

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Avaliação Técnico-Econômica de Sistemas  
IGCC Utilizando Coque de Petróleo e Carvão  
Mineral como Combustível**

**Autor: Pablo Andrés Silva Ortiz**

**Orientador: Prof. Dr. Osvaldo José Venturini**

**Co-Orientador: Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora**

Itajubá, Março de 2011

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Avaliação Técnico-Econômica de Sistemas  
IGCC Utilizando Coque de Petróleo e Carvão  
Mineral como Combustível**

**Autor: Pablo Andrés Silva Ortiz**

**Orientador: Prof. Dr. Osvaldo José Venturini**

**Co-Orientador: Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora**

**Curso: Mestrado em Engenharia Mecânica**

**Área de Concentração: Conversão de Energia**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Itajubá, Março de 2011  
M.G. – Brasil

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –  
Bibliotecária Cristiane N. C. Carpinteiro- CRB\_6/1702

O775a

Ortiz, Pablo Andrés Silva

Avaliação técnico-econômica de sistemas IGCC utilizando coque de petróleo e carvão mineral como combustível. / por Pablo Andrés Silva Ortiz. -- Itajubá (MG): [s.n.], 2011.

141 p.: il.

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo José Venturini.

Coorientador: Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Gaseificação. 2. Coque de petróleo. 3. Gaseificação integrada a ciclos combinados. 4. Carvão. 5. Geração da energia. I. Venturini, Osvaldo José, orient. II. Lora, Electo Eduardo Silva, co-orient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Avaliação Técnico-Econômica de Sistemas  
IGCC Utilizando Coque de Petróleo e Carvão  
Mineral como Combustível**

Mestrando: **Pablo Andrés Silva Ortiz**

Composição da Banca Examinadora:

**Prof. Dr. Flávio Neves Teixeira - UFSJ**

**Prof. Dr. Rubenildo Vieira Andrade - IEM/UNIFEI**

**Prof. Dr. Osvaldo José Venturini (Orientador) - IEM/UNIFEI**

**Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora (Co-orientador) - IEM/UNIFEI**

**Itajubá, Março de 2011**

**M.G. – Brasil**

## **Dedicatória**

À minha família,

## **Agradecimentos**

Ao meu Orientador, Prof. Dr. Osvaldo José Venturini, pela competência, dedicação, colaboração e paciência.

Ao meu Co-Orientador, Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora, pela oportunidade, confiança, colaboração, paciência e apoio.

Ao Prof. Dr. Marcio L. de Souza-Santos, pela sua colaboração e disposição para me ajudar quando foi necessário.

Ao Prof. Dr. Rubenildo Viera Andrade, pela colaboração e apoio.

Aos amigos e a todos os colegas da UNIFEI e do NEST, pelo permanente incentivo, colaboração e amizade. Especialmente ao Eraldo, Carlos, Tiago, Túlio, Fagner, Mateus, Bruno, Julio, Daniel, José Luiz, Malu e o Márcio.

Aos meus amigos conterrâneos pelo permanente apoio, solidariedade e amizade. Especialmente ao César, Rubén, Elkin, Sandra, Felipe, Ricardo, Juan, Mónica, José Carlos e o Quelbis.

Ao Instituto de Engenharia Mecânica da UNIFEI, representado pelos seus dedicados Professores e Funcionários, pela oportunidade que me concedeu na realização deste trabalho, e aos amigos desse Instituto, pelo convívio profissional.

À CAPES, através do seu Programa de Bolsas de Estudo, pelo apoio financeiro.

## Resumo

**ORTIZ, P. A. S. (2011)**, *Avaliação Técnico-Econômica de Sistemas IGCC Utilizando Coque de Petróleo e Carvão Mineral como Combustível, Itajubá*, 141 p. Dissertação (Mestrado em Conversão de Energia) - Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI.

A tendência de aumento na produção mundial de coque de petróleo (*petcoke*) é o resultado de suas múltiplas e inovadoras aplicações industriais. Deste ponto de vista e também considerando a situação atual das reservas de energia convencionais no mundo, torna-se importante a realização de estudos nesta área, através da análise dos principais componentes das usinas termelétricas que utilizam deste recurso energético combustível (*petcoke*). O objetivo do presente trabalho é realizar uma avaliação técnico-econômica da tecnologia IGCC (Gaseificação integrada a ciclos combinados), quando se utiliza como combustível o coque de petróleo e o carvão mineral (tipo Candiota) do Brasil. Assim, a pesquisa desenvolvida aborda a combinação de duas tecnologias que incorporam as usinas IGCC. Em uma primeira etapa, a análise do processo de gaseificação é conduzida empregando o *software* CSFMB/CeSFaMB<sup>TM</sup>, para determinar a produção gás combustível limpo (*syngas*). Posteriormente, o gás produzido é utilizado para analisar o desempenho do ciclo combinado através de *software* GateCycle<sup>TM</sup>, tendo como base o esquema atual da UTE Termobahia, usina que produz 190 MW de energia elétrica e 350 t/h de vapor. Finalmente, são obtidos os parâmetros operacionais e econômicos, os quais são comparados com os valores reais de funcionamento da UTE Termobahia, em termos de custos da energia, da substituição do combustível e das variáveis de desempenho do ciclo combinado. Por exemplo, tem-se a potência líquida, a eficiência global e o consumo específico de calor (*Heat Rate*).

**Palavras chaves:** Gaseificação, Coque de Petróleo, Carvão, Gaseificação Integrada a Ciclos Combinados, Geração de Energia, Análise Técnico-Econômica, Custo da Energia.

## Abstract

**ORTIZ, P. A. S. (2011)**, *Technical And Economic Evaluation of IGCC Systems Using Coal and Petroleum Coke Considering the Brazilian, Itajubá*, 141 p. MSc. Dissertation (Emphasis Energy Conversion) - Department of Mechanical Engineering, Federal University of Itajubá - UNIFEI.

The increasing trend in global production of petroleum coke (petcoke) is the result of their multiple and innovative industrial applications. From this point of view and also considering the current situation of the traditional energy reserves worldwide, it is important to conduct studies in this area through analysis of the main components of the power plants utilizing this fuel (petcoke). The main target of this study is to realize a techno-economic evaluation of IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) technology, using Brazilian coal and petcoke as fuel. In this context, the gasification process and the combined cycle are analyzed. In first part of this work, the production of the synthesis gas (syngas) from coal gasification was simulated using CSFMB/CeSFaMB<sup>TM</sup> software. In the next part, the syngas produced is used to analyze the power plant performance through GateCycle<sup>TM</sup> software considering the current scheme at the Termobahia power plant. Termobahia is a cogeneration combined cycle power plant, that produces 190 MW of electricity and 350 ton/h of steam. Finally, the obtained operational and economic parameters are compared with the actual operational parameters of the Termobahia power plant in terms of energy costs, fuel substitution and combined cycle performance variables, as net power, global efficiency and heat rate.

**Keywords:** Gasification, Petroleum Coke, Coal, Integrated Gasification Combined Cycle, Energy production, Techno-Economic Analysis, Energy Cost.



## Lista de Figuras

Figura 2.1 Classificação e usos do carvão. Adaptado de WCI (2009). .....	5
Figura 2.2 Geração de eletricidade no Brasil por tipo de combustível (2006 – 2030). Adaptado de EIA (2009). .....	7
Figura 2.3 Geração de energia elétrica por tipo de combustível no mundo (2006 – 2030). Adaptado de EIA (2009). .....	8
Figura 2.4 Esquema do fluxo de produção e aplicação do coque verde de petróleo. ....	11
Figura 2.5 Principais utilizações e qualidades do coque verde de petróleo. ....	12
Figura 2.6 Produção no período de 2000 a 2007 de coque de petróleo no Brasil. Adaptado de EPE (2009a). .....	12
Figura 2.7 Produção e consumo de coque de petróleo por região em 2005. Adaptado de EIA (2007). .....	13
Figura 2.8 Diagrama esquemático de uma usina IGCC. Adaptado de WCI (2007). .....	15
Figura 2.9 Comparação entre os valores das emissões. Adaptado de BINE (2007). ....	17
Figura 2.10 Comparação das emissões SO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub> . Adaptado de Franco e Diaz (2009). ....	17
Figura 2.11 Comparação da eficiência e o investimento entre sistemas IGCC e UTE. Adaptado de BINE (2007). .....	18
Figura 2.12 Processo químico de gaseificação (Martínez, 2008). .....	22
Figura 2.13 Aplicações da gaseificação. Adaptado de Treviño (2003). .....	24
Figura 2.14 Esquema de um gaseificador de tipo leito arrastado. ....	25
Figura 2.15 Esquema de um gaseificador de tipo leito fluidizado. ....	26
Figura 2.16 Esquema de um gaseificador leito fixo de tipo contracorrente. ....	27
Figura 2.17 Fornecedores da tecnologia de gaseificação de carvão. Adaptado de Rezaiyan et al. (2005). .....	30
Figura 2.18 Esquema de uma central térmica de ciclo combinado. ....	32
Figura 2.19 Diagrama T-S, mostrando a vantagem do uso do ciclo combinado, .....	33
Figura 2.20 Esquema de uma TG simples em ciclo aberto. ....	35
Figura 2.21 Ciclo padrão a ar da TG em ciclo fechado. Adaptado de Lora et al. (2004b). ....	35
Figura 2.22 Efeitos da irreversibilidade em um ciclo <i>Brayton</i> simples (Lora et al., 2004b). ....	36
Figura 2.23 Esquema de uma central de geração elétrica com TV (Lora et al., 2004a). .....	39

