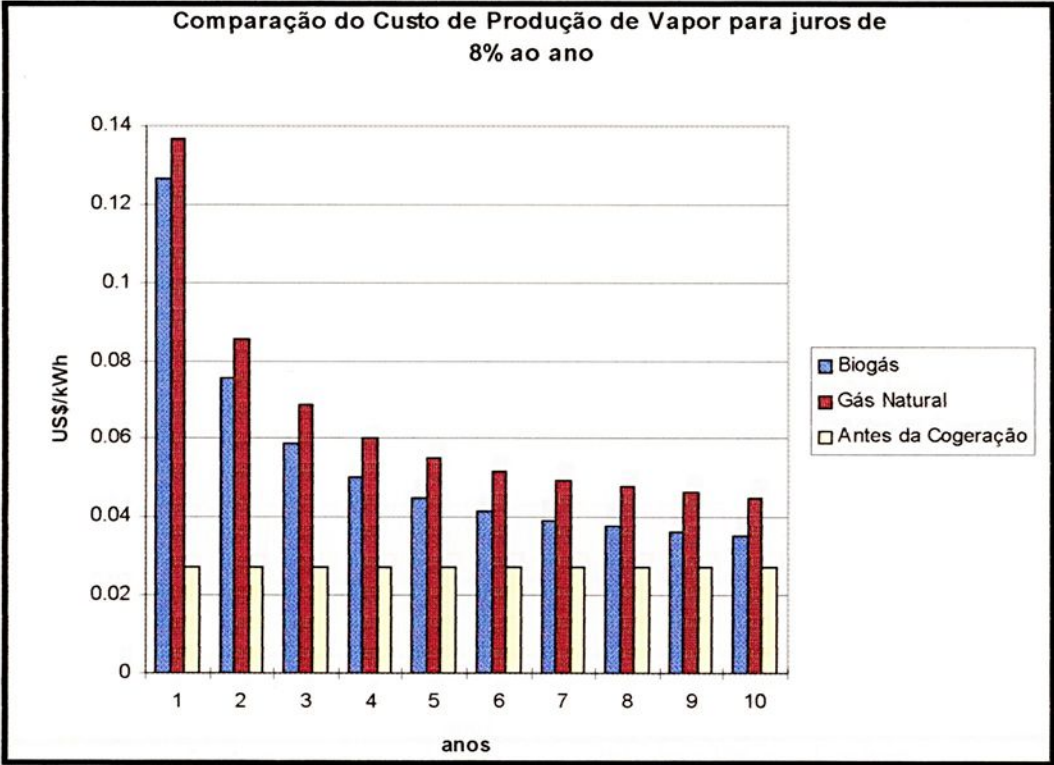


Gráfico A.67 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 8% aa. - Tipo Barra

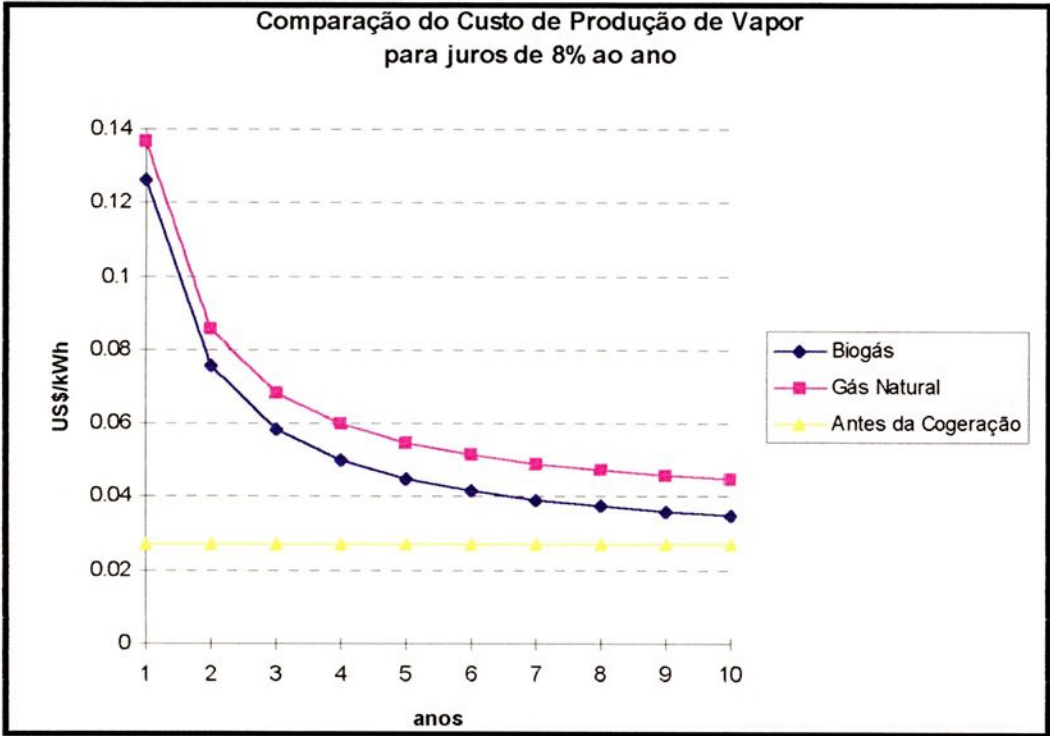


Gráfico A.68 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 8% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 60%

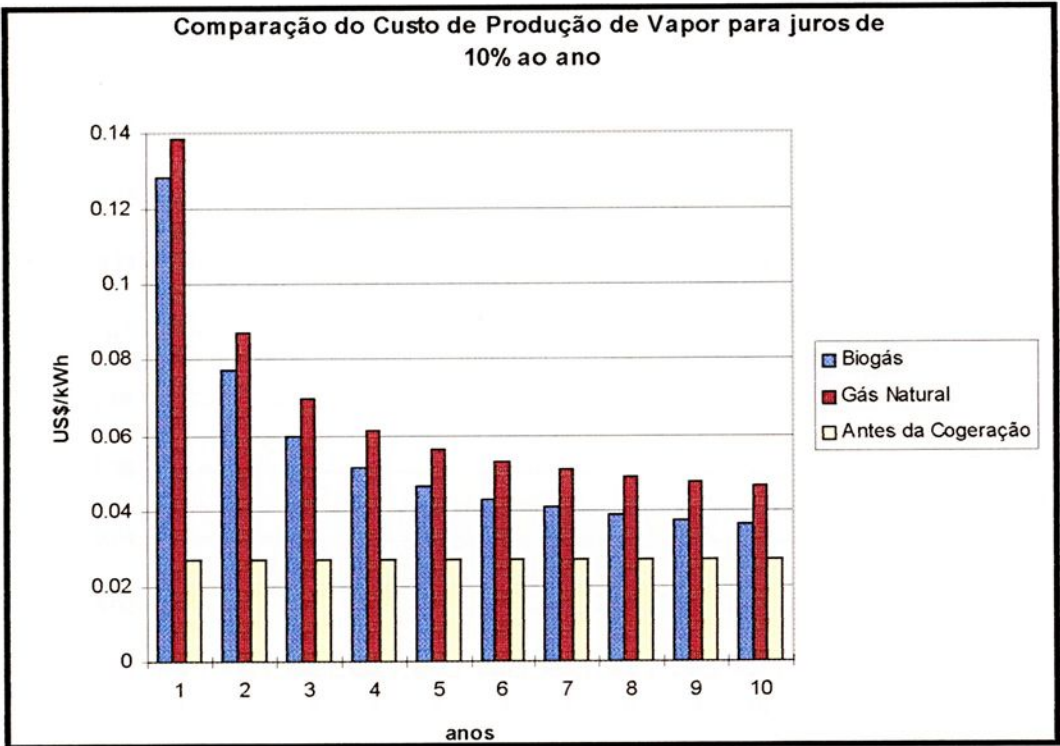


Gráfico A.69 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 10% aa. - Tipo Barra

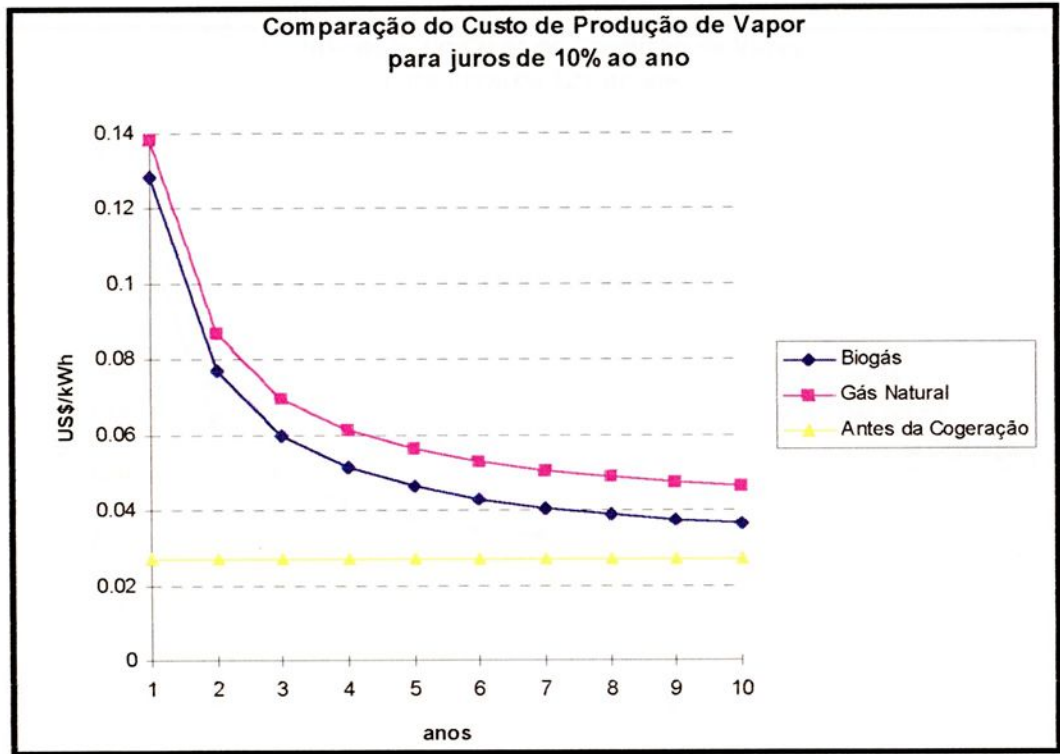


Gráfico A.70 -Custo de produção de vapor - 60% - Juros 10% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 60%

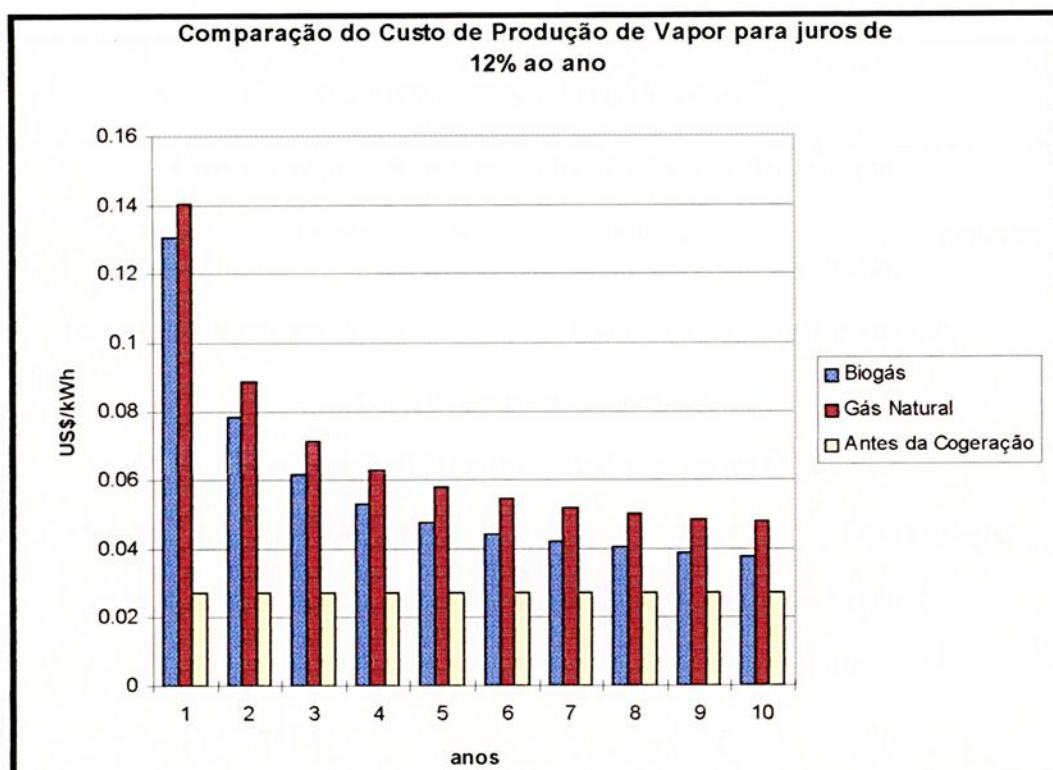


Gráfico A.71 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 12% aa. - Tipo Barra

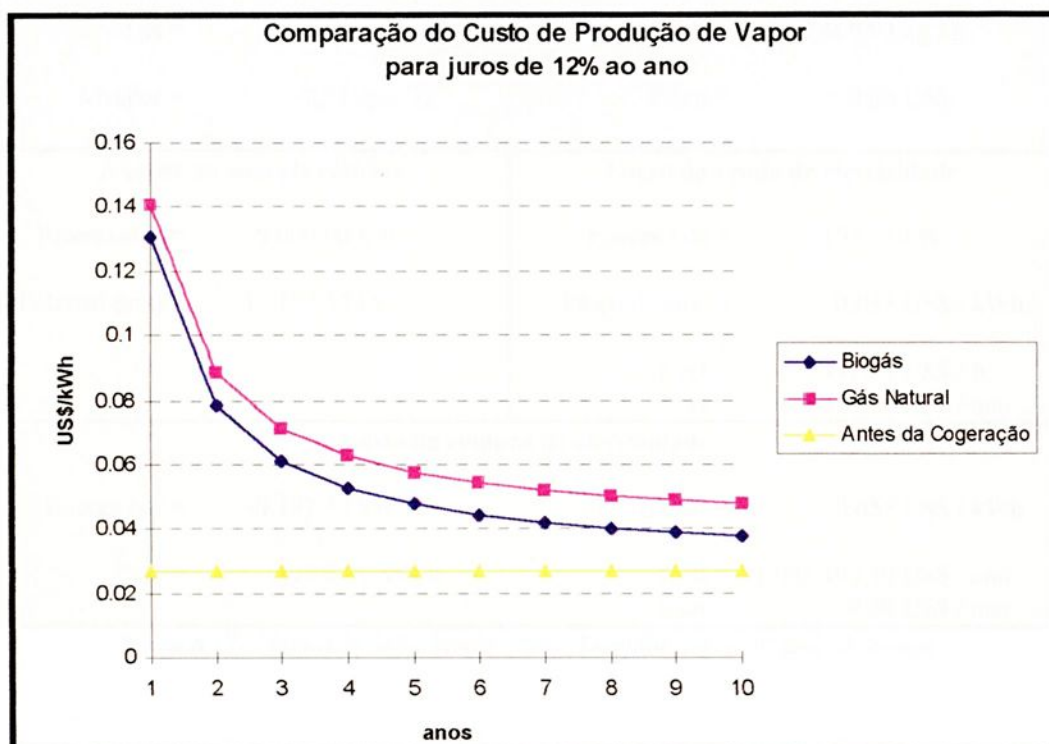


Gráfico A.72 - Custo de produção de vapor - 60% - Juros 12% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 70%

Ncr =70% European Gas Turbines			
Custo em conjuntos de Turbinas à Gás-Caldeira de Recuperação			
Ev =	17,50 ton. v / h	Atualização =	20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$	Da tabela [1] =	7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar			
$E_c \text{ necessária} = (Mgás \text{ tab} - Mgás \text{ prod}) * C_p * (T_4 - T_c)$			
Mgás tab =	38,94 kg/s	Cp =	1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod=	42,35 kg/s	T4 =	502,66 °C
Tc =	220 °C	Ec =	-1.018,08 kW
Ev = Ec / Ncr		Ncr =	0,7
Ev =	-1.454,39 kW	Ev = Mvapor * DH	
DH =	2.086,05	Mvapor =	-2.509,92 kg / h
Mvapor =	-2,51 ton / h	Custo =	0,00 US\$
Análise da energia elétrica		Lucro da venda de eletricidade	
Eelecessária=	9.000,00 kW	Eneces vda =	3.197,57 kW
Eelereal prod =	12.197,57 kW	Preço da elet. =	0,035 US\$ / kWh
		Lvel =	111,91 US\$ / h
		Lvel =	671.489,70 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade			
Eneces cpr =	-3.197,57 kW	C. da elet. =	0,055 US\$ / kWh
Ccel =	-175,87 US\$ / h	Ccel =	-1.055.198,10 US\$ / ano
		Ccel =	0,00 US\$ / ano

Tabela A.17 - Entrada de dados biogás - 70% - Dessulfurização dos gases de escape

Dessulfurização do Gases de Escape - 70%

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)

ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)

$$\text{ISTG} = \text{ICE} + \text{IIE}$$

$$\text{ICE} = 504,00 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{IIE} = 151,20 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{ISTG} = 655,20 \text{ US\$ / kW}$$

