

unesp  **UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA**
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
CAMPUS DE GUARATINGUETÁ

CAIO FELIPE DE PAULA SANTOS

**ANÁLISE TERMOECONÔMICA E EFICIÊNCIA ECOLÓGICA DE UMA
TERMOELÉTRICA COM ABSORÇÃO QUÍMICA DE CO₂**

Guaratinguetá
2016

CAIO FELIPE DE PAULA SANTOS

ANÁLISE TERMOECONÔMICA E EFICIÊNCIA ECOLÓGICA DE UMA
TERMOELÉTRICA COM ABSORÇÃO QUÍMICA DE CO₂

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica na área de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna

Co-orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira

Guaratinguetá
2016

Santos, Caio Felipe de Paula
S237 Análise termoeconômica e eficiência ecológica de uma termoelétrica com
a absorção química de CO₂ / Caio Felipe de Paula Santos – Guaratinguetá, 2016.
87 f. : il.
Bibliografia: f. 74-80
Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de
Engenharia de Guaratinguetá, 2016.
Orientador: Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna
Coorientador: Prof. Dr. José Luz Silveira
1. Usinas termoelétricas 2. Termoeconomia 3. Sequestro de carbono 4.
Energia - Conservação I. Título


CDU 621.311.23(043)

CAIO FELIPE DE PAULA SANTOS

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

**PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA: TRANSMISSÃO E CONVERSÃO DE ENERGIA**

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO


Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestierie
Vice-Coordenador

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. CELSO EDUARDO TUNA
Orientador / UNESP-FEG



Prof. Dr. JOSÉ ALEXANDRE MATELLI
UNESP-FEG



Prof. Dr. SILVIO SILVÉRIO DA SILVA
EEL/USP

Fevereiro de 2016

DADOS CURRÍCULARES

CAIO FELIPE DE PAULA SANTOS

Formação:

Graduação em **Engenharia Elétrica**, UNITAU, Campus de Taubaté.

Idiomas:

Inglês – leitura, conversação e redação: nível avançado.

Trabalhos publicados:

Santos, C. F. P.; Paulino, R. F. S.; Tuna, C. E.; Silveira, J. L.; Araujo, F. H. M. Thermodynamics Analysis And Ecological Efficiency Of A Combined Cycle Power Plant. Engenharia Térmica, v. 13, p. 03-08, 2014.

Atividades profissionais:

Colégio Delta (2014).

Vínculo: Bolsista, Enquadramento Funcional: Professor.

Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, UNESP, Brasil (2014).

Vínculo: Bolsista, Enquadramento Funcional: Professor.

Proton Engenharia, (2013 – 2014).

Vínculo: , Enquadramento Funcional: Projetista Orçamentista.

Multitec Engenharia e Automação SC LTDA (2011 – 2012).

Vínculo: Colaborador, Enquadramento Funcional: Estagiário.

Tag Plan Engenharia de Energia, (2010 – 2011).

Vínculo: Colaborador, Enquadramento Funcional: Auxiliar Técnico.

Ao meu Senhor, que é Digno de toda honra, toda glória e todo louvor.

AGRADECIMENTOS

Ao Senhor Jesus por toda força e sabedoria concedidas para realização deste trabalho.

Ao meu orientador Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna e ao co-orientador Prof. Dr. José Luz Silveira, por sempre me apoiarem nos momentos de trabalho e também de descontração.

Aos meus pais, Pedro dos Santos e Izilda de Paula Santos, que sempre estiveram presentes em toda minha vida tanto como professores e como alunos, praticando uma grande sinergia comigo.

À minha amada Jéssica Ribeiro, pessoa que amo e que sempre me apoia e suporta, em todos os momentos, bons e ruins.

Aos amigos integrantes do Laboratório de Otimização de Sistemas Energéticos, em especial ao meu estimado amigo Fernando Henrique de Araujo Mayworm, grande colaborador deste trabalho.

Este trabalho contou com o apoio financeiro da CAPES.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	1
LISTA DE FIGURAS	2
LISTA DE SÍMBOLOS	3
RESUMO	6
ABSTRACT	7
1. INTRODUÇÃO	8
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	8
1.2. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	9
1.3. OBJETIVOS	10
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
2.1. Análise energética	11
2.2. Análise exergética	12
2.2.1. Componentes da exergia	12
2.2.1.1. Exergia física	13
2.2.1.2. Exergia química	13
2.2.2. Exergia química de hidrocarbonetos	14
2.2.3. Exergia química de gases perfeitos	15
2.2.4. Eficiência exergética do sistema de geração	16
2.2.4.1. Cálculo do rendimento de segunda lei da termodinâmica	16
2.2.4.2. Eficiência racional de Bonsjakovic	17
2.2.5. Irreversibilidades	17
2.3. Captura e Armazenamento de Carbono	17
2.3.1. Visão Geral	17
2.3.3. Captura de CO ₂ de pós-combustão por Absorção Química	19
2.4. Termoeconomia	22
2.4.1. Visão geral	22
2.4.2. Visão histórica	23
2.4.3. Métodos termoeconômicos	26
2.4.3.1. Métodos algébricos	26
2.4.3.2. Métodos de cálculo	26
3. ANÁLISE TERMODINÂMICA DA CENTRAL TERMOELÉTRICA	29
3.1. Termoelétrica e sistema de captura de CO ₂	29
3.2. Reação de combustão do gás natural na câmara de combustão	34
3.3. Cálculo do PCI do Gás Natural do Campo de Mexilhão	36
3.4. Desenvolvimento de funções para determinação das capacidades térmicas mássicas dos fluidos de trabalho	37
3.5. Análise termodinâmica dos equipamentos do sistema de geração	38
3.5.1. Compressor	38
3.5.2. Pré-aquecedor de combustível de contracorrente	39
3.5.3. Câmara da combustão	40
3.5.4. Turbina a gás	40
3.5.5. Bomba	41
3.5.6. Caldeira de recuperação	41
3.5.7. Turbina a vapor	42
3.6. Eficiência energética da planta termoelétrica	43

3.7. Planta de Absorção de CO ₂	43
3.7.1. Energia requerida para reverter uma ligação entre CO ₂ e solvente	43
3.7.2. Evaporação da água	44
3.7.3. Consumo do Sistema de Regeneração Otimizado	44
3.7.4. Compressão de CO ₂	44
3.7.5. Diminuição de eficiência causada pela demanda da planta de absorção de CO ₂	46
4. EFICIÊNCIA ECOLÓGICA DA CENTRAL TERMOELÉTRICA	46
4.1. Análise de impactos ambientais	46
4.1.1. Emissões de CO ₂	46
4.1.2. Emissões de NO _x	46
4.1.3. Emissões de Materiais Particulados	47
4.1.4. Emissões de Dióxido de Enxofre	47
4.2. Dióxido de Carbono equivalente	47
4.3. Indicador de poluição	48
4.4. Cálculo da eficiência ecológica	48
5. ANÁLISE TERMOECONÔMICA DA CENTRAL TERMOELÉTRICA	51
5.1. Valor do dinheiro	51
5.2. Equação para Alocação de Custo dos Equipamentos	52
5.3. Custo do Sistema de Captura e Armazenamento de Carbono	52
5.4. Custo da Energia elétrica	55
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES	54
6.1. Análise energética	57
6.2. Análise exergética	58
6.3. Resultados da Análise Ecológica	59
6.4. Resultados da Análise Termoeconômica	62
6.5. Considerações finais a respeito do mercado de carbono	70
7. CONCLUSÕES	71

LISTA DE TABELAS

Tab. 2.1 – Coeficientes para cálculo do calor específico de gases perfeitos (fonte: adaptado de Moran e Shapiro, 2010).	12
Tab. 2.2 - Valores típicos de ϕ para alguns combustíveis industriais (fonte: Kotas, 1995).	14
Tab. 2.3 – Exergia padrão de substâncias consideradas neste trabalho. (fonte: adaptado de Moran e Shapiro, 2010).	15
Tab. 3.1. – Pontos do ciclo (fonte: projeto AES Tietê).	30
Tab. 3.2. – Pontos do Sistema de CAC (fonte: adaptado de Amrollahi et al, 2012).	33
Tab. 3.3 – Entrada e saída do trocador de calor do regenerador de amina (fonte: projeto AES Tietê).	33
Tab. 3.4. – Composição do Gás Natural do Campo de Mexilhão (fonte: projeto AES Tietê).	34
Tab. 3.5 – Composição do ar (fonte: projeto AES Tietê).	34
Tab. 3.6 – Cálculo do PCI do Gás Natural (fonte: adaptado de Moran e Shapiro, 2010).	34
Tab. 3.7 – Cálculo do PCI do Gás Natural (fonte: adaptado de Moran e Shapiro, 2010).	35
Tab. 3.8 – Determinação da equação do C_p do ar (fonte: adaptado de Moran e Shapiro, 2010).	36
Tab. 3.9 – Determinação da equação do C_p dos gases de exaustão (fonte: adaptado de Moran e Shapiro, 2010).	36
Tab. 3.10 – Determinação da equação do C_p do gás natural do Campo de Mexilhão (fonte: adaptado de Moran e Shapiro, 2010).	37
Tab. 4.1 – Relação entre combustíveis e seus respectivos indicadores de poluição (fonte: Cardu e Baica, 2009).	47
Tab. 6.1 – Valores de emissões poluentes por kilograma de combustível utilizado.	57
Tab. 6.2 – Valores de emissões poluentes em toneladas por ano.	57
Tab. 6.3 – Custos envolvidos na análise termoeconômica.	59
Tab. 6.3 – Taxas sobre emissões de carbono em diversos países (fonte: worldbank.org).	68

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1 – Concentração de CO ₂ atmosférico mundial (fonte: co2now.org)	18
Fig. 3.2 – Diagrama da Planta Termoelétrica (Fonte: Adaptado do Projeto AES Tietê)	30
Fig. 3.2 - Sistema de Captura e Armazenamento de Carbono Otimizado (Fonte: adaptado de Amrollahi et al, 2012)	32
Fig. 5.1 – Taxa anual de inflação americana (1.999 – 2.015) (fonte: infomoney.com)	48
Fig. 5.2 - Diagrama de um Trocador de Calor (fonte: elaboração própria)	50
Fig. 6.1- Eficiência energética da planta termoelétrica sem e com ciclo de absorção química de CO ₂ (fonte: elaboração própria)	54
Fig. 6.2- Rendimento de 2ª Lei dos equipamentos da planta termoelétrica (fonte: elaboração própria)	55
Fig. 6.3- Eficiência exergética dos equipamentos da planta termoelétrica (fonte: elaboração própria)	55
Fig. 6.4- Irreversibilidade nos equipamentos da planta termoelétrica (fonte: elaboração própria)	56
Fig. 6.5- Eficiência ecológica da planta termoelétrica sem e com ciclo de absorção química de CO ₂ (fonte: elaboração própria)	58
Fig. 6.6 - Custo de produção de energia elétrica variando taxa de juros anual sem CAC (base energética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	60
Fig. 6.7 - Custo de produção de energia elétrica variando taxa de juros anual com CAC (base energética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	60
Fig. 6.8 - Custo de produção de energia elétrica variando taxa de juros anual sem CAC (base exergética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	61
Fig. 6.9 - Custo de produção de energia elétrica variando taxa de juros anual com CAC (base exergética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	61
Fig. 6.10 – Pay-back sem CAC (base energética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	62
Fig. 6.11 – Pay-back sem CAC (base exergética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	62
Fig. 6.12 – Pay-back com CAC (base energética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	63
Fig. 6.13 – Pay-back com CAC (base exergética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	63
Fig. 6.14 – Pay-back com CAC variando-se o preço de venda do crédito de carbono (base energética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	64
Fig. 6.15 – Pay Pay-back com CAC variando-se o preço de venda do crédito de carbono (base exergética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	65
Fig. 6.16 – Pay-back com CAC variando-se o preço de venda do crédito de carbono (base energética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	65
Fig. 6.17 – Pay-back com CAC variando-se o preço de venda do crédito de carbono (base exergética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	66
Fig. 6.18 – Comparação entre o custo de produção de energia elétrica da termoelétrica sem CAC e com CAC [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	67
Fig. 6.19 – Comparação entre o pay-back da termoelétrica sem CAC e com CAC [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria)	67

LISTA DE SIMBOLOS

Abreviaturas

atm	atmosfera
b	bomba
ca	compressor de ar
CAC	captura e armazenamento e compressão
cc	câmara de combustão
cr	caldeira de recuperação
DMLT	diferença média logarítmica de temperatura
MEA	monoetanolamina
MP	material particulado
pac	pré-aquecedor de combustível
PCI	poder calorífico inferior, kJ/kg
PPT	plano prioritário de termoeletricas
ppm	parte por milhão
ppmv	parte por milhão volumétrica
tg	turbina a gás
tv	turbina a vapor
v	valor

Símbolos

c_p	calor específico à pressão constante, kJ/kg.K
ex	exergia específica total, kJ/kg
Ex	exergia, kW
E	energia, kW
f	fator de anuidade
\bar{g}	função de Gibbs de uma substância, kJ/kg
g	aceleração da gravidade, m/s ²
G	ganhos anuais, US\$/ano
h	entalpia específica, kJ/kg
H	entalpia, kW
\dot{I}	irreversibilidades, kW
In	investimento, US\$
i	taxa de juros anual, %
k	pay-back, anos
M	massa molar, mol
MANh	custo energético de manufatura
MANe	custo exergético de manufatura
m	massa relativa, kg/kg _{comb}
\dot{m}	vazão mássica, kg/s
p	pressão, MPa
\dot{Q}	fluxo de calor, kW
\bar{R}	constante universal dos gases (8,314462 J/mol.K)
t	tempo, h
T	temperatura, °C, K

V	velocidade, m/s
\dot{W}	potência mecânica, kW
Z	altura, m

Letras Gregas

Δ	Variação
Φ	fator de manutenção
ϕ	razão entre exergia química específica e poder calorífico inferior de um determinado combustível
η	eficiência energética, %
ζ	eficiência racional de Bonsjakovic, %
ε	eficiência exergética, %
φ	eficiência de segunda lei, %
\emptyset	excesso de ar
Π_g	indicador de poluição, kg _{CO2} /MJ

Superscritos e Subscritos

ar	ar atmosférico
b	bomba
comb	combustível
ca	compressor de ar
cr	caldeira de recuperação
cc	câmara de combustão
ch	química
cond	condensador
cCO ₂	sistema de compressão de CO ₂
credCO ₂	creditos de carbono
CO ₂	dióxido de carbono
e	equivalente
ele	elétrica
Elh	energia elétrica na base energética
Ele	energia elétrica na base exergética
f	final
GE	gases de exaustão
esc	gases de escape
gh	gases na base energética
ge	gases na base exergética
ger	gerador
i	inicial
in	entrada
k	cinemática
mec	mecânica
NO _x	óxido de nitrogênio
out	saída
oxi	oxidante

pac	pré-aquecedor de combustível
ph	física
po	potencial
prod	produto
p	produzida
regen	regenerador de amina
sop	soprador
SO ₂	dióxido de enxofre
tg	turbina a gás
tv	turbina a vapor
0	ambiente

SANTOS, C. F. P. **Análise Termoeconômica e Eficiência Ecológica de uma Termoelétrica com Absorção Química de CO₂**. 2016. 90f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2016.

RESUMO

A geração de energia elétrica em usinas termoelétricas de ciclo combinado tem se mostrado muito importante para o Brasil apesar de operar com custo maior do que a geração através de hidroelétricas. Neste trabalho, foram realizadas análises termoeconômica e ecológica, baseadas nos princípios da Termodinâmica (energia e exergia), aplicados em usina termoelétrica de ciclo combinado de 500 MW.

Para este trabalho foram consideradas duas configurações para a planta: a primeira configuração é a padrão (sem considerar equipamento de redução de emissão de CO₂), e a segunda que considera a implementação do processo de captura, armazenamento e compressão de CO₂ (CAC).

O principal objetivo do trabalho é estudar e comparar as diferenças nas eficiências termodinâmicas e ecológicas da planta (operando nas duas condições) e as alterações nos custos de produção de energia elétrica gerada, em vista da instalação do processo de CAC.

PALAVRAS-CHAVE: Termoelétrica. Termoconomia. Eficiência Ecológica. Captura e Armazenamento de Carbono.

SANTOS, C. F. P. **Thermoeconomic Analysis and Ecological Efficiency of a Thermoelectric Power Plant with Chemical Absorption of CO₂**. 2016. 90p. Dissertation (Master in Mechanical Engineering) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2016.

ABSTRACT

The Electric Power Generation in combined cycle power plants has been very important for Brazil despite having a higher cost than the generation through hydropower plants. In this work, there were performed thermoeconomical and ecological analyzes, based on thermodynamic principles (energy and exergy) in a 500 MW combined cycle power plant.

For this work there were considered two settings for this plant: first a standard configuration (without to consider equipments for CO₂ emission reduction), and the second considering the implementation of a process of capture, storage and compression of carbon dioxide (CSC).

The main objective of this analysis is to study and compare the differences in thermodynamic and ecological efficiencies (operating in both conditions) and the alterations in the electrical energy cost, in view of the installation of the CSC process.

KEYWORDS: Thermoelectric. Thermoeconomy. Ecological efficiency. Carbon Capture and Storage.

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Alternativas energéticas que substituam ou complementem as fontes não renováveis de energia primária no mercado de geração têm sido alvo de pesquisas para solucionar o déficit energético mundial e o superávit de emissões de gases de efeito estufa. Porém os altos custos de implantação e baixos valores de eficiência energética têm motivado os pesquisadores a reavaliarem essas alternativas a fim de atenuar ou eliminar esses problemas.

O uso de termoelétricas operando em ciclo combinado é um dos caminhos para um uso eficiente de recursos limitados como os combustíveis fósseis. Nestas plantas, os combustíveis são utilizados para geração de energia elétrica em uma combinação dos ciclos brayton e rankine trabalhando em regime de cogeração, obtendo assim uma maior eficiência termodinâmica do que ciclos convencionais. Para a avaliação da eficiência das usinas em ciclo combinado, podem-se utilizar diferentes métodos de análise, desde aplicações da Primeira Lei da Termodinâmica no sistema até análises pela Segunda Lei nestas plantas para cálculos de taxas de destruição de exergia e eficiências exergeticas em cada componente da planta.

O gás natural é a fonte primária de energia menos poluente entre os combustíveis fósseis. Embora considerado, em grande parte, um produto residual da produção de petróleo, o uso do gás natural vem apresentando, atualmente, um constante aumento na demanda em todo o mundo. Como é um combustível abundante, economicamente viável e menos poluente, o gás natural faz sentido para as economias em desenvolvimento em busca de novas fontes de energia.

O dióxido de carbono é considerado um dos principais contribuintes para o efeito estufa e é emitido em diversas atividades antropogênicas, dentre elas a geração de energia, justificando assim estudos de técnicas e métodos para contenção desses poluentes.

A captura de CO₂ em usinas geradoras de energia é baseada na separação do carbono do combustível ou dos gases de escape. O método utilizado neste trabalho é um método de pós-combustão, pois absorve o CO₂ após a queima do combustível. Este método se chama absorção química. Para captura de CO₂ com tecnologias de pós-combustão em uma usina a gás natural, a absorção química com a utilização de soluções de amina é a tecnologia com o menor prazo de retorno financeiro, de acordo com o relatório da Agência Internacional de Energia (2005), pois tem uma taxa de seletividade alta o que faz não ser necessário taxas relativamente altas de dióxido de carbono.

1.2. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação é dividida em sete capítulos, conforme se descreve a seguir:

No Primeiro Capítulo apresentam-se as considerações iniciais, delimitação, estrutura e objetivos do trabalho.

No Segundo Capítulo fez-se uma revisão bibliográfica sobre termoelétricas, ciclo combinado, sistemas de absorção de CO₂, eficiência ecológica e termoeconomia.

No Terceiro Capítulo explicassem-se as metodologias empregadas para a análise termodinâmica (energética e exergética).

No Quarto Capítulo explicasse-se a metodologia empregada para a análise da eficiência ecológica da planta estudada.

No Quinto Capítulo explicasse-se a metodologia empregada para a análise termoeconômica.

No Sexto Capítulo apresentam-se os resultados, os quais são utilizados para comparação entre as emissões, eficiências ecológicas e dos custos da energia elétrica produzida nas duas configurações de plantas termelétricas consideradas.

No Sétimo Capítulo conclui-se com os aspectos de viabilidade técnica, econômica e ecológica do emprego da tecnologia de absorção de CO₂ na termoelétrica estudada.

1.3. OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é estudar a viabilidade da incorporação de uma tecnologia de absorção química de CO₂ associada a uma termoelétrica a gás natural operando em ciclo combinado, realizando uma análise termodinâmica e termoeconômica, além de calcular a eficiência ecológica da planta sem e com a incorporação desta tecnologia de absorção.

São objetivos específicos:

- a. Efetuar análise termodinâmica baseando-se na Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica a fim de comparar a queda de eficiência numa planta termoelétrica com ciclo de absorção química de CO₂ utilizando monoetanolamina (MEA) como solvente.
- b. Efetuar análise de eficiência ecológica baseada nas eficiências energéticas das configurações propostas, tendo por objetivo comparar os valores finais de emissões poluentes e eficiência ecológica numa usina termoelétrica de ciclo combinado sem e com ciclo de absorção química de CO₂, avaliando a influência do uso dessa tecnologia na eficiência energética da planta apesar da redução de emissões poluentes.
- c. Efetuar análise termoeconômica das configurações propostas, comparando os valores finais do preço da energia elétrica numa usina termoelétrica de ciclo combinado sem e com ciclo de absorção química de CO₂, avaliando o impacto nos custos de geração de energia elétrica e calor, considerando também créditos de carbono.

2. REVISÃO BIBLIOGRAFICA

2.1. Análise energética

A Primeira Lei da Termodinâmica é uma versão da lei da conservação da energia, adaptada para sistemas termodinâmicos. A lei da conservação da energia afirma que a energia total de um sistema isolado é constante; energia pode ser transformada de uma forma para outra, mas não pode ser criada ou destruída. A primeira lei é muitas vezes formulada indicando que a alteração na energia interna de um sistema fechado é igual à quantidade de calor fornecido para o sistema subtraindo-se a quantidade de trabalho realizado pelo sistema no seu ambiente.