Figura 2.24 Esquema básico do Ciclo <i>Rankine</i> . .....	39
Figura 2.25 Diagrama T-S do Ciclo <i>Rankine</i> Ideal. ....	40
Figura 2.26 Influência da temperatura de entrada da TG na eficiência do ciclo combinado (Tsukagoshi et al., 2007). ....	42
Figura 2.27 Influência da temperatura do gás na entrada da TG em sua potência de saída (Tsukagoshi et al., 2007). ....	42
Figura 2.28 Rotas tecnológicas para a CSS. Adaptado de Thomas (2005). ....	43
Figura 2.29 Pré-combustão. ....	44
Figura 2.30 Pós-combustão. ....	44
Figura 2.31 Oxi-combustão. ....	45
Figura 2.32 Aumento do consumo de combustível por kWh produzido devido à CCS. Adaptado de Prieto (2006b). ....	46
Figura 2.33 Rendimentos térmicos de usinas com e sem de CCS. Adaptado de Prieto (2006b). ....	47
Figura 2.34 Diagrama esquemático de uma usina IGCC com CCS. Adaptado da EPRI (2008a). ....	49
Figura 2.35 Comparação da eficiência e o investimento entre sistemas IGCC com CCS e uma UTE. Adaptado de BINE (2007). ....	51
Figura 3.1 Metodologia utilizada nos cálculos. ....	53
Figura 3.2 Diagrama de blocos e opções de integração para um sistema IGCC. ....	63
Figura 3.3 Interface simplificada do <i>software</i> CSFMB/CeSFaMB (dados de entrada). ....	67
Figura 3.4 Interface simplificada do <i>software</i> CSFMB/CeSFaMB (dados de saída). ....	68
Figura 3.5 Esquema do sistema de gaseificação de leito fluidizado circulante. ....	69
Figura 3.6 Principais parâmetros de um gaseificador de leito fluidizado circulante. ....	70
Figura 3.7 Aspectos básicos com relação à geometria de um gaseificador LFC. ....	76
Figura 3.8 Esquema da metodologia utilizada no projeto do gaseificador de LFC. ....	81
Figura 3.9 Interface gráfica do <i>software</i> GateCycle. ....	85
Figura 3.10 Interface gráfica do Cyclelink. ....	86
Figura 3.11 Esquema térmico da usina termelétrica Termobahia. Adaptado de ALSTOM (2003). ....	88
Figura 3.12 Esquema térmico proposto da tecnologia IGCC na UTE Termobahia. ....	90
Figura 3.13 Perfil de temperatura da HRSG. ....	91
Figura 3.14 Diagrama de potência da TV. ....	92
Figura 3.15 Composição do gás utilizando o ar como agente de gaseificação. ....	94
Figura 3.16 Composição do gás utilizando O <sub>2</sub> e vapor como agente gaseificante. ....	95
Figura 3.17 Potência líquida do ciclo combinado. ....	97
Figura 3.18 Eficiência global do ciclo combinado. ....	98
Figura 3.19 Consumo específico de calor do ciclo combinado. ....	98
Figura 4.1 Interpretação esquemática da TIR. ....	103
Figura 4.2 Representação esquemática do fluxo de caixa de um projeto. ....	103

Figura 4.3 Histórico e tendência no mundo do preço de alguns combustíveis (Carter, 2010). .....	107
Figura 4.4 Planilha de cálculo em MS-Excel utilizada na análise econômica. ....	107
Figura 4.5 Metodologia de cálculo utilizada na análise econômica. ....	108
Figura 4.6 Custos de capital estimados em sistemas IGCC. Adaptado da EPRI (2006). ....	109
Figura 4.7 Custo anual dos combustíveis analisados. ....	112
Figura 4.8 Custo médio de eletricidade por fonte de geração. ....	113
Figura 4.9 Custo específico da energia aplicados nos sistemas IGCC e NGCC. ....	114
Figura 4.10 Custo de eletricidade por ano. ....	115

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Análise imediata de alguns carvões brasileiros. Adaptado de Lora et al. (2004a). ..6	
Tabela 2.2 Reservas mundiais recuperáveis de carvão, situação em 2006 (bilhões de toneladas). Adaptado de EIA (2009). ..9	
Tabela 2.3 Propriedades de alguns carvões internacionais. Adaptado de Lora et al. (2004a). ..9	
Tabela 2.4 Composição (% em peso) do coque de petróleo (De León, 2005). ..10	
Tabela 2.5 Produção e consumo de coque de petróleo em 2005 (EIA, 2007). ..13	
Tabela 2.6 Eficiências para diferentes tecnologias de geração de energia (Prieto, 2006a). ..16	
Tabela 2.7 Emissões e produção de resíduos para diversas tecnologias de geração de energia (Treviño, 2003). ..16	
Tabela 2.8 Algumas das usinas IGCC instaladas no mundo. Adaptado de Franco e Diaz (2009). ..19	
Tabela 2.9 Usina IGCC <i>Wabash River Energy</i> (EPRI, 2006). ..20	
Tabela 2.10 Usina IGCC <i>Nippon Oil</i> (EPRI, 2006). ..20	
Tabela 2.11 Usina <i>Elcolgas Puertollano</i> (Treviño, 2003). ..21	
Tabela 2.12 Tipos de gaseificadores e características dos combustíveis (Prieto, 2006a). ..28	
Tabela 2.13 Fornecedores da tecnologia de gaseificação. Adaptado de Rezaiyan et al. (2005). ..29	
Tabela 2.14 Acréscimo no consumo de energia decorrente de CCS (Prieto, 2006b). ..46	
Tabela 2.15 Usinas IGCC com CCS planejadas no mundo. ..50	
Tabela 3.1 Composição química dos combustíveis utilizados na simulação do processo de gaseificação. ..58	
Tabela 3.2 Comparação da composição típica do gás obtido a partir de diferentes combustíveis. ..59	
Tabela 3.3 Características de diferentes tecnologias para a gasificação do carvão. Adaptado de Miller et al. (2008). ..60	
Tabela 3.4 Poder calorífico superior de alguns combustíveis industriais. ..61	
Tabela 3.5 Dados de entrada e saída do <i>software</i> CSFMB/CeSFaMB. ..66	
Tabela 3.6 Vantagens e desvantagens a partir do agente gaseificante utilizado no processo de gaseificação. Adaptado de Wang et al. (2008). ..74	

Tabela 3.7 Constantes para o dimensionamento de ciclones de alta eficiência (Basu 2006)...	78
Tabela 3.8 Principais características do gaseificador gerado pelo <i>software</i> CSFMB. ....	82
Tabela 3.9 Principais características do gaseificador gerado pelo <i>software</i> CeSFaMB.....	83
Tabela 3.10 Especificações técnicas da UTE Termobahia. Adaptado de ALSTOM (2003). ..	87
Tabela 3.11 Composição do gás utilizando ar como agente de gaseificação. ....	93
Tabela 3.12 Parâmetros obtidos na gaseificação empregando ar como agente gaseificante....	94
Tabela 3.13 Composição do gás utilizando O <sub>2</sub> e vapor como agente gaseificante. ....	95
Tabela 3.14 Parâmetros obtidos no processo de gaseificação empregando O <sub>2</sub> com vapor como agente gaseificante.....	95
Tabela 3.15 Resultados obtidos na simulação do sistema IGCC utilizando o GateCycle.....	99
Tabela 4.1 Distribuição dos investimentos em capital fixo.....	108
Tabela 4.2 Parâmetros comuns empregados na análise econômica. ....	110
Tabela 4.3 Custo específico da energia por tipo de combustível. ....	111
Tabela 4.4 Comparação entre o sistema IGCC e NGCC.....	111
Tabela 4.5 Parâmetros utilizados no sistema IGCC - Carvão - F.C. 80%.....	114

## Simbologia

### Letras Latinas

$e$	Exergia Específica [MJ/kg]
$h$	Entalpia Específica [MJ/kg]
$M$	Massa Molar [kg/kmol]
$P$	Pressão [bar, Pa]
$Q$	Calor [MW]
$T$	Temperatura [°C, K]
$W$	Trabalho [MW]
$\dot{w}$	Potência [MW]

### Gregas

$\eta$	Eficiência [%]
$\rho$	Massa específica, [kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_{\text{gran}}$	Massa específica a granel, [kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_p$	Massa específica aparente das partículas, [kg/m <sup>3</sup> ]

### Subscritos

$\dot{m}_{\text{gases}}$	vazões mássicas dos gases
$\dot{m}_{\text{vapor}}$	vazões mássicas de vapor
$\dot{Q}_{\text{Ad}}$	Calor total fornecido ao ciclo
$\dot{Q}_{\text{Rej}}$	Calor rejeitado no condensador

SC	Base seca livre de cinzas
S	Base seca
U	Base úmida
$\dot{W}_T$	Trabalho produzido pela turbina
$\dot{W}_B$	Trabalho consumido pela bomba

## Abreviações

AFBC	Combustão em leito fluidizado atmosférico
ATE	Alto teor de enxofre
ASU	Unidade de separação de ar
ASPEN PLUS	<i>Advanced system for process engineering plus</i>
BTE	Baixo teor de enxofre
CC	Custo combustível
CI	Custo de investimento
CCU	Unidade de ciclo combinado
CCS	Captura e armazenamento de carbono
CFBC	Combustão leito fluidizado circulante
CFD	Dinâmica dos fluidos computacional ( <i>Computational fluid dynamic</i> )
CO	Custo operação
COS	Sulfeto de carbonila ( <i>Carbonyl sulfide</i> )
CSFMB/CeSFaMB	<i>Comprehensive simulator for fluidized bed moving</i>
FA	Fator de ar
FGD	Dessulfurizador dos gases de combustão
FT	<i>Fischer-Tropsch</i>
GI	Grau de integração
GTCC	Tecnologia da turbina a gás em ciclo combinado
HCN	Cianeto de hidrogênio ( <i>Hydrogen Cyanide</i> )
HRSG	Caldeira de recuperação de calor
IGCC	Gaseificação integrada a ciclos combinados
LFC	Leito fluidizado circulante
MHI	<i>Mitsubishi</i>
MDEA	Metildietanolamina
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
PCI	Poder calorífico inferior
PCS	Poder calorífico superior
PC	Carvão pulverizado
PF	Combustível pulverizado

ppm	Partes por milhão
pp	Porcentagem de peso
SCPF	Carvão pulverizado supercrítico
SCR	Sistema de redução catalítica seletiva
Syngas	Gás de síntese
TG	Turbina a gás
TV	Turbina a vapor
UR	Umidade relativa
UTE	Usina termelétrica

## **Siglas**

DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos
ECN	Centro de Pesquisa em Energia da Holanda
EIA	Administração de informações energéticas dos Estados Unidos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
RPBC	Refinaria Presidente Bernardes