Custo da Tecnologia de Redução das emissões de NOx

Tipo de Tecnologia Utilizada = **Dessulfurização dos gases de escape**

$$\text{Custo do investimento neste tipo de tecnologia} = 174,00 \text{ US\$ / KW}$$

$$\text{Custo total investimento} = 269,70 \text{ US\$ / KW} \quad \text{Atualização} = 55 \%(\text{estimado})$$

$$\text{Custo total do investimento atualizado} = 3.269.684,6 \text{ US\$}$$

$$\text{Custo de operação deste tipo de tecnologia} = 5,00 \text{ US\$ / MWh}$$

$$\text{Custo de operação atualizado} = 7,75 \text{ US\$ / MWh}$$

Tabela A.18 - Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 70% - Dessulfurização dos gases de escape

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)

ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)

$$\text{ISTG} = \text{ICE} + \text{IIE}$$

$$\text{ICE} = 504,00 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{IIE} = 151,20 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{ISTG} = 655,20 \text{ US\$ / kW}$$

Custo do Gás Natural [US\$ / kWh]

$$\text{Ccomb} = [\text{Valor Fixo} + (\text{Valor Variável} * \text{Mcomb c})] / \text{Mcomb c}$$

$$\text{Valor Fixo} = 6.256,37 \text{ R\$ / mês} \quad \text{V. Variável} = 0,139915 \text{ R\$ / mês}$$

$$h = 6.000 \text{ horas / ano} \quad \text{PCI comb} = 9.400 \text{ kcal / m}^3$$

$$\text{Mcomb c} = 0,95285941 \text{ m}^3 / \text{s} \quad \text{Mcomb c} = 1.715.146,94 \text{ m}^3 / \text{mês}$$

$$\text{Ccomb} = 0,143562717 \text{ R\$ / m}^3 \quad \text{PCI comb} = 10,9322 \text{ kWh / m}^3$$

$$\text{Ccomb} = 0,130511561 \text{ US\$ / m}^3 \quad \text{Ccomb} = 0,01193827 \text{ US\$ / kWh}$$

Tabela A.19 - Custos de turbinas a gás e gás natural - 70% - Dessulfurização dos gases de escape

Dessulfurização do Gases de Escape - 70%

Ncr=70% European Gas Turbines			
Custo em conjuntos de Turbinas à Gás-Caldeira de Recuperação			
Ev =	17,50 ton. v / h	Atualização =	20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$	Da tabela [1] =	7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar			
$E_c \text{ necessária} = (M_{gás \text{ tab}} - M_{gás \text{ prod}}) * C_p * (T_4 - T_c)$			
Mgás tab =	38,94 kg/s	Cp =	1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod=	42,35 kg/s	T4 =	502,66 °C
Tc =	150 °C	Ec =	-1.270,20 kW
Ev = Ec / Ncr		Ncr =	0,7
Ev =	-1.814,57 kW	Ev = Mvapor * DH	
DH =	2.086,05	Mvapor =	-3.131,50 kg / h
Mvapor =	-3,13 ton / h	Custo =	0,00 US\$
Análise da energia elétrica		Lucro da venda de eletricidade	
Eelecessária=	9.000,00 kW	Eneces vda =	3.197,57 kW
Eelereal prod =	12.197,57 kW	Preço da elet. =	0,035 US\$ / kWh
		Lvel =	111,91 US\$ / h
		Lvel =	671.489,70 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade			
Eneces cpr =	-3.197,57 kW	C. da elet. =	0,055 US\$ / kWh
Ccel =	-175,87 US\$ / h	Ccel =	-1.055.198,10 US\$ / ano
		Ccel =	0,00 US\$ / ano

Tabela A.20 - Entrada de dados gás natural - 70% - Dessulfurização dos gases de escape

Dessulfurização do Gases de Escape - 70%

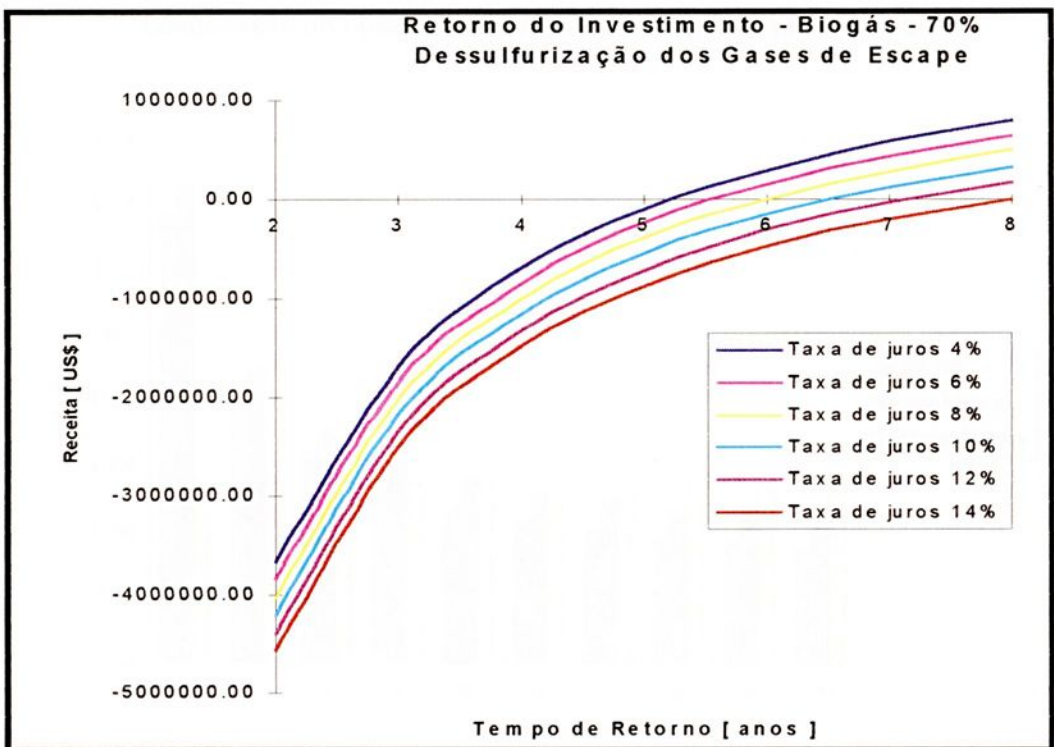


Gráfico A.73 - Tempo de retorno do investimento para biogás - 70% - Dessulfurização dos Gases de Escape

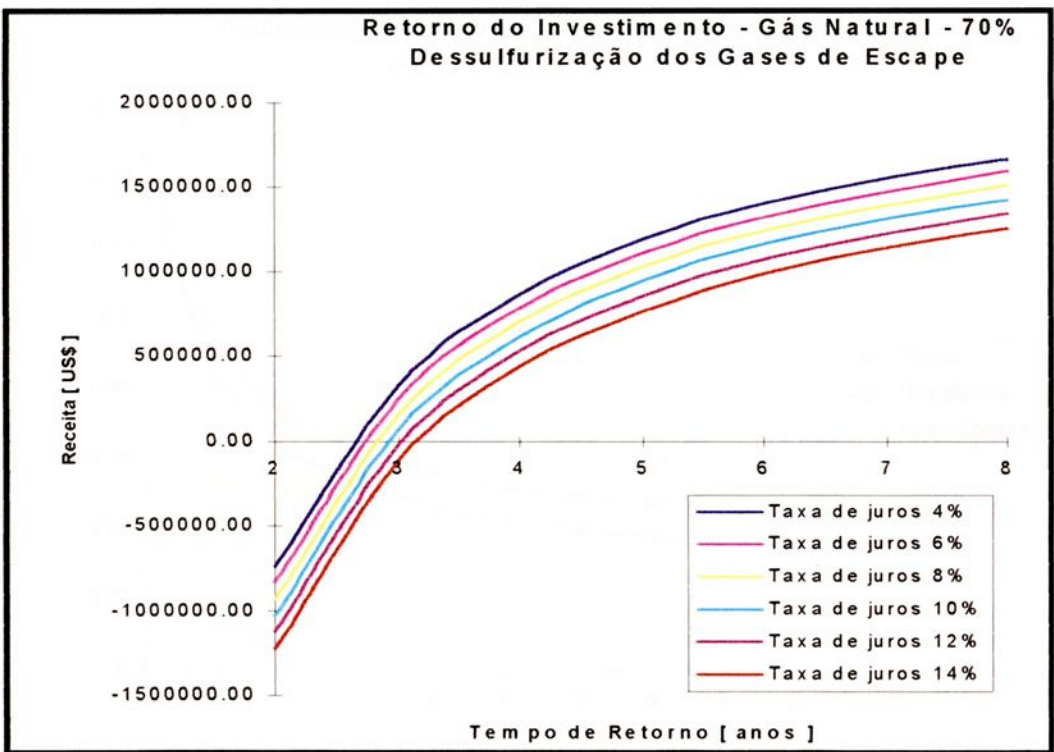


Gráfico A.74 - Tempo de retorno investimento para gás natural - 70% - Dessulfurização dos Gases de Escape

Dessulfurização do Gases de Escape - 70%

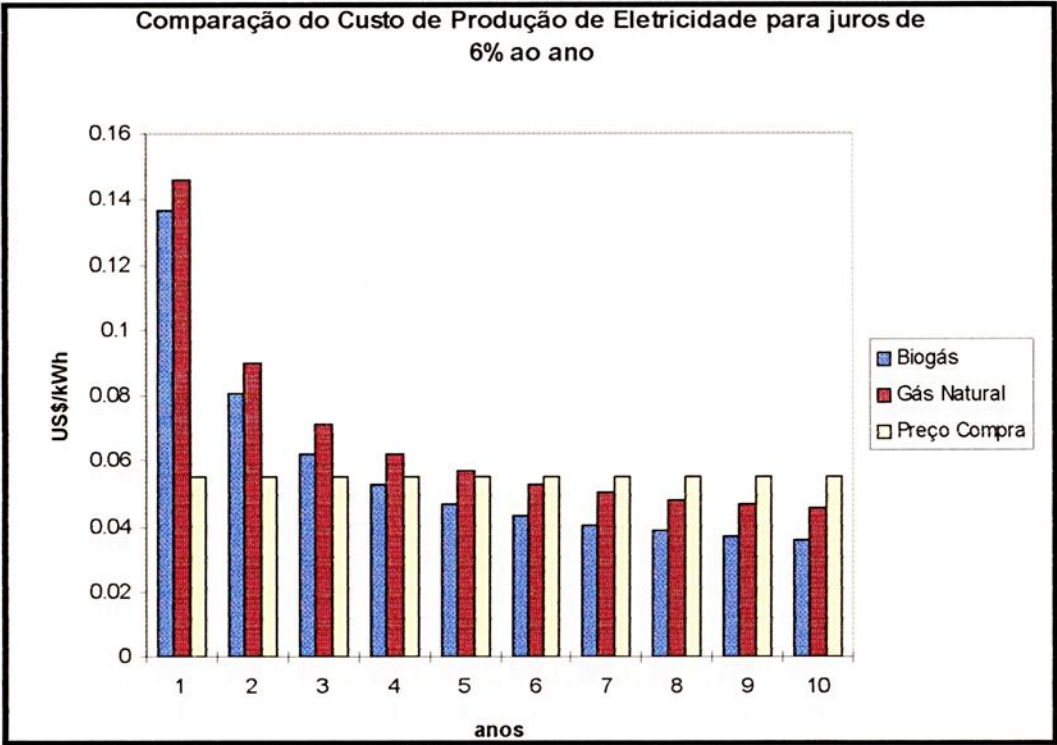


Gráfico A.75 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 6% aa. - Tipo Barra

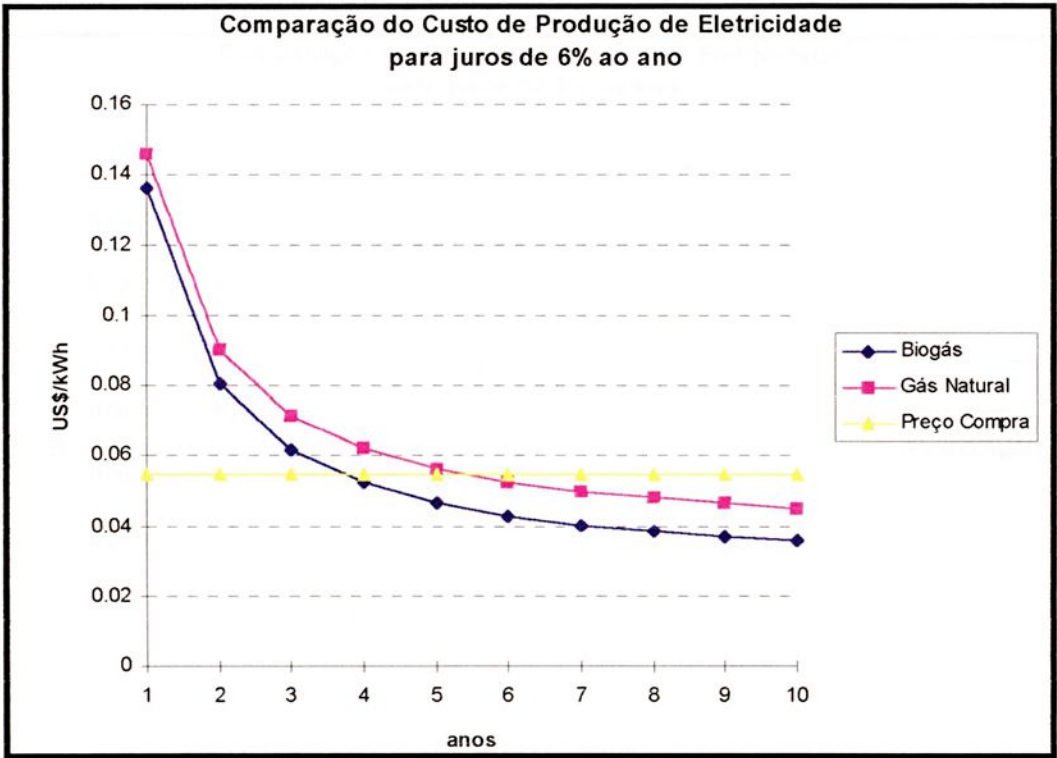


Gráfico A.76 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 6% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 70%

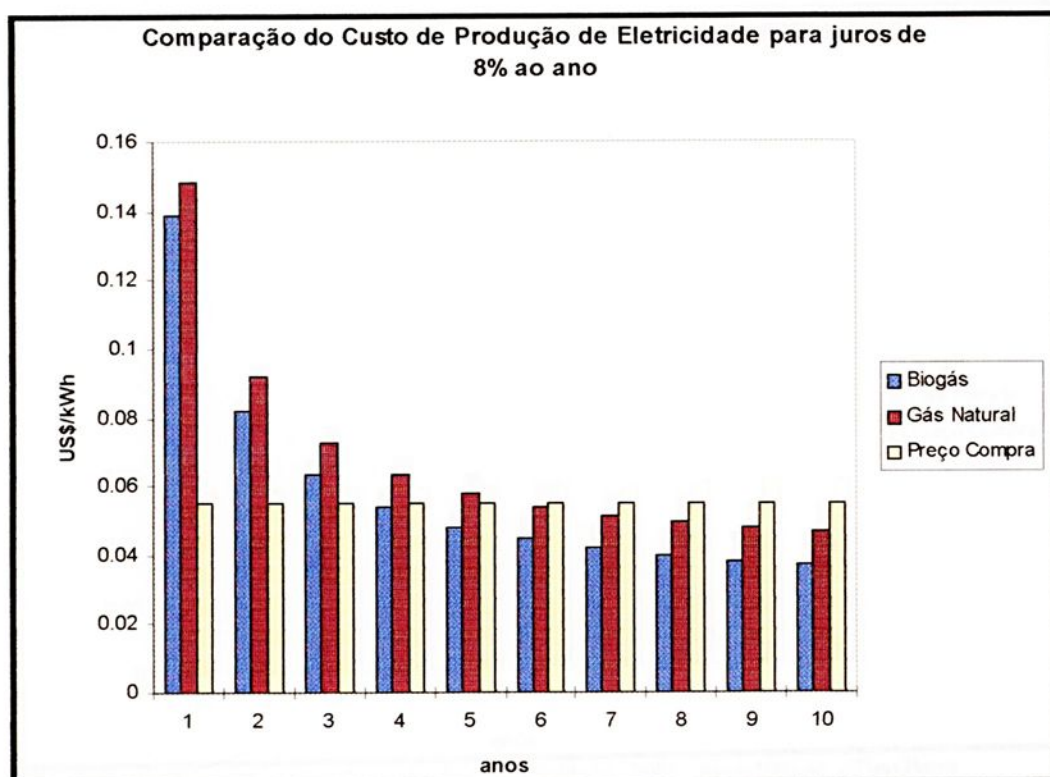


Gráfico A.77 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 8% aa. - Tipo Barra