A Primeira Lei da Termodinâmica para um volume de controle em regime permanente é expressa na Eq. (2.1).

$$\dot{Q} - \dot{W} = \sum_{out} \dot{m}_{out} \cdot \left[h_{out} + \frac{V_{out}^2}{2} + g \cdot Z_{out} \right] - \sum_{in} \dot{m}_{in} \cdot \left[h_{in} + \frac{V_{in}^2}{2} + g \cdot Z_{in} \right] \quad (2.1)$$

Desconsideram-se as energias cinética e potencial na maioria das aplicações práticas, sendo que a equação anterior pode ser reescrita na forma apresentada na Eq. (2.2).

$$\dot{Q} - \dot{W} = \sum_{out} \dot{m}_{out} \cdot h_{out} - \sum_{in} \dot{m}_{in} \cdot h_{in} \quad (2.2)$$

As entalpias e entropias específicas podem ser determinadas através das tabelas termodinâmicas encontradas em livros de termodinâmica básica. Para o caso dos gases nobres, a variação de entalpia pode ser calculada a partir da Eq. (2.3), a qual se baseia na temperatura e calor específico.

$$\Delta h = \int_{T_{in}}^{T_{out}} c_p(T) dT \quad (2.3)$$

Calor específico sob uma pressão constante é uma propriedade intensiva que define a variação de temperatura de determinada substância ao receber determinada quantidade de

calor. Também é chamado de capacidade térmica mássica e pode ser determinada a partir do polinômio de ajuste expressado na Eq. (2.4).

$$c_p = C_0 + C_1 \cdot \left(\frac{T}{1000}\right) + C_2 \cdot \left(\frac{T}{1000}\right)^2 + C_3 \cdot \left(\frac{T}{1000}\right)^3 \quad (2.4)$$

O termo 'T' dessa equação é dado na unidade de medida Kelvin [K].

Os coeficientes utilizados na Eq. (2.4) para determinação do calor específico dos gases presentes neste estudo são determinados na Tab. 2.1.

Tab. 2.1 - Coeficientes para cálculo do calor específico de gases perfeitos (Fonte: adaptado de Moran e Shapiro, 2010).

Gás	C ₀	C ₁	C ₂	C ₃
Metano	1,20	3,25	0,75	-0,71
Etano	0,18	5,92	-2,31	0,29
Propano	-0,096	6,95	-3,60	0,73
Butano	0,163	5,70	-1,906	-9,049
Oxigênio	0,88	-0,0001	0,54	-0,33
Nitrogênio	1,11	-0,48	-0,96	-0,42
Água (g)	1,79	0,107	0,586	-0,20
Dióxido de Carbono	0,45	1,67	-1,27	0,39

2.2. Análise exergetica

Segundo Kotas (2012), exergia é o trabalho máximo que pode ser obtido através do processo mais adequado de um sistema que se encontre em um estado inicial até que atinja o estado final, caracterizado pelo equilíbrio termodinâmico com o ambiente. Essa grandeza pode ser definida também como potencial máximo de trabalho de uma substância ou trabalho mínimo para fazer o sistema sair do estado morto. O termo "exergy" foi cunhado em 1956 por Zoran Rant (1904-1972), mas o conceito foi desenvolvido por Gibbs (1873).

2.2.1. Componentes da exergia

De acordo com Szargut (2006), a exergia de uma substância pode ser dividida em física, cinética, potencial e química, como mostrado na Eq. (2.5). Porém, em sistemas

térmicos a parcela da exergia proveniente da exergia cinética e potencial é mínima, podendo ser desconsideradas.

$$Ex^{total} = Ex^{ph} + Ex^{ch} + Ex^k + Ex^{po} \quad (2.5)$$

2.2.1.1. Exergia física

Segundo Kotas (1995), o primeiro componente em que a energia derivada de formas desordenadas de energia se divide é a exergia física, que é a quantidade máxima de trabalho obtida quando um fluxo de uma substância muda de seu estado inicial para o estado ambiente definido por P_0 e T_0 , por processos físicos, envolvendo apenas interação térmica com o ambiente. Segundo Szargut (2006), a exergia física baseada na diferença de temperatura entre o sistema e o meio ambiente e no calor específico pode ser determinada pela Eq. (2.6) para gases perfeitos e a baseada na entalpia e entropia das substâncias pela Eq. (2.7) para a água, neste caso específico.

$$ex_T^{ph} = c_p \cdot \left[T - T_0 - T_0 \cdot \ln\left(\frac{T}{T_0}\right) \right] + \bar{R} \cdot T_0 \cdot \ln\left(\frac{p_{in}}{p_{out}}\right) \quad (2.6)$$

$$ex_T^{ph} = (h - h_0) - T_0 \cdot (s - s_0) \quad (2.7)$$

A parcela termodinâmica da exergia física dependente da temperatura e pressão é sempre positiva em temperaturas maiores do que as do ambiente e igual à zero nas condições normais de temperatura e pressão.

2.2.1.2. Exergia química

Szargut (2012) define a exergia química como o máximo trabalho que pode ser realizado quando o sistema considerado é posto em reação com substâncias de referência presentes no ambiente. Semelhante à exergia física, a exergia química depende da temperatura e da pressão de um sistema, bem como de sua composição. A principal diferença entre elas é que a exergia física não leva em conta a diferença da composição química de um sistema e a composição química do meio ambiente. Se a temperatura, a pressão ou a composição de um

sistema se difere do estado do ambiente, logo, todo o sistema terá uma variação de exergia (MORAN, SHAPIRO; 2010).

Kotas (1995) demonstrou que alguns combustíveis são compostos por inúmeros componentes químicos, o que dificulta a determinação da exergia química do combustível. Nesses casos, utiliza-se uma razão ϕ entre a exergia química e o poder calorífico inferior do combustível. A Tab. 2.2 abaixo mostra os valores típicos de ϕ para alguns combustíveis industriais e para outras substâncias combustíveis.

Tab. 2.2 - Valores típicos de ϕ para alguns combustíveis industriais (Fonte: Kotas, 1995).

Combustível	$\phi = ex^{ch} / PCI$
Coque	1,05
Carvão – diferentes tipos	1,03-1,10
Madeira	1,15-1,30
Óleos combustíveis e Petróleo	1,04-1,08
Gás Natural	1,04±0,5%
Carvão gaseificado	1,00±1%
Hidrogênio	0,985
Monóxido de Carbono	0,973
Enxofre (rômbico)	2,017

2.2.2. Exergia química de hidrocarbonetos

Segundo Rivero e Garfias (2004) para se encontrar o máximo trabalho teórico realizado de uma dada substância (C_aH_b) entrando em um sistema utiliza-se a Eq. (2.8) determinando assim a exergia química de tal substância, em kJ/kmol. Essa equação se utiliza da função de Gibbs do elemento ou composto aplicado para determinação da exergia química.

$$ex^{ch} = \left[\bar{g}_{comb} + \left(a + \frac{b}{4} \right) \cdot \bar{g}_{O_2} - a \cdot \bar{g}_{CO_2} - \frac{b}{2} \cdot \bar{g}_{H_2O(g)} \right] (T_0, p_0) + \bar{R} \cdot T_0 \cdot \ln \left[\frac{(y_{O_2})^{a+\frac{b}{4}}}{(y_{CO_2})^a \cdot (y_{H_2O})^{\frac{b}{2}}} \right] \quad (2.8)$$

A Eq. (2.9) é similar, mas utiliza a exergia química molar padrão, a qual foi determinada com base em diversos critérios, incluindo temperatura e pressão ambiente do sistema analisado e as concentrações de seus componentes mais comuns.

$$ex^{ch} = \left[\bar{g}_{comb} + \left(a + \frac{b}{4} \right) \cdot \bar{g}_{O_2} - a \cdot \bar{g}_{CO_2} - \frac{b}{2} \cdot \bar{g}_{H_2O(g)} \right] (T_0, p_0) + a \cdot ex_{CO_2}^{ch} + \left(\frac{b}{2} \right) \cdot ex_{H_2O(l)}^{ch} - \left(a + \frac{b}{4} \right) \cdot ex_{O_2}^{ch} \quad (2.9)$$

A Eq. (2.9) é mais comumente utilizada em sua forma simplificada, onde se deve apenas determinar os valores da energia livre de Gibbs para as substâncias presentes no combustível. A Tab. 2.3 mostra as funções de Gibbs de formação de componentes de combustíveis baseados em hidrocarbonetos e alguns gases perfeitos. Estes valores são utilizados nas Eq. (2.8) e (2.9).

Tab. 2.3 - Função de Gibbs de formação das substâncias consideradas neste trabalho. (Fonte: adaptado de Moran e Shapiro, 2010).

Componente	Função de Gibbs de Formação (kJ/kmol)
CH ₄	-50.790
C ₂ H ₆	-32.980
C ₃ H ₈	-23.490
C ₄ H ₁₀	-15.710
N ₂	0
CO ₂	-394.380
O ₂	0
H ₂ O(g)	-228.590

Considerando-se que o gás natural do Campo de Mexilhão é uma mistura de hidrocarbonetos, deve-se admitir que cada fração dessa mistura soma sua própria exergia química específica proporcional à exergia química específica total do combustível.

2.2.3. Exergia química de gases perfeitos

Para uma mistura de gases ideais em condições normais de temperatura e pressão, ou seja $[T_0, p_0]$, consistindo apenas em substâncias por gases presentes no meio ambiente, a exergia química total da mistura de gases perfeitos é obtida pela soma das contribuições de cada um dos componentes e é expressa pela Eq. (2.10).

$$Ex^{ch} = \bar{R} \cdot T_0 \cdot \sum_i y_i \cdot \ln \left(\frac{y_i}{y_i^e} \right) \quad (2.10)$$

Onde y_i e y_i^e são, respectivamente, a fração molar do componente i na mistura e no ambiente.

2.2.4. Eficiência exergética do sistema de geração

Na literatura podem-se encontrar diversas metodologias que relacionam o conceito de eficiência em base exergética. Foi selecionada para expressar a eficiência exergética neste trabalho o rendimento de segunda lei da termodinâmica e a eficiência racional de Bosnjakovic.

2.2.4.1. Cálculo do rendimento de segunda lei da termodinâmica

Formulada por Bejan et Al (1996), a expressão do rendimento de segunda lei da termodinâmica pode tomar diferentes formas. Alguns exemplos são utilizados neste trabalho, todos com base em balanço de exergia. Cada caso envolve um volume de controle no estado de equilíbrio assumindo uma condição adiabática.

Para produtores de energia (ex.: turbina a gás, turbina a vapor) operando em regime permanente, sem transferência de calor com o meio, o rendimento de segunda lei pode ser expresso na Eq. (2.11).

$$\varepsilon_{produtor} = \frac{\dot{W}_{produzido}}{\sum \dot{m}_{in} \cdot ex_{in} - \sum \dot{m}_{out} \cdot ex_{out}} \quad (2.11)$$

Para consumidores de energia (ex.: bomba, compressor e soprador) operando em regime permanente, sem transferência de calor com o meio, o rendimento de segunda lei pode ser expresso na Eq. (2.12).

$$\varepsilon_{consumidor} = \frac{\sum \dot{m}_{out} \cdot ex_{out} - \sum \dot{m}_{in} \cdot ex_{in}}{\dot{W}_{consumida}} \quad (2.12)$$

Para trocadores de calor sem contato entre os fluídos operando em regime permanente, sem transferência de calor com o meio, o rendimento de segunda lei pode ser expresso na Eq. (2.13).

$$\varepsilon_{tc} = \frac{\dot{m}_{fria} \cdot (ex_{out} - ex_{in})}{\dot{m}_{quente} \cdot (ex_{in} - ex_{out})} \quad (2.13)$$

Para câmaras de combustão operando em regime permanente, sem transferência de calor com o meio, o rendimento de segunda lei pode ser expresso na Eq. (2.14).

$$\varepsilon_{cc} = \frac{\dot{m}_{prod} \cdot ex_{prod}}{\dot{m}_{comb} \cdot ex_{comb} + \dot{m}_{oxi} \cdot ex_{oxi}} \quad (2.14)$$

Para caldeiras de recuperação operando em regime permanente, sem transferência de calor com o meio, o rendimento de segunda lei pode ser expresso na Eq. (2.15).

$$\varepsilon_{cr} = \frac{\dot{m}_{out} \cdot ex_{out} - \dot{m}_{in} \cdot ex_{in}}{\dot{m}_{GE} \cdot ex_{GE} - \dot{m}_{esc} \cdot ex_{esc}} \quad (2.15)$$

2.2.4.2. Eficiência racional de Bonsjakovic

A eficiência racional de Bonsjakovic é um conceito que foi introduzido por Kotas (1985) que demonstra uma relação entre a exergia de saída e de entrada em um sistema e que é mostrada na Eq. (2.16).

$$\zeta = \frac{\sum \dot{m}_{out} \cdot ex_{out}}{\sum \dot{m}_{in} \cdot ex_{in}} \quad (2.16)$$

2.2.5. Irreversibilidades

Irreversibilidade é a quantidade de exergia destruída em um sistema fechado, ou em outras palavras, o potencial de trabalho desperdiçado. A Eq. (2.17) apresenta a irreversibilidade de um sistema fechado, ou seja, a diferença entre os correntes exergéticas de entrada e os correntes exergéticas de saída, no que se refere à exergia do referido sistema (Villela, Silveira; 2009).

$$\dot{I} = \sum \dot{m}_{in} \cdot ex_{in} - \sum \dot{m}_{out} \cdot ex_{out} \quad (2.17)$$

2.3. Captura e Armazenamento de Carbono

2.3.1. Visão Geral

O CO₂ é o principal gás de efeito de estufa e tem um impacto sobre a mudança climática global. As concentrações globais de CO₂ na atmosfera aumentaram de níveis pré-

industriais, em torno de 1860, de cerca de 280 partes por milhão em volume (ppmv) a aproximadamente 316 ppmv, em 1958, e rapidamente para aproximadamente 403 ppmv em Junho de 2015 (<http://co2now.org/>, 2015). É previsto que a concentração mundial de CO₂ se eleve para valores acima de 750 ppmv em 2100 se não forem tomadas medidas para resolver a situação atual como mostrado na Fig. 2.1.

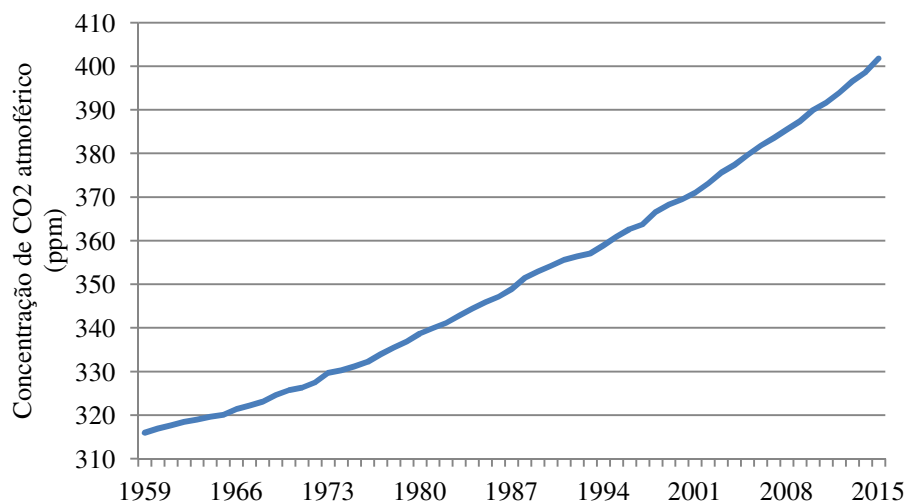


Fig. 2.3 – Concentração de CO₂ atmosférico mundial (fonte: co2now.org)

A geração de energia a partir de usinas movidas a combustíveis fósseis (por exemplo, carvão e gás natural) é considerada a maior fonte de emissões de CO₂ (FREUND, 2003). No entanto, usinas movidas a combustíveis fósseis desempenham um papel vital no atendimento às demandas de energia. Com as crescentes preocupações sobre o aumento da concentração atmosférica de gases de efeito estufa antropogênicos, estratégias eficazes de redução de emissões de CO₂, tais como Captura e Armazenamento de Carbono (CAC) são necessários para combater esta tendência.

O CAC é um processo que consiste na separação de CO₂ a partir de fontes industriais e relacionadas com a energia, o transporte para um local de armazenamento e isolamento de longo prazo da atmosfera (IPCC, 2007). A partir desta definição, o CAC consiste em três fases básicas: (a) separação do CO₂; (b) transporte e (c) armazenamento. Existem três

principais abordagens para o CAC: captura de pós-combustão, captura pré-combustão e captura de oxi-combustão (IPCC, 2007). As tecnologias de pós-combustão são as mais desenvolvidas, portanto existe uma maior facilidade de instalação em plantas existentes em comparação às duas outras tecnologias anteriormente mencionadas. A maior vantagem é que para implantação dessas tecnologias em plantas existentes não é necessário que se façam mudanças drásticas. Essa vantagem é obtida à custa da eficiência do processo de geração de energia, pois o CAC tem um consumo intensivo de energia elétrica e térmica (DAVISON, 2007).

2.3.2. Tecnologias de Captura de CO₂

Existem cinco tecnologias de separação que podem ser empregadas na pós-combustão: (a) adsorção; (b) absorção física; (c) separação criogênica; (d) absorção por membranas (e) separação a base de membranas e (f) absorção química.

a. Adsorção

A adsorção é um processo físico, que envolve a ligação de um gás ou líquido a uma superfície sólida. O adsorvente é regenerado pela aplicação de calor ou por redução de pressão. Adsorventes que poderiam ser aplicados para a captura de CO₂ incluem carvão ativado, alumina, óxidos metálicos e zeólitos (ZHAO et al., 2007).

Sistemas de adsorção atuais podem não ser adequados para aplicação em tratamento de gases de combustão de usinas de grande escala. Em tal escala, a capacidade de adsorção inferior da maioria dos adsorventes disponíveis podem representar desafios significativos. Além disso, as vazões de gases de combustão a serem tratados deveriam ter concentrações elevadas de CO₂, devido à baixa seletividade da maioria dos adsorventes disponíveis. Por exemplo, os zeólitos têm uma afinidade maior para o vapor de água do que para o dióxido de carbono (IEA, 2004, IEA, 2007 e ZHAO et al., 2007).

b. Absorção física

O conceito envolve a absorção física de CO₂ num solvente com base na lei de Henry. A regeneração pode ser obtida utilizando calor, redução da pressão, ou ambos. O processo de absorção ocorre em altos níveis de pressão parciais de CO₂. Como tal, os principais requisitos de energia são originários da pressurização de gás de combustão. Absorção física não é, por conseguinte, economicamente viável para vazões de gases de combustão com pressões parciais de CO₂ inferiores a 15% em volume (CHAKRAVATI et al., 2001 e IEA, 2004). Os solventes típicos são SELEXOL (éteres dimetílicos de polietileno glicol) e RECTISOL (metanol) (IEA GEE, 1993).

c. Separação criogênica

A separação criogênica remove o CO₂ da corrente de gás de combustão por condensação, onde à pressão atmosférica, o CO₂ condensa-se a -56,6 °C (IEA GEE, 1993). Este processo físico é adequado para o tratamento de correntes de gás de combustão, com concentrações elevadas de CO₂, considerando os custos de refrigeração. Isso normalmente é usado para captura de CO₂ para o processo de oxidação.

d. Absorção por membrana

Quando membranas são utilizadas na absorção de gás carbônico, elas agem como separação entre a corrente de gás e o solvente líquido, podendo ou não fornecer seletividade adicional. Este processo, no entanto, exige que as pressões sobre os líquidos e os gases sejam iguais para permitir o transporte de CO₂ através dela, sendo que a eficiência de separação depende da pressão parcial de CO₂. Como tal, elas são adequadas para aplicações com alta concentração de CO₂, tais como correntes de gás de combustão de oxidação e processos de gaseificação de biomassa. (FAVRE, 2007).

e. Separação à base de membranas

Na separação à base de membranas, a seletividade é fornecida pelas próprias membranas que consistem geralmente em filmes poliméricos ultrafinos e misturas separadas com base nas taxas relativas às quais as espécies constituintes permeiam. As taxas de permeabilidade diferem com base nas dimensões relativas das moléculas ou coeficientes de difusão do material da membrana. A força motriz para atravessar a membrana é a diferença na pressão parcial dos componentes em ambos os lados dela. No entanto, a seletividade deste processo de separação é baixa e, portanto, apenas uma fração do CO₂ é capturada. Além disso, a pureza do CO₂ capturado é baixa, pela mesma razão (IEA, 2004 e IEA GEE, 1993). A separação em múltiplos estágios é utilizada para capturar uma proporção mais elevada de CO₂, porém incorre em custos de capital e de operação adicionais (IEA, 2004 e IEA GEE, 1993).

f. Absorção Química

A absorção química envolve a reação de CO₂ com um solvente químico para formar um composto intermediário com uma ligação fraca que pode ser revertida com a aplicação de calor regenerando o solvente original e liberando uma corrente de CO₂ (IPCC, 2007). Este processo tem uma taxa de seletividade relativamente alta, produzindo uma vazão relativamente pura de CO₂. Esses fatores tornam a absorção química bem adequada para a captura de CO₂ dos gases de combustão industriais.

A captura de CO₂ em pós-combustão significa que o CO₂ é removido depois da combustão do combustível fóssil. Em outras palavras, o CO₂ é capturado a partir de gases de combustão em instalações de energia ou outras grandes fontes pontuais. O solvente mais utilizado é a MEA.

Antes da absorção, outros gases ácidos, tais como o SO_2 e NO_x devem ser removidos uma vez que afetam o desempenho do sistema, pois formam sais estáveis em contato com o solvente utilizado. A remoção de SO_2 é geralmente realizada por uma unidade dessulfuradora de gases de combustão. O NO_x é removido utilizando Redução Catalítica Seletiva, Redução Catalítica Não Seletiva ou queimadores de baixa formação de NO_x . O material particulado é removido por precipitadores eletrostáticos ou filtros, caso contrário eles iriam causar a formação de espuma nas colunas de absorção e regeneração, diminuindo seu desempenho.

Os gases de combustão devem ser arrefecidos entre 45 e 50 °C antes de chegarem ao absorvedor de CO_2 (RAO et al., 2004; RAMEZAN et al., 2007), o que melhora a absorção do CO_2 e minimiza-se as perdas de solvente devido à evaporação. Isto é possível num arrefecedor de contato direto, onde o gás de combustão é arrefecido por um pulverizador de água, que satura o gás de combustão. Este arrefecimento pode ser muito problemático, pois pode ocorrer formação de gases ácidos no interior do soprador e no absorvedor.

Solventes de amina como a MEA se degradam em contato com certas impurezas tais como o excesso de oxigênio, dióxido de enxofre ou óxidos nitrosos formando outras substâncias, incluindo sais estáveis. Uma parte do produto no fundo do regenerador é enviada para uma unidade recuperadora, onde o solvente é evaporado e devolvido, descartando os resíduos de solventes não voláteis que são removidos do sistema.