## Sumário

<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>VIII</b>
<b>LISTA DE TABELAS .....</b>	<b>XI</b>
<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 OBJETIVOS.....</b>	<b>2</b>
<b>1.2 CONTEÚDO.....</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO 2 .....</b>	<b>4</b>
<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E ESTADO-DA-ARTE DA TECNOLOGIA IGCC.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1 CARACTERIZAÇÃO DO CARVÃO MINERAL .....</b>	<b>5</b>
2.1.1 Carvão mineral no Brasil .....	6
2.1.2 Carvão mineral no mundo.....	7
<b>2.2 CARACTERIZAÇÃO DO COQUE DE PETRÓLEO.....</b>	<b>10</b>
2.2.1 Coque de petróleo no Brasil.....	11
2.2.2 Coque de petróleo no mundo .....	13
<b>2.3 CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS, CICLOS E PARÂMETROS UTILIZADOS EM SISTEMAS IGCC.....</b>	<b>14</b>
2.3.1 Usinas IGCC em operação no mundo.....	18
2.3.2 Geralidades da gaseificação.....	21
2.3.3 Esquemas e tipos de gaseificadores .....	24
2.3.4 Considerações teóricas sobre os Ciclos Combinados .....	31

2.3.5 Considerações teóricas sobre Ciclo <i>Brayton</i> .....	34
2.3.6 Considerações teóricas sobre Ciclo <i>Rankine</i> .....	38
2.3.7 Tendências para ciclos térmicos de geração de eletricidade .....	41
<b>2.4 POSSIBILIDADES E OPÇÕES ESQUEMÁTICAS PARA A CAPTURA DE CO<sub>2</sub> (CCS)..</b>	<b>43</b>
2.4.1 Configuração principal para usinas IGCC com CCS .....	48
<b>CAPÍTULO 3.....</b>	<b>52</b>
<b>SIMULAÇÕES DO SISTEMA DE IGCC .....</b>	<b>52</b>
<b>3.1 METODOLOGIA E FERRAMENTAS DE CÁLCULO .....</b>	<b>53</b>
<b>3.2 SELEÇÃO DOS PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO UTILIZADOS NA AVALIAÇÃO DO SISTEMA IGCC .....</b>	<b>54</b>
3.2.1 <i>Softwares</i> utilizados na simulação de sistemas térmicos .....	54
3.2.2 <i>Softwares</i> utilizados na simulação de gaseificadores.....	55
<b>3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS .....</b>	<b>58</b>
3.3.1 Gaseificação do carvão mineral.....	59
<b>3.4 INTEGRAÇÃO DE PROCESSOS DA TECNOLOGIA IGCC .....</b>	<b>61</b>
3.4.1 Influência e considerações do uso de gás de síntese em uma turbina a gás .....	64
<b>3.5 SOFTWARE CSFMB/CeSFaMB .....</b>	<b>65</b>
3.5.1 Metodologia de análise do sistema de gaseificação utilizando o <i>software</i> CSFMB/CeSFaMB .....	68
3.5.2 Metodologia de análise considerada no projeto do gaseificador LFC .....	81
<b>3.6 SOFTWARE GATECYCLE.....</b>	<b>84</b>
3.6.1 Estudo de caso UTE da Termobahia.....	86
3.6.2 Sistema IGCC proposto na UTE Termobahia.....	89
<b>3.7 RESULTADOS OBTIDOS.....</b>	<b>93</b>
3.7.1 Simulações do processo de gaseificação.....	93
3.7.2 Simulações do sistema de potência.....	97
<b>CAPÍTULO 4.....</b>	<b>100</b>
<b>ANÁLISE ECONÔMICA .....</b>	<b>100</b>
<b>4.1 CRITÉRIOS APLICADOS AS ANÁLISES ECONÔMICA .....</b>	<b>100</b>
4.1.1 Cálculo do Custo da Energia .....	105

<b>4.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO UTILIZADA NA ANÁLISE ECONÔMICA DO SISTEMA IGCC PROPOSTO .....</b>	<b>107</b>
<b>CAPÍTULO 5.....</b>	<b>116</b>
<b>CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>116</b>
<b>5.1 CONCLUSÕES .....</b>	<b>116</b>
<b>5.2 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>118</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>119</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>130</b>
<b>Anexo A1. Principais resultados do sistema potência (ciclo combinado).....</b>	<b>131</b>
<b>Anexo A2. Principais resultados do processo de gaseificação. ....</b>	<b>134</b>
<b>Anexo A3. Resultados obtidos na análise econômica do sistema IGCC. ....</b>	<b>136</b>
<b>Anexo A4. Artigos derivados do presente trabalho.....</b>	<b>140</b>

## Capítulo 1

# INTRODUÇÃO

A escassez das reservas mundiais de petróleo, bem como o constante aumento do consumo deste recurso natural, tem feito com que a indústria do petróleo busque alternativas para a utilização dos chamados óleos pesados. Entre estas alternativas aparece o processo de coqueamento, cujo subproduto é o coque de petróleo. Este processo pode ser empregado em frações residuais de petróleos nacionais pesados para obter produtos mais leves e de maior valor comercial.

Atualmente há uma tendência de aumento do processamento de óleos pesados, conseqüentemente, uma tendência do aumento da produção de coque, o qual é utilizado como combustível pelas companhias de cimento e em usinas de geração de eletricidade.

Assim, considerando o atual cenário energético do Brasil e o aumento da produção de coque, torna-se importante realizar estudos que abordem de forma criteriosa a utilização deste recurso energético em tecnologias avançadas de geração de energia, como a gaseificação integrada a ciclos combinados (*Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC*).

A pesquisa desenvolvida neste trabalho aborda a combinação e integração de duas tecnologias que incorporam as usinas IGCC: a análise do processo de gaseificação, que é utilizado para criar um gás combustível limpo (gás sintético ou *syngas*), e a análise do ciclo combinado, que constitui um dos métodos mais eficientes para produzir eletricidade.

Hoje em dia, a tecnologia IGCC está sendo focada no desenvolvimento e implementação de sistemas de captura e armazenamento de carbono (*Carbon Capture and Storage - CCS*) para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> e aumentar a eficiência global das usinas, e consequentemente, obter reduções significativas nos custos de geração (Van den Broek et al., 2009).

Nesse contexto, no decorrer deste trabalho também são apresentados os principais esquemas e tipos de gaseificadores, o seu desempenho, as possibilidades e opções esquemáticas para a captura do CO<sub>2</sub> (CCS).

## 1.1 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é efetuar uma análise técnico-econômica da tecnologia IGCC tendo como base o esquema atual da UTE Termobahia, e utilizando como combustíveis o coque de petróleo e o carvão mineral (tipo Candiota), de origem brasileira.

Neste contexto o trabalho realizado aborda a análise do processo de gaseificação através do *software* CSFBM/CeSFaMB<sup>TM</sup> para determinar a composição do gás. Em uma fase seguinte, este gás é utilizado no *software* GateCycle<sup>TM</sup>, especializado na análise de sistemas térmicos, para avaliar o desempenho do sistema de potência (ciclo combinado).

Assim, após o desenvolvimento dessas fases foi realizada a análise econômica entre o ciclo atual NGCC e o sistema IGCC proposto para determinar seus custos monetários de geração de eletricidade.

## 1.2 CONTEÚDO

No capítulo 1, são apresentados os objetivos e o conteúdo da dissertação de mestrado.

No capítulo 2 são apresentados alguns conceitos básicos sobre a tecnologia IGCC e o estado-da-arte das tecnologias de gaseificação utilizadas nos sistemas IGCC.

Adicionalmente, nesta seção são fornecidas as informações técnicas necessárias para compreender as possibilidades e opções esquemáticas para a captura do CO<sub>2</sub> (CCS), a partir desta tecnologia.

No capítulo 3 são apresentados alguns parâmetros que influenciam o comportamento dos sistemas IGCC, assim como as principais características das ferramentas computacionais GateCycle<sup>TM</sup> e CSFMB/CeSFaMB<sup>TM</sup>, utilizadas no modelo desenvolvido para avaliar o sistema IGCC proposto.

Além disso, nesta seção são fornecidas as informações descritivas sobre a caracterização dos combustíveis utilizados na avaliação do modelo IGCC, sendo estes o carvão e coque de petróleo.

Finalmente, neste capítulo são apresentados os resultados obtidos na análise do processo de gaseificação e a análise do ciclo combinado, levando em conta o caso de estudo escolhido, que utiliza como referência um sistema hipotético da tecnologia IGCC na usina termelétrica Termobahia.

No capítulo 4, faz-se uma revisão dos conceitos básicos utilizados para realizar a análise econômica do sistema IGCC proposto. Adicionalmente, apresenta-se a análise dos principais resultados técnicos e econômicos obtidos após o desenvolvimento deste estudo.

No capítulo 5, finaliza-se com a apresentação das conclusões e perspectivas futuras.

No final da dissertação foram incluídos anexos, onde são apresentados os cálculos complementares, junto com tabelas e resultados intermediários.

## Capítulo 2

# FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E ESTADO-DA-ARTE DA TECNOLOGIA IGCC

Neste capítulo introduz-se alguns conceitos básicos sobre a tecnologia IGCC. Inicialmente, mostra-se o contexto do carvão e do coque de petróleo no mundo e sua participação na matriz energética brasileira. Em seguida, é analisado o estado-da-arte das tecnologias de gaseificação utilizadas em usinas IGCC, a partir da descrição dos fundamentos técnicos do processo e das tecnologias disponíveis.

Posteriormente, são listadas as usinas existentes e planejadas que aplicam a tecnologia IGCC no mundo, e o esforço de pesquisa e desenvolvimento (P & D) que está sendo realizado neste sentido. Também são apresentados os fundamentos técnicos implícitos no processo dos ciclos combinados e as tendências para ciclos térmicos de geração de eletricidade.

Finalmente, apresentam-se as informações técnicas necessárias para compreender as possibilidades e opções esquemáticas para a captura do CO<sub>2</sub> (CCS), a partir desta tecnologia, i. e., da IGCC.

## 2.1 CARACTERIZAÇÃO DO CARVÃO MINERAL

Atualmente, estão sendo promovidas e utilizadas novas fontes de energia na geração de eletricidade. No entanto grande parte da produção de energia elétrica ainda se baseia nos combustíveis fósseis, especificamente petróleo e carvão mineral. Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, estima-se que do carvão se obtém 40 % da eletricidade consumida a nível mundial e que essa proporção praticamente se manterá até o ano 2030 (ANP, 2009).