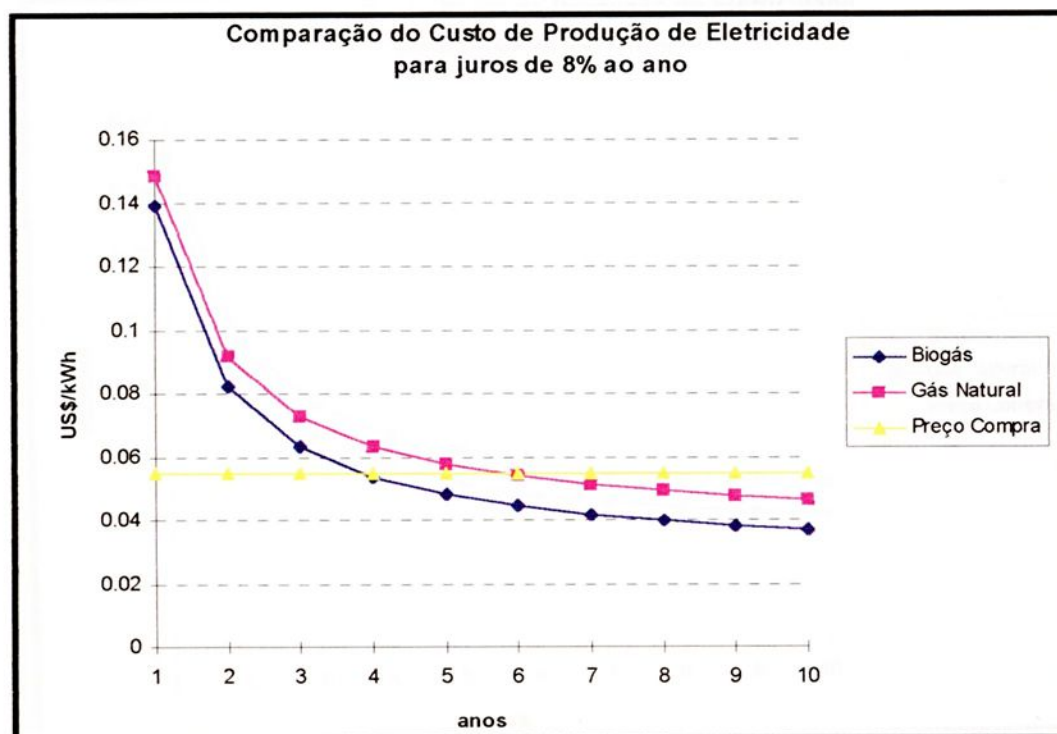


Gráfico A.78 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 8% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 70%

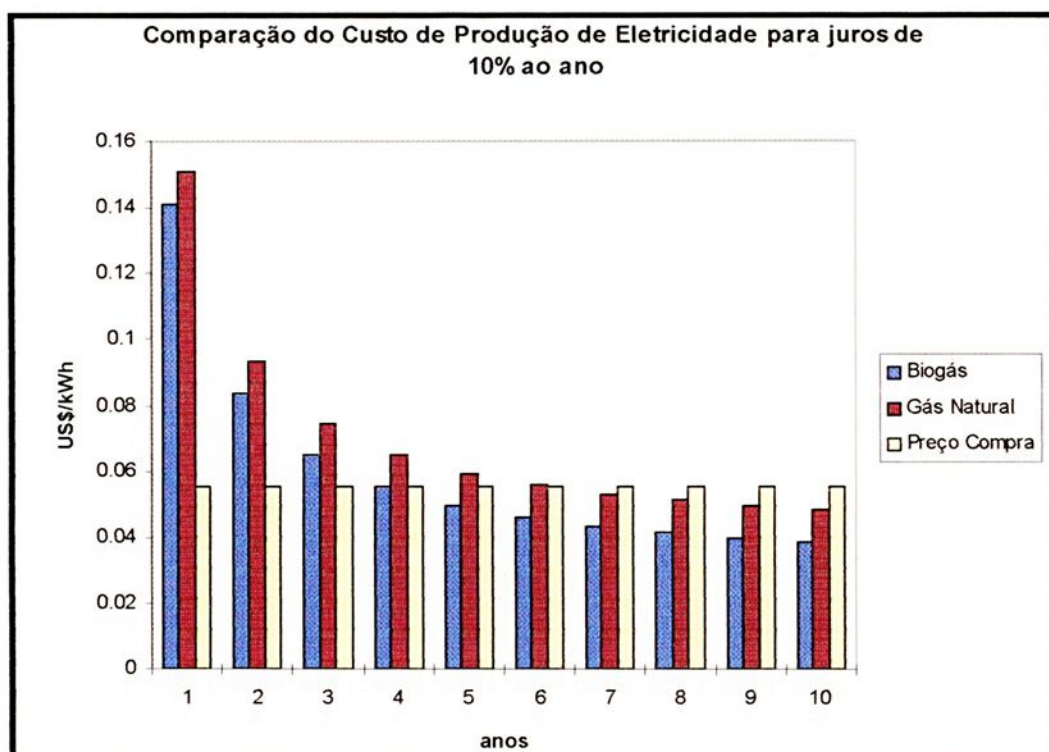


Gráfico A.79 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 10% aa. - Tipo Barra

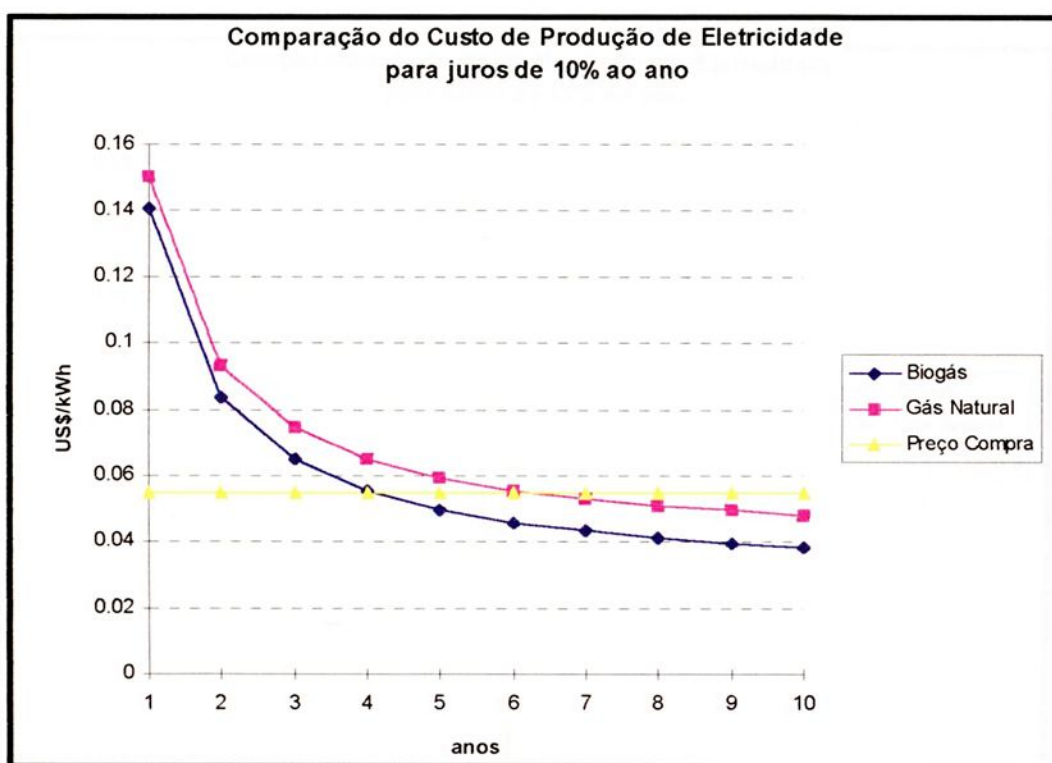


Gráfico A.80 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 10% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 70%

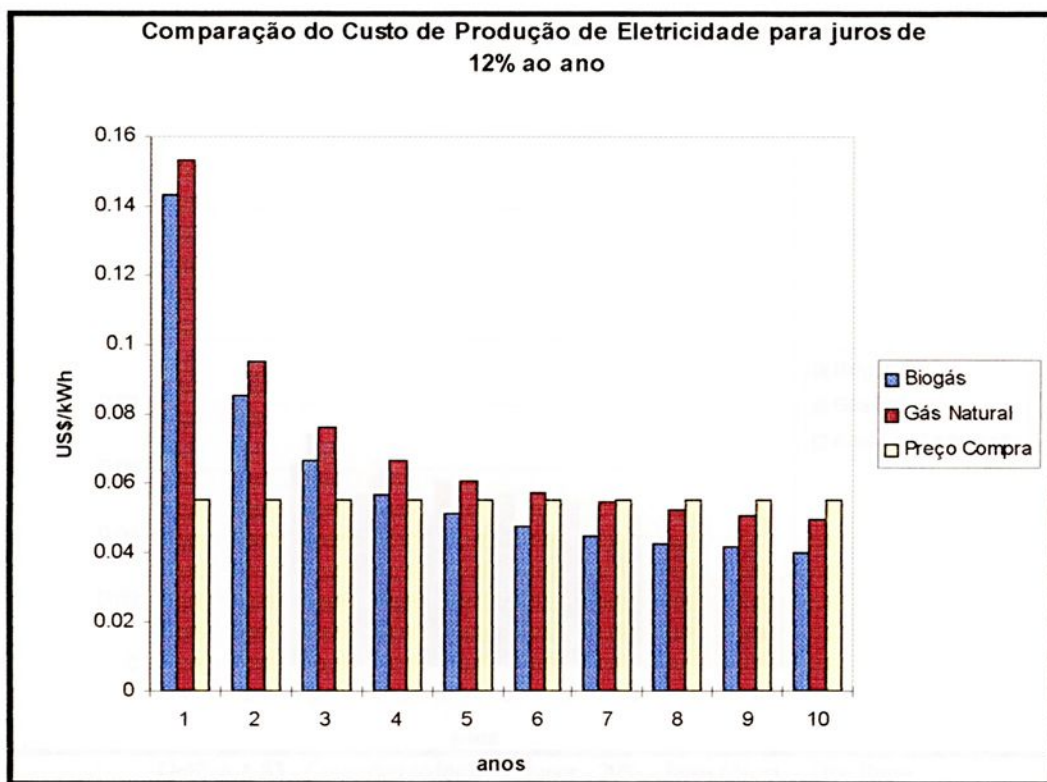


Gráfico A.81 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 12% aa. - Tipo Barra

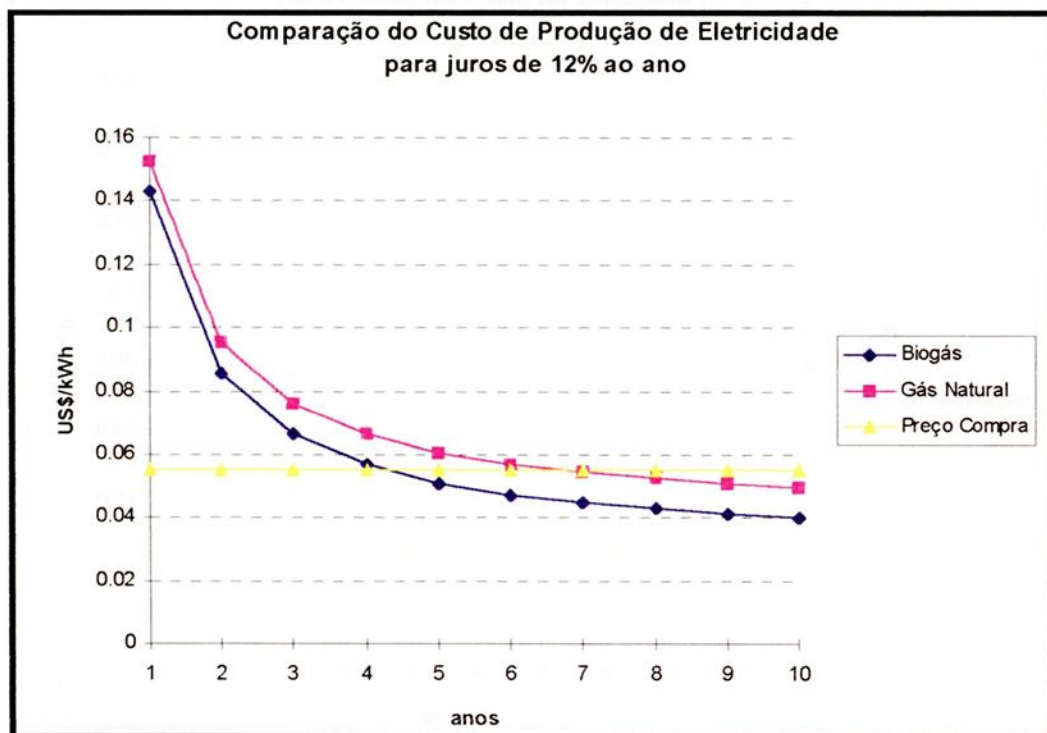


Gráfico A.82 - Custo de produção de eletricidade - 70% - Juros 12% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 70%

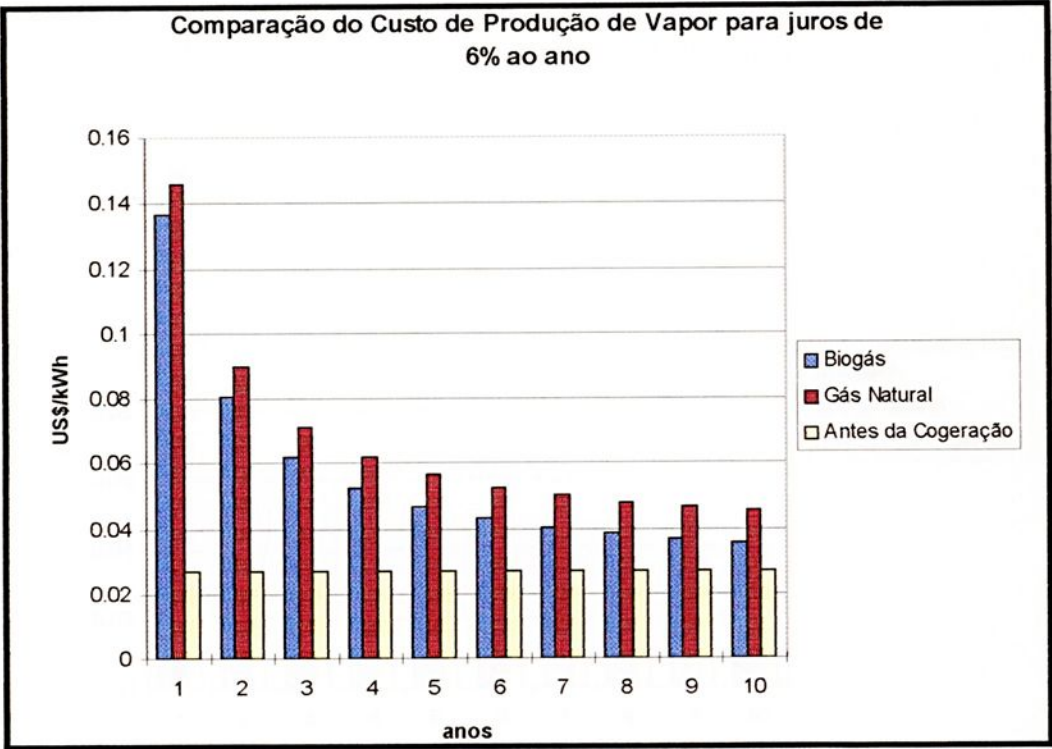


Gráfico A.83 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 6% aa. - Tipo Barra

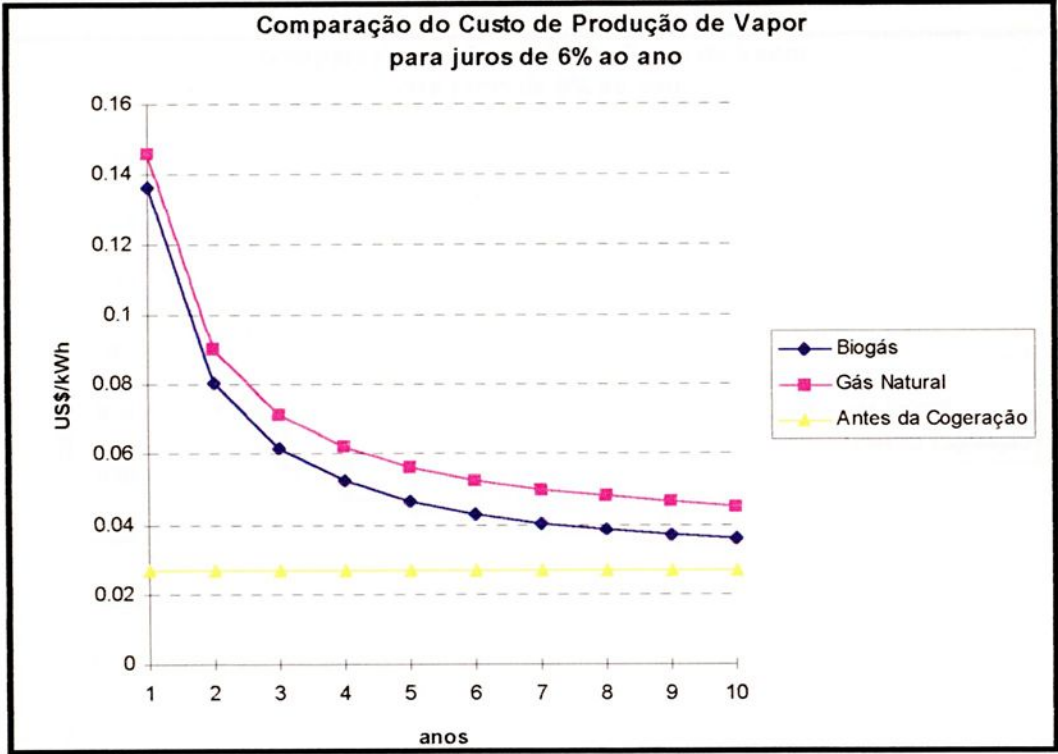


Gráfico A.84 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 6% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 70%