2.4. Termoeconomia

2.4.1. Visão geral

De acordo com Tsatsaronis et al (1993) a termoconomia (exergoeconomia) combina a análise exérgica com análise de custo convencional, a fim de avaliar e melhorar o desempenho dos sistemas de energia. A principal contribuição de uma análise exérgica para a avaliação de um sistema de energia vem através de uma avaliação termoeconômica que

considera não apenas as ineficiências, mas também os custos associados a essas ineficiências e as despesas de investimento necessárias para reduzi-los. O objetivo de uma otimização termodinâmica é minimizar as ineficiências termodinâmicas dentro do sistema, enquanto que o objetivo de uma otimização termoeconômica é estimar a estrutura ótima em termos de custos e os valores ótimos das ineficiências termodinâmicas em cada componente (TSATSARONIS; HO-PARK, 2002).

Neste trabalho, a partir de trabalhos pioneiros anteriores na área de termoconomia, grandes contribuições da história são apresentadas. Em primeiro lugar, um breve histórico sobre a análise e otimização de sistemas térmicos é dado. Nas seções seguintes, os conceitos de custo exergético e conceitos de contabilização de custos são descritos.

2.4.2. Visão histórica

A ideia de atrelar conceitos de correntes exergéticas, ou seja, quantidade de exergia em uma corrente mássica e de custos foi discutida pela primeira vez por Keenan (1932). Ele ressaltou que os custos do vapor e da energia elétrica baseiam-se na disponibilidade, não em sua energia. No final dos anos 1950, os estudos de custos de segunda lei começaram em dois locais diferentes de forma independente.

Evans (1980) estudou processos de dessalinização por análise exergética, o que os levou à ideia de custo exergético e suas aplicações à engenharia econômica, para o qual eles deram o nome de termoconomia. O conceito de seu procedimento foi traçar o fluxo de caixa, custo do combustível, custo de operação e custo de capital amortizado de uma planta, associando a utilidade de cada corrente com sua exergia. Em 1970, El-Sayed, juntamente com outros colaboradores, em sua pesquisa sobre a dessalinização, publicou um dos mais importantes artigos no assunto, o qual serviu de base matemática para a otimização de sistemas térmicos (EL-SAYED; GAGGIOLI, 1989).

Na Europa, muitas obras importantes sobre as metodologias de análise de Segunda Lei e sobre exergia em si foram realizadas no final dos anos 50 e durante os anos 60 e 70.

Szargut criou o procedimento da análise do custo exergético de uma central de cogeração simples por derivação de uma fórmula generalizada aproximada e introduziu o coeficiente de custo ecológico na literatura. A utilização deste coeficiente determinou o consumo cumulativo de recursos naturais não renováveis em um processo de produção possível (SZARGUT, 1976 apud SZARGUT, 2006). Alguns desses trabalhos sobre análise termoeconômica foram mostrados em um livro por Kotas (1995), que ainda é aceito como uma das referências básicas em análise exergética e termoeconômica de sistemas térmicos.

Apesar de ter havido numerosos estudos e abordagens teóricas no campo da termoconomia, as aplicações metodológicas e funcionais delas para a análise, projeto e otimização de sistemas térmicos não começou até 1980. Durante esta década, os interesses e os estudos relacionados às técnicas de análise exergoeconômica e aplicações aumentaram consideravelmente. Frangopoulos e Von Spakovsky (1993) aplicaram e formalizaram o primeiro método autônomo que fora desenvolvido por Evans e El-Sayed (1970). Tsatsaronis e Winhold (1985) introduziram alguns conceitos chave de termoconomia, como combustível e produto. Valero (1986) publicou outro artigo chave na termoconomia e apresentou a metodologia básica relacionando análise a custos baseados em exergia e aplicações (VALERO et al., 1986) e, com Lozano, ele apresentou conceitos básicos e várias aplicações da teoria do custo exergético, um importante pilar da termoconomia (LOZANO; VALERO, 1993).

As maiores contribuições foram feitas nos anos 90 para alcançar uma maior padronização e formalismo na área de estudos termoeconômicos. O senso comum era propor uma formulação matemática padrão e comum para todas as metodologias termoeconômicas,

empregando modelos termoeconômicos que podem ser expressos por equações lineares (EARLACH et al., 1999). Nessa altura, Tsatsaronis propôs o termo exergoeconomia, que foi definida como uma parte de termoconomia. Desde que este termo foi utilizado como sentido geral que expressa uma interação entre todas as variáveis termodinâmicas e a economia, ele sugeriu que as metodologias de contabilização dos custos com base exergética devem ser indicadas como exergoeconomia (TSATSARONIS, 1996).

Uma das obras mais interessantes foi o problema CGAM desenvolvido originalmente por Frangopoulos (1994), Tsatsaronis (1994), Valero (1994) e Von Spakovsky (1994). O problema CGAM foi nomeado a partir das iniciais dos pesquisadores participantes. O objetivo do problema era mostrar como as metodologias foram aplicadas, que conceitos foram usados e que os resultados foram obtidos em um problema simples e específico (VALERO et al., 1996).

Os trabalhos sequenciais publicados na mesma edição tinham as definições comuns da física, termodinâmica e modelos de custo mais a função objetivo, mas diferentes procedimentos de otimização termoeconômica. Os autores enfatizaram que o objetivo do trabalho apresentado foi unificar as metodologias termoeconômicas, não uma competição entre eles.

Outro importante projeto chamado TADEUS foi iniciado em 2001 (LAZARETO et al, 2006; VERDA, 2006; VERDA, BORCHIPELLINI, 2007). As principais metas do projeto eram: aplicar procedimentos de diferentes grupos de pesquisa em análise termoeconômica para o diagnóstico do mau funcionamento do sistema de energia e identificação de ineficiências, além de estabelecer conceitos e nomenclaturas comuns e comparar os resultados, destacando as principais características de cada abordagem.

Desde os anos 80, tem havido inúmeros artigos publicados em todo o mundo sobre análise de custo exergoeconômico, aplicação e otimização de sistemas térmicos. Boa parte deles foi publicada desde meados dos anos 90 devido ao formalismo estrutural melhorado das metodologias exergoeconômicas.

2.4.3. Métodos termoeconômicos

Seguindo (EL-SAYED, GAGGIOLI, 1989), os métodos de termoeconomia podem ser classificados em dois grupos: métodos algébricos e métodos de cálculo.

2.4.3.1. Métodos algébricos

Os métodos algébricos utilizam equações algébricas de custo derivadas da análise econômica convencional e equações de custos auxiliares para cada subcomponente de qualquer sistema apresentado (BEJAN et al, 1996). Eles estão relacionados com o processo de formação de custo do sistema, a fim de investigar os custos médios.

2.4.3.2. Métodos de cálculo

Os métodos de cálculo são construídos sobre equações diferenciais. Os fluxos de custos de um sistema são desenvolvidos em uma ligação com procedimentos de otimização que se baseiam nos multiplicadores de Lagrange e são usados para determinar custos marginais. A dificuldade característica na aplicação de métodos de cálculo para os sistemas complexos tais como plantas de cogeração, é o fato de que os multiplicadores de Lagrange variam de iteração para a iteração quando o isolamento do componente termoeconômico não é alcançado (EVANS, 1980).

De modo a reduzir a complexidade na otimização de sistemas térmicos complexos, foram propostos vários métodos de decomposição com base na Segunda Lei (SILVEIRA, TUNA, 2003, 2004). Restrições termodinâmicas tornam o problema de otimização mais

simples de ser resolvido, pois moldam todos os limites do sistema diminuindo a quantidade de variáveis.

2.5. Eficiência Ecológica

Cardu e Baica (1999) analisaram o impacto das termelétricas sobre o meio ambiente como resultado da emissão de gases de efeito estufa. Não existia uma metodologia geral para tratar este problema em nível mundial, ou seja, levar em consideração todos os efeitos cumulativos dos respectivos gases e também para fazer a análise necessária do ponto de vista da previsão do conjunto dos efeitos da poluição em correlação com a energia útil produzida. Então, no primeiro trabalho (CARDU, BAICA, 1999) foi apresentada, pela primeira vez, uma metodologia que oferece a possibilidade de tratar como um todo, em nível mundial, o impacto dos gases de efeito estufa sobre o ambiente em dois aspectos. Em primeiro lugar, sobre as emissões de gases nocivos na atmosfera, e em segundo lugar, em relação às quantidades de emissões correspondentes em relação à unidade de energia útil produzida. Assim, geraram um modelo matemático que tornava possível essa relação.

Cardu e Baica (2001) aplicaram esse método global e estimaram a eficiência ecológica a partir de resultados de análises energéticas de unidades termelétricas com caldeiras de leito fluidizado. Silveira et al (2007) realizaram uma comparação utilizando esta mesma metodologia em uma planta de ciclo combinado a gás natural de 1.000 MW e 1000 plantas a carvão de 1.000 kW cada, obtendo assim valores de eficiência ecológica para ambos os casos.

No Brasil, Villela e Silveira (2007) avaliaram impactos ambientais resultantes da combustão de gás natural e diesel em usinas termelétricas que utilizam a tecnologia de ciclo combinado (CC), como em relação às condições brasileiras de acordo com o Plano Prioritário de Termelétricas (PPT). Nas regiões onde não há o gás natural a opção tem sido a utilização de diesel e, conseqüentemente, houve mais emissão de poluentes.

Os gases de combustão das usinas termelétricas que trabalham com gás natural (menos poluente) e diesel (mais poluente) causam problemas para o meio ambiente, pois seus componentes prejudicam os seres humanos, os animais e as plantas diretamente. A poluição resultante da combustão do gás natural e diesel é analisada, considerando-se, separadamente, as emissões de gases CO_2 , SO_2 , NO_x e partículas e compará-las com as de uso normas internacionais relativas à qualidade do ar.

3. ANÁLISE TERMODINÂMICA DA CENTRAL TERMOELÉTRICA

A análise deste capítulo demonstra através da Primeira Lei e da Segunda Lei da Termodinâmica do objeto de estudo, bem como a sua eficiência elétrica final. Essa análise quantitativa e qualitativa deve ser dividida em duas fases. Primeiramente uma análise termoelétrica estudada sem a implantação do sistema de Captura e Armazenamento de Carbono.

3.1. Termoelétrica e sistema de captura de CO₂

A termoelétrica em ciclo combinado de marca General Electric a gás natural tem uma configuração que utiliza duas turbinas a gás GE 7F.04 e uma a vapor D650 com três entradas de pressão. A planta foi concebida para operar em condições naturais de temperatura e pressão, ou seja, 25°C e 1 atm. O projeto básico desta planta foi disponibilizado pela empresa AES Tietê, que também escolheu como combustível o gás natural da Bacia do Campo de Mexilhão, sem H₂S. Os gases de exaustão que passarem pela caldeira de recuperação têm uma vazão mássica de 808,12 kg/s a pressão atmosférica e ao fim do processo são liberados para o meio ambiente com temperatura de 86°C. O diagrama da planta estudada está ilustrado na Fig. 3.1.

O gás natural chega através de gasodutos, provenientes do Campo de Mexilhão, a partir da base de Caraguatatuba, e é direcionado aos pré-aquecedores de gás (pontos 1 e 2). Após o gás ser pré-aquecido, ele é injetado nas câmaras de combustão (pontos 2). Paralelamente, ar atmosférico é succionado para um compressor (ponto 3) tendo sua pressão aumentada, e logo em seguida é também injetado na câmara de combustão (ponto 4).

Na câmara de combustão ocorre uma reação de oxi-combustão, a qual tem como resultado (ponto 5) um gás composto basicamente por dióxido de carbono, nitrogênio, oxigênio e vapor d'água. Este gás da combustão é então levado às turbinas a gás (ponto 5),

onde ocorre uma expansão, considerada adiabática. Essa expansão permite mover as pás da turbina, girando-as, gerando assim energia mecânica. Por estar acoplada a um gerador através de seu eixo, este ao receber energia mecânica, converte-a em energia elétrica através de uma indução nos terminais dos enrolamentos que, conectados a cargas, levam a circulação de corrente elétrica.

Da saída das turbinas a gás (ponto 6) saem os gases de escape, com temperatura e pressão menores, porém com energia térmica suficiente para entrar nas caldeiras de recuperação de calor e ao sair (ponto 7) ter trocado calor com água desmineralizada aquecendo-a até o nível de vapor superaquecido. Este vapor sai por quatro linhas diferentes sendo três (pontos 8, 10 e 11) até a turbina a vapor e uma até o pré-aquecedor de combustível (ponto 15) onde após trocar calor com o combustível, aquecendo-o, retorna à caldeira de recuperação (ponto 16). Nesta turbina existem dois estágios, um para vapor de alta pressão (ponto 8) e outra para vapor de baixa pressão (pontos 10 e 11). No estágio de alta pressão existe uma extração de vapor saturado (ponto 9) que retorna à caldeira de recuperação de calor onde é reaquecido e utilizado nas linhas de vapor de baixa pressão.

Da turbina o vapor se expande e sai na forma de uma mistura de líquido e vapor pela saída do estágio de baixa pressão, em seguida entra no condensador (ponto 12) e sai como líquido saturado (ponto 13). Esse líquido saturado é bombeado saindo na forma de líquido comprimido (ponto 14).

Logo após a compressão, retorna para a caldeira de recuperação, completando assim o ciclo.

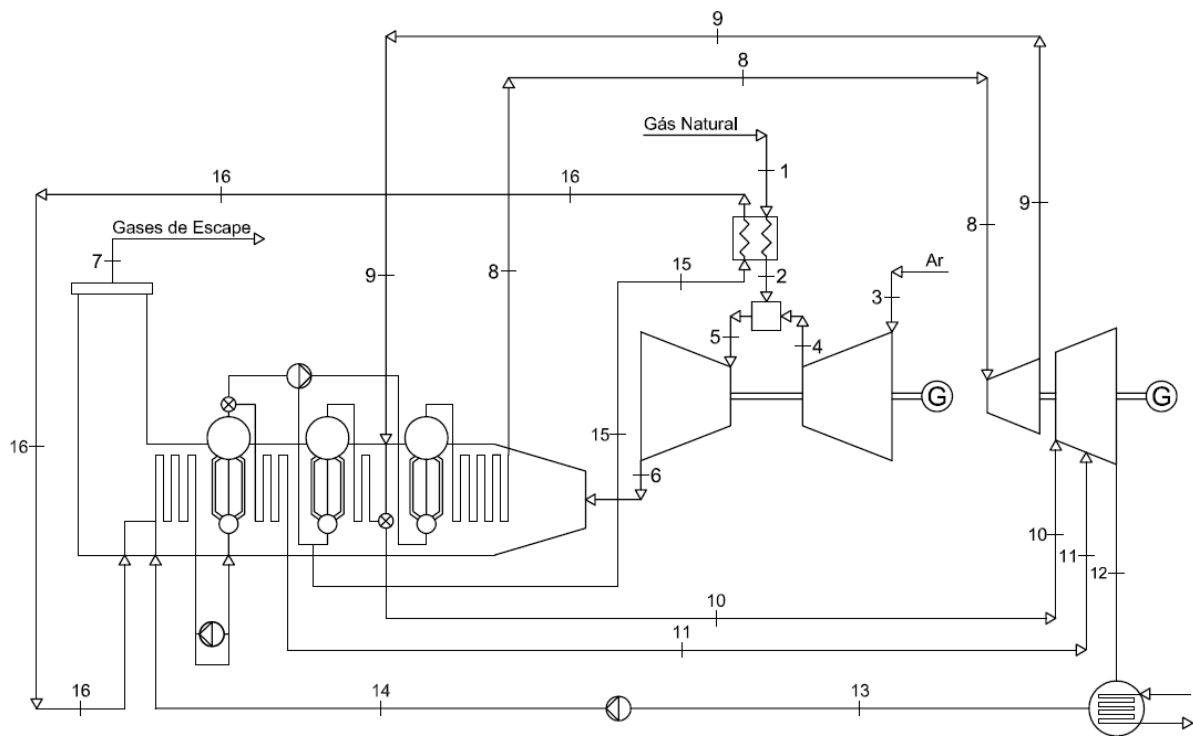


Fig. 3.4 – Diagrama da Planta Termoelétrica (Fonte: Adaptado do Projeto AES Tietê)

Os pontos mostrados no diagram da Fig. 3.1 e citados anteriormente são mostrados na Tab. 3.1, discriminando o estado termodinâmico em cada ponto.

Tabela 3.1. Pontos do ciclo (fonte: projeto AES Tietê).

Ponto	p (MPa)	T (°C)	\dot{m} (kg/s)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg/K)
1	0,1	25	20,24	-	-
2	0,1	185	20,24	-	-
3	0,1	25	787,88	-	-
4	1,381	379	787,88	-	-
5	1,312	1320	808,12	-	-
6	0,1	612	808,12	-	-
7	0,1	86	808,12	-	-
8	13,1	566	96,36	3511	6,652
9	2,701	340	96,36	3098	6,702
10	0,3351	292	13,67	3052	7,621
11	2,413	566	110,44	3610	7,523
12	0,00728	40	124,11	2574	7,565
13	0,00728	40	124,11	167,5	0,5723
14	0,38	40,03	124,11	168	0,5727
15	0,38	226	9,46	2915	7,307
16	0,38	44	9,46	184,6	0,6253

Na segunda fase realiza-se a análise termodinâmica no objeto de estudo considerando a implementação de uma planta otimizada de captura e armazenamento de carbono adaptada para este objeto de estudo do trabalho de Amrollahi et al. (2012), os quais estudaram diversas tecnologias de otimização deste sistema até chegar num modelo de menor consumo de energia. Este sistema está ilustrado na Fig. 3.2 e na Tab. 3.2 são mostrados todos os valores necessários para a realização da análise termodinâmica.

O gás de combustão (ponto 1) proveniente da chaminé é arrefecido (ponto 2), comprimido e injetado no absorvedor (ponto 3). Dentro do absorvedor, ele é colocado em contato em contracorrente com um fluxo de solvente pobre que reage com o CO₂ entre 0,1 e 0,2 mol_{CO_2}/mol_{MEA} obtendo-se um fluxo de solvente rico, com uma taxa entre 0,4 e 0,5 mol_{CO_2}/mol_{MEA} . O gás limpo sai pelo topo do absorvedor e é então lavado e, antes de ser liberado para a atmosfera (ponto 11), passa mais uma vez pelo topo do absorvedor, aumentando assim a pureza deste gás. Dentro do absorvedor, o solvente pobre gradualmente se aquece na medida em que absorve CO₂, aumentando a temperatura no interior do absorvedor entre 40°C e 60°C. Ao sair do absorvedor (ponto 4), o solvente rico é bombeado para um trocador de calor (ponto 5), onde é pré-aquecido pelo solvente pobre regenerado. Ele é então encaminhado ao regenerador (ponto 6), onde é regenerado a temperaturas elevadas (100-120°C) e a uma pressão ligeiramente mais elevada do que a pressão atmosférica (1,5-2 atm) (IPCC, 2007). O calor requerido é fornecido através da caldeira de recuperação (pontos 9' e 9''), que é a maior causadora de perdas de eficiência do processo. Este processo foi otimizado por Amrollahi et Al. (2012), através de um processo de recompressão de vapor de solvente pobre, no qual o solvente da parte inferior do regenerador passa por um compressor multiestágios, recuperando assim o calor da condensação do vapor d'água, utilizando-o para complementar a demanda do processo. Neste processo, o número de estágios de compressão é

duplicado, o que diminui em 43% a demanda total de um processo de regeneração convencional. O solvente pobre regenerado é então bombeado novamente para o trocador de calor mencionado anteriormente (ponto 7), reduzindo sua temperatura ao transferir calor para o solvente rico. Posteriormente é bombeado para um trocador de calor (ponto 8) antes de retornar ao absorvedor. Parte do solvente utilizado nesse processo perde a capacidade de absorver CO₂, portanto existe um back-up de solvente e água para o absorvedor (pontos 9 e 10, respectivamente). No topo do regenerador sai CO₂ e água (ponto 11). Esta corrente segue a um condensador onde parte da água volta ao estado líquido e no tanque flash é separado do CO₂. Os pontos 12 a 14 representam o ciclo de compressão de CO₂, mas ainda existe a presença de água, portanto o processo de condensação e separação em tanques flash até que no ponto 15 é bombeado CO₂ puro a 140 bar.

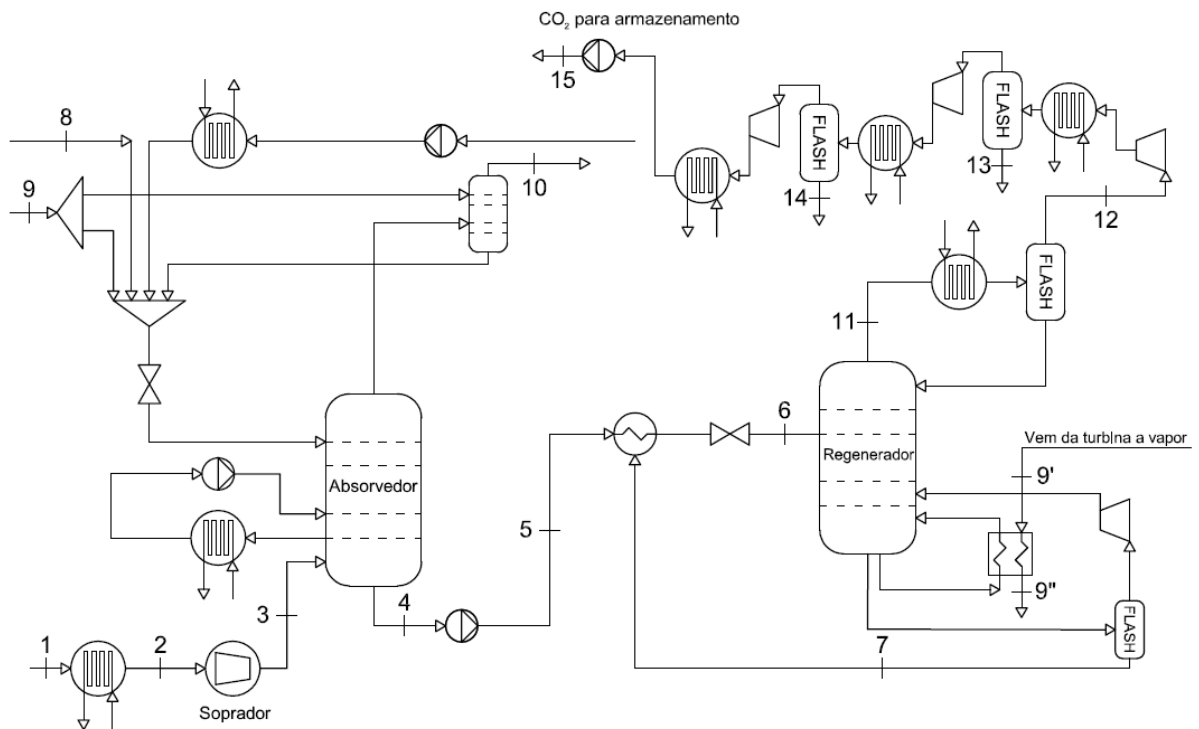


Fig. 3.2 - Sistema de Captura e Armazenamento de Carbono Otimizado (Fonte: adaptado de Amrollahi et al, 2012)

Tab. 3.2 - Pontos do Sistema de CAC (Fonte: adaptado de Amrollahi et al, 2012).