Esse combustível fóssil é classificado, de acordo com a sua qualidade, em: turfa, de baixo conteúdo carbonífero, que constitui um dos primeiros estágios do carvão, com teor de carbono na ordem de 45%; linhito, que apresenta teor de carbono que varia de 60% a 75%; carvão betuminoso (hulha), mais utilizado como combustível, que contém entre 75% e 85% de carbono; e antracito, o mais puro dos carvões, que apresenta um conteúdo carbonífero superior a 90%.

Na Figura 2.1 mostra a classificação e o uso do carvão em função do seu conteúdo energético e de umidade, de acordo com o Instituto Mundial do Carvão (WCI, 2009).

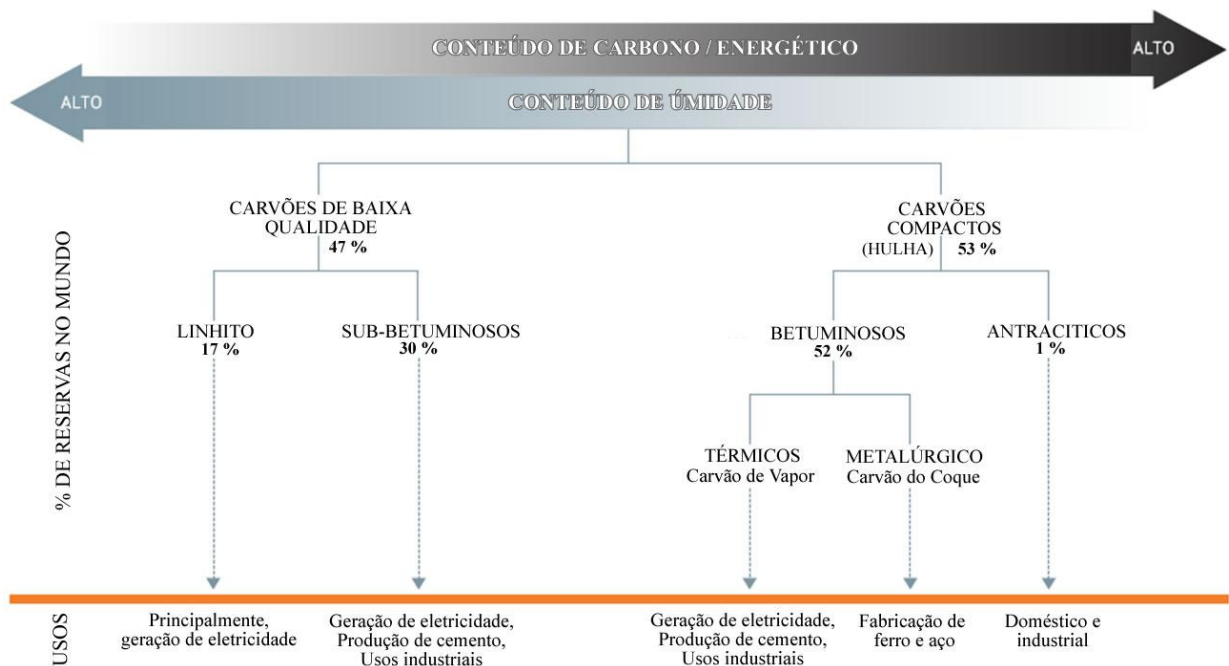


Figura 2.1 Classificação e usos do carvão. Adaptado de WCI (2009).



Conforme apresentado nesta figura, 53% das reservas mundiais de carvão mineral são compostas por carvão com alto teor de carbono (hulha) e 47% com baixo teor de carbono. A produção e o consumo mundial concentram-se nas categorias intermediárias: os carvões tipos betuminoso/sub-betuminoso e linhito. O primeiro, de maior valor térmico, é comercializado no mercado internacional. O segundo é utilizado na geração termelétrica local (ANEEL, 2008).

### 2.1.1 Carvão mineral no Brasil

Dentro da matriz energética brasileira segundo o Balanço Energético Nacional, o carvão mineral representa um pouco mais de 1% do total da energia primária produzida (EPE, 2009a). Segundo Carvalho (2003), este é o combustível fóssil mais abundante no Brasil, estima-se que existem reservas suficientes para 200 anos de suprimento (contra 40 anos para o petróleo e 60 anos para o gás natural).

As reservas brasileiras são de  $32 \times 10^9$  ton, e as jazidas mais importantes do Brasil estão localizadas nos estados de Rio Grande do Sul (RS), Santa Catarina (SC) e Paraná (PR).

Não obstante, apesar de ser o carvão mineral um recurso natural “abundante”, devido a sua baixa qualidade, em termos de seus teores de cinzas, de umidade e do seu impacto ambiental na geração de eletricidade, ele ainda é pouco usado. A Tabela 2.1 mostram a análise imediata e as características da alguns carvões brasileiros por região (Lora et al. 2004a).

Tabela 2.1 Análise imediata da alguns carvões brasileiros. Adaptado de Lora et al. (2004a).

Propriedade	Unidades	Candiota (RS)	Vapor (SC)	Paraná (PR)
PCS	kJ/kg	12.100	17.500	30.100
Umidade Máxima	%	12,0 - 17,0	5,0 - 7,0	5,8 - 13,6
Voláteis	%	19,3 - 23,0	20,0 - 23,7	26,4 - 36,4
Carbono Fixo	%	27,5 - 28,4	37,7 - 42,1	49,8 - 60,4
Cinzas	%	50,1 - 52,6	35,4 - 44,0	9,1 - 13,8
Enxofre	%	0,7 - 2,9	2,9 - 3,6	3,3 - 6,0

Os carvões brasileiros estão caracterizados por seu alto conteúdo de cinzas, componente que influi no desempenho de um sistema de geração baseado na sua combustão. Segundo o Conselho Mundial de Energia, para este tipo de carvões se recomenda em muitas aplicações misturar o carvão mineral com o coque de petróleo (com um conteúdo da ordem de 20 a 50% de coque), para melhorar as propriedades do combustível (WEC, 2007).

Na Figura 2.2 é feita uma comparação da geração de eletricidade no Brasil (por tipo de combustível) no ano de 2006 com uma projeção para o ano de 2030. Observa-se que no Brasil, as hidrelétricas forneceram quase 84% da produção de eletricidade em 2006.

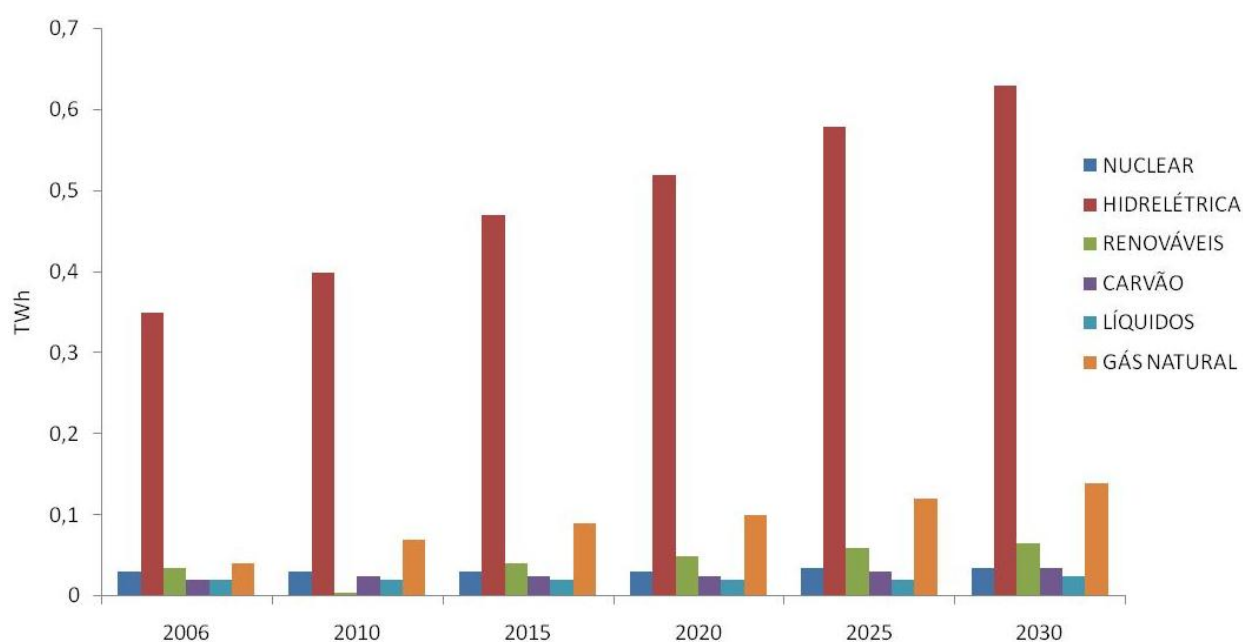


Figura 2.2 Geração de eletricidade no Brasil por tipo de combustível (2006 – 2030). Adaptado de EIA (2009).

## 2.1.2 Carvão mineral no mundo

De acordo com dados da administração de informações energéticas dos Estados Unidos (EIA, 2009) e ratificando as informações da ANP acima apresentadas, o carvão é a fonte mais utilizada para geração de energia elétrica no mundo, respondendo por 40% da produção total. Sua participação na produção global de energia primária, que considera outros usos além da produção de energia elétrica, é de 26%.

Espera-se que este recurso mantenha esta posição nos próximos anos, conforme é apresentado na Figura 2.3, onde é ilustrada uma projeção até o ano 2030 sobre a geração de energia elétrica por tipo de combustível no mundo.