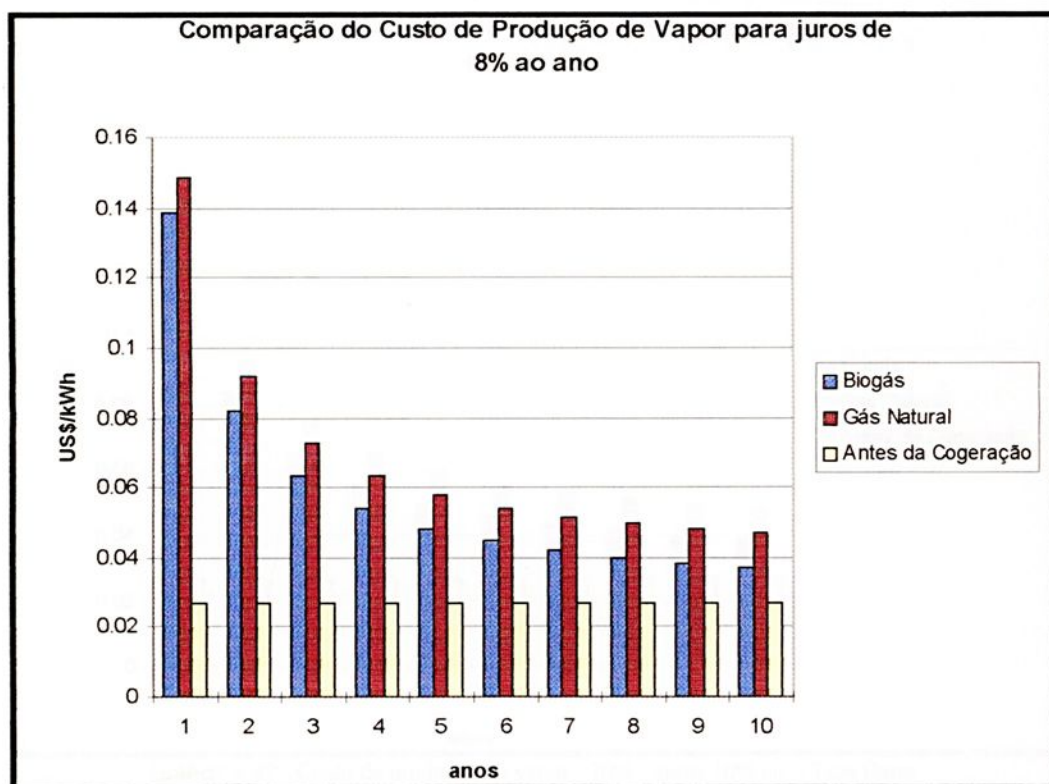


Gráfico A.85 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 8% aa. - Tipo Barra

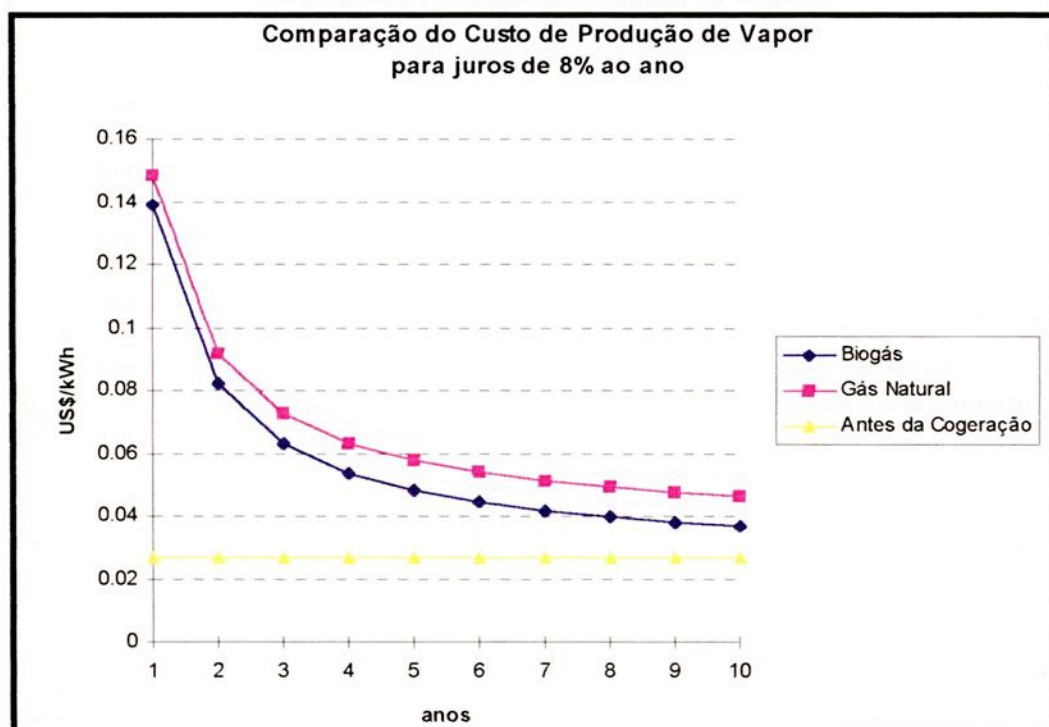


Gráfico A.86 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 8% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 70%

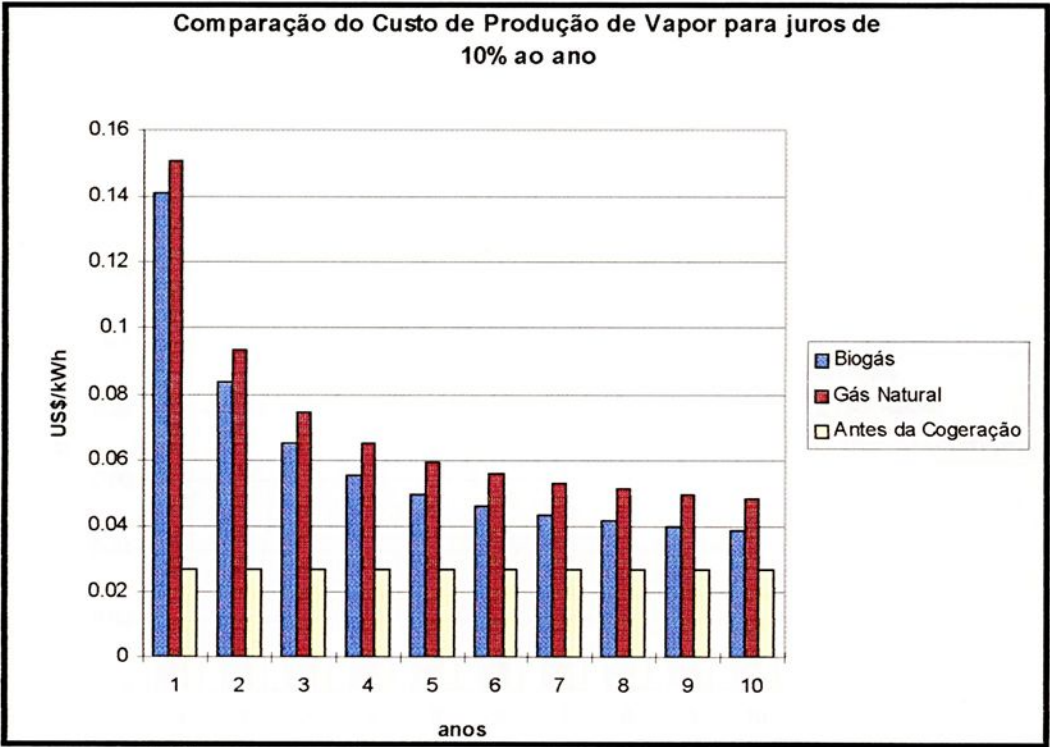


Gráfico A.87 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 10% aa. - Tipo Barra

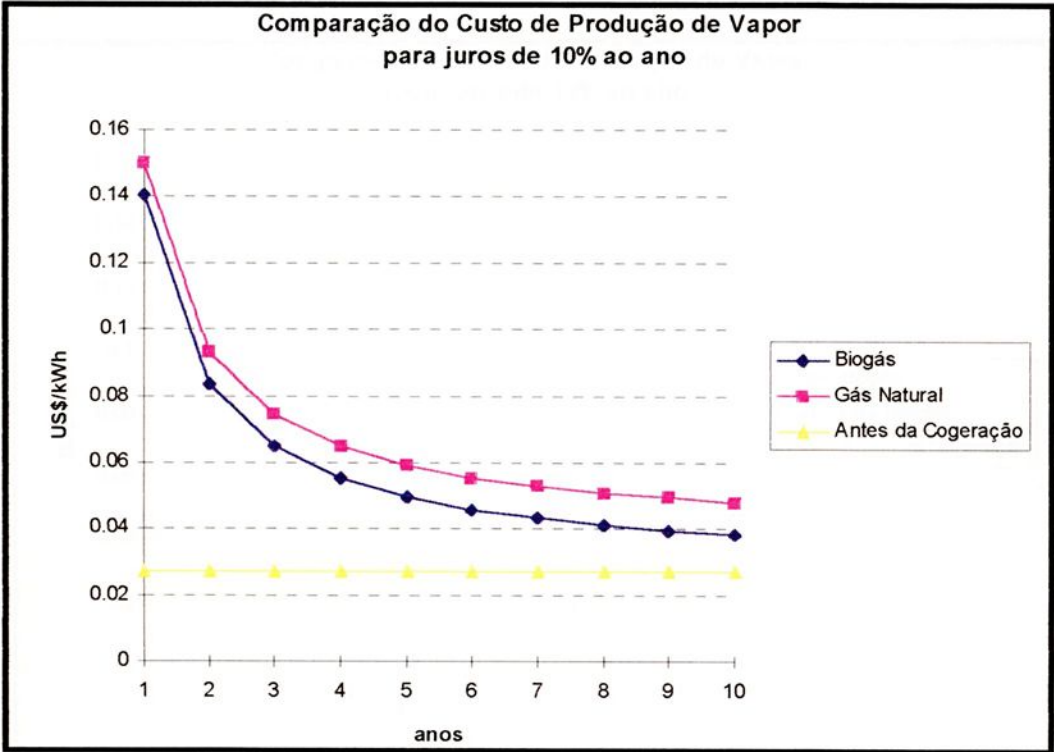


Gráfico A.88 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 10% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 70%

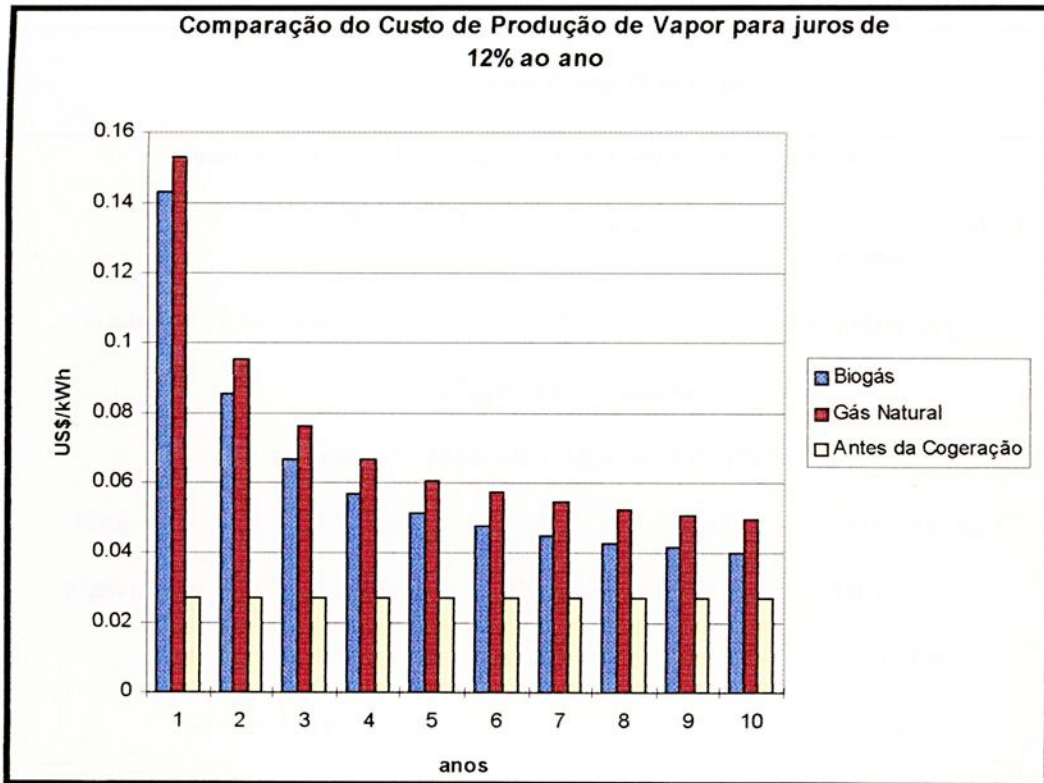


Gráfico A.89 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 12% aa. - Tipo Barra

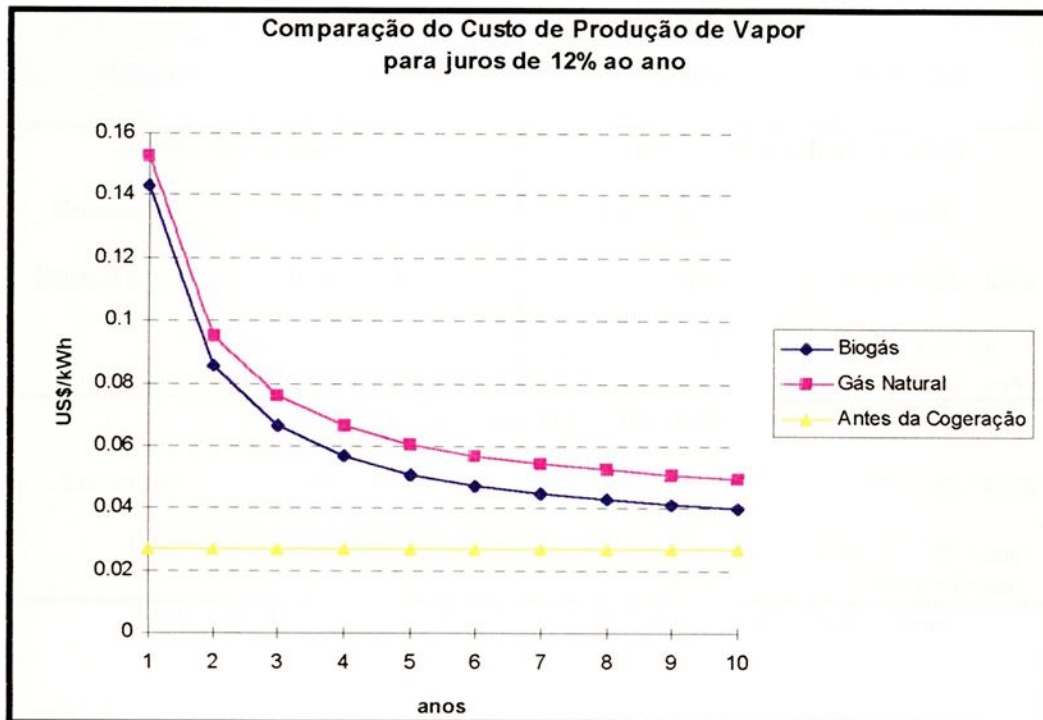


Gráfico A.90 - Custo de produção de vapor - 70% - Juros 12% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 80%

Ncr =80% ABB Power Generaton			
Custo em conjutos de Turbinas à Gás-Caldeira de Recuperação			
Ev =	17,50 ton. v / h	Atualização =	20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$	Da tabela [1] =	7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar			
Ec necessária = (Mgás tab - Mgás prod) *Cp*(T4-Tc)			
Mgás tab =	33,32 kg/s	Cp =	1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod=	36,79 kg/s	T4 =	510,64 °C
Tc =	220 °C	Ec =	-1.065,37 kW
Ev = Ec / Ncr		Ncr =	0,8
Ev =	-1.331,71 kW	Ev = Mvapor * DH	
DH =	2.086,05	Mvapor =	-2.298,20 kg / h
Mvapor =	-2,30 ton / h	Custo =	0,00 US\$
Análise da energia elétrica		Lucro da venda de eletricidade	
Eelecessária=	9.000,00 kW	Eneces vda =	99,95 kW
Eelereal prod =	9.099,95 kW	Preço da elet. =	0,035 US\$ / kWh
		Lvel =	3,50 US\$ / h
		Lvel =	20.989,50 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade			
Eneces cpr =	-99,95 kW	C. da elet. =	0,055 US\$ / kWh
Ccel =	-5,50 US\$ / h	Ccel =	-32.983,50 US\$ / ano
		Ccel =	0,00 US\$ / ano

Tabela A.21 - Entrada de dados biogás - 80% - Dessulfurização dos gases de escape

Dessulfurização do Gases de Escape - 80%

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)

ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)

$$\text{ISTG} = \text{ICE} + \text{IIE} \quad \text{ICE} = 523,20 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{IIE} = 156,96 \text{ US\$ / kW} \quad \text{ISTG} = 680,16 \text{ US\$ / kW}$$

Custo da Tecnologia de Redução das emissões de NOx

Tipo de Tecnologia Utilizada = Dessulfurização dos gases de escape

$$\text{Custo do investimento neste tipo de tecnologia} = 174,00 \text{ US\$ / KW}$$

$$\text{Custo total investimento} = 269,70 \text{ US\$ / KW} \quad \text{Atualização} = 55 \%(\text{estimado})$$

$$\text{Custo total do investimento atualizado} = 2.454.256,5 \text{ US\$}$$

$$\text{Custo de operação deste tipo de tecnologia} = 5,00 \text{ US\$ / MWh}$$

$$\text{Custo de operação atualizado} = 7,75 \text{ US\$ / MWh}$$

Tabela A.22 - Custos de Turbinas a gás e Tecnologia utilizada - 80% - Dessulfurização dos gases de escape

Investimento Total no Sistema de Turbinas a Gás (ISTG)

ISTG = Investimento na compra equipamento (ICE) + investimento na instalação equipamento (IIE)

$$\text{ISTG} = \text{ICE} + \text{IIE} \quad \text{ICE} = 523,20 \text{ US\$ / kW}$$

$$\text{IIE} = 156,96 \text{ US\$ / kW} \quad \text{ISTG} = 680,16 \text{ US\$ / kW}$$