Ponto	p (MPa)	T (°C)	ṁ (kg/s)	Fração Mássica				
				CO ₂	N ₂	O ₂	H ₂ O	MEA
1	0,10	86,00	806,10	0,0832	0,7376	0,1159	0,0633	-
2	0,10	42,00	802,32	0,0836	0,7411	0,1165	0,0589	-
3	0,11	48,40	802,32	0,0836	0,7411	0,1165	0,0589	-
4	0,68	41,80	828,62	0,0953	-	-	0,6301	0,2747
5	0,64	93,00	828,62	0,0953	-	-	0,6301	0,2747
6	0,10	101,70	767,29	0,0451	-	-	0,6651	0,2897
7	0,60	50,30	767,29	0,0451	-	-	0,6651	0,2897
8	0,40	25,00	0,12	-	-	-	-	1,0000
9	0,40	25,00	9,37	-	-	-	1,0000	-
10	0,10	45,80	744,77	0,0064	0,7801	0,1483	0,0652	-
11	1,10	24,90	61,33	0,9837	-	-	0,0163	-
12	4,30	20,00	0,50	0,0049	-	-	0,9951	-
13	18,90	20,00	0,10	0,0241	-	-	0,9759	-
14	110,00	24,90	60,73	0,9992	-	-	0,0008	-

Ao se instalar o sistema de CAC o ponto 9 da Fig. 3.1 se divide em duas linhas de vapor, uma permanece a mesma com uma vazão mássica reduzida de 27,9 kg/s e outra que passa pelo o trocador de calor do regenerador de amina e depois retorna a caldeira de recuperação, mostrados na Tab. 3.3.

Tabela 3.3. Entrada e saída do trocador de calor do regenerador de amina (fonte: adaptado de Amrollahi et al, 2012)

Ponto	p (MPa)	T (°C)	ṁ (kg/s)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg/K)
9'	0,428	302,6	68,46	3071	7,543
9''	0,4	145	68,46	2742	6,903

3.2.Reação de combustão do gás natural na câmara de combustão

Kakaee, Paykani, e Ghajar (2014) explicam que o gás natural é um combustível de queima limpa, em comparação com os combustíveis líquidos convencionais, como o de diesel ou gasolina e com os combustíveis sólidos como enxofre e carvão mineral. Ele tem um elevado índice de octano e, por conseguinte, é adequado para motores com um nível de compressão relativamente elevado. Tem uma temperatura elevada de autoignição, de modo

que requer intensa fonte de energia para permitir a combustão, tornando-o relativamente seguro.

A composição do gás natural considerado neste trabalho é mostrada nas condições normais de temperatura e pressão com uma composição básica mostrada na Tab. 3.4.

Tab. 3.4 - Composição do Gás Natural do Campo de Mexilhão (Fonte: projeto AES Tietê).

Componente	Fórmula	Fração Molar
Dióxido de Carbono	CO ₂	1,5%
Gás Nitrogênio	N ₂	0,7%
Metano	CH ₄	89,0%
Etano	C ₂ H ₆	6,0%
Propano	C ₃ H ₈	1,8%
Butano	C ₄ H ₁₀	1,0%
Total	-	100,0%

O ar atmosférico teórico considerado neste trabalho é mostrado nas condições normais de temperatura e pressão com uma composição básica mostrada na Tab. 3.5.

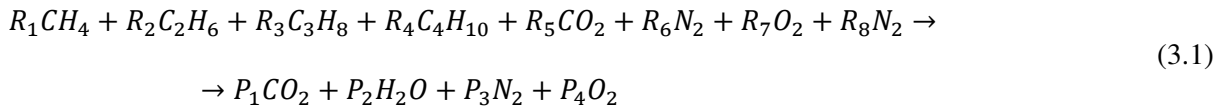
Tab. 3.5 - Composição do ar (Fonte: projeto AES Tietê).

Componente	Fórmula	Fração Molar
Gás oxigênio	O ₂	21,01%
Gás nitrogênio	N ₂	78,99%
Total	-	100,00%

A reação de combustão do gás natural é baseada na quantidade de carbono (C), hidrogênio (H) e oxigênio (O) em sua composição. No caso do gás do Campo de Mexilhão pode-se visualizar na Tab. 3.6.

Tab. 3.6 - Tabela para cálculo da combustão (Fonte: adaptado de Moran e Shapiro, 2006)

Componente	C (kmol)	H (kmol)	O (kmol)	N (kmol)
Metano (r ₁)	0,89	3,56	-	-
Etano (r ₂)	0,12	0,36	-	-
Propano (r ₃)	0,054	0,144	-	-
Butano (r ₄)	0,04	0,1	-	-
Dióxido de Carbono (r ₅)	0,015	0	0,03	-
Nitrogênio (r ₆)	-	-	-	0,07
Total	1,119	4,164	0,03	0,07



Os coeficientes da Eq. (3.1) podem ser determinados pelas Eq. (3.3) a (3.8) que relacionam as frações molares de cada elemento da Tab. 3.6 e o excesso de ar (ϕ) para determinação dos coeficientes dos produtos da reação de combustão (MORAN; SHAPIRO, 2008).

$$\beta = \frac{2 \cdot P_1 + P_2 - 2 \cdot C}{2} \quad (3.2)$$

$$R_8 = 3,76 \cdot \beta \cdot \phi \quad (3.4)$$

$$P_1 = \sum \text{carbono} \quad (3.5)$$

$$P_2 = \frac{\sum \text{hidrogênio}}{2} \quad (3.6)$$

$$P_3 = R_6 + R_8 \quad (3.7)$$

$$P_4 = \frac{2 \cdot \sum \text{oxigênio} + 2 \cdot (\beta \cdot \phi) - 2 \cdot P_1 - P_2}{2} \quad (3.8)$$

3.3. Cálculo do PCI e exergia química do Gás Natural do Campo de Mexilhão

Como a composição do Gás Natural do Campo de Mexilhão é uma mistura de hidrocarbonetos conhecidos, deve-se transformar a composição em base molar em uma base molar para determinação do Poder Calorífico Inferior através da Tab. 3.7.

Tab. 3.7 - Cálculo do PCI do Gás Natural (fonte: adaptado de Moran e Shapiro, 2010).

Componente	% em volume	mol g	% em massa	PCI kJ/kg
Metano (CH ₄)	89,00	16,04	77,96	50.000
Etano (C ₂ H ₆)	6,00	30,07	9,85	42.525
Propano (C ₃ H ₈)	1,80	44,10	4,34	46.390
Butano (C ₄ H ₁₀)	1,00	58,124	3,17	45.775
Dióxido de Carbono (CO ₂)	1,50	44,01	3,61	-
Nitrogênio (N ₂)	0,70	28,013	1,07	-
Gás Natural	100,00	17,708	100,00	46.634

A exergia química do combustível foi calculada a partir da Eq. (2.8) considerando a proporção de cada substância presente no gás natural considerado neste trabalho. Obteve-se o valor de 892.938,17 kJ/kmol. Dividindo-se esse valor pela massa molar do gás natural obtém-se o valor de 49.028,14 kJ/kg para a exergia química específica deste combustível. A razão deste valor e o valor do PCI do combustível são de 1,05, ou seja, está dentro próximo ao padrão que é $1,04 \pm 0,5\%$ apresentado na Tab. 2.2.

Como o combustível deste trabalho passa por um pré-aquecedor de combustível, então existe uma quantidade de exergia física agregada à exergia total do combustível que segue o padrão da Eq. (2.6). A Fig. 3.3 ilustra o crescimento da exergia física do combustível diretamente proporcional à elevação de sua temperatura.

3.4. Desenvolvimento de funções para determinação dos calores específicos a pressão constante dos fluidos de trabalho

Utilizando a Tab. 2.1 e a partir da reação de combustão determinada no item anterior, podem-se desenvolver funções específicas para determinação do calor específico de cada um dos fluidos de trabalho (gás natural, gases de exaustão e ar) em função da temperatura. Isso é detalhado nas Tab. 3.8 - 3.10. Os coeficientes C_0 , C_1 , C_2 e C_3 já estão ponderados nestas tabelas a partir da Eq. 2.4.

Tab. 3.8 – Determinação da equação do C_p do ar (Fonte: próprio autor).

Composição	%mol	%massa	C_0	C_1	C_2	C_3
N ₂	78,99	23,29	0,85145	-0,3682	0,73639	-0,32217
O ₂	21,01	76,71	0,20497	-0,00002	0,12578	-0,07687
Total	100	100	1,05643	-0,36822	0,86217	-0,39904

Tab. 3.9 - Determinação da equação do C_p dos gases de exaustão (Fonte: próprio autor).

Composição	%mol	%massa	C_0	C_1	C_2	C_3
CO ₂	5,34	8,32	0,03743	0,13891	-0,10563	0,03244
H ₂ O	9,94	6,33	0,11336	-0,00678	0,03711	-0,01267
N ₂	74,4	73,76	0,81877	-0,35406	0,70813	-0,30981
O ₂	10,24	11,59	0,10196	-0,00002	0,06256	-0,03823
Total	100	100	1,06988	-0,25114	0,73359	-0,34170

Tab. 3.10 - Determinação da equação do C_p do gás natural do Campo de Mexilhão (Fonte: próprio autor).

Composição	%mol	%massa	C_0	C_1	C_2	C_3
CH ₄	89	77,96	0,93554	2,53375	0,58471	-0,55353
C ₂ H ₆	6	9,85	0,01774	0,58330	-0,22761	0,02857
C ₃ H ₈	1,8	4,34	-0,00416	0,30129	-0,15606	0,03165
C ₄ H ₁₀	1	3,17	0,00517	0,18093	-0,06050	-0,28724
CO ₂	1,5	3,61	0,01622	0,06021	-0,04579	0,01406
N ₂	0,7	1,07	0,01189	-0,00514	0,01028	-0,00450
Total	100	100	0,98240	3,65434	0,10504	-0,77098

A partir da integral $\int c_p dt$ de T_{in} a T_{out} da Eq. 2.3 e dos coeficientes determinados pelas Tab. 3.8, 3.9 e 3.10 para a Eq. 2.4 pode-se determinar as funções para cálculo da variação de entalpia de cada um dos fluídos de trabalho ao passar por um equipamento, estes são apresentados nas Eq. (3.9), (3.10) e (3.11).

$$\Delta h_{ar} = \left[1,05643 \cdot T - 0,36822 \cdot \frac{T^2}{2 \cdot 10^3} + 0,86217 \cdot \frac{T^3}{3 \cdot 10^6} - 0,39904 \cdot \frac{T^4}{4 \cdot 10^9} \right]_{T_{in}}^{T_{out}} \quad (3.9)$$

$$\Delta h_{ge} = \left[1,06988 - 0,25114 \cdot \frac{T^2}{2 \cdot 10^3} + 0,73359 \cdot \frac{T^3}{3 \cdot 10^6} - 0,34170 \cdot \frac{T^4}{4 \cdot 10^9} \right]_{T_{in}}^{T_{out}} \quad (3.10)$$

$$\Delta h_{comb} = \left[0,98240 + 3,65434 \cdot \frac{T^2}{2 \cdot 10^3} + 0,10504 \cdot \frac{T^3}{3 \cdot 10^6} - 0,77098 \cdot \frac{T^4}{4 \cdot 10^9} \right]_{T_{in}}^{T_{out}} \quad (3.11)$$

3.5. Análise termodinâmica dos equipamentos do sistema de geração

Todas as equações da análise termodinâmica são baseadas nas equações da seção 2.1 do Capítulo 2.

3.5.1. Compressor

Com base na Primeira Lei da Termodinâmica, a expressão para o trabalho do compressor pode ser calculada a partir da Eq. (3.12) considerando-se regime permanente.

$$W_{ca}^{mec} = \dot{m}_3 \cdot \int_{T_3}^{T_4} c_p dT \quad (3.12)$$

Com base na Segunda Lei da Termodinâmica, as expressões para as eficiências baseadas em exergia e das irreversibilidades no compressor podem ser calculadas a partir das Eq. (3.13), (3.14) e (3.15).

$$\varepsilon_{ca} = \frac{\dot{m}_4 \cdot ex_4 - \dot{m}_3 \cdot ex_3}{\dot{W}_c^{mec}} \quad (3.13)$$

$$\zeta_{ca} = \frac{\dot{m}_4 \cdot ex_4}{\dot{m}_3 \cdot ex_3 + \dot{W}_c^{mec}} \quad (3.14)$$

$$I_{ca} = \dot{m}_3 \cdot ex_3 - \dot{m}_4 \cdot ex_4 + \dot{W}_c^{mec} \quad (3.15)$$

3.5.2. Pré-aquecedor de combustível

A quantidade de calor transferida do vapor ao combustível (Q_{pac}) pode ser calculada a partir da Eq. (3.16) considerando-se que não houve perda mássica dentro do equipamento, ou seja, $\dot{m}_1 = \dot{m}_2$ e $\dot{m}_{15} = \dot{m}_{16}$.

$$\dot{Q}_{pac} = \dot{m}_{15} \cdot (h_{15} - h_{16}) \quad (3.16)$$

A quantidade de calor recebida pelo combustível (Q'_{pac}) pode ser calculada a partir da Eq. (3.17) considerando-se que não houve perda mássica dentro do equipamento, ou seja, $m_1 = m_2$. Considera-se $\dot{Q}_{pac} = \dot{Q}'_{pac}$.

$$\dot{Q}'_{pac} = \dot{m}_2 \cdot c_{p2} \cdot T_2 - \dot{m}_1 \cdot c_{p1} \cdot T_1 \quad (3.17)$$

Com base na Segunda Lei da Termodinâmica, as expressões para as eficiências baseadas em exergia e das irreversibilidades no pré-aquecedor de combustível podem ser calculadas a partir das Eq. (3.18), (3.19) e (3.20).

$$\varepsilon_{pac} = \frac{\dot{m}_1 \cdot (ex_2 - ex_1)}{\dot{m}_{15} \cdot (ex_{15} - ex_{16})} \quad (3.18)$$

$$\zeta_{pac} = \frac{\dot{m}_2 \cdot ex_2 + \dot{m}_{16} \cdot ex_{16}}{\dot{m}_1 \cdot ex_1 + \dot{m}_{15} \cdot ex_{15}} \quad (3.19)$$

$$I_{pac} = (\dot{m}_1 \cdot ex_1 + \dot{m}_{15} \cdot ex_{15}) - (\dot{m}_2 \cdot ex_2 + \dot{m}_{16} \cdot ex_{16}) \quad (3.20)$$

3.5.3. Câmara da combustão

Com base na Segunda Lei da Termodinâmica, as expressões para as eficiências baseadas em exergia e das irreversibilidades na câmara de combustão podem ser calculadas a partir das Eq. (3.21), (3.22) e (3.23).

$$\varepsilon_{cc} = \frac{\dot{m}_5 \cdot ex_5}{\dot{m}_2 \cdot ex_2 + \dot{m}_4 \cdot ex_4} \quad (3.21)$$

$$\zeta_{cc} = \frac{\dot{m}_5 \cdot ex_5}{\dot{m}_2 \cdot ex_2 + \dot{m}_4 \cdot ex_4} \quad (3.22)$$

$$I_{cc} = (\dot{m}_2 \cdot ex_2 + \dot{m}_4 \cdot ex_4) - (\dot{m}_5 \cdot ex_5) \quad (3.23)$$

3.5.4. Turbina a gás

Com base na Primeira Lei da Termodinâmica, a expressão para o trabalho mecânico da turbina a gás pode ser calculada a partir da Eq. (3.24) considerando-se que não houve perda mássica dentro do equipamento, ou seja, $\dot{m}_5 = \dot{m}_6$.

$$\dot{W}_{tg}^{mec} = \dot{m}_5 \cdot \int_{T_5}^{T_6} c_p dT \quad (3.24)$$

Considerando um acoplamento de um gerador elétrico ao eixo da turbina a gás, pode-se calcular a energia elétrica gerada pela conversão de energia mecânica, subtraída da energia mecânica consumida pelo compressor que também está acoplado ao mesmo eixo, em elétrica pela Eq. (3.25).

$$\dot{W}_{tg}^{ele} = (\dot{W}_{tg}^{mec} - \dot{W}_c^{mec}) \cdot \eta_{ger} \quad (3.25)$$

Com base na Segunda Lei da Termodinâmica, as expressões para as eficiências baseadas em exergia e das irreversibilidades na turbina a gás podem ser calculadas a partir das Eq. (3.26), (3.27) e (3.28).

$$\varepsilon_{tg} = \frac{\dot{W}_{tg}^{mec}}{\dot{m}_5 \cdot ex_5 - \dot{m}_6 \cdot ex_6} \quad (3.26)$$

$$\zeta_{tg} = \frac{\dot{m}_6 \cdot ex_6 + \dot{W}_{tg}^{mec}}{\dot{m}_5 \cdot ex_5} \quad (3.27)$$

$$I_{tg} = \dot{m}_5 \cdot ex_5 - \dot{m}_6 \cdot ex_6 - \dot{W}_{tg}^{mec} \quad (3.28)$$

3.5.5. Bomba

Com base na Primeira Lei da Termodinâmica, a expressão para a energia elétrica consumida pela bomba pode ser calculada a partir da Eq. (3.29) considerando-se que não houve perda mássica dentro do equipamento, ou seja, $\dot{m}_{13} = \dot{m}_{14}$.

$$\dot{W}_b^{ele} = \frac{\dot{m}_{13} \cdot (h_{14} - h_{13})}{\eta_b} \quad (3.29)$$

Com base na Segunda Lei da Termodinâmica, as expressões para as eficiências baseadas em exergia e das irreversibilidades na bomba podem ser calculadas a partir das Eq. (3.30), (3.31) e (3.32).

$$\varepsilon_b = \frac{\dot{m}_{14} \cdot ex_{14} - \dot{m}_{13} \cdot ex_{13}}{\dot{W}_b^{ele}} \quad (3.30)$$

$$\zeta_b = \frac{\dot{m}_{14} \cdot ex_{14}}{\dot{m}_{13} \cdot ex_{13} + \dot{W}_b^{ele}} \quad (3.31)$$

$$I_b = \dot{m}_{13} \cdot ex_{13} - \dot{m}_{14} \cdot ex_{14} + \dot{W}_b^{ele} \quad (3.32)$$

3.5.6. Caldeira de recuperação

A energia disponível nos gases de exaustão que saem da turbina a gás e passam pela caldeira de recuperação foi determinada pela Eq. (3.33)

$$\dot{Q}_{cr} = \dot{m}_6 \cdot \int_{T_6}^{T_7} c_p dT \quad (3.33)$$

Com base na Segunda Lei da Termodinâmica, as expressões para as eficiências baseadas em exergia e das irreversibilidades caldeira de recuperação podem ser calculadas a partir das Eq. (3.34) - (3.36).

$$\varepsilon_{cr} = \frac{\dot{m}_8 \cdot ex_8 + \dot{m}_{10} \cdot ex_{10} + \dot{m}_{11} \cdot ex_{11} + \dot{m}_{15} \cdot ex_{15} - \dot{m}_9 \cdot ex - \dot{m}_{14} \cdot ex_{14} - \dot{m}_{16} \cdot ex_{16}}{\dot{m}_6 \cdot ex_6 - \dot{m}_7 \cdot ex_7} \quad (3.34)$$

$$\zeta_{cr} = \frac{\dot{m}_8 \cdot ex_8 + \dot{m}_{10} \cdot ex_{10} + \dot{m}_{11} \cdot ex_{11} + \dot{m}_{15} \cdot ex_{15} + \dot{m}_7 \cdot ex_7}{\dot{m}_9 \cdot ex_9 + \dot{m}_{14} \cdot ex_{14} + \dot{m}_{16} \cdot ex_{16} + \dot{m}_6 \cdot ex_6} \quad (3.35)$$

$$I_{cr} = \dot{m}_6 \cdot ex_6 + \dot{m}_9 \cdot ex_9 + \dot{m}_{17} \cdot ex_{17} - \dot{m}_7 \cdot ex_7 - \dot{m}_8 \cdot ex_8 - \dot{m}_{10} \cdot ex_{10} - \dot{m}_{11} \cdot ex_{11} - \dot{m}_{15} \cdot ex_{15} \quad (3.36)$$

3.5.7. Turbina a vapor

Com base na Primeira Lei da Termodinâmica, a expressão para o trabalho da turbina a vapor pode ser calculada a partir da Eq. (3.37).

$$\dot{W}_{tv}^{mec} = \dot{m}_8 \cdot h_8 + \dot{m}_{10} \cdot h_{10} + \dot{m}_{11} \cdot h_{11} - \dot{m}_9 \cdot h_9 - \dot{m}_{12} \cdot h_{12} \quad (3.37)$$

Considerando um acoplamento de um gerador elétrico ao eixo da turbina a vapor, pode-se calcular a energia elétrica gerada pela conversão de energia mecânica em elétrica subtraída da energia elétrica consumida pela bomba na Eq. (3.38).

$$\dot{W}_{tv}^{ele} = \dot{W}_{tv}^{mec} \cdot \eta_{ger} - \dot{W}_b^{ele} \quad (3.38)$$

Com base na Segunda Lei da Termodinâmica, as expressões para as eficiências baseadas em exergia e das irreversibilidades na turbina a vapor podem ser calculadas a partir das Eq. (3.39), (3.40) e (3.41).

$$\varepsilon_{tv} = \frac{\dot{W}_{tv}^{ele}}{\dot{m}_8 \cdot ex_8 + \dot{m}_{10} \cdot ex_{10} + \dot{m}_{11} \cdot ex_{11} - \dot{m}_9 \cdot ex_9 - \dot{m}_{12} \cdot ex_{12}} \quad (3.39)$$

$$\zeta_{tv} = \frac{\dot{m}_8 \cdot ex_8 + \dot{m}_{10} \cdot ex_{10} + \dot{m}_{11} \cdot ex_{11} + \dot{W}_{tv}^{ele}}{\dot{m}_9 \cdot ex_9 + \dot{m}_{12} \cdot ex_{12}} \quad (3.40)$$

$$I_{tv} = \dot{m}_8 \cdot ex_8 + \dot{m}_{10} \cdot ex_{10} + \dot{m}_{11} \cdot ex_{11} - \dot{m}_9 \cdot ex_9 - \dot{m}_{12} \cdot ex_{12} - \dot{W}_{tv}^{ele} \quad (3.41)$$

3.5.8. Condensador

Com base na Primeira Lei da Termodinâmica, a expressão para o calor perdido no condensador é apresentada na Eq. (3.42) considerando-se que não houve perda mássica dentro do equipamento, ou seja, $m_{12} = m_{13}$.

$$\dot{Q}_{cond} = \frac{\dot{m}_{12} \cdot (h_{12} - h_{13})}{\eta_{cond}} \quad (3.42)$$

Com base na Segunda Lei da Termodinâmica, as expressões para as eficiências baseadas em exergia e das irreversibilidades no condensador podem ser calculadas a partir das Eqs. (3.43), (3.44) e (3.45).

$$\varepsilon_{cond} = \frac{\dot{m}_{H_2O} \cdot (ex_{out,H_2O} - ex_{in,H_2O})}{\dot{m}_{12} \cdot (ex_{12} - ex_{13})} \quad (3.43)$$

$$\zeta_{cond} = \frac{\dot{m}_{13} \cdot ex_{13} + \dot{m}_{H_2O} \cdot ex_{out,H_2O}}{\dot{m}_{12} \cdot ex_{12} + \dot{m}_{H_2O} \cdot ex_{in,H_2O}} \quad (3.44)$$

$$I_{cond} = \dot{m}_{12} \cdot ex_{12} + \dot{m}_{H_2O} \cdot ex_{in,H_2O} - \dot{m}_{13} \cdot ex_{13} - \dot{m}_{H_2O} \cdot ex_{out,H_2O} \quad (3.45)$$

3.6. Eficiência energética da planta termoelétrica

A eficiência energética de qualquer sistema energético pode ser determinada através da razão entre a energia produzida ou transformada e a energia consumida. Portanto a eficiência energética desta planta pode ser determinada através da Eq. (3.46), a seguir:

$$\eta_p = \frac{\dot{W}_{tg}^{ele} + \dot{W}_{tv}^{ele}}{E_{comb}} \quad (3.46)$$

3.7. Planta de absorção de CO₂

Na absorção de dióxido de carbono, cerca de 60% da redução na geração de energia elétrica é causado pelas necessidades energéticas da tecnologia de regeneração, incluindo a compressão de CO₂. Com base no solvente de MEA convencional, Chakma e Tontiwachwuthikul (1999) afirmaram que a energia consumida na regeneração contribui 35-40% no custo incremental de energia do sistema de absorção. O consumo de energia para a regeneração pode ser dividida em três partes.