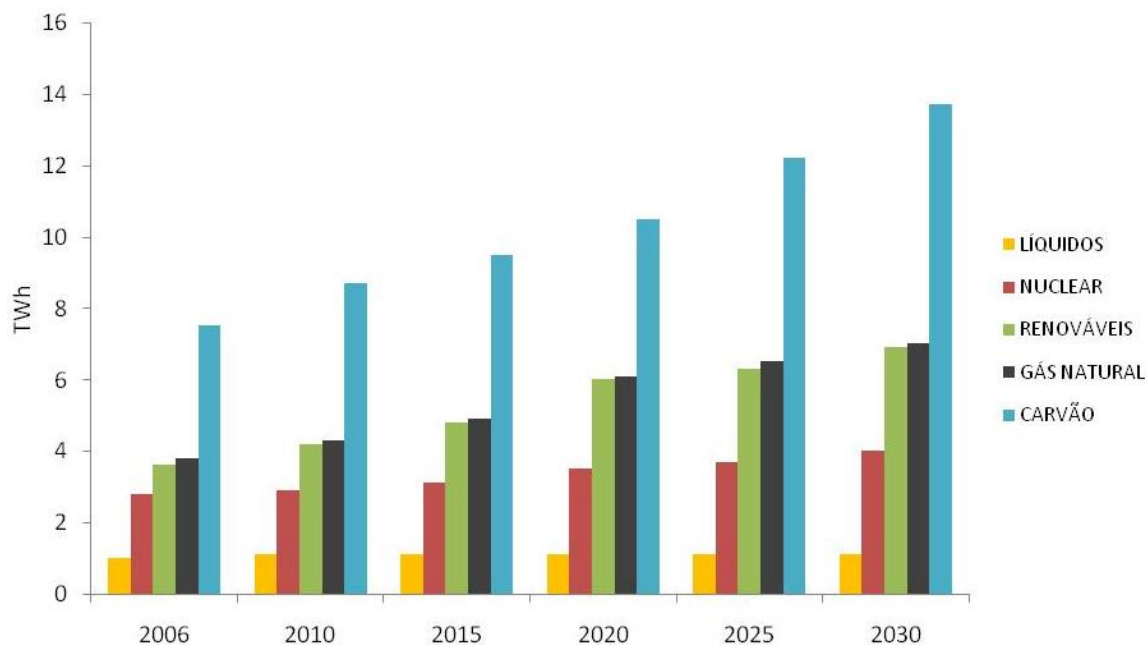


Figura 2.3 Geração de energia elétrica por tipo de combustível no mundo (2006 – 2030). Adaptado de EIA (2009).

A principal restrição para a utilização do carvão mineral é o forte impacto socioambiental provocado em todas as etapas do processo de produção e também no consumo.

Por exemplo, sua extração, provoca a degradação das áreas de mineração e sua combustão causa a emissão de CO<sub>2</sub>, que é um dos compostos químicos responsáveis pelo efeito estufa. Por estas razões, projetos de mitigação de impactos e investimentos em tecnologias mais eficientes com carvão, estão sendo desenvolvidas para atenuar este cenário.

O carvão, além de ser uma fonte muito utilizada para geração de energia elétrica no mundo, é também o combustível fóssil com a maior disponibilidade. Suas reservas totalizam 929,3 bilhões de toneladas, quantidade suficiente para atender sua demanda por aproximadamente 130 anos (EIA, 2009).

Além disso, ao contrário do que ocorre com petróleo e gás natural, elas não estão concentradas em poucas regiões, estando bem distribuídas pelos continentes, com ênfase maior no hemisfério norte, conforme é apresentado na Tabela 2.2, sendo Estados Unidos (28,6%), Rússia (18,5%) e China (13,5%) os países que concentram mais de 60% do volume total.

Tabela 2.2 Reservas mundiais recuperáveis de carvão, situação em 2006 (bilhões de toneladas). Adaptado de EIA (2009).

País	Betuminosos e Antracíticos	Sub Betuminosos	Linheiro	Total	Produção no 2006	Relação Reserva/Produção (R/P)
Total Mundial	471,3	293,1	164,9	929,3	6,8	137
USA	120,1	109,3	33,3	262,7	1,2	226
Rússia	54,1	107,4	11,5	173,1	0,3	536
China	68,6	37,1	20,5	126,2	2,6	48
Austrália	40,9	2,5	41,6	85,1	0,4	200
Índia	57,6	0	4,7	62,3	0,5	125
África do Sul	54,5	0,2	0	54,7	0,3	199
Brasil	0	7,8	0	7,8	0	-
Canadá	3,8	1,0	2,5	7,3	0,1	100

Na Tabela 2.3 é apresentada a composição química de alguns carvões internacionais. Pode-se observar a diferença da caracterização do carvão brasileiro em termos do PCS, conteúdo de cinzas e umidade. Nesta tabela as siglas (nd) significam dados não disponíveis.

Tabela 2.3 Propriedades de alguns carvões internacionais. Adaptado de Lora et al. (2004a).

Propriedade	Unidades	Austrália	África do Sul	Colômbia
PCS	(kJ/kg)	22.500	28.300	33.500
Carbono	(%)	56,60	69,70	(nd)
Hidrogênio	(%)	3,50	4,50	(nd)
Nitrogênio	(%)	1,22	1,60	(nd)

Tabela 2.3 Propriedades de alguns carvões internacionais (continuação).

Adaptado de Lora et al. (2004a).

Propriedade	Unidades	Austrália	África do Sul	Colômbia
Oxigênio	(%)	7,43	9,10	(nd)
Enxofre	(%)	0,35	0,70	0,35 – 1,0
Cinza	(%)	24,00	10,10	10 – 6,0
Umidade	(%)	6,90	4,30	2,0 – 7,0
Voláteis	(%)	24,80	35,30	34,0 – 39,0
Carbono fixo	(%)	44,30	50,30	65,0 - 60,0

## 2.2 CARACTERIZAÇÃO DO COQUE DE PETRÓLEO.

De acordo com Speight (2004), o coque de petróleo é um subproduto da indústria do refino de petróleo, o qual tem alto poder calorífico, baixo custo e um conteúdo de enxofre que é dado em função do tipo de petróleo do qual o coque se origina. Devido às quantidades cada vez maiores de petróleos pesados processados, a produção de coque tem aumentado.

Na Tabela 2.4 apresenta-se a composição típica do coque de petróleo. Esta caracterização varia em função do processo de craqueamento térmico e da qualidade do óleo refinado (WCI, 2010). Há diferentes tipos ou graus de coque, os quais estão baseados na sua porcentagem de enxofre.

Tabela 2.4 Composição (% em peso) do coque de petróleo (De León, 2005).

Propriedade	Unidades	Faixa
Carbono	(%)	75,0 – 86,0
Hidrogênio	(%)	3,0 – 3,6
Nitrogênio	(%)	1,3 – 1,9
Oxigênio	(%)	3,4 – 5,3
Enxofre	(%)	0,1 – 0,6
Cinza	(%)	0,0 – 0,1
Umidade	(%)	5,5 – 15,0
PCS	(kJ/kg)	29.300 – 37.300

Segundo Wang et al. (2004), a alta disponibilidade do coque de petróleo tornou este resíduo atraente para o setor industrial, principalmente para o setor de geração de energia elétrica.

## 2.2.1 Coque de petróleo no Brasil

No Brasil a Petrocoque S.A. é uma empresa calcinadora de coque verde de petróleo; a Petrobras também produz dois tipos de coque de petróleo, os quais possuem as seguintes características:

- *Coque Grau Combustível*: Enxofre abaixo de 1%, poder calorífico médio de 36500 kJ/kg (> carvão), cinzas aproximadamente 0,3%, matéria volátil aproximadamente 12%.

- *Coque Grau Anodo*: Enxofre abaixo de 1%, matéria volátil aproximadamente 10%, médio teor de vanádio da ordem de 250 ppm (Camargo et al. 2006).

O coque grau anodo é comercializado como matéria-prima para a indústria de alumínio. A Petrobras produz cerca de 570 mil toneladas por ano (1583 t/dia) na Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), em Cubatão – (SP), com baixo teor de enxofre, graças às características do petróleo nacional.

No entanto, os coques verdes de petróleo obtidos diretamente da unidade de produção com baixo teor de enxofre (BTE) têm sua comercialização direcionada preferencialmente para os segmentos que valorizam sua qualidade BTE, ou seja, como fonte de carbono ou redutor metalúrgico, principalmente na indústria de alumínio (após calcinação), onde encontra sua maior valorização. Na Figura 2.4 é apresentado o esquema do fluxo de produção e aplicação do coque verde de petróleo para este sector.

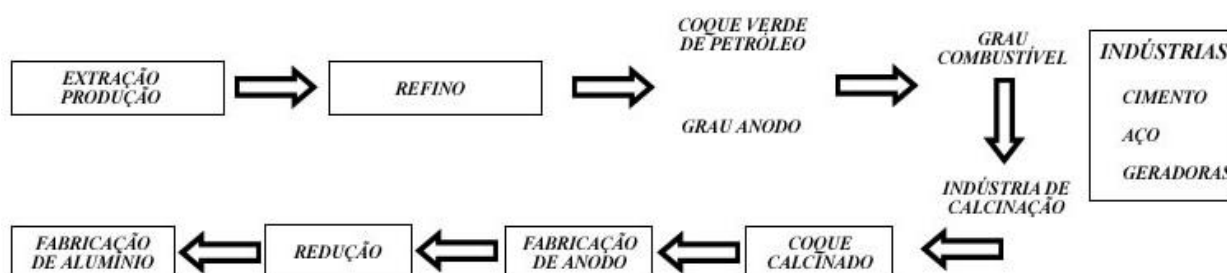


Figura 2.4 Esquema do fluxo de produção e aplicação do coque verde de petróleo.

Os coques verdes de petróleo com alto teor de enxofre (ATE) (que não são produzidos pela Petrobras), são usados nas indústrias de cimento.

Na Figura 2.5 são mostradas as principais utilizações, com respectivas qualidades e influência no preço de venda, do coque verde de petróleo.

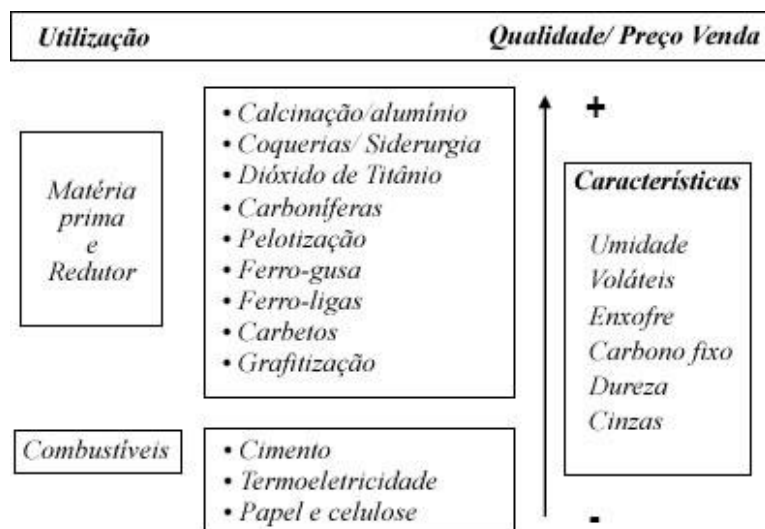


Figura 2.5 Principais utilizações e qualidades do coque verde de petróleo.