Custo do Gás Natural [US\$ / kWh]

$$\text{Ccomb} = [\text{Valor Fixo} + (\text{Valor Variável} * \text{Mcomb c})] / \text{Mcomb c}$$

$$\text{Valor Fixo} = 6.256,37 \text{ R\$ / mês} \quad \text{V. Variável} = 0,139915 \text{ R\$ / mês}$$

$$h = 6.000 \text{ horas / ano} \quad \text{PCI comb} = 9.400 \text{ kcal / m}^3$$

$$\text{Mcomb c} = 0,78793854 \text{ m}^3 / \text{s} \quad \text{Mcomb c} = 1.418.289,37 \text{ m}^3 / \text{mês}$$

$$\text{Ccomb} = 0,144326208 \text{ R\$ / m}^3 \quad \text{PCI comb} = 10,9322 \text{ kWh / m}^3$$

$$\text{Ccomb} = 0,131205644 \text{ US\$ / m}^3 \quad \text{Ccomb} = 0,01200176 \text{ US\$ / kWh}$$

Tabela A.23 - Custos de turbinas a gás e gás natural - 80% - Dessulfurização dos gases de escape

Dessulfurização do Gases de Escape - 80%

Ncr =80% ABB Power Generation			
Custo em conjutos de Turbinas à Gás-Caldeira de Recuperação			
Ev =	17,50 ton. v / h	Atualização =	20 % (inflação) (estimado)
Da tabela =	8.400.000,00 US\$	Da tabela [1] =	7.000.000,00 US\$
Custo do equipamento auxiliar			
Ec necessária = (Mgás tab - Mgás prod) * Cp * (T4 - Tc)			
Mgás tab =	33,32 kg/s	Cp =	1,055 kJ / kg.°C
Mgás prod=	36,79 kg/s	T4 =	510,64 °C
Tc =	150 °C	Ec =	-1.321,96 kW
Ev = Ec / Ncr		Ncr =	0,8
Ev =	-1.652,45 kW	Ev = Mvapor * DH	
DH =	2.086,05	Mvapor =	-2.851,72 kg / h
Mvapor =	-2,85 ton / h	Custo =	0,00 US\$
Análise da energia elétrica		Lucro da venda de eletricidade	
Ececessária=	9.000,00 kW	Eneces vda =	99,95 kW
Eelereal prod =	9.099,95 kW	Preço da elet. =	0,035 US\$ / kWh
		Lvel =	3,50 US\$ / h
		Lvel =	20.989,50 US\$ / ano
Custo da compra de eletricidade			
Eneces cpr =	-99,95 kW	C. da elet. =	0,055 US\$ / kWh
Ccel =	-5,50 US\$ / h	Ccel =	-32.983,50 US\$ / ano
		Ccel =	0,00 US\$ / ano

Tabela A.24 - Entrada de dados gás natural - 80% - Dessulfurização dos gases de escape

Dessulfurização do Gases de Escape - 80%

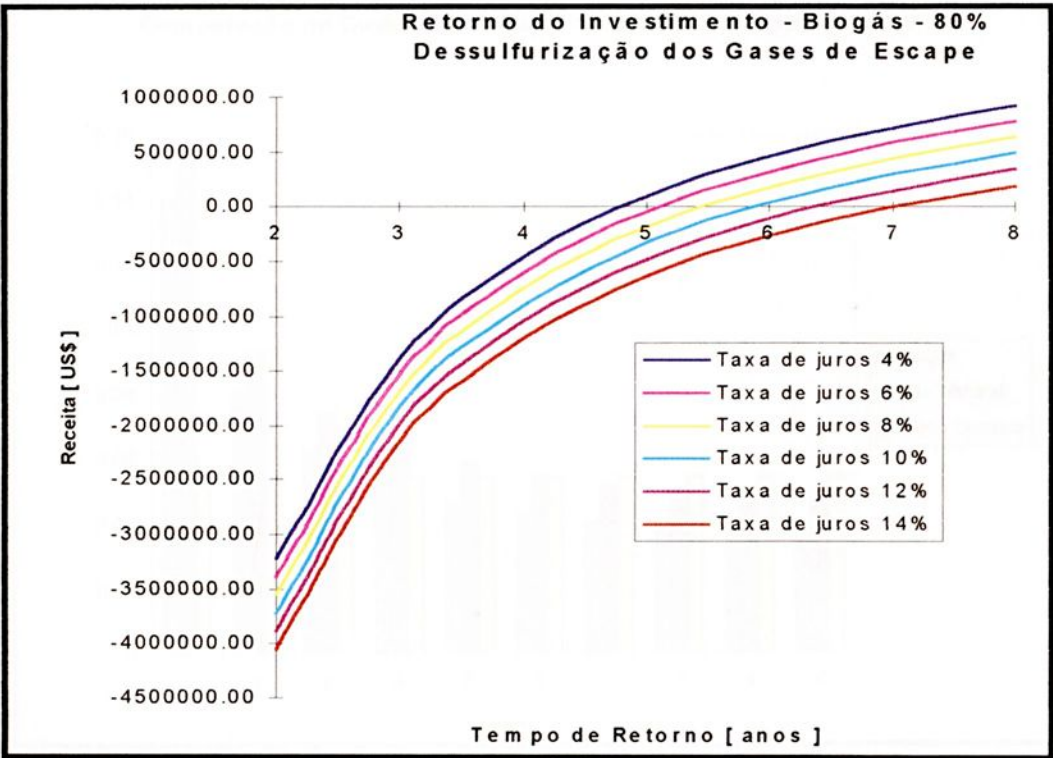


Gráfico A.91 - Tempo de retorno do investimento para biogás - 80% - Dessulfurização dos Gases de Escape

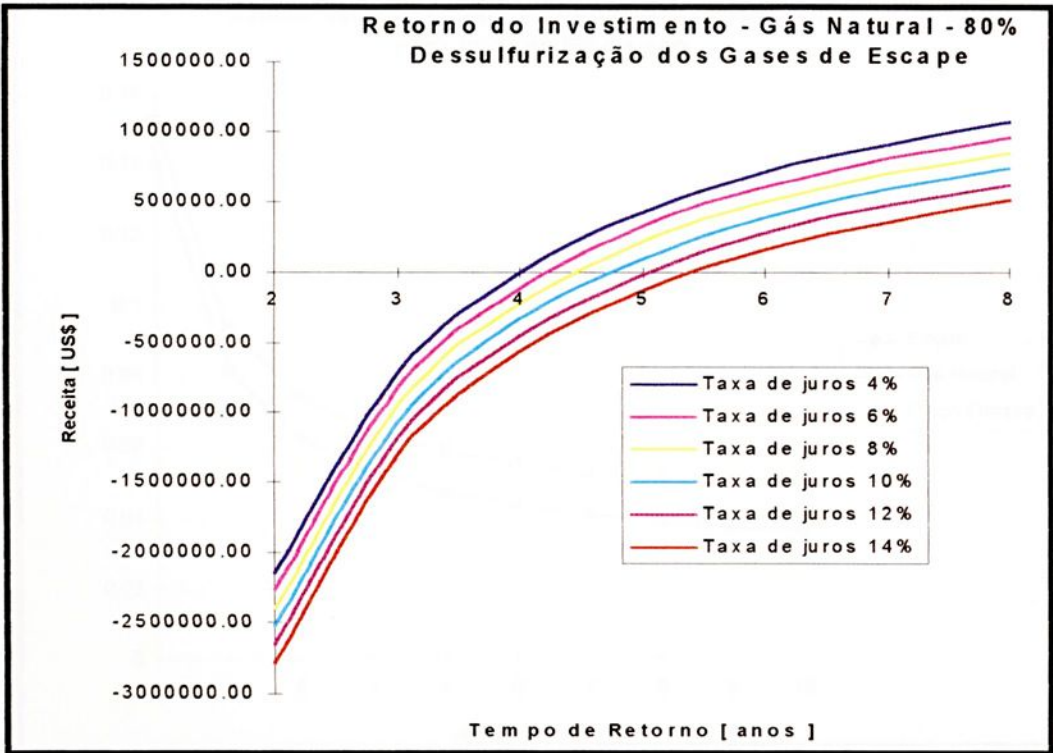


Gráfico A.92 - Tempo de retorno investimento para gás natural - 80% - Dessulfurização dos Gases de Escape

Dessulfurização do Gases de Escape - 80%

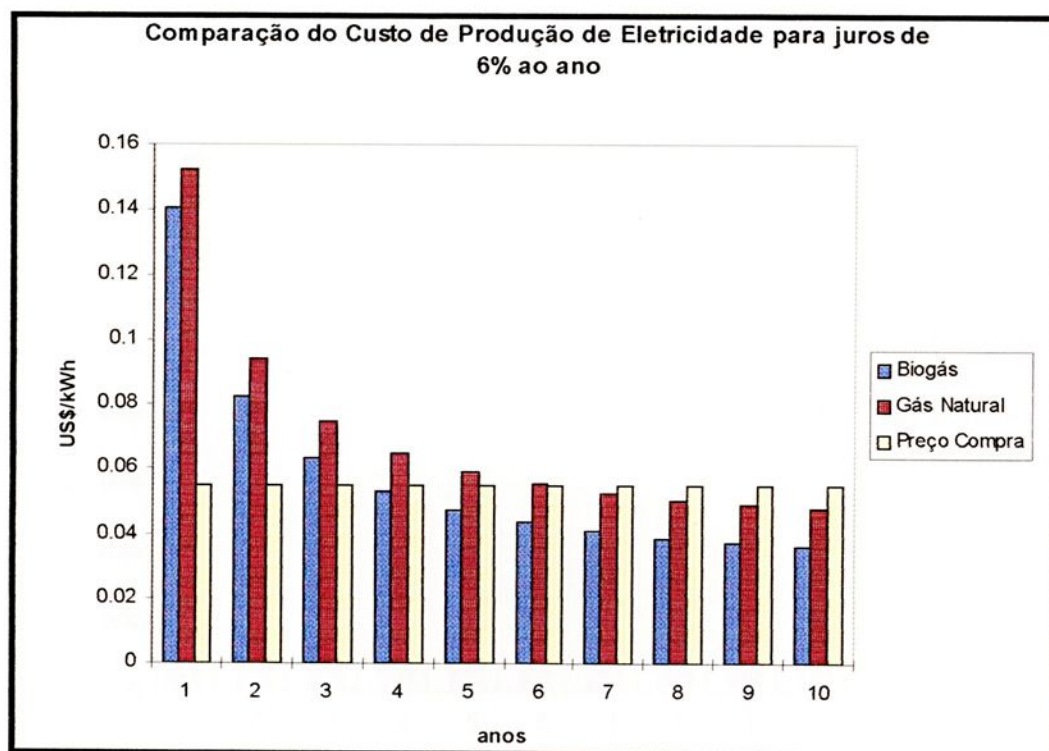


Gráfico A.93 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 6% aa. - Tipo Barra

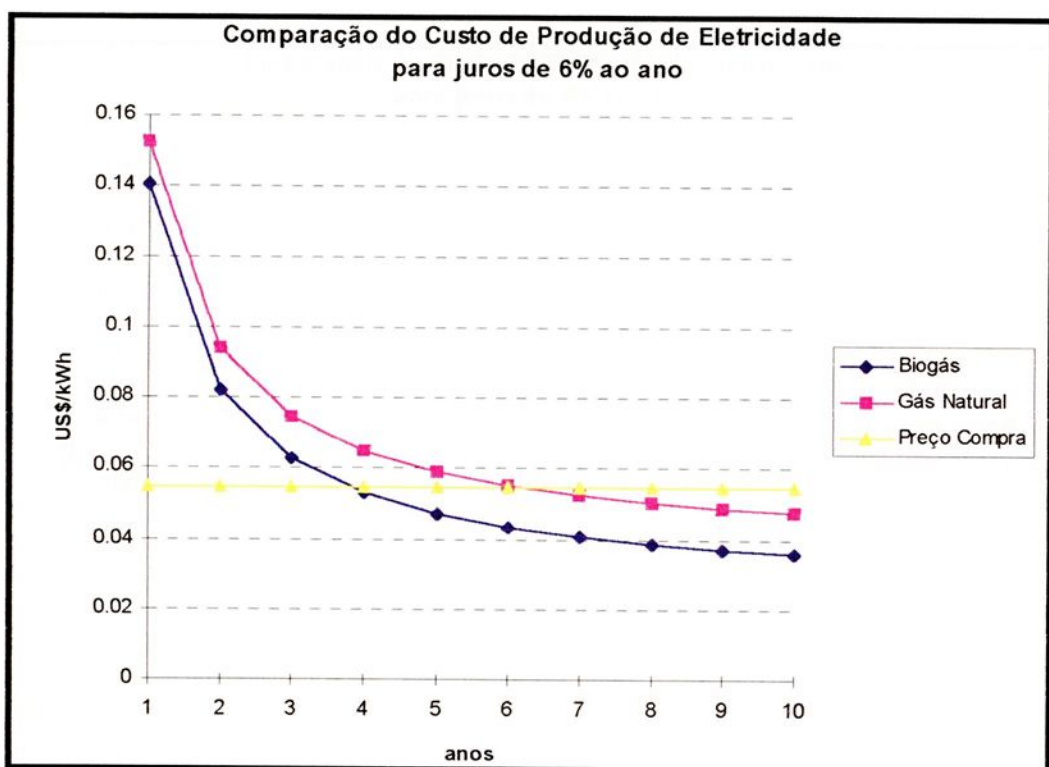


Gráfico A.94 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 6% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 80%

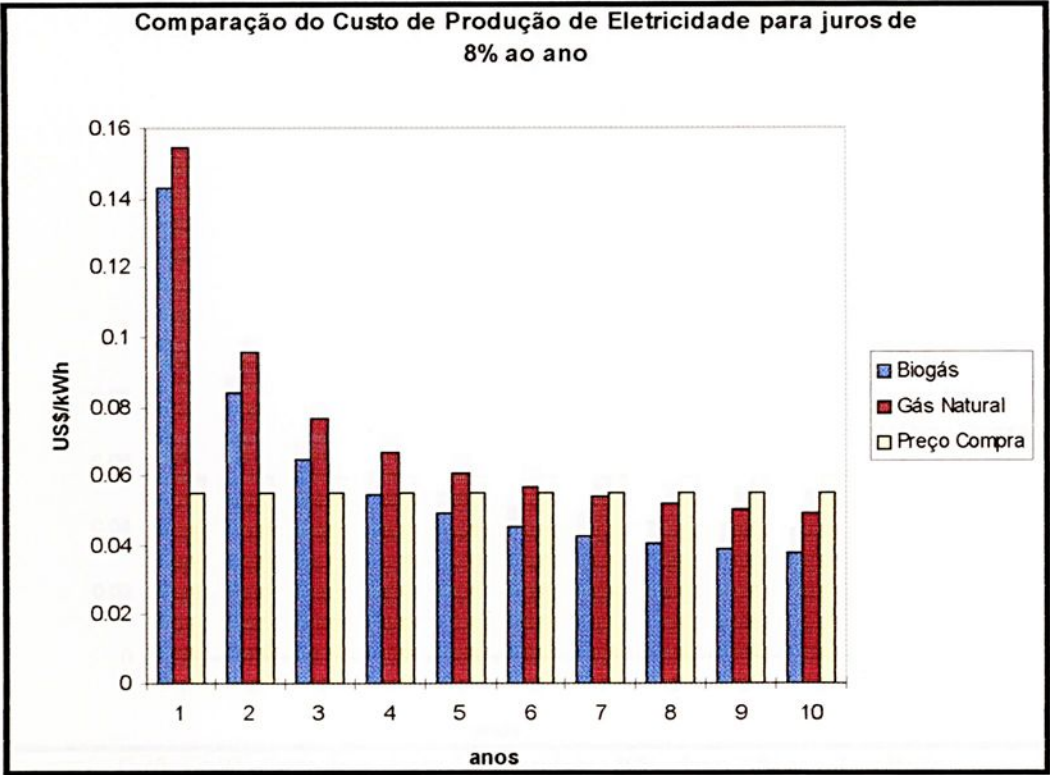


Gráfico A.95 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 8% aa. - Tipo Barra

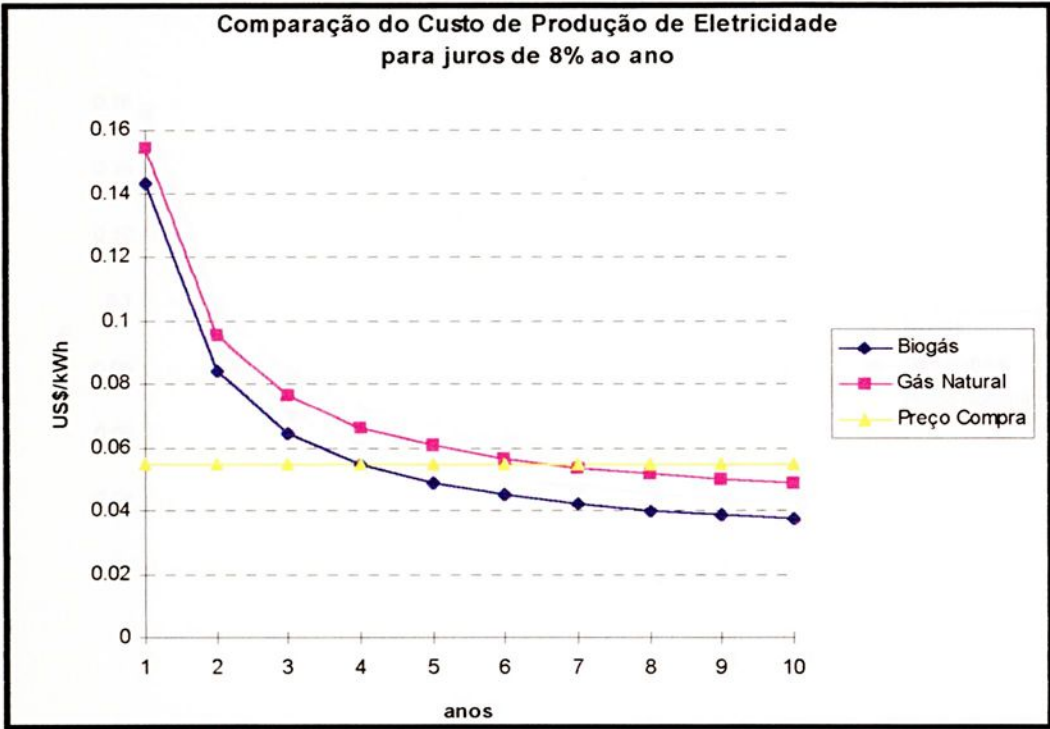


Gráfico A.96 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 8% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 80%