3.7.1. Energia requerida para reverter uma ligação entre CO₂ e solvente

A energia necessária para reverter uma ligação entre o solvente e o CO₂ depende inteiramente da formulação de solvente. Neste trabalho foi considerado um solvente MEA

convencional, o mesmo utilizado por Rao et al. (2004) que considerou o valor de 1,9 MJ/kg_{CO_2} como a exigência de energia para a reversão da reação de absorção de CO_2 .

3.7.2. Evaporação da água

A quantidade de água evaporada por mol de CO_2 extraída no regenerador é afetada pela carga de CO_2 e a temperatura de extração. Em 1995, Feron e Jansen (1995) afirmaram que, em processos que utilizem MEA como solvente, é evaporado 1 a 2 moles de água para cada mol de CO_2 capturado, o que corresponde a um consumo de energia de 0,93-1,85 MJ/kg_{CO_2} . O número de moles de água evaporada por mol de CO_2 num estudo AIE (IEA GEE, 2000) situou-se entre 0,72 e 0,76.

3.7.3. Consumo do sistema de regeneração otimizado

Neste caso, de acordo com Amrollahi et al. (2012), o consumo de calor no processo de regeneração de amina é 2,71 MJ/kg_{CO_2} . Comparando-se com um sistema não otimizado, a adição do compressor de vapor aumentou o trabalho nos ventiladores e compressores presentes no sistema de compressão, porém a demanda de trabalho total da planta de CAC diminuiu.

3.7.4. Compressão de CO_2

O sistema de compressão é uma parte independente do sistema e comprime o CO_2 a partir de uma pressão próxima a da atmosférica até uma pressão entre 110 e 150 bar. Esse sistema é constituído por uma série de compressores e interarrefecedores que estão situados entre as etapas de compressão, pois a compressão causa um grande aumento de temperatura por ser um processo exotérmico. A utilização de mais passos de arrefecimento irá, em geral, reduzir a necessidade de energia, mas aumenta a complexidade e, portanto, os custos de investimento no processo. Isto implica numa configuração ideal com três ou quatro etapas de

compressão em capacidades aplicáveis para unidades de captura em plantas termoelétricas operando a gás natural (WILDENBORG et al, 1999).

3.7.5. Diminuição de eficiência causada pela demanda da planta de absorção de CO₂

Quando as plantas de absorção química e compressão de CO₂ são integradas em uma usina de energia, existem várias perdas de energia associados em diferentes pontos do processo. Esta diminuição na produção de energia elétrica está relacionada à demanda de trabalhos mecânicos do soprador e das bombas na planta de captura, a redução de potência da turbina de vapor devido à extração de vapor para proporcionar a calor necessário para a coluna de regeneração, e a demanda de trabalho mecânico para a compressão do CO₂ capturado para uma determinada pressão que facilite o transporte. Isto pode ser expresso pela Eq. (3.47) onde existe a redução da quantidade de calor recebida pela turbina a vapor e o abatimento das energias consumidas pelo soprador e pela compressão de CO₂ na energia gerada pela termoelétrica.

$$\eta_{pCAC} = \frac{\left\{ \left[(\dot{W}_{tg}^{mec} - \dot{W}_{ca}^{mec}) \cdot \eta_{ger} + \left(\frac{\dot{W}_{tv}^{mec}}{\eta_{tv}} - \dot{Q}_{regen}^{CO_2} \right) \cdot \eta_{tv} \cdot \eta_{ger} - \dot{W}_b^{ele} \right] - (\dot{W}_{sop}^{ele} + \dot{W}_{CCO_2}^{ele}) \right\}}{E_{comb}} \quad (3.47)$$

4. EFICIÊNCIA ECOLÓGICA DA CENTRAL TERMOELÉTRICA

4.1. Análise de impactos ambientais

Cardu e Baica (1999) analisaram os impactos ambientais das emissões de termoelétricas em ciclo combinado que utilizam combustíveis fósseis como fonte primária de energia, ou seja, associações de turbinas a gás e turbinas a vapor operando em sistema de cogeração utilizando combustíveis, tais como: carvão, óleo diesel e gás natural. Nessa análise são consideradas as emissões de dióxido de carbono, óxidos nitrosos, dióxido de enxofre e materiais particulados, comparando as concentrações dos gases emitidos com as especificações das normas reguladoras.

A fórmula química geral de combustão do gás natural foi descrita na Eq. (3.1). Essa equação permite determinar o valor das emissões de CO₂, NO_x, material particulado (MP) e SO₂ da planta termelétrica estudada.

Da Eq. (3.1) pode-se determinar o valor da massa molar do gás natural que fora considerado neste estudo na Eq. (4.1).

$$M = 16 \cdot R_1 + 30 \cdot R_2 + 44 \cdot R_3 + 58 \cdot R_4 + 44 \cdot R_5 + 28 \cdot R_6 \quad (4.1)$$

4.1.1. Emissões de CO₂

A emissão específica de dióxido de carbono pode ser calculada a partir da Eq. (4.2), esta equação relaciona a quantidade de mols de CO₂ como produto da combustão completa do combustível com a massa molar do próprio combustível.

$$m_{CO_2} = \frac{(P_1 \times 44 \times 2)CO_2}{M} \quad (4.2)$$

4.1.2. Emissões de NO_x

Segundo Villela (2007) uma termoelétrica operando com gás natural produz 2270 kg de NO_x por um milhão de metros cúbicos de combustível utilizado, portanto o fluxo de NO_x por quilograma de gás natural pode ser estimado pela Eq. (4.3).

$$m_{NO_x} = \frac{(2270 \times 22,4 \times 10^{-3})NO_x}{\frac{10^6}{M \times 10^{-3}}} \quad (4.3)$$

4.1.3. Emissões de Materiais Particulados

De acordo com Villela (2007) fator de emissão de material particulado (MP) para o gás natural é de 240 kg de MP por um milhão de metros cúbicos de combustível, considerando esse fator a Eq. (4.4) pode ser utilizada para estimar o fluxo de material particulado específico da planta.

$$m_{MP} = \frac{(240 \times 22,4 \times 10^{-3})MP}{\frac{10^6}{M \times 10^{-3}}} \quad (4.4)$$

4.1.4. Emissões de Dióxido de Enxofre

O gás natural tem uma porcentagem muito baixa de enxofre (VILLELA. SILVEIRA, 2007), portanto sua taxa de emissões será considerada nula, ou seja, $m_{SO_2} = 0$. Portanto, não será considerado neste trabalho.

4.2. Dióxido de carbono equivalente

O dióxido de carbono equivalente é a forma de representar o valor de potencial poluidor de uma dada substância para o seu relativo em dióxido de carbono que têm o mesmo potencial de aquecimento global. Por exemplo, o potencial para o dióxido de enxofre é de 80, de óxidos nitrogenados é de 50 e do material particulado é de 67. Isso significa que as emissões de 1 kg de dióxido de enxofre, óxidos nitrogenados e material particulado, respectivamente, são equivalentes às emissões de 80, 50 e 67 kg de dióxido de carbono.

A partir destes dados pode-se determinar a emissão de carbono equivalente através da Eq. (4.5), de Villela e Silveira (2007).

$$(CO_2)_e = (m_{CO_2}) + 80 \times (m_{SO_2}) + 50 \times (m_{NO_x}) + 67 \times (m_{MP}) \quad (4.5)$$

4.3. Indicador de poluição

Pode-se considerar o melhor combustível, através de uma perspectiva ecológica, aquele que tiver a menor relação entre carbono equivalente gerado durante a queima e o seu poder calorífico inferior. Esta relação entre impacto ambiental e energia primária pode ser definida pelo indicador de poluição apresentado na Eq. (4.6) e formulado por Cardu e Baica (1999). Um modelo ideal de combustível para este parâmetro é o hidrogênio, visto que tem um valor de carbono equivalente igual à zero.

$$\Pi_g = \frac{(CO_2)_e}{PCI} \quad (4.6)$$

A Tab. 4.1 ilustra relações de indicadores de poluição e seus respectivos combustíveis que foram considerados no trabalho de Cardu e Baica (2009).

Tab. 4.1 - Relação entre combustíveis e seus respectivos indicadores de poluição (Fonte: Cardu e Baica, 2009).

Combustível	S (%)	(CO ₂) _e (kg/kg)	Q _i (MJ/kg)	Π _g (kg/MJ)
Enxofre	100	1400	10,45	134
Lignite Rovinari	0,7	12,993	6,352	2,045
Carvão mineral (Deva)	1,775	30,47	15,195	2,00
Carvão mineral (Austrália)	2,22	39,41	23,676	1,664
Carvão mineral (Doicești-Șotânga)	0,6	12,911	10,586	1,219
Óleo combustível com alto teor de enxofre	3,1	56,51	41,773	1,353
Óleo combustível com teor máximo de 2% de enxofre	2,0	38,63	43,104	0,896
Óleo combustível parafinado	1,02	24,91	42,892	0,581
Gás natural (Romênia)	-	5,51	35,727	0,154
Hidrogênio	-	0	10,742	0

4.4. Cálculo da eficiência ecológica

Eficiência ecológica é um indicador adimensional utilizado para avaliar o impacto ambiental das emissões de uma usina termoelétrica comparando as emissões de poluentes integrados hipoteticamente (CO₂ equivalente) com as normas existentes de qualidade do ar.

Avalia-se o impacto ambiental pelo parâmetro chamado eficiência ecológica proporcionando-se uma visão diferente sobre o ponto de vista das emissões, considerando a

emissão pela combustão de 1 kg de combustível e a eficiência da geração de energia elétrica por cada unidade de massa avaliada. A análise aplicada a uma usina termelétrica operando em ciclo combinado é possível através da Eq. (4.7), que envolve também o conceito do indicador de poluição.

$$\eta_{eco} = \sqrt{\frac{0,204 \cdot \eta_p}{\eta_p + \Pi_g} \cdot \ln(135 - \Pi_g)} \quad (4.7)$$

5. ANÁLISE TERMOECONÔMICA DA CENTRAL TERMOELÉTRICA

5.1. Valor temporal do dinheiro

A idéia de que o valor do dinheiro disponível no presente vale mais do que a mesma quantidade no futuro, devido à sua capacidade potencial de ganhos ou perdas é um princípio fundamental na economia que sustenta que, fornecer dinheiro pode gerar juros, e qualquer quantia de dinheiro vale mais no presente do que no futuro.

É de conhecimento geral, que o valor do dinheiro disponível no presente terá força de compra superior à mesma quantidade de dinheiro no futuro por conta da taxa de inflação periódica que gera um aumento do nível geral de preços de bens e serviços numa economia durante um período de tempo.

A Eq. (5.1) relaciona um período (n), a taxa de inflação neste período determinado (i) e o dinheiro disponível no início do período (v_i) para determinar o dinheiro disponível no final do período (v_f).

$$v_f = v_i \cdot (1 + i)^n \quad (5.1)$$

Neste trabalho os equipamentos serão considerados produzidos fora do Brasil, portanto as taxas de inflação americana serão consideradas. Essas taxas estão relacionadas na Fig. 5.1 num período de tempo de 1999 a 2015.

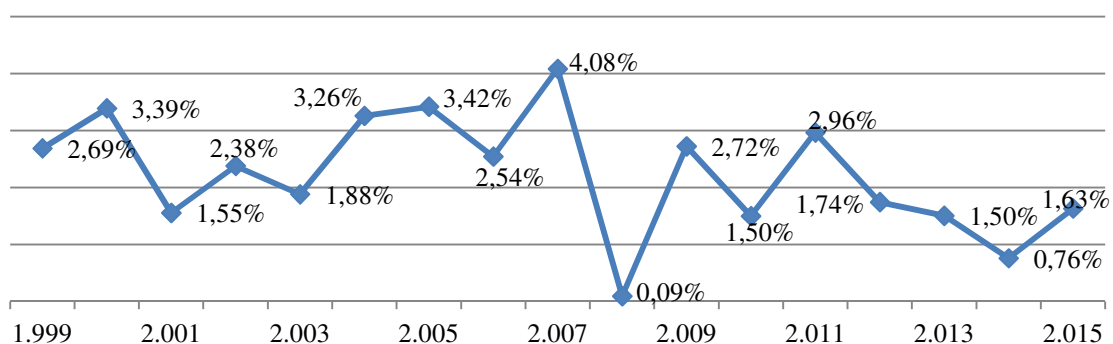


Fig. 5.1 – Taxa anual de inflação americana (1.999 – 2.015) (fonte: infomoney.com)

5.2. Equação para Alocação de Custo dos Equipamentos

Nessa metodologia é necessário que se estime o custo anual associado na aquisição e operação de cada componente da planta. As expressões para determinar os investimentos de aquisição e fator de amortização foram apresentadas por Tuna (2001). Este formato foi amplamente utilizado por Boehm (1987), Frangopoulos (1987), Lazzaretto (1995) e Valero (1994), porém alguns coeficientes foram adaptados por cotações com fabricantes. Os novos coeficientes consideram instalação, equipamentos elétricos, sistemas de controle, tubulações e montagem. As Eq. (5.2) - (5.10) determinam o custo de investimento de cada equipamento desta planta termoeletrica.

Custo de investimento da Turbina a vapor:

$$In_{tv} = 7.490 \cdot E_p^{0,70} \cdot \left[1 + \left(\frac{1 - 0,95}{1 - \eta_{tv}} \right)^3 \right] \cdot \left[1 + 5 \cdot \left(\frac{T_{in} - 866}{10,42} \right) \right] \quad (5.2)$$

Custo de investimento da Bomba:

$$In_b = 3.540 \cdot W_b^{0,71} \cdot \left[1 + \left(\frac{1 - 0,80}{1 - \eta_b} \right)^3 \right] \cdot 1,41 \quad (5.3)$$

Custo de investimento do Compressor:

$$In_{ca} = \left(\frac{39,5 \cdot \dot{m}_{ar}}{0,9 - \eta_{ca}} \right) \cdot \left(\frac{p_{out}}{p_{in}} \right) \cdot \ln \left(\frac{p_{out}}{p_{in}} \right) \quad (5.4)$$

Custo de investimento da Câmara de Combustão

$$In_{cc} = \left[\frac{25,6 \cdot \dot{m}_{ar}}{0,995 - \left(\frac{p_{out}}{p_{in}} \right)} \right] \cdot [1 + \exp(0,018 \cdot T_{in} - 26,4)] \quad (5.5)$$

Custo de investimento da Turbina a gás:

$$In_{tg} = \left(\frac{626,205 \cdot \dot{m}_g}{0,92 - \eta_{tg}} \right) \cdot (\ln p_{in}) \cdot [1 + \exp(0,036 \cdot T_{in} - 54,4)] \quad (5.6)$$

Custo de investimento do Pré-aquecedor de Combustível

$$In_{pac} = 2290 \cdot \left[\frac{\dot{m}_g \cdot (h_{in} - h_{out})}{18 \cdot DMLT} \right]^{0,6} \quad (5.7)$$

Custo de investimento da Caldeira de Recuperação de Calor:

$$In_{cr} = 3650 \cdot \left[\left(\frac{\dot{Q}_{ec}}{DMLT_{ec}} \right)^{0,8} + \left(\frac{\dot{Q}_{ev}}{DMLT_{ev}} \right)^{0,8} \right] + 11.820 \cdot \dot{m}_v + 658 \cdot \dot{m}_g^{1,2} \quad (5.8)$$

DMLT é a diferença média logarítmica de temperatura, isto é, a diferença entre as diferenças de temperatura nas extremidades dividida pelo logaritmo natural da razão entre as duas diferenças de temperatura, conforme a Fig 5.2, definida pela seguinte Eq. (5.9).

$$DMLT = \frac{(T_4 - T_1) - (T_3 - T_2)}{\ln \left[\frac{(T_4 - T_1)}{(T_3 - T_2)} \right]} \quad (5.9)$$

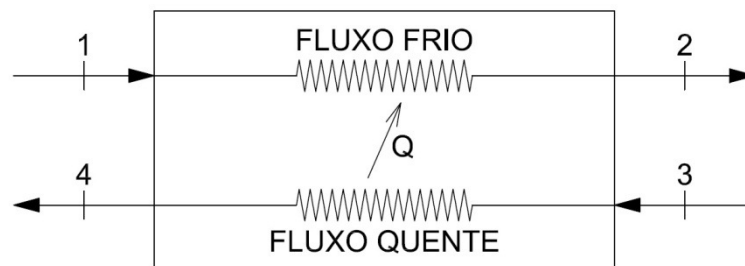


Fig. 5.2 - Diagrama de um Trocador de Calor (fonte: elaboração própria)

5.3.Custo da Energia elétrica

O custo da energia elétrica pode ser determinado utilizando a metodologia termoeconômica desenvolvida por Tuna (1999), que considera um sistema que opera sempre em regime permanente; princípios dos gases ideais são aplicados ao ar e aos produtos da combustão considerando uma reação de combustão completa. Todos os componentes são considerados adiabáticos, exceto a câmara de combustão. Cada tipo de fluido que percorre o sistema gerando ou consumindo energia tem um custo em base energética e exergética, e são relacionados entre si para determinação dos valores para o custo de energia nas duas bases.

O custo específico exergético do gás de exaustão ao sair da câmara de combustão pode ser determinado pelas Eq (5.10) e (5.11) e os custos da energia elétrica gerada na turbina a gás na base energética e na exergética podem ser determinados pelas Eq. (5.12) e (5.13).

$$c_{gh} = \frac{\dot{m}_{comb} \cdot PCI \cdot P_{comb}}{\dot{m}_g \cdot (h_{in}^{tg} - h_{out}^{cr})} \quad (5.10)$$

$$c_{ge} = \frac{\dot{m}_{comb} \cdot ex_{comb} \cdot P_{comb}}{\dot{m}_g \cdot (ex_{in}^{tg} - ex_{out}^{cr})} \quad (5.11)$$

$$c_{Elh_{tg}} = \frac{f \cdot \varphi \cdot (In_{ca} + In_{cc} + In_{tg})}{t \cdot E_{p_{tg}}} + \frac{c_{gh} \cdot \dot{m}_g \cdot (h_{in} - h_{out})_{tg}}{E_{p_{tg}}} \quad (5.12)$$

$$c_{Ele_{tg}} = \frac{f \cdot \varphi \cdot (In_c + In_{cc} + In_{tg})}{t \cdot E_{p_{tg}}} + \frac{c_{ge} \cdot \dot{m}_g \cdot (ex_{in} - ex_{out})_{tg}}{E_{p_{tg}}} \quad (5.13)$$

O fator de anuidade é a relação entre o tempo de pagamento e a taxa de juros anual que determinará o valor da parcela do financiamento de cada equipamento. Este fator pode ser determinado pela Eq. (5.14).

$$f = \frac{(1 + i)^k \cdot i}{(1 + i)^k - i} \quad (5.14)$$

As Eq. (5.15) e (5.16) permitem determinar o custo específico energético e o exergético do vapor gerado pela caldeira de recuperação. Assim, assume-se que o valor específico de exergia em US\$/kWh é o mesmo para fluxos direcionados à turbina a vapor quanto para processos que necessitem de vapor.

$$c_{vh} = \frac{f \cdot \varphi \cdot (In_{cr} + In_b)}{t \cdot \dot{H}_v} + \frac{c_{gh} \cdot (\sum H_{in} - \sum H_{out})_{cr}}{\dot{H}_v} \quad (5.15)$$

$$c_{ve} = \frac{f \cdot \varphi \cdot (In_{cr} + In_b)}{t \cdot \dot{Ex}_v} + \frac{c_{ge} \cdot (\sum Ex_{in} - \sum Ex_{out})_{cr}}{\dot{Ex}_v} \quad (5.16)$$

A determinação do custo específico energético e do custo específico exergético de geração de energia elétrica na turbina a vapor (US\$/kWh) são determinados pelas Eq. (5.17) e (5.18), respectivamente.

$$c_{Elh_{tv}} = \frac{f \cdot \varphi \cdot (In_{tv})}{t \cdot E_{p_{tv}}} + \frac{c_{vh} \cdot (\sum H_e - \sum H_s)_{tv}}{E_{p_{tv}}} \quad (5.17)$$

$$c_{Ele_{tv}} = \frac{f \cdot \varphi \cdot (In_{tv})}{t \cdot E_{p_{tv}}} + \frac{c_{ve} \cdot (\sum Ex_e - \sum Ex_s)_{tv}}{E_{p_{tv}}} \quad (5.18)$$

Toda demanda energética do sistema de CAC atendida pela turbina a vapor. Portanto para se determinar o custo específico energético e o custo específico exergético após a implantação do processo de CAC deve considerar a o custo específico de absorção de CO₂, a venda dos créditos de carbono e a demanda energética do processo de CAC. Estes custos podem ser determinados através das Eq. (5.19) e (5.20).

$$c_{Elh_{tv}}^{CAC} = \frac{f \cdot \varphi \cdot (In_{tv})}{t \cdot (E_{p_{tv}} - E_{p_{CAC}})} + \frac{c_{vh} \cdot (\sum H_e - \sum H_s)_{tv}}{E_{p_{tv}} - E_{c_{CAC}}} + \frac{\dot{m}_{CO_2,abs} \cdot (c_{CAC} - P_{credCO_2})}{E_{p_{tv}} - E_{c_{CAC}}} \quad (5.19)$$

$$c_{Ele_{tv}}^{CAC} = \frac{f \cdot \varphi \cdot (In_{tv})}{t \cdot (E_{p_{tv}} - E_{p_{CAC}})} + \frac{c_{ve} \cdot (\sum Ex_e - \sum Ex_s)_{tv}}{E_{p_{tv}} - E_{c_{CAC}}} + \frac{\dot{m}_{CO_2,abs} \cdot (c_{CAC} - P_{credCO_2})}{E_{p_{tv}} - E_{c_{CAC}}} \quad (5.20)$$

Os custos totais específicos energéticos da geração de energia elétrica para os dois casos considerados neste trabalho podem ser determinados pelas Eq. (5.21) e (5.22).

$$c_{Elh} = \frac{c_{Elh_{tg}} \cdot E_{p_{tg}} + c_{Elh_{tv}} \cdot E_{p_{tv}}}{E_{p_{tg}} + E_{p_{tv}}} \quad (5.21)$$

$$c_{Elh}^{CAC} = \frac{c_{Elh_{tg}} \cdot E_{p_{tg}} + c_{Elh_{tv}}^{CAC} \cdot (E_{p_{tv}} - E_{p_{CAC}})}{E_{p_{tg}} + (E_{p_{tv}} - E_{c_{CAC}})} \quad (5.22)$$

Na base exergética são determinados pelas Eq. (5.23) e (5.24).

$$c_{Ele} = \frac{c_{Ele_{tg}} \cdot E_{p_{tg}} + c_{Ele_{tv}} \cdot E_{p_{tv}}}{E_{p_{tg}} + E_{p_{tv}}} \quad (5.23)$$

$$c_{Ele}^{CAC} = \frac{c_{Ele_{tg}} \cdot E_{p_{tg}} + c_{Ele_{tv}}^{CAC} \cdot (E_{p_{tv}} - E_{p_{CAC}})}{E_{p_{tg}} + (E_{p_{tv}} - E_{c_{CAC}})} \quad (5.24)$$

O custo exergetico de manufatura, que é a função objetivo a ser minimizada, é definido como sendo o somatório do custo da energia elétrica produzida. Essa função é determinada na Eq. (5.25) para a termoelétrica sem CAC e na Eq. (5.26) para a termoelétrica com CAC.

$$c_{MANe} = E_p \cdot c_{Ele} \quad (5.25)$$

$$c_{MANe}^{CAC} = (E_{p_{tv}} - E_{c_{CAC}}) \cdot c_{Ele}^{CAC} \quad (5.26)$$

Na base energética é determinada nas Eq. (5.27) e (5.28)

$$c_{MANh} = E_p \cdot c_{Elh} \quad (5.27)$$

$$c_{MANh}^{CAC} = (E_{p_{tv}} - E_{c_{CAC}}) \cdot c_{Elh}^{CAC} \quad (5.28)$$

Multiplicando-se o valor do Custo Exergetico de Manufatura pelo valor correspondente ao número de horas em que a planta ficará ativa, têm-se o Custo Exergetico Anual.