Na Figura 2.6 é apresentada a produção no período de 2000 a 2007 de coque de petróleo no Brasil, de acordo com dados ilustrados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Balanço Energético Nacional (EPE, 2009a), permitindo assim a verificação do aumento na produção deste combustível a partir do ano 2003.

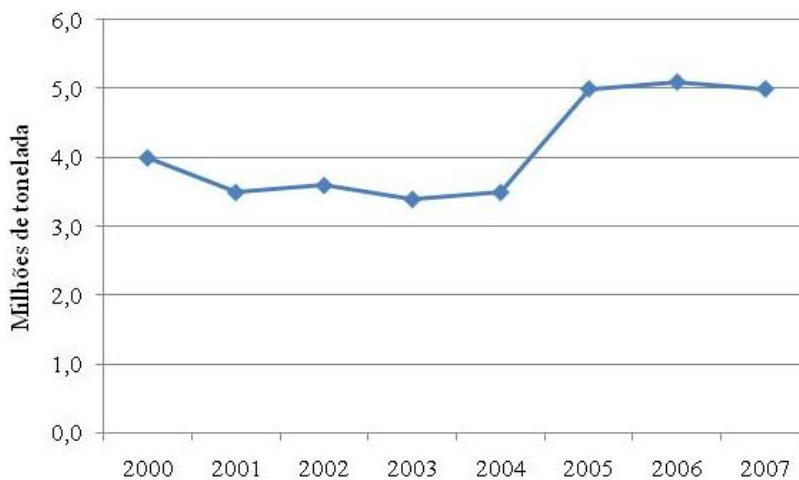


Figura 2.6 Produção no período de 2000 a 2007 de coque de petróleo no Brasil. Adaptado de EPE (2009a).

Em geral, o coque de petróleo brasileiro é considerado como BTE, devido ao processamento de petróleos com baixo teor de enxofre, apresentando, em média, 0,8% de enxofre, enquanto alguns coques importados apresentam teor de enxofre de mais de 7% em peso (Salvador et al., 2003).

## 2.2.2 Coque de petróleo no mundo

A produção mundial de coque de petróleo atingiu 89 Mt em 2005 (EIA, 2007), sendo os Estados Unidos o maior produtor, respondendo por cerca de 61% da produção, conforme é apresentado na Figura 2.7. Neste país, cerca de 35 refinarias produzem coque de petróleo em quantidades apreciáveis, que chegam a 1000 t/dia (Dynamis, 2006).

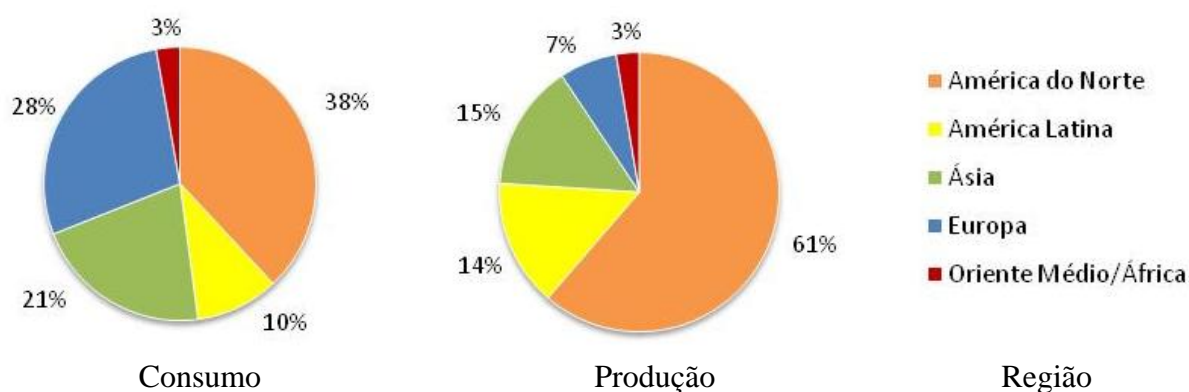


Figura 2.7 Produção e consumo de coque de petróleo por região em 2005. Adaptado de EIA (2007).

Na Tabela 2.5 são apresentados o consumo e as produções de coque de petróleo no mundo em 2005, do total produzido de 89 Mt, tem-se apenas 14 Mt de coque grau anodo.

Tabela 2.5 Produção e consumo de coque de petróleo em 2005 (EIA, 2007).

Região	Produção	Consumo
	Milhões de tonelada	
América do Norte	49	29
América Latina	14	9
Ásia	14	18
Europa	8	24
Oriente Médio/África	4	5



Aproximadamente 75% da produção de coque de petróleo é utilizada como energético, principalmente nas refinarias de petróleo, em termelétricas e na indústria de cimento. Cerca de 40% da produção mundial é utilizada nas próprias refinarias de petróleo, 16% na indústria de cimento e 14% em geração de eletricidade. Os 5% restantes são utilizados como fonte de energia numa gama relativamente grande de indústrias (Dynamis, 2006).

De acordo com o que foi apresentado até agora neste capítulo, pode-se constatar que atualmente o carvão é o combustível mais importante para a geração termelétrica, e futuramente, junto com o coque de petróleo desempenhará importante papel no atendimento da demanda de energia elétrica no mundo.

Porém, estes combustíveis além de serem acessíveis devem ser ambientalmente corretos, por isso, torna-se importante o estudo da tecnologia IGCC, classificada dentro das “tecnologias limpas” na geração de eletricidade utilizando combustíveis. Nos próximos itens serão abordados os aspectos mais representativos da tecnologia IGCC.

## **2.3 CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS, CICLOS E PARÂMETROS UTILIZADOS EM SISTEMAS IGCC.**

A gaseificação integrada em ciclo combinado utiliza gases derivados de carvão, com um alto conteúdo de enxofre, de resíduos pesados do petróleo ou da biomassa, como combustível para seus acionadores primários. A IGCC é uma tecnologia energética avançada que permite reduzir as emissões de NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> e as partículas em suspensão, melhorando a eficiência energética da utilização do carvão.

A tecnologia IGCC é uma combinação e integração de duas tecnologias: a gaseificação, para a produção de um gás combustível, e a tecnologia da turbina a gás em ciclo combinado (GTCC), para geração de eletricidade.

Embora todos os tipos de carvão possam ser gaseificados, em termos econômicos, carvões com baixo teor de cinzas são preferíveis (Minchener, 2005). Isto é difícil no caso brasileiro, mas é possível sua implementação a partir da mistura entre o carvão mineral com o coque de petróleo, para melhorar suas propriedades como combustível.

Nos sistemas IGCC, o combustível é aquecido em um gaseificador que contém quantidades controladas de oxigênio (ou ar) e vapor de água. Ao final, obtêm-se um gás, caracterizado por uma mistura de CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e H<sub>2</sub>, que é purificado para a retirada de impurezas, como o enxofre. Em seguida, este gás combustível é queimado em uma turbina a gás (TG) gerando energia elétrica, e os gases quentes que saem da TG são utilizados para produzir vapor em uma caldeira de recuperação (HRSG). Este vapor é então expandido em uma turbina a vapor (TV) que também gera energia elétrica.

Na Figura 2.8, é apresentado um esquema dos componentes principais de uma instalação de gaseificação integrada em ciclo combinado.

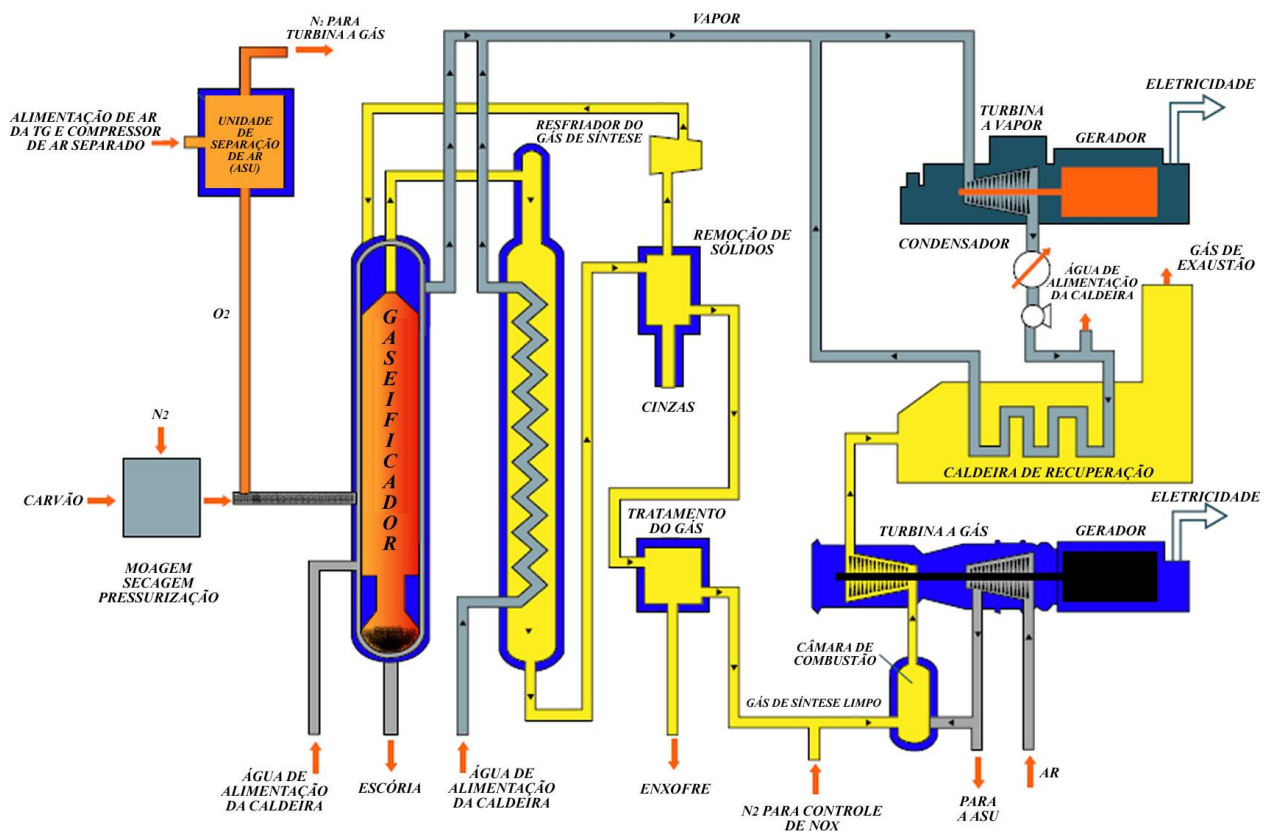


Figura 2.8 Diagrama esquemático de uma usina IGCC. Adaptado de WCI (2007).