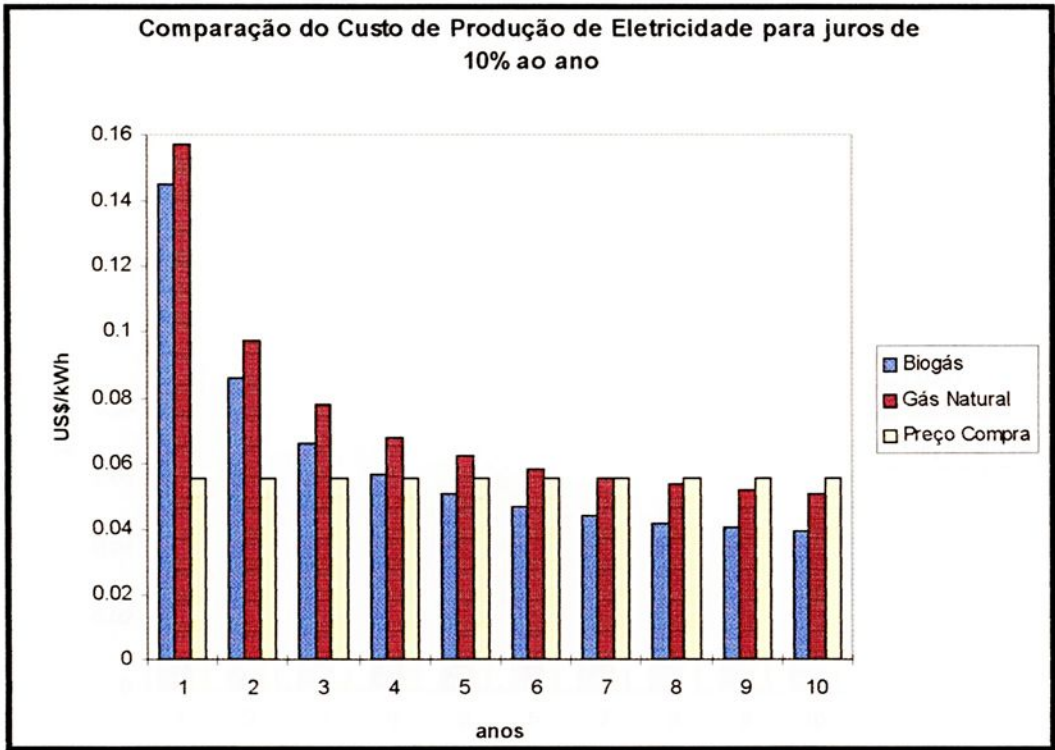


Gráfico A.97 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 10% aa. - Tipo Barra

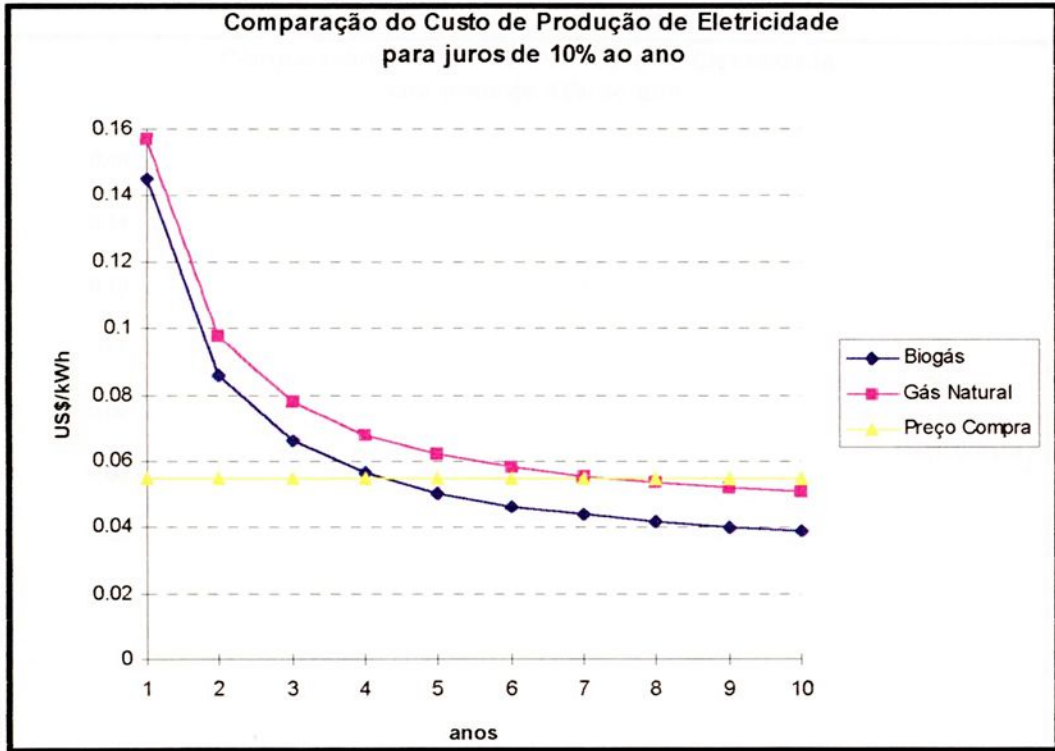


Gráfico A.98 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 10% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 80%

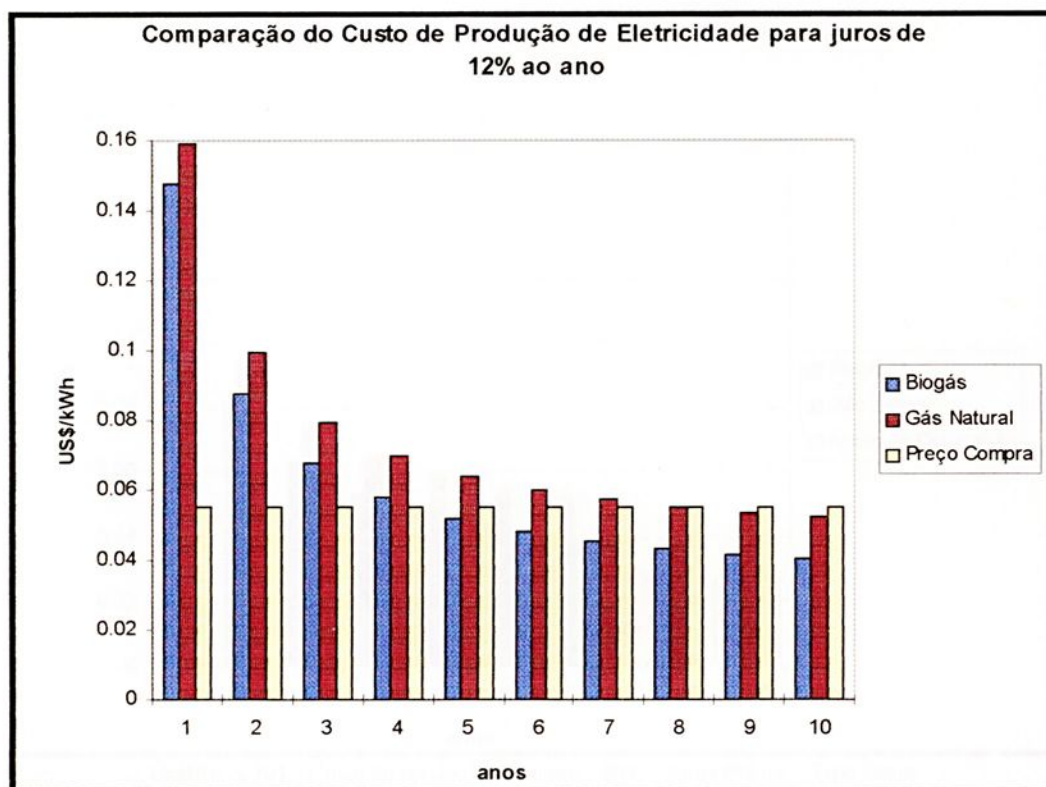


Gráfico A.99 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 12% aa. - Tipo Barra

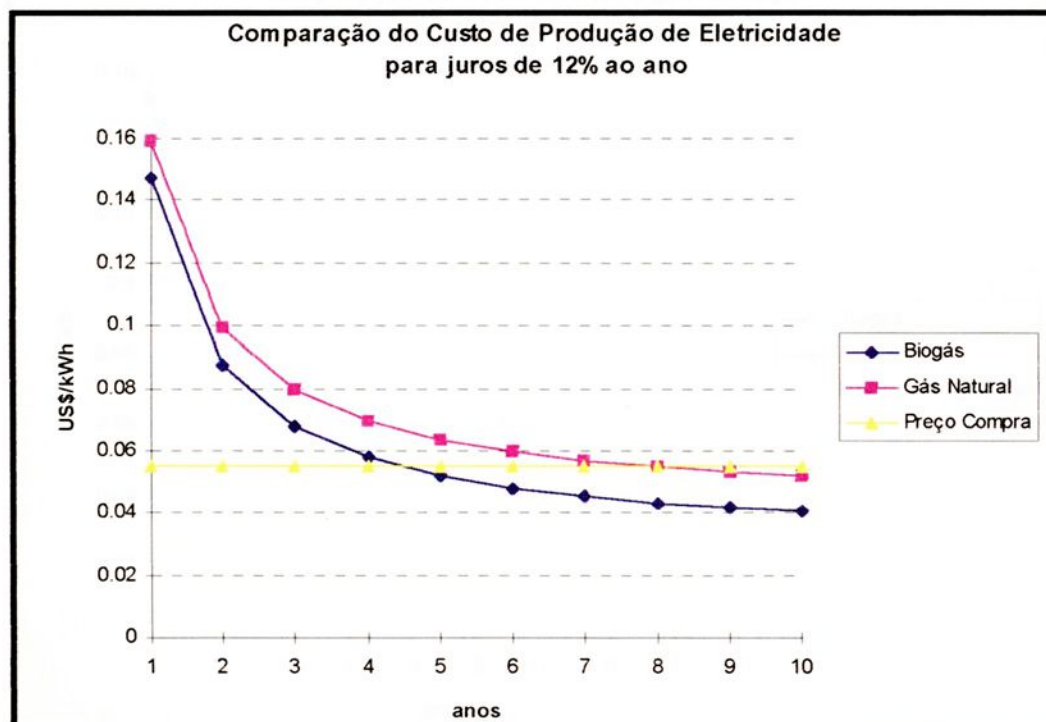


Gráfico A.100 - Custo de produção de eletricidade - 80% - Juros 12% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 80%

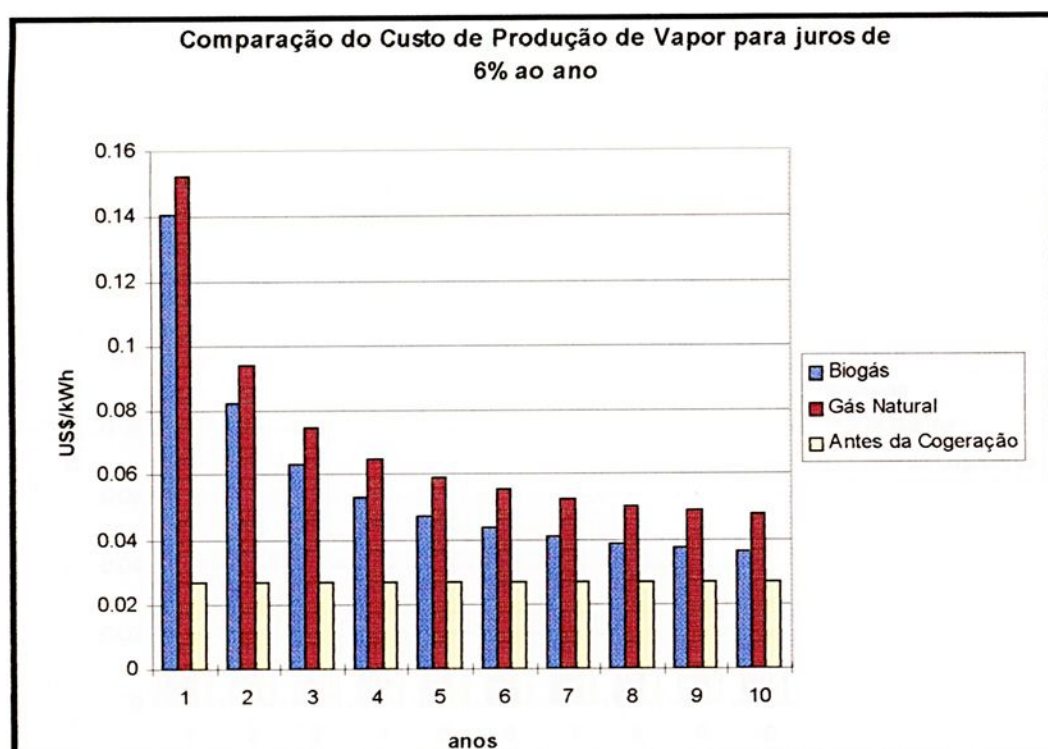


Gráfico A.101 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 6% aa. - Tipo Barra

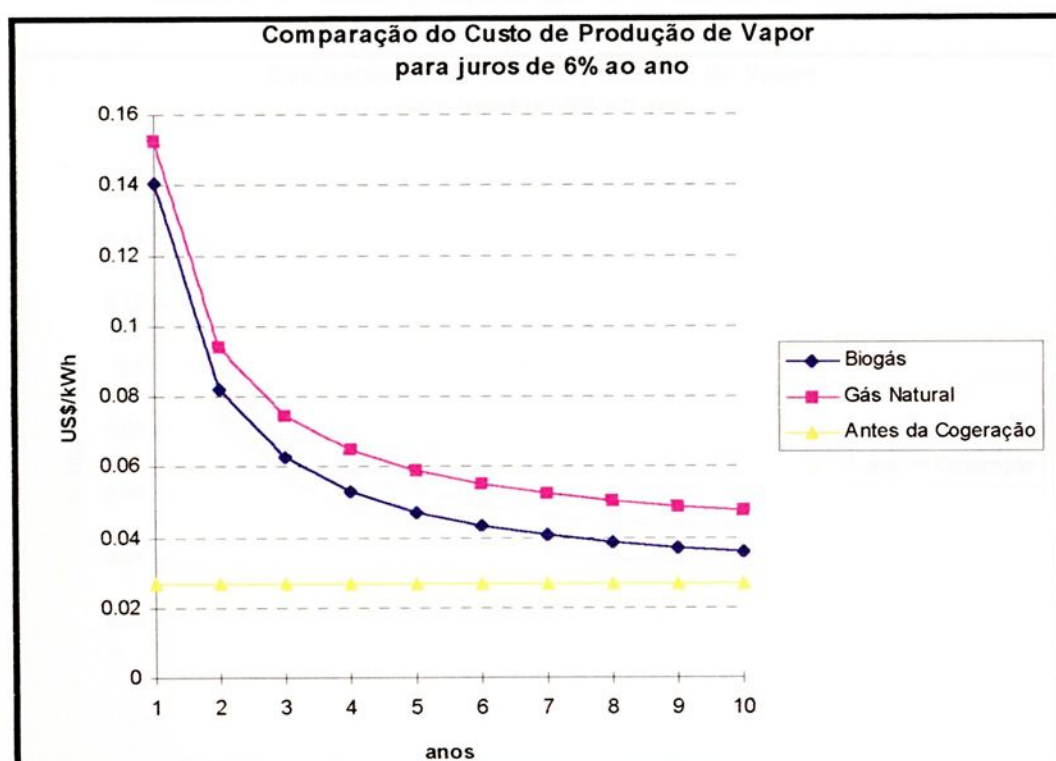


Gráfico A.102 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 6% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 80%