5.4. Pay-back e receita anual esperada

O tempo de retorno financeiro, ou pay-back, é o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento. O pay-back pode ser nominal, se calculado com base no fluxo de caixa com valores nominais, e presente líquido, se calculado com base no fluxo de caixa com valores trazidos ao valor presente líquido.

As Eq. (5.21) e (5.22) determinam as receitas anuais, baseadas nos custos de produção de energia elétrica (base energética e exergetica). A partir destas equações pode se plotar o gráfico representando a variação da receita durante o tempo.

$$Re_h = (P_{El} - c_{Elh}) \cdot t \cdot E_p \quad (5.29)$$

$$Re_e = (P_{El} - c_{Ele}) \cdot t \cdot E_p \quad (5.30)$$

As receitas anuais considerando o sistema de CAC podem ser determinadas a partir das Eq. (5.31) e (5.32).

$$Re_h^{CAC} = (P_{El} - c_{Elh}^{CAC}) \cdot t \cdot (E_p - E_{cCAC}) \quad (5.31)$$

$$Re_e^{CAC} = (P_{El} - c_{Ele}^{CAC}) \cdot t \cdot (E_p - E_{cCAC}) \quad (5.32)$$

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1. Análise energética

A análise de Primeira Lei da Termodinâmica considerou a razão entre a quantidade de energia elétrica produzida pelas turbinas e a energia do combustível utilizado para se determinar a eficiência energética da planta. Ao se implantar o ciclo de absorção e compressão de CO₂ é instalada na turbina a vapor uma nova extração, que é direcionada a um trocador de calor na forma de vapor superaquecido que será utilizado no processo de regeneração da amina utilizada na captura do CO₂. Uma parte da energia elétrica advinda da turbina a vapor é direcionada ao ciclo de compressão de CO₂ e a outros equipamentos menores, como sopradores e bombas de utilidades. A demanda considerada para os dois processos é de 0,33 kW/kg_{CO2} e de 0,25 kW/kg_{CO2}, respectivamente (AMROLLAHI et al, 2012). Além da demanda do processo de regeneração, existe também causa um decréscimo de 4,9% (aproximadamente 24 MW) na potência total da planta de geração, o que implica numa diminuição de 2,55% na eficiência energética da planta, mostrado na Fig. 6.1.

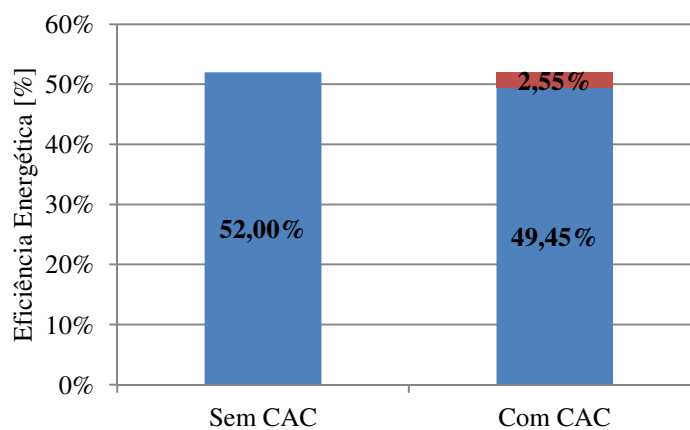


Fig. 6.1- Eficiência energética da planta termoelétrica sem e com ciclo de absorção química de CO₂ (fonte: elaboração própria).

6.2. Análise exergetica

Análises de Segunda Lei da Termodinâmica foram feitas nos equipamentos da termoelétrica em questão sem e com o processo de CAC. Os dados de Eficiência de 2ª Lei, Eficiência de Bosjnakovik e irreversibilidades são mostrados nas Fig. 6.2, 6.3 e 6.4.

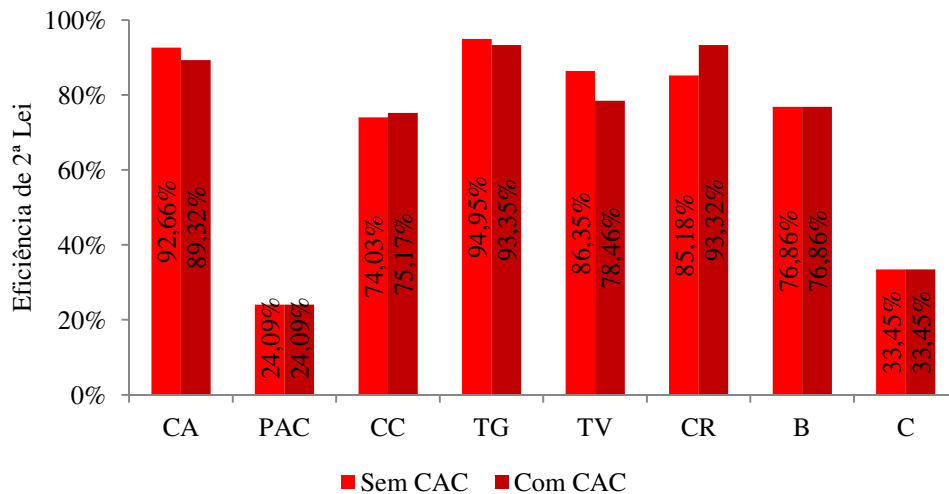


Fig. 6.2- Rendimento de 2ª Lei dos equipamentos da planta termoelétrica (fonte: elaboração própria).

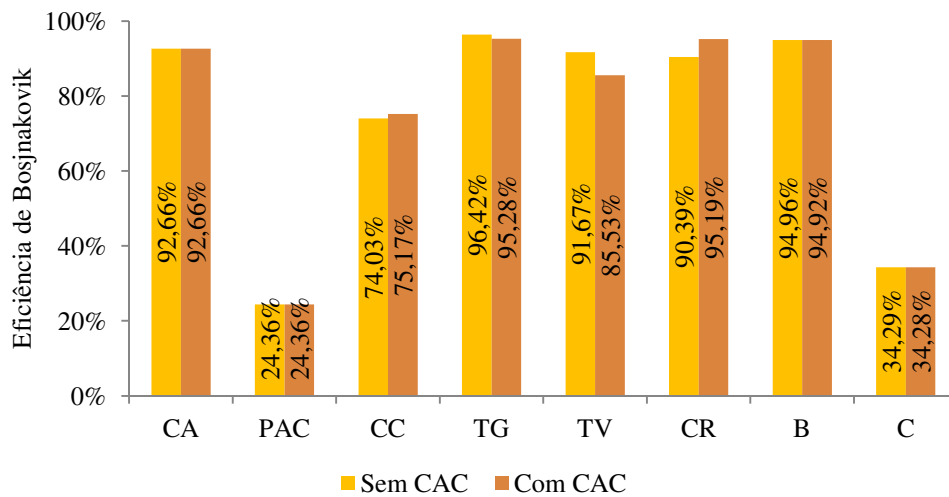


Fig. 6.3- Eficiência exergetica dos equipamentos da planta termoelétrica (fonte: elaboração própria).

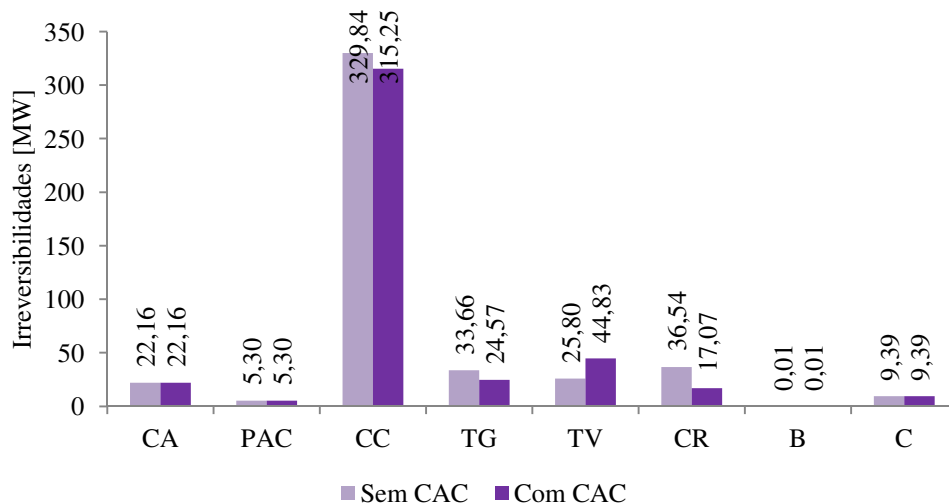


Fig. 6.4- Irreversibilidade nos equipamentos da planta termoeletrica (fonte: elaboração própria).

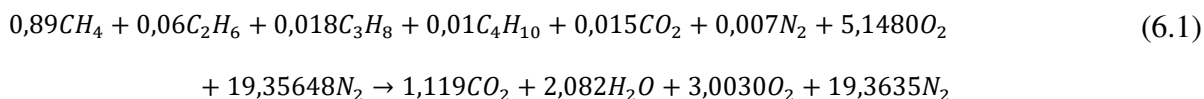
Percebe-se que ao se instalar o sistema de CAC existem perdas nas eficiências de 2ª lei e de Bosnjakovik. Isso ocorre devido ao aumento da irreversibilidade na turbina a vapor decorrente da retirada de energia térmica dela para o sistema de CAC. Como essa potência não é inteiramente consumida ou convertida em energia elétrica, pode ser visualizado um decréscimo na irreversibilidade da caldeira de recuperação, o que a torna exergeticamente mais eficiente.

A eficiência exergetica total da planta em 50,3% e 47,0% para a termoeletrica sem CAC e com CAC, respectivamente.

6.3.Resultados da Análise Ecológica

Os valores de emissões poluentes por kilograma são mostrados na Tab. 6.2, calculados a partir das Eq. 4.3, 4.4 e 4.5. Estas formam a base da análise de eficiência ecológica, visto que esses dados são necessários para se dimensionar o indicador de poluição (Π_g). Esses valores são específicos para a reação de combustão do gás natural do Campo de Mexilhão. Com base no projeto AES Tietê e na reação de combustão estequimétrica (sem excesso de ar),

pode-se determinar que o excesso de ar utilizado foi de 140% ($\phi = 2,4$), com isso a reação de combustão desse gás considerando uma combustão completa é mostrada na Eq. (6.1)



A Tab 6.1 é dividada entre emissões específicas, resultantes das Eq. (4.1), (4.2), (4.3) e (4.4), da termoeétrica sem a integração do ciclo de absorção e compressão de CO₂ e com a integração dele. Nota-se que a emissão específica de CO₂ equivalente está diretamente ligada à emissão específica de CO₂ em si. Vale ressaltar que, mesmo tendo um potencial de poluição menor do que os outros gases de efeito estufa, o dióxido de carbono foi o maior contribuidor para o CO₂ equivalente. Isso ocorre devido a uma maior proporção de CO₂ sobre os demais gases.

Tab. 6.1 – Valores de emissões poluentes por kilograma de combustível utilizado

Gás	Sem CAC (kg/kg_{gn})	Com CAC (kg/kg_{gn})
Dióxido de Carbono	2,70	0,27
NO _x	$3,124 \times 10^{-3}$	$3,124 \times 10^{-3}$
Material Particulado	$3,303 \times 10^{-4}$	$3,303 \times 10^{-4}$
Dióxido de Carbono Equivalente	2,88	0,29

Multiplicando-se os valores da Tab. 6.1 pela quantidade de combustível utilizado por ano é possível verificar a quantidade de poluentes em toneladas por ano na Tab. 6.2. Verificando os valores em toneladas por ano, pode-se ter melhor percepção da magnitude da quantidade de gás carbônico que seria capturado caso a houvesse a utilização do ciclo de absorção e compressão de CO₂.

Tab. 6.2 – Valores de emissões poluentes em toneladas por ano

Gás	Sem CAC (t/ano)	Com CAC (t/ano)
Dióxido de Carbono	1.447.678,33	144.767,83
NO _x	1.672,99	1.672,99
Material Particulado	176,88	176,88
Dióxido de Carbono Equivalente	1.543.178,78	240.268,28

Com esses dados é possível se calcular o valor do indicador de poluição através da Eq. (4.7) e posteriormente o valor da eficiência ecológica através da Eq. (4.8) para os dois casos. O valor do indicador de poluição tem uma queda de quase 6 vezes o valor original quando utilizado o sistema de CAC. Isso promove um aumento de 4,46% na eficiência ecológica, como ilustrado na Fig. 6.5.

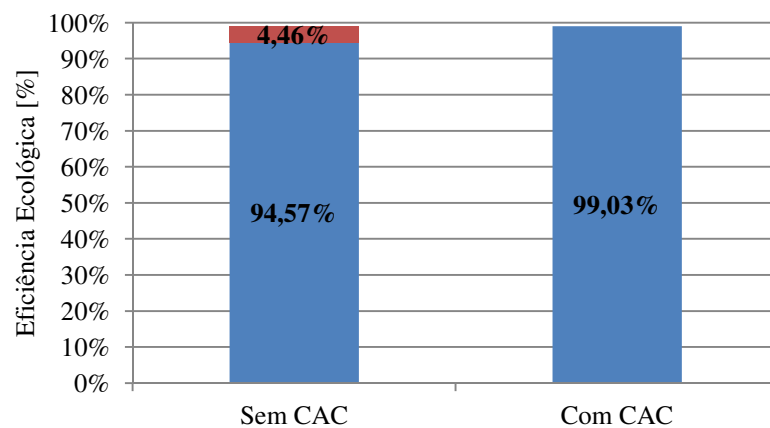


Fig. 6.5- Eficiência ecológica da planta termoeétrica sem e com ciclo de absorção química de CO₂ (fonte: elaboração própria).

De acordo com Villela e Silveira (2007), plantas termoeétricas que utilizam gás natural como fonte primária de energia têm valores de eficiência ecológica entre 91,6% e 95,4% para o sistema com e sem sistemas de queima suplementar, respectivamente. No caso do uso do diesel como fonte primária de combustível as eficiências ficam entre 89,4% e 94,1%. Portanto, a planta em questão está dentro de padrões esperados sob a ótica da eficiência ecológica.

Apesar do aumento da geração térmica, o setor elétrico brasileiro emitiu, em média, apenas 137 kg de CO₂ para produzir 1 MWh considerando todos os tipos de geração. É um índice ainda muito baixo quando se estabelece comparações internacionais. Por exemplo, os setores elétricos americano e chinês emitem, respectivamente, 6 e 9 vezes mais (BEN, 2015).

A planta termoelétrica desse trabalho emitiria aproximadamente 20,55 e 3,62 kg de CO₂ para produzir 1 MWh, sem e com sistema de CAC, respectivamente.

6.4. Resultados da Análise Termoeconômica

Foi realizada uma análise termoeconômica considerando uma termoelétrica sem e com CAC variando-se o tempo do financiamento e as taxas anuais de juros. Os custos de produção de energia elétrica são ilustrados nas Fig. (6.6) e (6.7), na base energética e na exergética, respectivamente, com variação da taxa de juros anual de 4%, 8% e 12%. O sistema apresenta variações de eficiências, de demanda de potência e de vapor o que torna os custos de produção mais influenciados pelos custos de combustível e da taxa de juro anual. Para que esses custos fossem calculados, alguns parâmetros foram utilizados. São os que seguem na Tab. 6.3.

Tab. 6.3 – Custos envolvidos na análise termoeconomica

Item	Custo
P _{comb}	0,013 US\$/kWh (BRIZI et Al., 2014)
P _{el}	0,07 US\$/kWh (BRIZI et Al., 2014)
P _{credCO2}	9,21 US\$/ton (http://br.investing.com/commodities/carbon-emissions)
Φ	1,1 (TUNA, C. E., 1999)

Para o custo total anual da planta de CAC foram pesquisados vários valores, corrigidos conforme a inflação: 74,99 US\$/ton_{CO₂} (Ho, M. T. et al, 2011), 69,82 US\$/t_{CO₂} (EL NASR, A. S. et al, 2015) e 70,75 US\$/ton_{CO₂}(El Nasr, A. S. et al, 2013). Destes trabalhos somente o primeiro não considerou o uso do gás natural como fonte primária de energia e sim o carvão mineral. O valor considerado para este trabalho foi o maior.

Os gráficos mostrados nas Fig. 6.6 e 6.8 comparam os custos de produção de energia elétrica da termoelétrica estudada (base energética e exergética) sem o sistema de CAC e as Fig. 6.7 e 6.9 com o sistema de CAC.

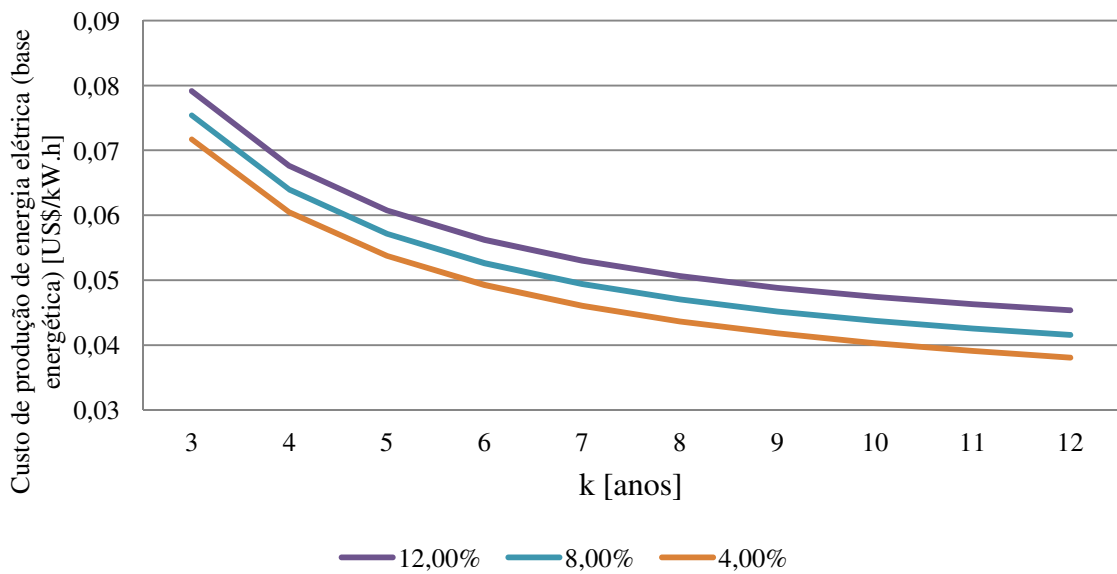


Fig. 6.6 - Custo de produção de energia elétrica variando taxa de juros anual sem CAC (base energética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

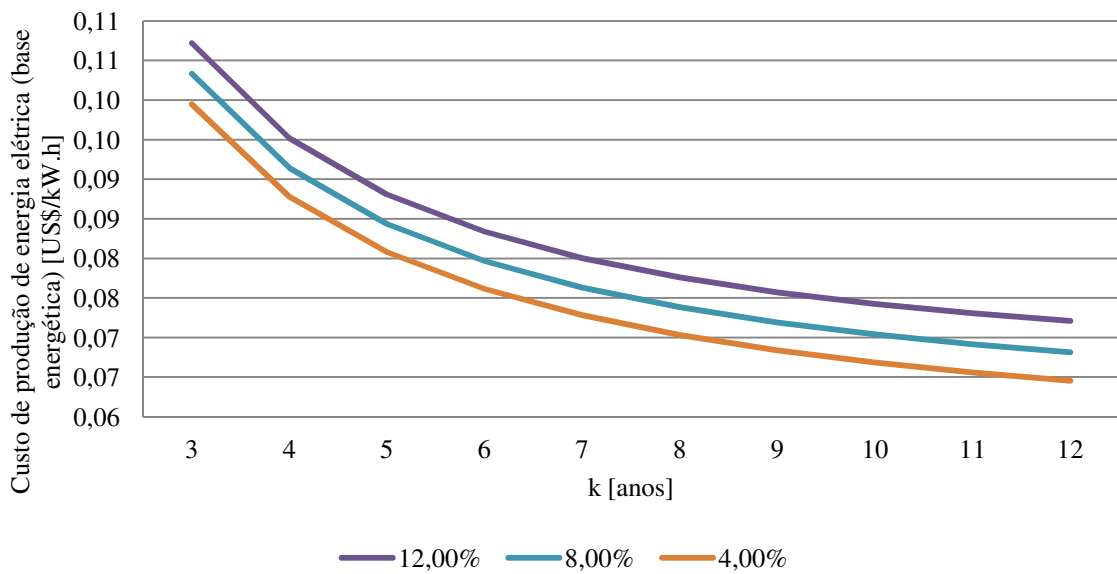


Fig. 6.7 - Custo de produção de energia elétrica variando taxa de juros anual com CAC (base energética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

Percebeu-se que o impacto da implantação do processo de CAC no custo de produção de energia elétrica é mais relevante do que as variações de taxas de juros e tempo de financiamento.