Na Tabela 2.6, apresenta-se uma comparação da eficiência entre diversas tecnologias de geração de eletricidade e os sistemas IGCC, segundo diferentes processos de gaseificação (Prieto, 2006a).

Tabela 2.6 Eficiências para diferentes tecnologias de geração de energia (Prieto, 2006a).

Tecnologia		Eficiência Bruta,% PCI	Eficiência Líquida, % PCI
IGCC	ELCOGAS (Leito arrastado, seco)	47,1	42,2
	SHELL (Alimentação em seco)	48,3	43,1
	TEXACO - GE	51,6	41,2
	E-GAS <sup>TM</sup>	44,5	39,2
	MITSUBISHI (ar)	48,0	42,0
PC	Subcrítica (165 bar, 540 °C)	37,5	36,0
	Supercrítica (240 bar, 565 °C)	41,1	39,6
AFBC		37,5	36,0
GTCC		57,3	56,0

Os sistemas IGCC apresentam uma redução das emissões em relação às tecnologias comerciais de geração elétrica a partir de carvão, como se pode observar na Tabela 2.7, onde se comparam as emissões e produção de resíduos das diferentes tecnologias (Treviño, 2003).

Tabela 2.7 Emissões e produção de resíduos para diversas tecnologias de geração de energia (Treviño, 2003).

Tecnologia		Emissões (g/kWh)				Subprodutos/ Resíduos Sólidos (g/kWh)*
		SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Partículas	CO <sub>2</sub>	
IGCC	ELCOGAS/SIEMENS V94.3	0,07	0,40	0,02	727	Escória, 21,0 Cinza, 2,0 Enxofre, 4,0
	SHELL/SIEMENS V94.2	0,10	0,05	0,02	712	
	TEXACO/GE 7F	0,13	0,35	0,02	745	
	E-GASTM/GE 7FA	0,14	0,37	0,02	783	
	MITSUBISHI/701F	0,02	0,013	0,01	730	
PC	Subcrítica, $\eta$ líquido = 36,0 %	2,50	2,30	0,30	852	Cinza, 27,4 Gesso (FGD), 19,6
	Supercrítica, $\eta$ líquido = 39,6 %	2,15	1,10	0,27	774	Cinza, 25,0 Gesso (FGD), 18,8
GTCC, $\eta$ líquido = 56,0 %		0,007	0,54	0,02	350	-
* Com combustíveis similares quanto a conteúdo de cinzas e enxofre						
(FGD) Desde o processo de eliminação de partículas nos gases de saída						

Na Figura 2.9, é apresentada uma comparação entre uma usina IGCC e uma UTE, em termos da eficiência e das emissões utilizando como combustível carvão de tipo lignito (BINE, 2007).

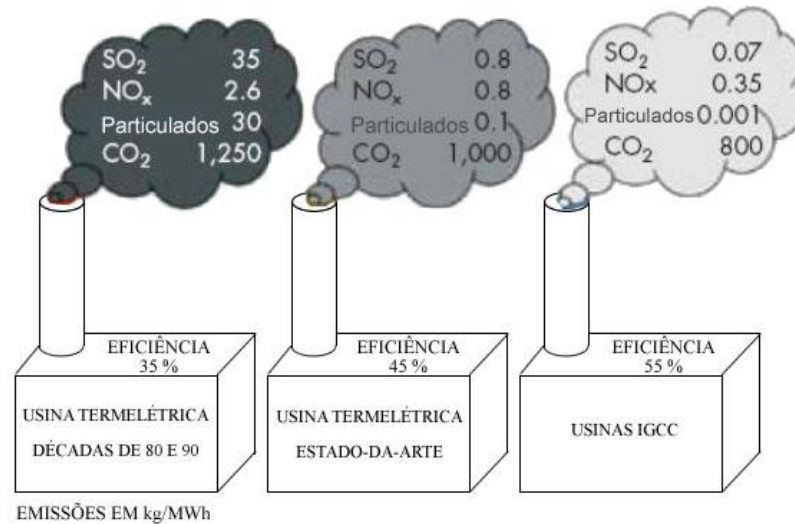


Figura 2.9 Comparação entre os valores das emissões. Adaptado de BINE (2007).

A Figura 2.10, apresenta uma comparação das emissões em termos de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> dos sistemas IGCC com outras tecnologias, como Combustão leito fluidizado circulante (CFBC), Carvão pulverizado supercrítico (SCPF), Combustível pulverizado (PF) e Dessulfurador dos gases de combustão (FGD).

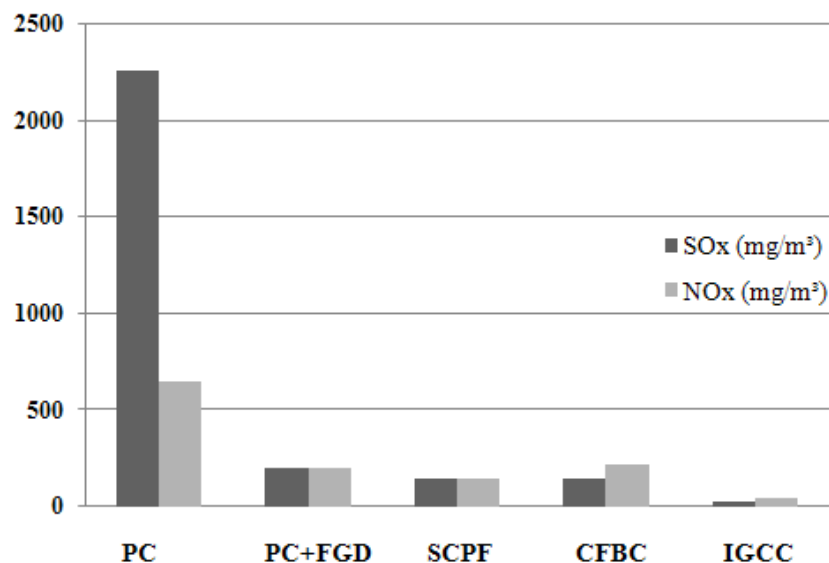


Figura 2.10 Comparação das emissões SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>. Adaptado de Franco e Diaz (2009).

Para atingir esta redução das emissões no meio ambiente os sistemas IGCC precisam de estruturas mais complexas do que as UTE's. Assim, os custos de investimento das usinas IGCC são superiores (Franco e Diaz, 2009), conforme mostrado na Figura 2.11.

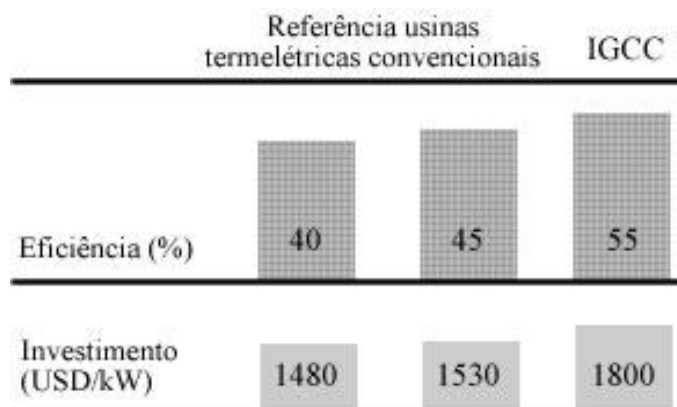


Figura 2.11 Comparação da eficiência e o investimento entre sistemas IGCC e UTE.

Adaptado de BINE (2007).

Adicionalmente, a tecnologia IGCC tem um importante potencial de melhora, a partir da progressiva adaptação de turbinas a gás mais avançadas a esta aplicação. Assim, para o 2020 esperam-se atingir eficiências líquidas da ordem de 49 a 52%, frente a 42-45 % para centrais de carvão pulverizado ultra-supercríticas (310 bar, 593°C). O desafio técnico atual está na procura da redução dos seus custos operacionais, na captura e sequestro de CO<sub>2</sub> (CCS) e na produção de hidrogênio, que se baseia na separação do gás pobre (Babcock & Wilcox Company (2005).

### 2.3.1 Usinas IGCC em operação no mundo

Atualmente, segundo Franco e Diaz (2009), estão sendo construídas ou adaptadas uma grande quantidade de usinas de ciclo combinado em todo mundo, especialmente nos países desenvolvidos. Com relação às usinas IGCC existentes, a Tabela 2.8 ilustra os principais projetos implementados a nível mundial.

Tabela 2.8 Algumas das usinas IGCC instaladas no mundo. Adaptado de Franco e Diaz (2009).