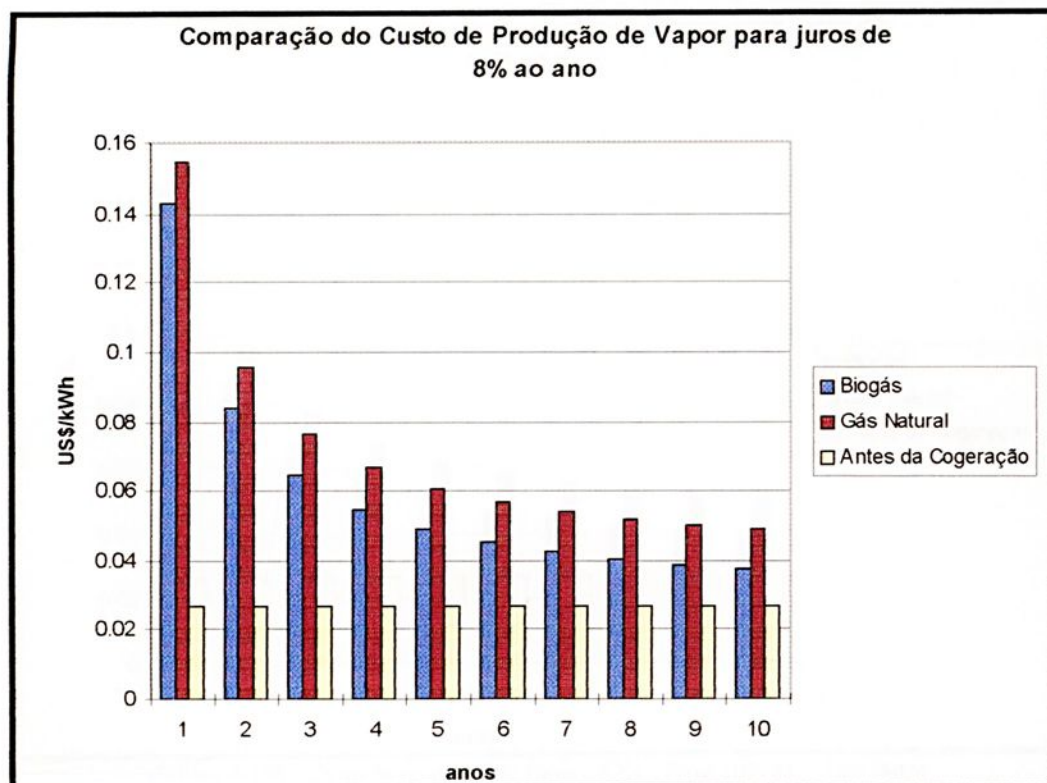


Gráfico A.103 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 8% aa. - Tipo Barra

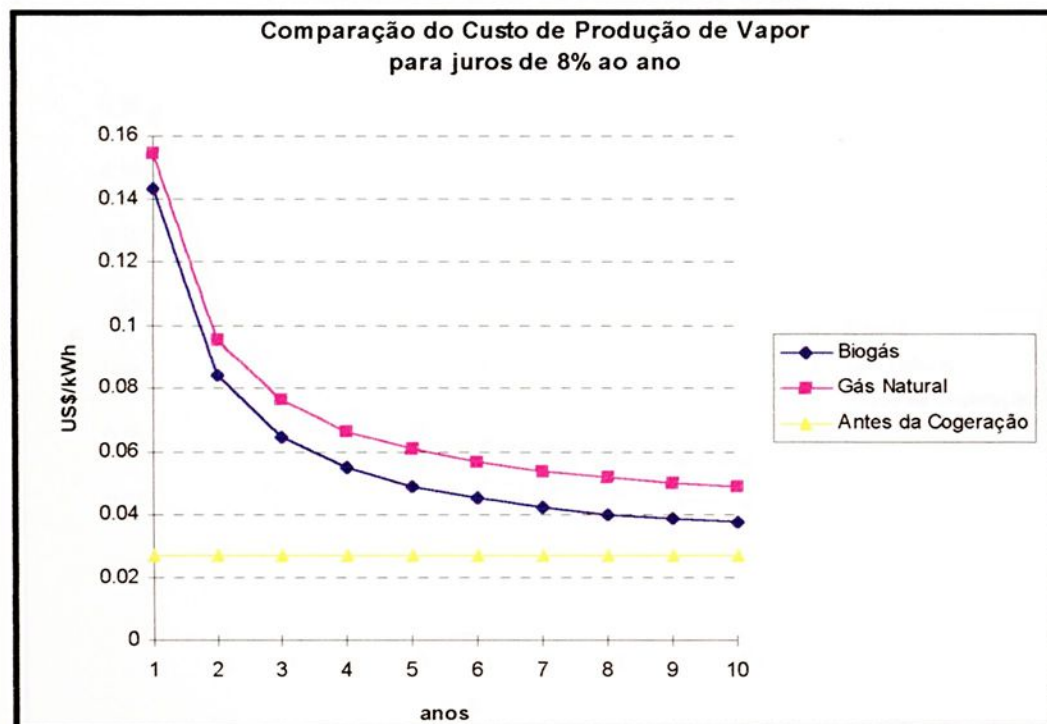


Gráfico A.104 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 8% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 80%

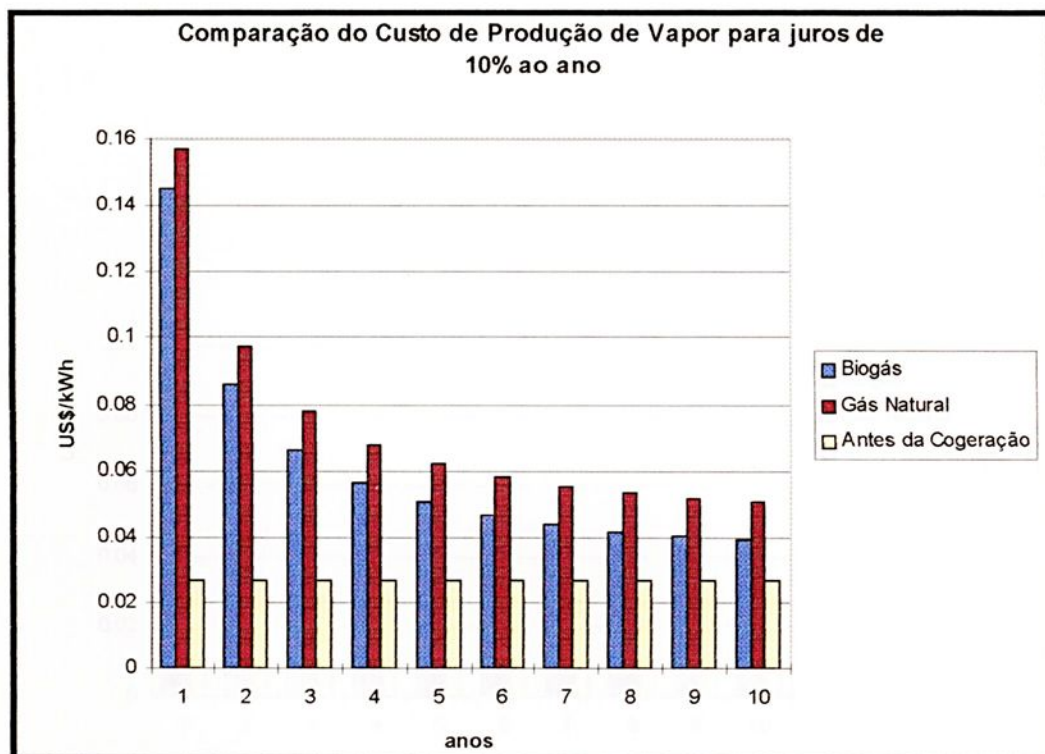


Gráfico A.105 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 10% aa. - Tipo Barra

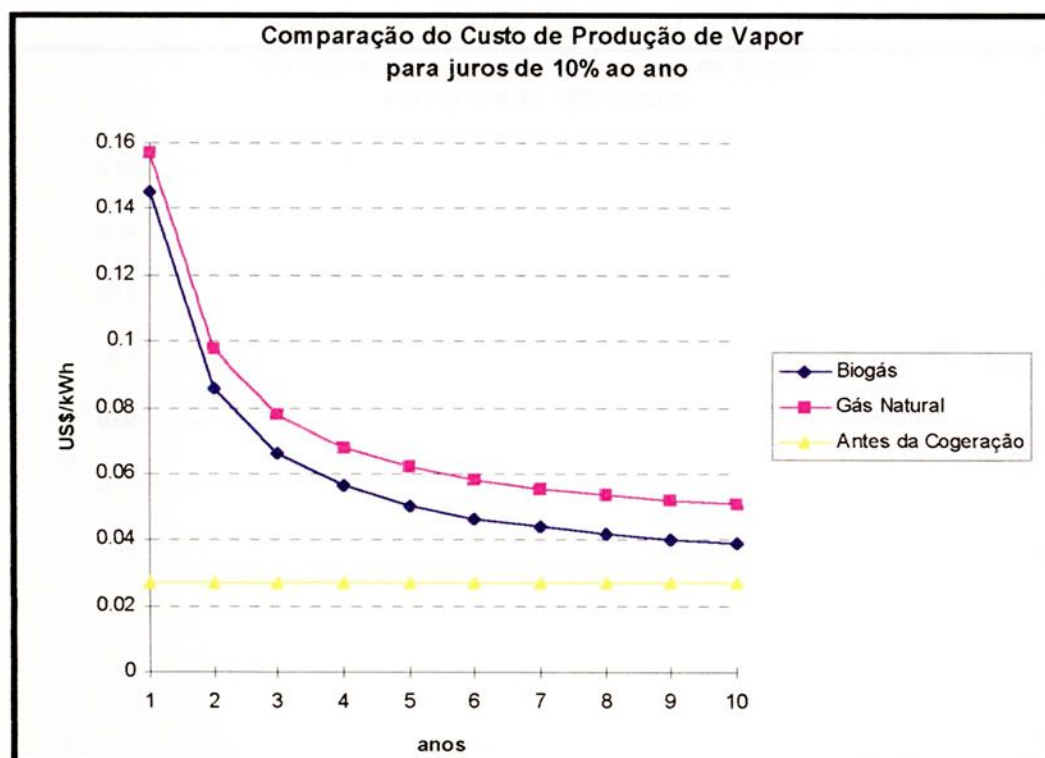


Gráfico A.106 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 10% aa. - Tipo Linha

Dessulfurização do Gases de Escape - 80%

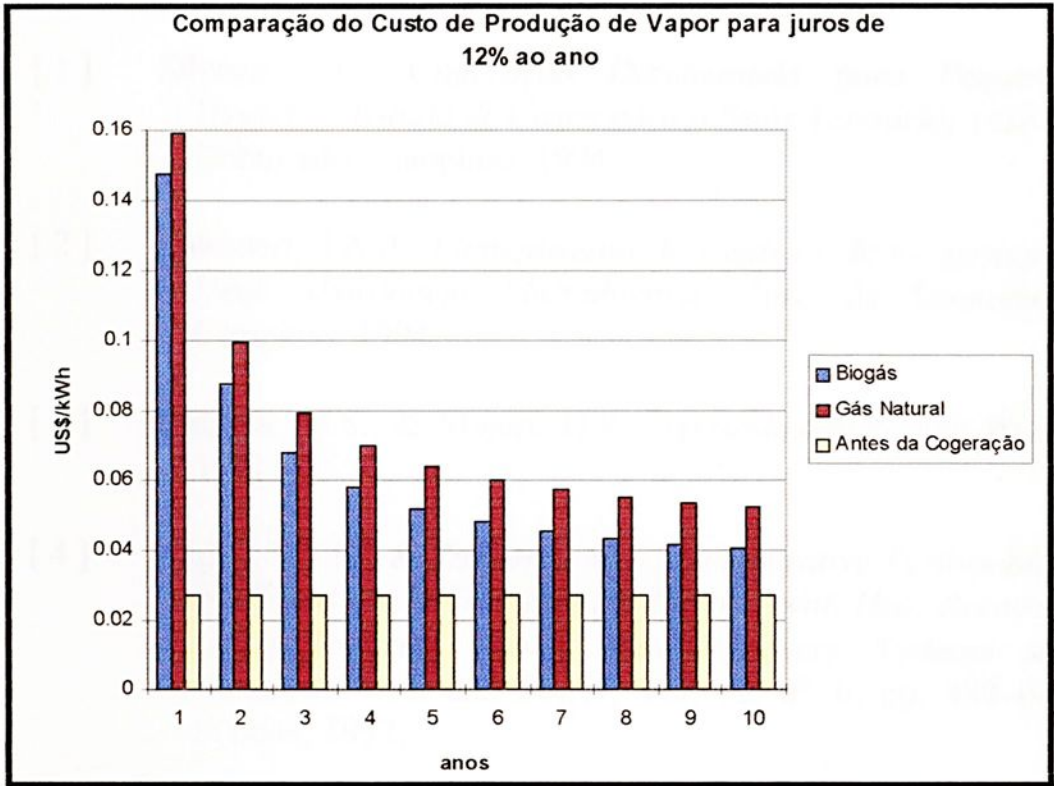


Gráfico A.107 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 12% aa. - Tipo Barra

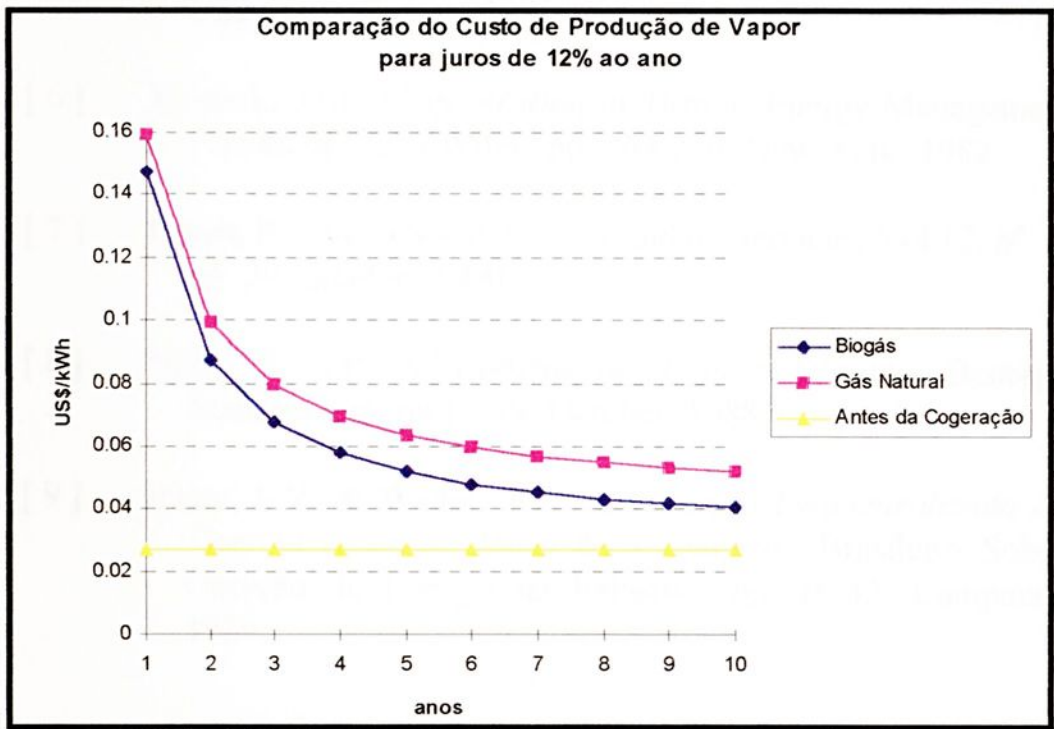


Gráfico A.108 - Custo de produção de vapor - 80% - Juros 12% aa. - Tipo Linha

BIBLIOGRAFIA CITADA

- [1] Silveira, J.L., *Cogeração Disseminada para Pequenos Usuários: Estudo de Casos para o Setor Terciário*, Tese de Doutorado, Campinas, 1994.
- [2] Balestieri, J.A.P., *Planejamento de Centrais de Co-geração: Uma Abordagem Multiobjetiva*, Tese de Doutorado, Campinas, 1994.
- [3] Fonseca, M.S., & Maiuri, D.R., *Termodinâmica*, São Paulo, 1991.
- [4] Najjar, Y.S.H., & Zaamout, M.S., *Comparative Performance of Closed Cycle Gas Turbine Engine with Heat Recovery Using Different Gases*, Heat Recovery Systems and Combined Heat and Power, Vol. 12, nº. 6, pp. 489-495, London, 1992.
- [5] Hu, S.D., *Cogeneration*, pp. 428, Reston Publishing Company, Reston, 1985.
- [6] Kovacik, J.M., *Cogeneration in Turner*, Energy Management Handbook, John Wiley, pp. 203-230, New York, 1982.
- [7] Green, P., *The future of CHP*, Building Services, Vol.12, nº. 2, pp. 29, London, 1990.
- [8] Nash, F., *Internal-Combustion Engine Systems*, Benergy Manegement, pp.17-19, October, 1988.
- [9] Bajay, S.V. & Walter, A.C.S., *Geração Descentralizada de Energia Elétrica*, Anais do I Simpósio Brasileiro Sobre Geração de Energia na Indústria, pp. 19-42, Campinas, 1989.

- [10] Packer, J. & Woodworth, M., *Advanced Package CHT Unit for Small-Scale Operation*, Power Engineering Journal, pp. 135-142, London, may 1991.
- [11] Gurney, J.D., et al., *Industrial Combined Heat and Power: investment, savings and decision-making*, Proc. Inst. Mec. Eng., Vol. 202, nº. A1, pp. 23-27, 1988.
- [12] Gorges, H.A., *Cogeneration for Industrial End User- Part I*, Gas Turbine World, Vol. 12, nº. 5, pp. 42-47, 1982.
- [13] Gorges, H.A., *Cogeneration for Industrial End User- Part II*, Gas Turbine World, Vol. 13, nº. 1, pp. 30-35, 1983.
- [14] CETESB - Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental, dados técnicos, 1994.
- [15] Park, T.J., Gaseificação de Carvão na Korea, Palestra, UNESP - Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Sala da Congregação, 14 de novembro de 1997.
- [16] Helms, G.K., Helmers, D.D., & Payne, J.A., *NOx control: is 9 ppm low enough?*, ASME COGEN-TURBO IGTI, Vol. 7, 1992.
- [17] Rosemberg, H.S., Oxley, J.H., & Barret, R.E., *Selective Catalitic Reduction for NOx Control at Cogeneration Plants*, ASME COGEN-TURBO IGTI, Vol. 7, 1992.
- [18] Cho, S.M., *Properly Apply Selective Catalitic Reduction for NOx Renoval*, Chemical Engineering Progress, Vol. 90, nº. 1, pp. 39-45, janeiro 1994.
- [19] Schorr, M.M., *NOx Emission Control for Gas Turbines: a 1992 Update on Regulations and Technology*, International Conference on Gas Turbines in Cogeneration and Utility Industrial and Independence Power Generation, 6, Houston, Proceedings, Vol. 7, pp. 01-12, 1992.