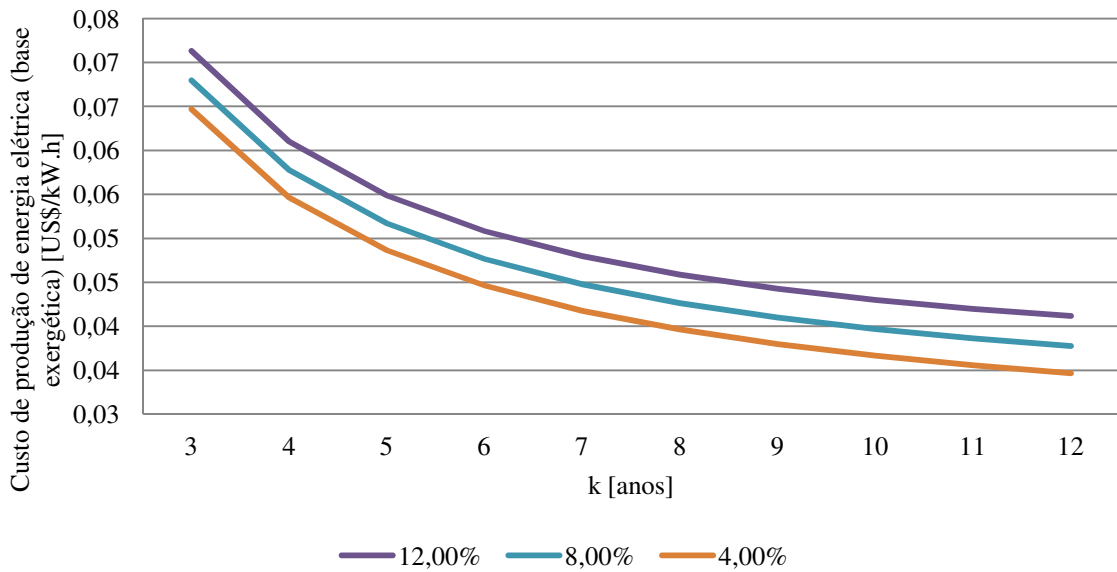


Fig. 6.8 - Custo de produção de energia elétrica variando taxa de juros anual sem CAC (base exergetica) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

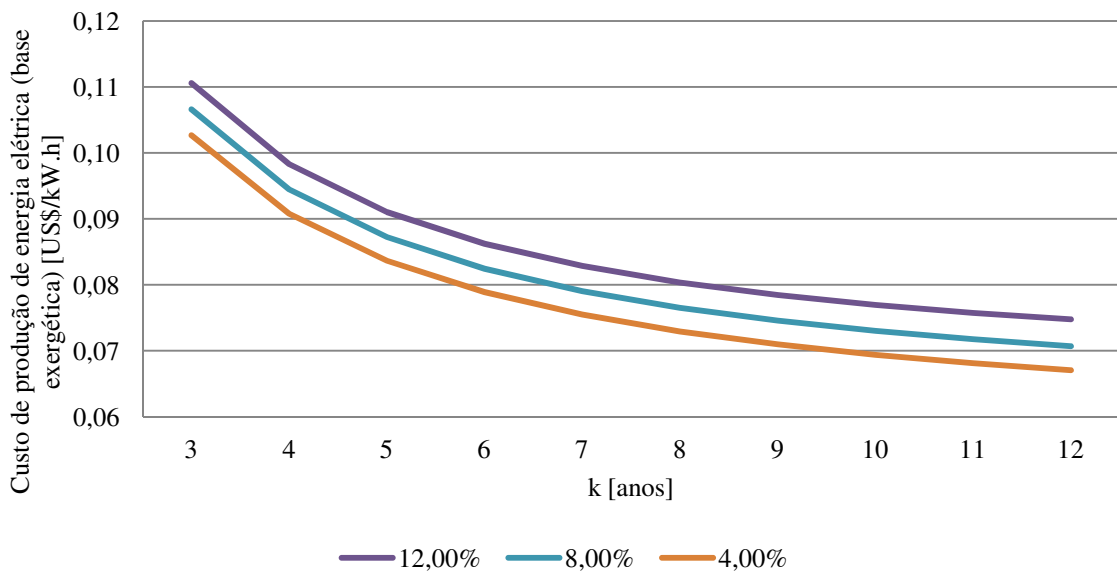


Fig. 6.9 - Custo de produção de energia elétrica variando taxa de juros anual com CAC (base exergetica) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

Pois, por exemplo, para um mesmo tempo de pay-back de oito anos, se prevê um aumento de no máximo 16,01% no custo de produção de energia elétrica variando-se a taxa de juros anual de 4% para 12%, enquanto este custo teria um aumento de 56,94% no custo de produção de energia elétrica para mesmo tempo e taxa de juros ao considerar o sistema de CAC.

As Fig. 6.10 e 6.11 representam o tempo de retorno financeiro na base energética sem o sistema de CAC, desconsiderando os 2 anos para construção da termoeétrica.

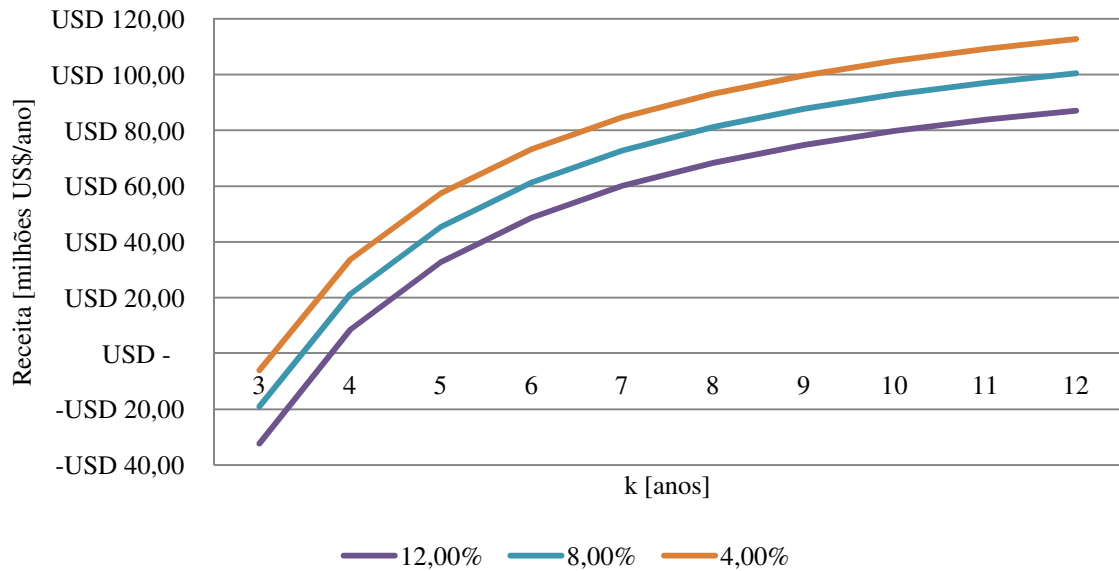


Fig. 6.10 – Pay-back sem CAC (base energética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

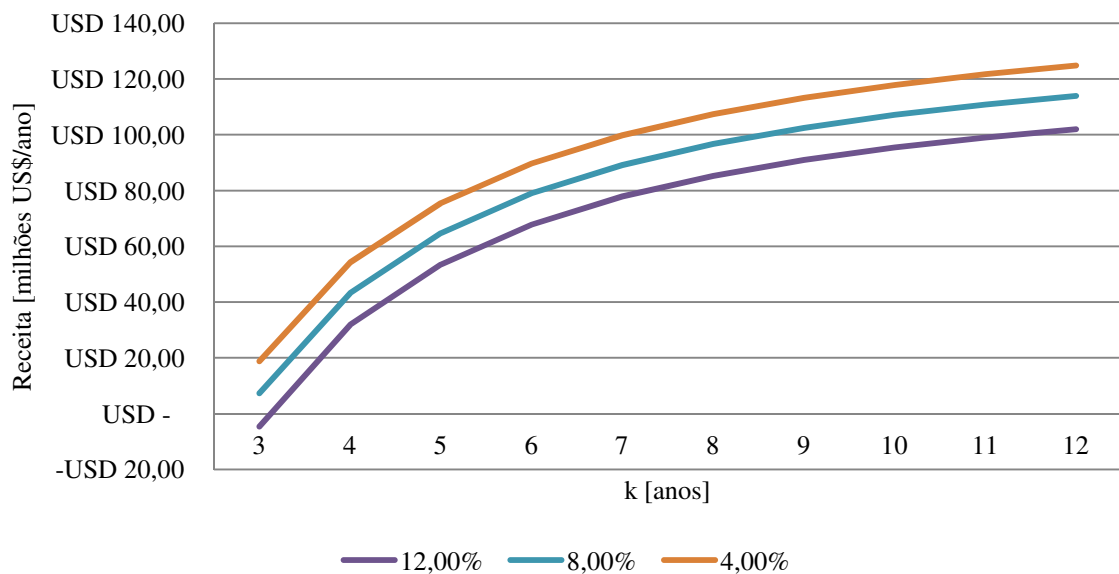


Fig. 6.11 – Pay-back sem CAC (base exergética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

As Fig. 6.12 e 6.13 representam o tempo de retorno financeiro na base energética com o sistema de CAC, desconsiderando os dois anos para construção da termoeétrica.

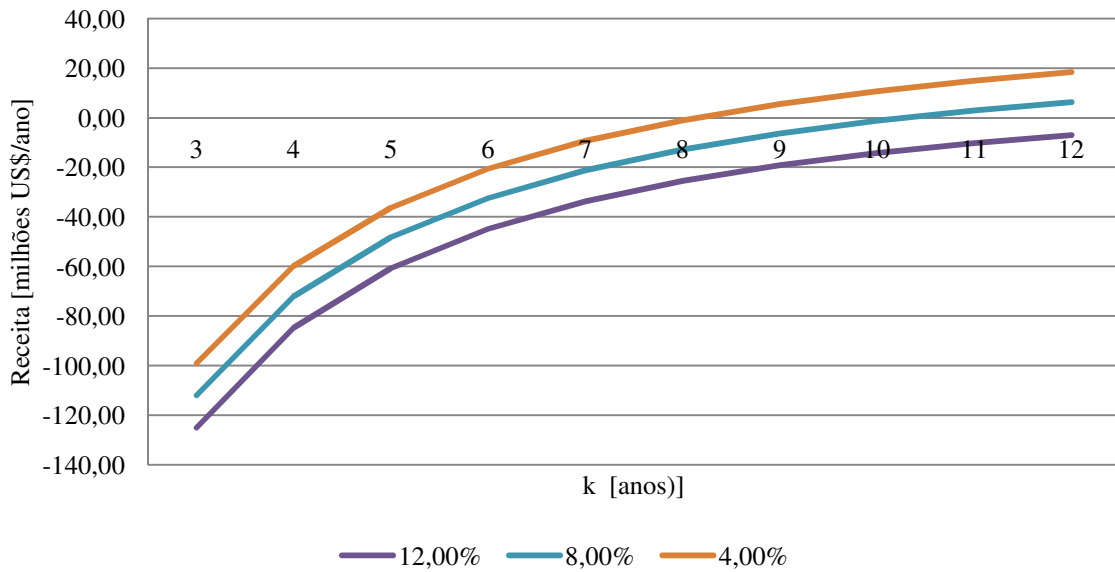


Fig. 6.12 – Pay-back com CAC (base energética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

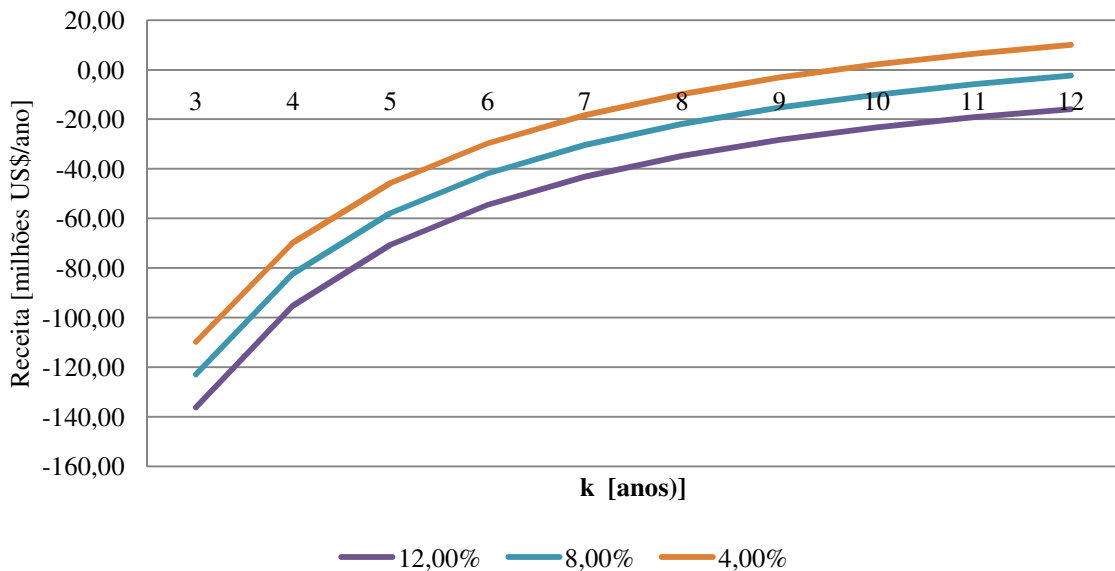


Fig. 6.13 – Pay-back com CAC (base exerética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

Foi verificado que a maior cotação sobre o valor dos créditos de carbono foi o de US\$32,00 (investing.com), portanto decidiu-se variar o preço de venda dos créditos para que se possa visualizar o quanto a receita anual da venda deles influenciaria no tempo de retorno financeiro do empreendimento.

As Fig. 6.14 e 6.15 mostram as curvas de receita anual da planta com CAC mantendo-se a taxa de juros anual em 8% e variando-se o preço de venda do crédito de carbono de

US\$10 a US\$30, também é considerado nessas figuras caso se os créditos não fossem vendidos.

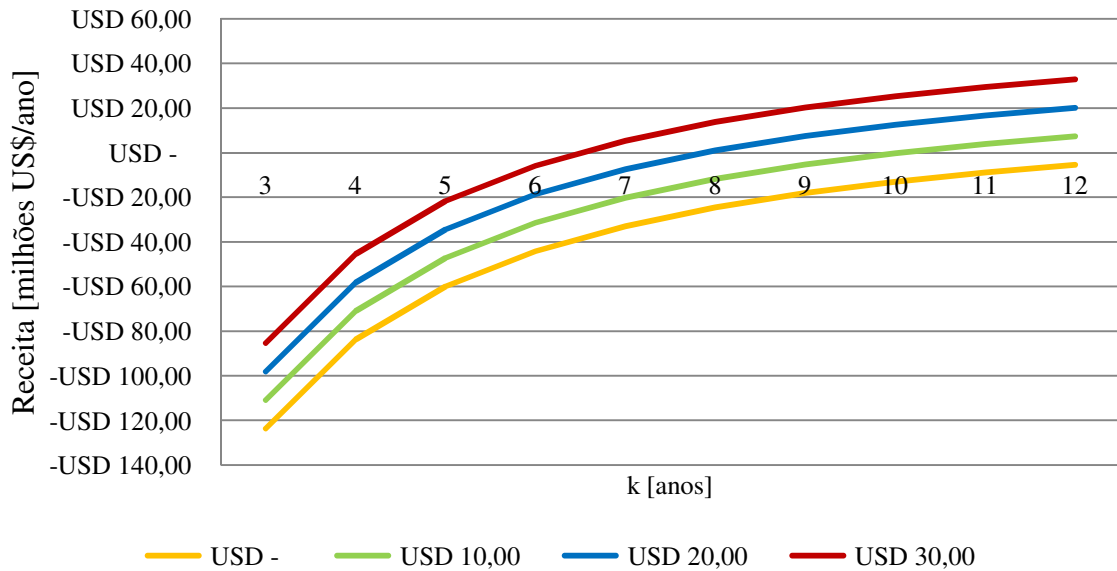


Fig. 6.14 – Pay-back com CAC variando-se o preço de venda do crédito de carbono (base energética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

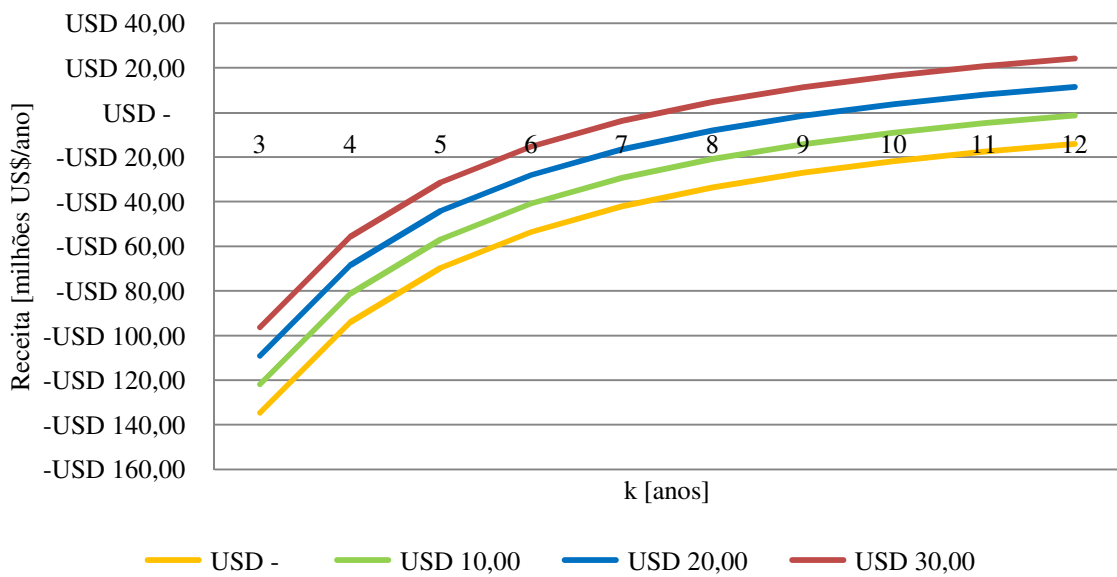


Fig. 6.15 – Pay Pay-back com CAC variando-se o preço de venda do crédito de carbono (base exergética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

As Fig. 6.16 e 6.17 mostram as curvas de receita anual da planta com CAC mantendo-se a taxa de juros anual em 8% e variando-se o preço de venda da energia elétrica de US\$0,07 a US\$0,10.

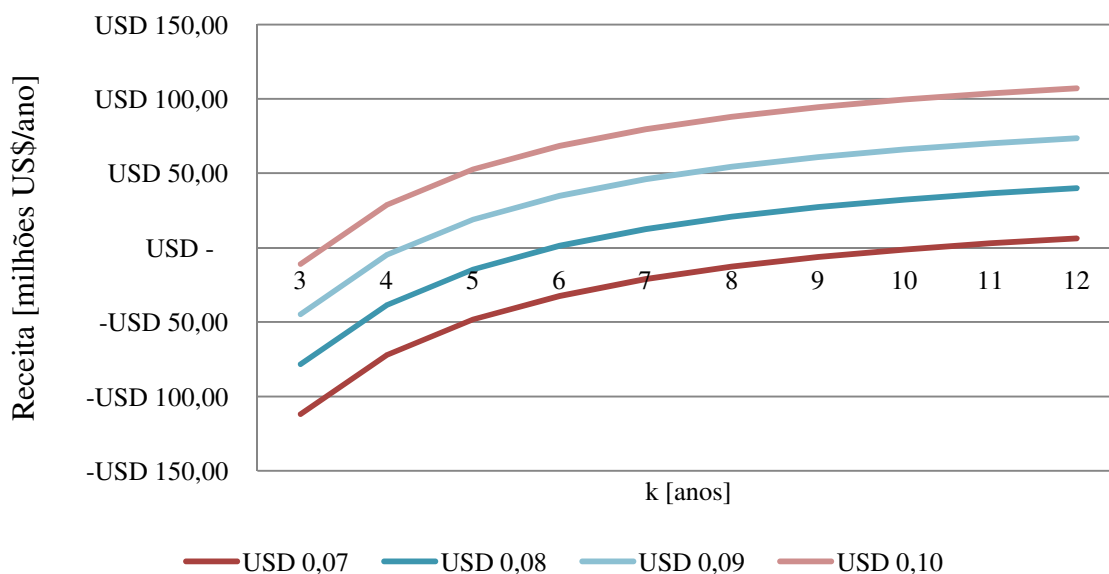


Fig. 6.16 – Pay-back com CAC variando-se o preço de venda do crédito de carbono (base energética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

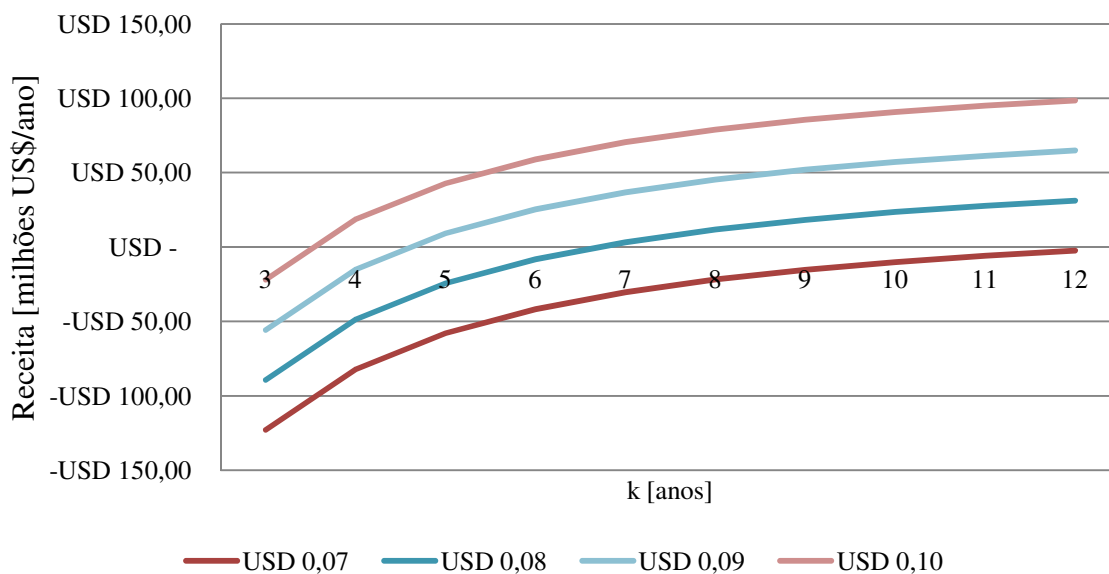


Fig. 6.17 – Pay-back com CAC variando-se o preço de venda do crédito de carbono (base exergética) [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

Considerando-se fixos os parâmetros preço de venda de energia elétrica 0,013 US\$/kWh, preço de venda do crédito de carbono de 9,21 US\$/t e uma taxa de juros anual de 8%, pode-se comparar graficamente o custo de produção de energia elétrica e o tempo de retorno financeiro da termoeletrica com e sem o sistema CAC, como mostrado nas Fig. 6.18 e 6.19.