- [20] McInnes, R., & Wormer, M.B.V., *Cleaning Up NOx Emissions, Emission of nitrogen oxides can be controlled with pre-combustion or add-on devices*, Chemical Engineering, Vol. 97, nº. 9, pp. 131-135, setembro 1990.
- [21] Garg, A., *Trimming NOx from Furnaces*, Chemical Engineering, Vol. 99, nº. 11, pp. 122-130, novembro 1992.
- [22] Fogman, C.B., & Brummer, L.A., *Ammonia Storage for NOx Control*, Hydrocarbon Processing, Vol. 70, nº. 8, pp. 120-121, agosto 1991.
- [23] McInnes, R., & Royen, R.V., *Dessulfurizing Fluegas, Removing sulfur oxides from fluegas by wet or dry scrubbing can help minimize acid rain*, Chemical Engineering, Vol. 97, nº. 9, pp. 124-127, setembro 1990.
- [24] Silveira, J.L. & Gomes, L.A., *A Case Study of a Fuel Cell Co-generation System: Tecnoeconomic Analysis*, Vol. 4, pp.477-485, 1997 POWER-GEN EUROPE'97, Madrid, Spain, June 17-19, 1997.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

- [25] Carrocci, L.R. & James, E.H., *Cogeneration at Alcohol Plants in Brazil*, *Energy*, Vol. 16, nº 8, pp.1147-1151, 1991.
- [26] Agência para Aplicação de Energia,. *Boletim Informativo Sobre o Uso Racional de Energia*, Nº 34, março/abril 1995.
- [27] Gas Turbines World Handbook 1992-1993, Eletric Power, pp. 3.06-3.14 , 1.21-1.22, 1992/93.
- [28] Site of Turbine Systems Engineering Inc., Oklahoma - USA, July / 1996.
- [29] Silveira, J.L., *A Case Study of a Compact Cogeneration Using Various Fuels* – “The Magazine of Science and Tecnology of Fuel and Energy”, Vol. 76, n. 5, pp. 447-551, Elsevier Science Ltd, Oxford, England.
- [30] Silveira, J.L., *Economic and Technical Feasibility Study of a Combined Cycle Cogeneration System Associated with Cellulose Plants*, ASME Cogeneration, 7, Houston, U.S.A., 1992.
- [31] Silveira, J. L.; Walter, A. C. S. and Luengo, C. A., *Cogeneration For Small Users: Case Studies For Brazilian Tertiary Sector*, Proceedings of ASME COGEN TURBO POWER '95, 9th Congress and Exposition on Gas Turbines in Cogeneration and Utility, Industrial and Independent Power Generation, pp. 1-7, ASME - American Society of Mechanical Engineers, Vienna, Austria, august 1995.
- [32] Silveira, J. L., Balestieri, J. A. P., Tanisho, P. M., Zanardi, M. A. and Murcia, N., *Gas Turbine Cogeneration: The Use of Heat Pipes to Recover Exhaust Gas Energy*, Proceedings of 1996 International World Energy System Conference, Toronto, Canada, june 1996.

- [33] Silveira, J.L., Balestieri, J. A. P.; Almeida, R. A. and Santos, A. H. M., *Thermoeconomic Analysis: A Criterion for the Selection of Cogeneration Systems*, 1996 International Mechanical Engineering Congress and Exposition-ASME Symposium On Thermodynamics and Design, Analysis and Improvement of Energy Systems, Proceedings of The ASME - Advanced Energy Systems Division, AES - Vol. 36, pp.253-240, Atlanta, Georgia, U.S.A., november 1996.
- [34] Anson, D., Decorso, M., Parks, W. P. JR., *Low emissions combustion technology for industrial gas turbines using ceramic materials*, ASME COGEN-TURBO IGTI, Vol. 7, 1992.
- [35] McInnes, R., Jelinek, S., & Putsche, V., *Cutting Toxic Organics, Incineration, adsorption and condensation are common means of controlling organic emissions*, Chemical Engineering, Vol. 97, nº. 9, pp. 108-113, setembro 1990.
- [36] Craig, R., Robinson, G., & Hatfield, P., *Performance of high temperature scr catalyst system at unlocal's science and technology division*, ASME COGEN-TURBO IGTI, Vol.. 7, 1992.
- [37] Mongia, H.C., & Hoover, J.A., *In-situ industrial gas turbine combustion control technology for ultra-low emissions*, ASME COGEN-TURBO IGTI, Vol. 7, 1992.
- [38] Davis, L.B., *Dry low NOx combustion systems for GE heavy-duty gas turbines*, GE Company GER, 3568E, 1994.
- [39] Brooks, F.J., *GE gas turbine performance characteristics*, GE Industrial & Power Systems GER, 3567E, 1994.
- [40] Fisk, R.W., Palmer, W.B., & Vanhousen, R.L. *Cogeneration application considerations*, GE Industrial & Power Systems GER,3430E, 1994.

- [41] Melsert, M.P., *Gas turbine support systems*, GE Industrial & Power Systems GER,3452D, 1994.
- [42] Colannino, J., *Low-cost Techniques Reduce Boiler NOx*, Chemical Engineering, Vol. 100, nº. 2, pp. 100-106, fevereiro 1993.
- [43] Kister, H.Z., Larson, K.F., & Yamagi, T., *How Do Trays and Packings Stack Up?*, Chemical Engineering Progress, Vol. 90, nº. 2, pp. 23-32, fevereiro 1994.
- [44] Torrens, I.M., Chicanowicz, J.E., & Platt, J.B., *The 1990 Clean Air Act Amendments: Overview, Utility Industry Responses, and Strategic Implications*, Energy Environ., pp. 211-233, 1992.
- [45] Johnston, J.R., *Performance and Reliability Improvements for Heavy-Duty Gas Turbines*, GE Industrial & Power Systems, GER 3571E, Schenectady, NY, 1994.
- [46] Kehlhofer, R., *A Comparison of Power Plants for Cogeneration of Heat and Electricity*, ABB - Asea Brown Boveri, Publication no. CH-KW 2007 88 E, pp. 1-9, Zurich, 1987.
- [47] Najjar, Y.S.H., & Akyurt, M., *Combined Cycles with Turbine Engines*, Combined Heat and Power, Vol. 14, nº. 2, pp. 93-103, Great Britain, 1994.
- [48] Wood, S.C., *Select the Right NOx Control Technology*, Chemical Engineering Process, Vol. 90, nº. 1, pp. 32-38, janeiro 1994.
- [49] Garg, A., Wood, S.C., *Specify Low-NOx Burners for Furnaces*, Chemical Engineering Process, Vol. 90, nº. 1, pp. 46-49, janeiro 1994.

- [50] Braby, J.D., *Combat Incinerator Offgas Corrosion - Part I*, Chemical Engineering Process, Vol. 90, nº. 1, pp. 76-81, janeiro 1994.
- [51] Ganapathy, V., *Recovering Heat when Gerating Power*, Chemical Engineering, Vol. 100, nº. 2, pp. 94-97, fevereiro 1993.
- [52] Graffths, J.F., & Barnard, J.A., *Flame and Combustion*, Third Edition, Blackie Academic & Professional, Great Britain, 1995.
- [53] Rossiter, A.P., & Kumana, J.D., *Rank Pollution Prevention and Control Options*, Chemical Engineering Process, Vol. 90, nº. 2, pp. 39-44, fevereiro 1994.
- [54] COMGÁS, Companhia de Gás de São Paulo, dados técnicos, agosto, 1995.
- [55] McInnes, R., Janeson, V., & Austin, D., *Scrubbing Toxic Inorganics, Particulates are controlled with baghouses or eletrostatic precipitators, while nonmetalics are scrubbed*, Chemical Engineering, Vol. 97, nº. 9, pp. 116-121, setembro 1990.
- [56] Christofari, V.D., *Produtor Independente, Tendência Irreversível*, Produção de Energia, Volts, pp. 16-19, maio 1997.
- [57] Bahrens, E.S., *SCR cuts NOx Emissions Successfully at Coal-Fired Plants*, Power Engineering, Vol. 95, nº. 9, pp. 49-52, setembro 1991.
- [58] Burd, V., *Sueezing Clean Energy from Boilers and Heaters, Balance combustion efficiency with NOx emissions*, Chemical Engineering, Vol.99, nº.3, pp.145-149, março 92.

- [59] Ross, P.T., Willians, J.R., & Anderson, D.N., *Combustor Development for Automotive Gas Turbines*, J. Energy, Vol. 7, nº. 5, pp. 429-434, setembro - outubro 1993.
- [60] Grascurth, H.M., & Kümmel, R., *Thermoeconomics and CO₂ Emissions*, Energy, Vol. 15, nº. 2, pp. 73-80, 1990.
- [61] Jandrasi, F.J., & Masoomian, S.Z., *Minimize Process Waste During Plant design*, Environmental Engineering World, pp. 6-14, janeiro-fevereiro 1995.
- [62] Strauss, Wernwer (ed.), *Air Pollution Control - Part I*, University of Melbourne, Victoria, Australia, 1971.
- [63] Evans, R., *Environmental and Economic Implications of Small-Scale CHP*, Energy Policy, Butterworth-Hienemann Ltd, London, january 1993.
- [64] Pak, P.S. & Suzuki, J., *Thermodynamical, Economical and Environmental Evaluation of High Efficiency Gas Turbine Cogeneration*, International Journal of Energy Research, Vol. 14, pp. 821-832, John Wiley, New York, 1990.

NOMENCLATURA

CA	- Caldeira convencional
cc	- Câmara de combustão
CC	- Central convencional
Ccbconv	- Custo do combustível usado antes da cogeração
Ccel	- Custo total da eletricidade comprada [US\$/ano]
Ccomb	- Custo total de compra do combustível [US\$/m ³]
Ccr	- Custo da caldeira de recuperação
CD	- Condensador
C. da elet.	- Custo de compra da energia elétrica [US\$/kWh]
Cea	- Custo do equipamento auxiliar
CG	- Central de cogeração
Cmcconv	- Custo de manutenção da caldeira convencional
Cmcr	- Custo de manutenção da caldeira de recuperação
Cmtg	- Custo de manutenção do sistema de turbinas a gás
Cp	- Compressor
Cp	- Nos cálculos, calor específico à pressão constante
Cpel	- Custo de produção de eletricidade
Cpv	- Custo de produção de vapor
Cpvc	- Custo de produção de vapor convencional
DH	- Diferença de entalpia
E	- Energia eletromecânica
Ec	- Energia na forma de calor [kW]
Ecomb	- Energia fornecida pelo combustível
Eelecessária	- Energia elétrica necessária (demanda elétrica) [kW]
Eelereal prod	- Energia elétrica realmente produzida [kW]
Eneces cpr	- Energia que necessita ser comprada
Eneces vda	- Energia que pode ser vendida
Ep	- Eletricidade produzida
Ev	- Energia na forma de vapor [kW]
F	- Fator de anuidade
h	- Entalpia
h	- Nos cálculos, tempo de funcionamento [horas/ano]
ICE	- Investimento na compra de equipamento [US\$/kW]
IIE	- Investimento na instalação do equipamento [US\$/kW]
Ispv	- Investimento no sistema para produção de vapor

ISTG	- Investimento total no sistema de turbina a gás [US\$/kW]
K	- Período de amortização [anos]
L	- Comprimento da câmara de deposição gravitacional, para a figura 3.12
Lvel	- Lucro da venda de eletricidade
m	- Vazão em massa
Mcomb c	- Consumo de combustível corrigido [m ³ /s]
Mgás	- Vazão mássica de gás [kg/s]
Mgás tab	- Vazão mássica de gás tabelada [kg/s]
Mgás prod	- Vazão mássica de gás produzida [kg/s]
Mvapor	- Vazão mássica de vapor
Ncr	- Rendimento da caldeira de recuperação [%]
PCI comb	- Poder calorífico inferior do combustível [kcal/m ³]
Per	- Perdas no sistema
Preço da elet	- Preço de venda da eletricidade
q	- Taxa de juros
$\dot{Q}$	- Calor rejeitado pelo trocador de calor do sistema de extração de vapor
$\dot{Q}_C$	- Calor fornecido para a caldeira
$\dot{Q}_F$	- Calor rejeitado pelo condensador
$\dot{Q}_Q$	- Calor fornecido para o gerador de vapor
$\dot{Q}_s$	- Calor fornecido ao superaquecedor
$\dot{Q}_2$	- Calor fornecido ao trocador de calor do sistema de reaquecimento
R	- Juros anuais [%]
Rcc	- Rendimento da caldeira de recuperação
S	- Energia térmica
T	- Turbina
TAP	- Turbina de alta pressão
TBP	- Turbina de baixa pressão
°Te	- Temperatura de saída dos gases pela chaminé [°C]
TQ	- Tanque misturador
TV	- Turbina a vapor
T4	- Temperatura de saída dos gases da turbina [°C]

V	- Velocidade do escoamento, para a figura 3.12
V_f	- Velocidade de decaimento da partícula, para a figura 3.12
V . Variável	- Preço do combustível variável pelo seu consumo [R\$/mês]
$\dot{W}_{Cp}$	- Trabalho requerido pelo compressor
$\dot{W}_B$	- Trabalho requerido pela bomba
$\dot{W}_T$	- Trabalho executado pela turbina
$\dot{W}_{util}$	- Trabalho realizado pela turbina a gás

RESUMO

A Crise Mundial do Petróleo, as estimativas, cada vez mais pessimistas, de esgotamento das fontes não renováveis, a falta de investimentos para futuras descobertas e aprimoramento de novas tecnologias para produção de energia, colocaram-nos à beira de um colapso energético mundial, que poderá e deverá afetar de maneira substancial o tripé Homem-Sociedade-Terra.

Várias alternativas e tecnologias, têm sido, nos últimos anos, estudadas, e em alguns casos implantadas, com o objetivo de ajudar, ou ainda, ser uma nova fonte de energia para o próximo século. No Brasil, a utilização de resíduos industriais com poder calorífico considerável para geração de energia térmica e eletromecânica, tem sido mais amplamente difundida. Um exemplo, dentre vários, é o aproveitamento de biogás formado por resíduos industriais, por lixo residencial, industrial e/ou hospitalar, ou ainda, outros tipos de biogás em sistemas de cogeração.

A poluição atmosférica tem despontado como uma das principais e mais agressivas à humanidade, principalmente porque o ar representa um dos elementos primordiais para a vida. Em grandes cidades, a maior quantidade deste tipo de poluente provém das emissões veiculares, ao contrário das pequenas e médias cidades, as quais possuem como maiores agressores atmosféricos, as queimadas e as emissões industriais, respectivamente. Estudos de diversos sistemas que objetivam controlar e reduzir, para valores aceitáveis, cada tipo de

poluente lançado na atmosfera, vêm sendo desenvolvidos e aprimorados.

Um dos mais importantes objetivos deste trabalho é a apresentação das mais utilizadas tecnologias de controle e redução das emissões dos principais tipos de poluentes na atmosfera, como a Redução Catalítica Seletiva (SCR, *Selective Catalitic Reduction*), uma das responsáveis pelo controle e redução do NOx a ser lançado na atmosfera.

Desde a década de 70, leis que relatam sobre os principais tipos de poluentes atmosféricos e seus limites máximos permitidos à emissão, foram escritos, revistos e tem sido atualizados até hoje, para a Região do Vale do Paraíba, para todo o Estado de São Paulo e, enfim todo o Brasil. A demonstração destes limites, e ainda, os de outros países e a legislação vigente tornam-se um adendo deste.

O terceiro e principal objetivo é a análise da influência nos custos de produção de energia (eletricidade e calor útil), pela necessidade do uso, em uma situação específica, de sistemas de controle e redução de poluentes atmosféricos provenientes de unidades cogeradoras, que trabalham com turbinas a gás.

Para tal, apresenta-se, uma comparação entre custos de produção de energia para unidades cogeradoras, para os casos estudados com e sem a utilização de sistemas de controle e redução da poluição atmosférica com o uso de combustíveis alternativos, demonstrando-se através de gráficos o custo de produção para cada unidade de energia (US\$/kWh).

ABSTRACT

The petroleum world stringency, at each time pessimist estimation, the exhaustion of not renewable fonts of energy and the poor investments for the further generate energy technologies investigations and discoveries, made us in front of a breakdown world energy, that may and can affect substantially the entrails Man-Society-Earth.

Many alternatives and technologies are been at the latest years studied and in some cases applied, to target any help, or, to be for the nest century the new energy source. In Brazil, the large calorific industrial dregs to produce thermal and electromechanic energy are been born. An example, between many others, is the utilization of biogas composed by residential and/or industrial dregs.

The atmosphere pollution are been overhang like one of the principal and prejudicial one, more specifically, because theair represents the life's. In grate cities, the major pollutants quantitative from the atmospheric pollution are been from the automobiles, instead of small cities, whose are been from the industries and the natural environment blast.

One of the most important target of this dissertation is to show the most used technologies to control and reduce the pollutants emissions at the atmosphere, like a Selective Catalytic Reduction - SCR, that's used to control and reduce the NOx emissions.



Since 70' decade, laws that related about the principals atmospheric pollutants types and your maximum limits for emissions were written, revised and actualized for locals, places, cities, states and all of Brazil. These limits and laws demonstration for Brazil and others countries are other addition to this dissertation.

The third and principal objective of this, is the analysis of the real costs influence of the systems that control and reduce the atmospheric pollutants at the thermal and electromechanic generate energy.