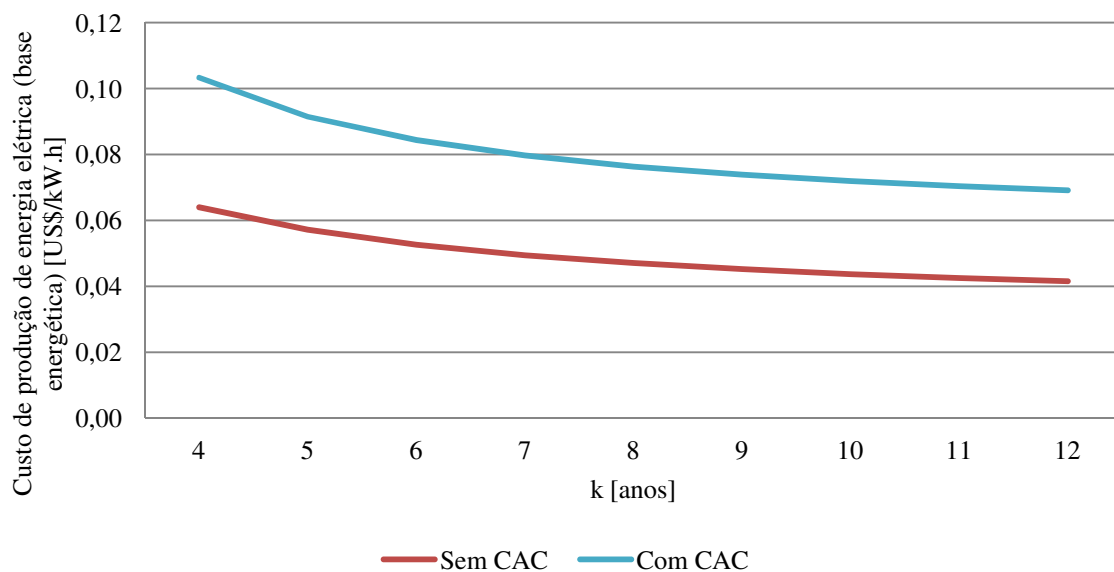


Fig. 6.18 – Comparação entre o custo de produção de energia elétrica da termoeletrica sem CAC e com CAC [US\$/kWh] (fonte: elaboração própria).

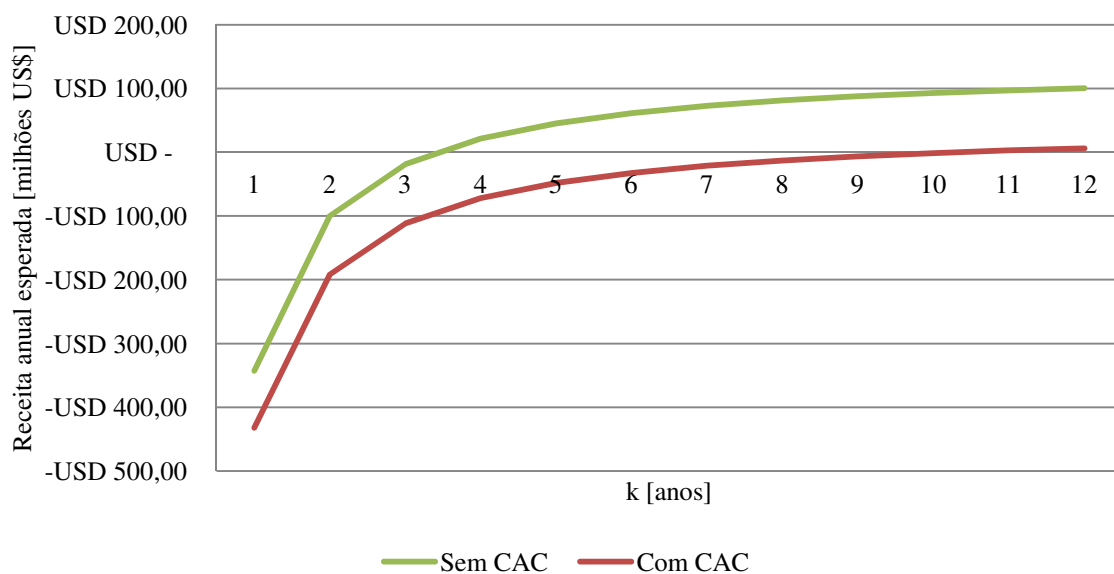


Fig. 6.19 – Comparação entre o pay-back da termoeletrica sem CAC e com CAC [US\$/kWh] (base energética) (fonte: elaboração própria).

Pela visão da termoeconomia na base exergética, o tempo de retorno é ainda maior, pois o custo exergético da produção de energia elétrica é maior, devido à exergia química do gás natural ser sempre superior ao poder calorífico inferior dele. Percebe-se o aumento do

tempo de retorno financeiro, justamente, pois houve uma diminuição da quantidade de energia produzida e um aumento no custo de produção dessa energia.

6.5. Considerações finais a respeito do mercado de carbono

No Brasil, não existe nenhum tipo de taxação sobre emissões poluentes advindas da combustão do gás natural em termoeletricas. A Tab. 6.4 define valores de taxação em diversos países.

Tab. 6.4 – Taxas sobre emissões de carbono em diversos países (fonte: worldbank.org)

País	Tipo	Ano adotado	Taxa
Columbia Britânica	Subnacional	2008	CA\$ 30/ $t_{(CO_2)e}$
Chile	Nacional	2014	US\$ 5/ $t_{(CO_2)e}$
Dinamarca	Nacional	1992	US\$ 31/ $t_{(CO_2)e}$
Finlândia	Nacional	1990	EUR 35/ $t_{(CO_2)e}$
França	Nacional	2014	EUR 7/ $t_{(CO_2)e}$
Islândia	Nacional	2010	US\$ 10/ $t_{(CO_2)e}$
Irlanda	Nacional	2010	EUR 20/ $t_{(CO_2)e}$
Japão	Nacional	2012	EUR 2/ $t_{(CO_2)e}$
México	Nacional	2012	Mex\$ 10 – 50/ $t_{(CO_2)e}$ *
Noruega	Nacional	1991	US\$ 4 – 69/ $t_{(CO_2)e}$ *
África do Sul	Nacional	2016	R 120/ $t_{(CO_2)e}$ **
Suécia	Nacional	1991	US\$ 168/ $t_{(CO_2)e}$
Suíça	Nacional	2008	US\$ 68/ $t_{(CO_2)e}$
Reino Unido	Nacional	2013	US\$ 15,75/ $t_{(CO_2)e}$

* Depende do combustível. ** Foi proposto que a taxa aumente em 10% ao ano até 2019.

7. CONCLUSÕES

Este trabalho propôs realizar análises termoeconômica e ambiental de uma planta termoelétrica em ciclo combinado real, não considerando e considerando um ciclo de absorção de CO₂.

Dentro de limites conhecidos para plantas termoelétricas, conclui-se que a eficiência energética da planta estudada está dentro de padrões aceitáveis mesmo com a adição da planta de absorção química, sendo que houve uma redução de eficiência de 52,0% para 49,45%, totalizando uma queda de 2,55%. Caso houvesse uma obrigatoriedade do uso do sistema de CAC no Brasil, possivelmente haveria uma queda na geração de energia a partir das termoelétricas, em contra partida as emissões de CO₂ teriam uma queda de 90% nestas instalações.

Da análise de segunda lei temos que as maiores irreversibilidades encontram-se na turbina a gás e na câmara de combustão em ambos os casos estudados. A eficiência exergética global é menor do que a energética, visto que a exergia química específica do gás natural é sempre maior do que o PCI.

A eficiência ecológica da planta mostra que o grau de poluição em relação à energia produzida é baixo se comparado com outros sistemas de geração de energia. Observa-se que com a implantação do CAC esse parâmetro aumentou de 4,46% quase alcançando nível de eficiência ecológica de 100% se não fosse a redução associada à eficiência energética. Além da diminuição de 90% das emissões de CO₂, verifica-se que a taxa de emissão de carbono equivalente da planta decresceu de 2,88 kg_{co2}/kg_{gn} para 0,45 kg_{co2}/kg_{gn}, o que equivale a uma redução de 84,38%, no caso de planta termotétrica usando o processo de absorção de CO₂.

Pela análise termoeconômica, conclui-se ainda que o uso de processo CAC, mesmo sendo muito eficiente sobre o ponto de vista ambiental, enfrentará barreiras para ser

implantado comercialmente no Brasil devido a dois motivos: primeiro, pelo aumento no consumo interno de energia da planta, e o segundo pela falta de taxaço para a tonelada de carbono equivalente emitida por plantas geradoras de energia. O que influenciaria na receita anual da planta, visto que se for seguido o padrão de um país sul americano como o Chile, deveria haver uma taxaço de um mínimo de US\$ 5 por tonelada de carbono equivalente emitido.

Concluindo, a proposta deste trabalho   técnicamente e ecologicamente viável, pois neste estudo foi demonstrado que o impacto causado na eficiência termodinâmica da planta termoelétrica pela sua associa o com o sistema de CAC, foi satisfatório, considerando-se a grande contribui o para diminui o dos gases de efeito estufa. No entanto, em um cenário econ mico em que o preço do gás natural seja de 0,013 US\$/kWh, o preço de venda de energia elétrica seja de 0,07 US\$/kWh, taxa de juros anual de 8% e venda dos créditos de carbono por 9,21 US\$/t, ainda assim existiriam dificuldades para implanta o do sistema de CAC visto que o pay-back passaria de 3,5 anos para 10 anos, desconsiderando um possível subsídio governamental. As análises de sensibilidade efetuadas demonstram uma grande influência do preço de venda da energia elétrica produzida e da receita obtida com o comércio dos créditos de carbono no tempo de retorno do investimento.

Para trabalhos futuros, sugerem-se:

- Estudos de implanta o de outros tipos de planta de absor o compatíveis com termoelétricas operando em ciclo combinado;
- Compara o com outros tipos de solventes usados em processos de absor o química;

- Estudo aprofundado no custo de equipamentos do sistema de CAC e aprofundamento termoeconômico em relação ao mercado de carbono e a influência que taxas de carbono afetariam o mercado de energia;

- Estudos semelhantes de implantação do sistema de CAC em termoelétricas já em funcionamento.

BIBLIOGRAFIA

- BEJAN, A.; BADESCU, V.; DE VOS, A. Constructal theory of economics. *Applied Energy*, v. 67, p. 37 – 60, 2000;
- BEJAN, A.; TSATSARONIS, G.; MORAN, M. *Thermal design and optimization*. Nova Iorque: Jhon Wiley and Sons, 1996, 560 p.;
- BIASI, V. *Gas Turbine World 2012 Handbook: For project, planning, design, construction and operation*. Southport, Pequot Publication, v.23, 2013, 212p.
- BRAGA, B.; HESPANHOL, I.; CONEJO, J. G. L. *Introdução à Engenharia Ambiental*, 1ª Edição, São Paulo - Brasil: Prentice Hall, 2002, 305 p.
- BOER, D.; GEBRESLASSIE, B.H.; MEDRANO, M.; NOGUÉS, M. *Effect of internal heat recovery in ammonia–water absorption cooling cycles: exergy and structural analysis*. *International Journal of Thermodynamics*, v. 12, p. 17 – 27, 2009;
- BRIZI, F.; SILVEIRA, J. L.; DESIDERI, U.; REIS, J. A.; TUNA, C. E.; LAMAS, W. Q. *Energetic and economic analysis of a Brazilian compact cogeneration system: Comparison between natural gas and biogas*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 38, p. 193 - 211 2014;
- BRYNGELSSON, M.; WESTERMARK, M. Feasibility study of CO₂ removal from pressurized flue gas in a fully fired combined cycle: the Sargas project. In: 18th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems. p. 703–710, 2005;
- CARDU, M.; BAICA, M. *Regarding a global methodology to estimative the energy-ecologic efficiency of thermopowerplants*. *Energy Conversion and Management*, v.40, p.71 – 87, 1999;

CARDU, M.; BAICA, M. A. *A seismic vision regarding a methodology to estimative globally the energy-ecologic efficiency of thermopower plants*. Energy Conversion and Management, v. 42, p. 1317 – 1325, 2001;

CARVALHO JR, J. A.; LACAVAL, P. T. *Emissões em Processos de Combustão*. São Paulo: Editora UNESP, 2003, 135 p.;

CHAKMA, A.; TONTIWACHWUTHIKUL, P. Designer solvents for energy efficient CO₂ separation from flue gas streams. In: 4th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Interlaken, Switzerland, 2009.

DENMAN, K. L.; BRASSEUR, A.; CHIDTHAISONG, P.; CIAIS, P.M.; COX, R.E.; DICKINSON, D.; HAUGLUSTAINE, C.; HEINZE, E.; HOLLAND, D.; JACOB, U.; LOHMANN, S.; RAMACHANDRAN, P. L.; da SILVA DIAS, S.C.; WOFSY, X. ZHANG. *Couplings Between Changes in the Climate System and Biogeochemistry*. In: METZ, B.; DAVIDSON, O. R.; BOSCH, P. R.; DAVE, R.; MEYER, L. A, Ed(s). *Climate Change: Mitigation*. Cambridge, Reino Unido e Nova Iorque, Estados Unidos: Cambridge University Press, 2007, p. 501 – 568.

EL-SAYED, Y. M.; GAGGIOLI, R. A. *A critical review of Second Law costing methods – I: Background and algebraic procedures*. Journal of Energy Resources Technologies, v. 111, p. 1 – 7, 1989;

ERLACH, B.; SERRA, L.; VALERO, A. *Structural theory as standard for thermoeconomy*. Energy Conversion Management, v. 40, p. 1627 – 1649, 1999;

EVANS, R. B. *Thermoeconomic isolation and Essergy analysis*. Energy, v. 5, p. 805 – 821, 1980;

FERON, P. H. M.; JANSEN, A. E. *Capture of carbon dioxide using membrane gas absorption and reuse in the horticultural industry*. Energy Conversion and Management. v. 36, p. 411 – 414, 1995;

FRANGOPOULOS, C. A.; VON SPAKOVSKY, M. R. *A global environomic approach for energy systems analysis and optimization. Part I*. In: Energy Systems and Ecology ENSEC'93, Cracow, Poland, p. 123 – 132, 1993;

FRANGOPOULOS, C. A.; VON SPAKOVSKY, M. R. *A global environomic approach for energy systems analysis and optimization. Part II*. In: Energy Systems and Ecology ENSEC'93, Cracow, Poland, p. 133 – 144, 1993;

GIBBS, J. W. *A method of geometrical representation of thermodynamic properties of substances by means of surfaces*. Transactions of the Connecticut Academy, v. 2, p. 382 – 404, 1873;

GRUBB, M.; DEPLEDGE, J. *The Seven Myths of Kyoto*. Climate Policy, v. 1, p. 269 – 272, 2001;

GRUBB, M. *Kyoto and the Future of International Climate Change Responses: From Here to Where?* International Review for Environmental Strategies, v. 5, p. 1 – 24, 2004;

GUPTA, S.; TIRPAK, D. A.; BURGER, N.; GUPTA, J.; HÖHNE, N.; BONCHEVA, A. I.; KANOAN, G. M.; KOLSTAD, C.; KRUGER, J. A.; MICHAELOWA, A.; MURASE, S.; PERSHING, J.; SAIJO, T.; SARI, A. *Policies, Instruments and Co-operative Arrangements*. In: METZ, B.; DAVIDSON, O. R.; BOSCH, P. R.; DAVE, R.; MEYER, L. A, Ed(s). *Climate Change: Mitigation*. Cambridge e Nova Iorque: Cambridge University Press, 2007, p. 747 – 807.

INVESTING. Disponível em <<http://br.investing.com/commodities/carbon-emissions>>. Acesso em: 24 de Julho de 2015;

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Human and Natural Drivers of Climate Change. Summary for Policymakers. Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the IPCC.* Cambridge University Press, 2007

International Energy Agency - Green House Gases (IEA GHG). *Leading options for the capture of CO₂ emissions at power stations PH3/14*, International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme, 2000.

JASSIM, M. S., ROCHELLE, G. T. *Innovative absorber/stripper configurations for CO₂ capture by aqueous monoethanolamine.* *Industrial & Engineering Chemistry.* v. 8, 2465 – 2472, 2005.

KAKAEE, A. H.; PAYKANI, A.; GHAJAR, M. *The influence of fuel composition on the combustion and emission characteristics of natural gas fueled engines.* *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* v. 38, p.64 – 78, 2014;

KEENAN, J. H. *A steam chart for Second Law analysis.* *Mechanical Engineering,* v. 54, p. 195 – 204, 1980;

KOTAS, T. J. *The exergy method of thermal plant analysis.* Malabar: Krieger Publishing Company, 1995, 296 p.;

LAZZARETTO, A.; TOFFOLO, A.; REINI, M.; TACCANI, R.; ZALETA-AQUILAR, A.; RANGEL-HERNANDEZ, V.; VERDA, V. *Four approaches compared on the TADEUS (thermoeconomic approach to the diagnosis of energy utility systems) test case.* *Energy,* v. 31, p. 1586 – 1613, 2006;

LIVERMAN, D. M. *Conventions of climate change: constructions of danger and the dispossession of the atmosphere.* *Journal of Historical Geography,* v. 35, p. 279 – 296, 2008;

LOZANO, M. A.; VALERO, A. *Theory of the exergetic cost*, Energy, v. 18, p. 939 – 960, 1993;

METZ, B., DAVIDSON, O. R., BOSCH, P. R., DAVE, R., MEYER, L. A., 2007. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Print version: Cambridge University Press, Cambridge, UK, and New York, N.Y., U.S.A.. This version: IPCC website;

MIRONOV, O. G. *Hydrocarbon pollution of the sea and its influence on marine organisms*. Biological And Hydrographical Consequences of Pollution, v. 17, p. 335 – 339, 1968;

MORAN, M. J.; SHAPIRO, H. N. *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*, Nova Iorque: Jhon Wiley and Sons, 2010, 1026 p.;

RAO, A. B.; RUBIN, E. S.; BERKENPAS, M. B. *An integrated modelling framework for carbon management technologies*, Documentação técnica: Amine-based CO₂ Capture and Storage Systems for Fossil Fuel Power Plant, v. 1. Carnegie Mellon University, Pittsburg, 2004.

SILVEIRA, J. L.; TUNA, C. E. *Thermoeconomic Analysis Method for Optimization of Combined Heat and Power Systems – Part I*. Progress in Energy and Combustion Science, v. 29, p. 479 – 485, 2003;

SILVEIRA, J. L.; TUNA, C. E. *Thermoeconomic Analysis Method for Optimization of Combined Heat and Power Systems – Part II*. Progress in Energy and Combustion Science, v. 30, p. 673 – 678, 2004;

SILVEIRA, J. L.; CARVALHO JR, J. A.; VILLELA, I. A. C. *Combined cycle versus one thousand diesel Power plants: pollutant emissions, ecological efficiency and economic analysis*. Renewable & Sustainable Energy Reviews, v. 11, p 524 – 535, 2007;

SZARGUT, J. *Exergy method: technical and ecological applications*, Southampton: Wit Press, 2006, 156 p.;

TSATSARONIS, G.; LIN, L.; PISA, J. *Exergy costing in Exergoeconomics*. *Journal of Energy Resources*, v. 115, p. 9 – 16, 1993;

TSATSARONIS, G.; HO-PARK, M. *On avoidable and unavoidable exergy destructions and investment costs in thermal systems*. *Energy Convers Manage*, v. 43, p. 1259 – 1270, 2002;

TSATSARONIS, G. *Exergoeconomics: is it only a new name?* *Journal of Chemical Engineering Technology*, v. 19, p. 163 – 169, 1996;

TSATSARONIS, G.; WINHOLD, M. *Exergoeconomic analysis and evaluation of energy conversion plants – Part I: A new general methodology*. *Energy*, v. 10, p. 69 – 80, 1985;

TSATSARONIS, G.; WINHOLD, M. *Exergoeconomic analysis and evaluation of energy conversion plants – Part II: Analysis of a coal-fired steam power plant*. *Energy*, v. 10, p. 81 – 94, 1985;

VALERO, A.; LOZANO, M. A.; SERRA, L.; TSATSARONIS, G.; PISA, J.; FRANGOPOULOS, C. A.; VON SPAKOVSKY, M. R. *CGAM problem: definition and conventional solution*. *Energy*, v. 19, p. 279 – 286, 1994;

VALERO, A.; LOZANO, M. A.; SERRA, L.; TORRES, C. *Application of the exergetic cost theory to the CGAM problem*. *Energy*, v. 19, p. 365 – 381, 1994;

VALERO, A.; LOZANO, M. A.; MUNOZ, M. *A general theory of exergy saving I, II and III*. New York: ASME Books, p. 1 – 21, 1986;

VERDA, V. *Accuracy level in thermoeconomic diagnosis of energy systems*. *Energy*, v. 31, pp. 3248 – 3260, 2006;

VERDA, V., BORCHIELLINI, R. *Exergy method for the diagnosis of energy systems using measured data*. *Energy*, v. 32, pp. 490 – 498, 2007;

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. Determinação da eficiência ecológica de plantas térmicas. In: ENCIT 2006 – 11th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering. Curitiba – Brazil, 2006;

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. *Ecological efficiency in thermoelectric power plants*. Applied Thermal Engineering, v. 27, p. 840 – 847, 2007.