PROJETO — LOCALIZAÇÃO	INÍCIO	MW	MATÉRIAS-PRIMAS	DISPONIBILIDADE (HORA/ANO)
Cool Water - USA	1984	120	Carvão	-
Buggenum (Nuon) - Holanda	1994	250	Carvão	6000–8000
Wabash River Energy - USA	1995	260	Carvão, Coque	< 6000
TampaElec.Company - USA	1996	250	Carvão, Coque	< 8000
Puertollano - Espanha	1998	320	Carvão, Coque	> 5000
Pinon Pine - USA	1998	107	Carvão	< 1000
SchwarzePumpe - Alemanha	1996	40	Metanol / Linhito	-
Shell Pernis - Holanda	1997	120	H <sub>2</sub>	-
ISAB (ERG/Mission) - Itália	2000	510	Asfalto	-
Sarlux Saras - Itália	2001	545	Vapor, H <sub>2</sub>	> 8000
ExxonChemical - Singapore	2001	160	Etileno	-
API Energia - Itália	2001	280	Vapor	-
Motiva LLC - USA	2002	160	Coque	-
Nippon Refining - Japão	2003	342	Asfalto	-

Alguns exemplos importantes desta tecnologia são as usinas de “*Wabash River*” em operação nos EUA, cujas características são mostradas na Tabela 2.9, usina “*Nippon Oil*” em operação no Japão (Tabela 2.10) e a usina de “*Elcolgas Puertollano*” na Espanha (Tabela 2.11). O intuito de usar estas tabelas foi de facilitar a comparação de suas especificações técnicas.

Normalmente, o gás proveniente das plantas de gaseificação contém ácido sulfídrico (H<sub>2</sub>S) e outros compostos que requerem um processamento posterior. Estas correntes são tratadas, em sua grande maioria, em uma unidade de recuperação de enxofre, conhecida como unidade *claus*.

Tabela 2.9 Usina IGCC *Wabash River Energy* (EPRI, 2006).

Descrição da usina	Capacidade de 250 MW. Entrou em operação em outubro de 1995 como a primeira central IGCC apoiada pela US-DOE.
ASU	Não está integrada com a CCU, seja no lado ar, ou no lado de nitrogênio (N <sub>2</sub> ). O oxigênio tem uma pureza de 95%. Uma corrente pequena de N <sub>2</sub> puro é gerada para a purga da usina.
Eliminação de gases ácidos	Consiste na hidrólise de COS, e uma lavagem do MDEA. O gás (H <sub>2</sub> S) é transformado em líquido, em uma unidade <i>claus</i> e na saída o gás é hidrolizado e reciclado ao reator da gaseificação.
Gaseificação de carvão	O gaseificador <i>E-GAS</i> tipo leito arrastado é de duas etapas. Alimentação do carvão pulverizado. Opera a 27,6 bar e a 1425°C, na primeira etapa, e 1040°C na saída da segunda etapa.
CCU	TG da GE 7FA. A redução dos NO <sub>x</sub> se consegue saturando o gás com o vapor de água sem a adição de N <sub>2</sub> . A saturação se realiza em uma coluna de saturação que utiliza o baixo nível de calor na usina.

Tabela 2.10 Usina IGCC *Nippon Oil* (EPRI, 2006).

Descrição da usina	Nesta usina de 350 MW, se gaseificam os resíduos da refinaria <i>Nippon Oil Corporation</i> localizada em Negishi (Yokohama). Opera desde 2003.
ASU	O oxigênio é produzido em uma planta de O <sub>2</sub> de 2300 t/d. Esta usina não tem integração de ar com a TG.
Eliminação de gases ácidos	A eliminação de gases ácidos consiste na hidrólise COS / HCN, e lavagem com amônia (NH <sub>3</sub> ). Também uma lavagem com aminas é utilizada para a dessulfurização. O teor de enxofre do gás é da ordem de 15 ppm.
Gaseificação de carvão	O processo de gaseificação conta com dois gaseificadores GEE 2 x 50% com integração de água de resfriamento. As 2000 t/d de asfalto são utilizadas como matéria-prima. O gaseificador opera a 70 bar e a 1300°C. A conversão do carbono é de aproximadamente 99,5%.
CCU	TG 701F da <i>Mitsubishi</i> com HRSG e uma TV. O N <sub>2</sub> , adiciona-se ao gás para efeitos da redução de NO <sub>x</sub> . A HRSG está equipada com um sistema de redução catalítica seletiva ( <i>Selective Catalytic Reduction - SCR</i> ) para a redução de NO <sub>x</sub> .

Tabela 2.11 Usina *Elcolgas Puertollano* (Treviño, 2003).

Potência Líquida	300 MW ISO			
Características do gás limpo	Poder calorífico (PCS, kJ/Nm <sup>3</sup> ) = 10472 Composição (% vol.): CO = 60,5; H <sub>2</sub> = 22,1; CO <sub>2</sub> = 3,9; N <sub>2</sub> = 12,5; Ar = 1,0; CH <sub>4</sub> = 0,01; S < 25 ppm			
Turbina a gás	Siemens V94.3, 200 MW ISO			
Controle de NO <sub>x</sub>	Saturação do gás e mistura com nitrogênio			
Recuperação de enxofre	Unidade <i>claus</i> + Recirculação do gás			
Combustível	Carvão	Coque de petróleo	Mistura Carvão – Coque (50/50 % p/p)	
PCI (MJ/kg)	13,10	31,99	22,55	
Potência elétrica (MW)	TG	TV	Bruta	Líquida
Condições ISO	200	135	335	300
Condições ambiente do local	182,3	135,4	317,7	282,7
Eficiência (PCI)	Bruta		Líquida	
Eficiência térmica (%)	47,1		42,2	
Consumo específico (kJ/kWh)	7.647		8.538	

Como a tecnologia IGCC está em fase de maturação, as usinas construídas ou em construção servem, por enquanto, como exemplos de demonstração da viabilidade técnica, econômica e operacional dessa tecnologia. Projetos que procuram a melhoria de cada componente do processo, visando aumentar sua eficiência, com objetivo de colocar a tecnologia IGCC em disponibilidade comercial estão em desenvolvimento.

Espera-se que os sistemas IGCC estejam no estágio de implementação comercial a partir de 2030, quando se espera atingir a maturação desta tecnologia e redução da diferença de custos com as usinas de carvão pulverizado e com uma vantagem evidente em termos ambientais (WEC, 2006).

### 2.3.2 Geralidades da gaseificação

A gaseificação é um processo termoquímico pelo qual se transforma um combustível sólido, no caso o coque de petróleo ou o carvão mineral, em um gás combustível, mediante oxidação parcial com ar, oxigênio ou vapor de água.



Este processo envolve reações de conversão da energia exotérmica e endotérmica (Figura 2.12). Nas reações exotérmicas a energia é liberada na forma de calor consumido no processo ou nos gases de combustão, enquanto nas reações endotérmicas a energia é absorvida para liberar os elementos voláteis.

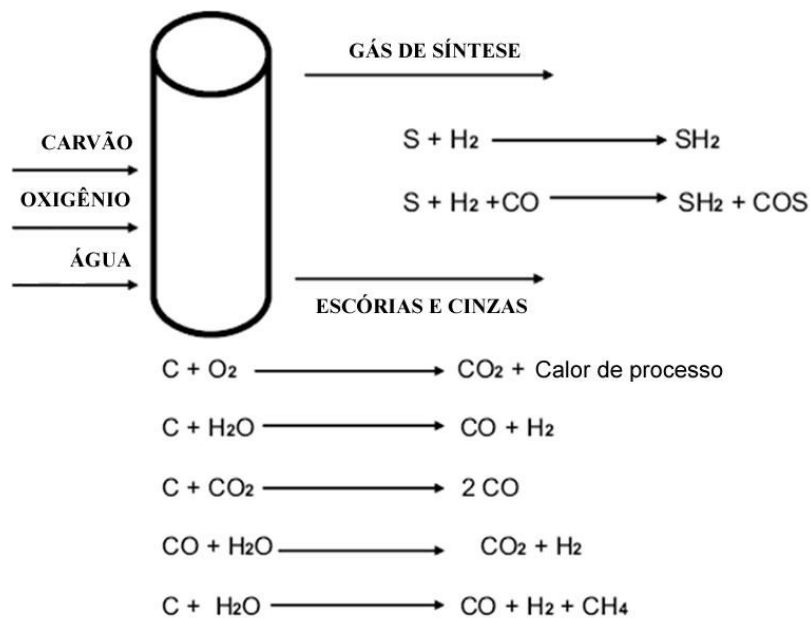


Figura 2.12 Processo químico de gaseificação (Martínez, 2008).

A composição química e o uso futuro do gás de síntese variam de acordo com os seguintes parâmetros (Collot, 2006):

- Composição e qualidade do carvão (análise elementar e imediata);
- Preparação do carvão (granulometria);
- Agentes de gaseificação empregados (oxigênio ou ar e/ou vapor);
- Condições de gaseificação (temperatura, pressão, taxa de aquecimento e tempo de residência no gaseificador);
- Configuração da usina.

Este último parâmetro, a configuração da usina, inclui o sistema de alimentação de carvão; o contato entre o combustível e os agentes gaseificantes (geometria de fluxo); se os minerais são removidos como cinzas secas ou cinza fundida (escória); e a forma como o calor é produzido e transferido.

Assim, o gás produzido a partir da gaseificação, contém a maior parte da energia química presente no combustível (carvão/coque) inicial. Segundo Treviño (2003), para os gaseificadores modernos, com elevada conversão do combustível, pode-se estabelecer de forma aproximada a distribuição da energia fornecida com o combustível inicial:

- *Energia presente no gás de síntese (poder calorífico)*, representa 75 % do poder calorífico do carvão.

- *Calor sensível no gás de síntese*, representa 15 % da energia, e pode ser recuperado no resfriamento do gás, para a produção de vapor.

- *Energia do resíduo sólido (escória e cinza seca)*, corresponde 10 % das perdas de calor para o ambiente.

A combinação de diferentes unidades produtivas permite adaptar o projeto básico de um sistema IGCC em uma configuração de usina multiprodutos, que pode se ajustar de forma ótima às demandas do mercado em cada momento, para a obtenção de diferentes produtos, conforme é apresentado na Figura 2.13, sendo as possibilidades existentes em uma planta de gaseificação:

- *Eletricidade*, gerada de forma limpa e altamente eficiente, mediante a utilização do gás de síntese substituindo o gás natural em ciclos combinados (usinas IGCC), ou inclusive em células de combustível.

- *Produção de hidrogênio*, consumido em refinarias e, no futuro, em células de combustível para locomoção e produção de eletricidade.

- *Produtos químicos*, por exemplo, o gás se emprega na obtenção de  $\text{NH}_3$  (produto base na fabricação de fertilizantes), uréia, metanol e, através do processo *Fischer-Tropsch* (FT), para a obtenção direta de gasolinas.

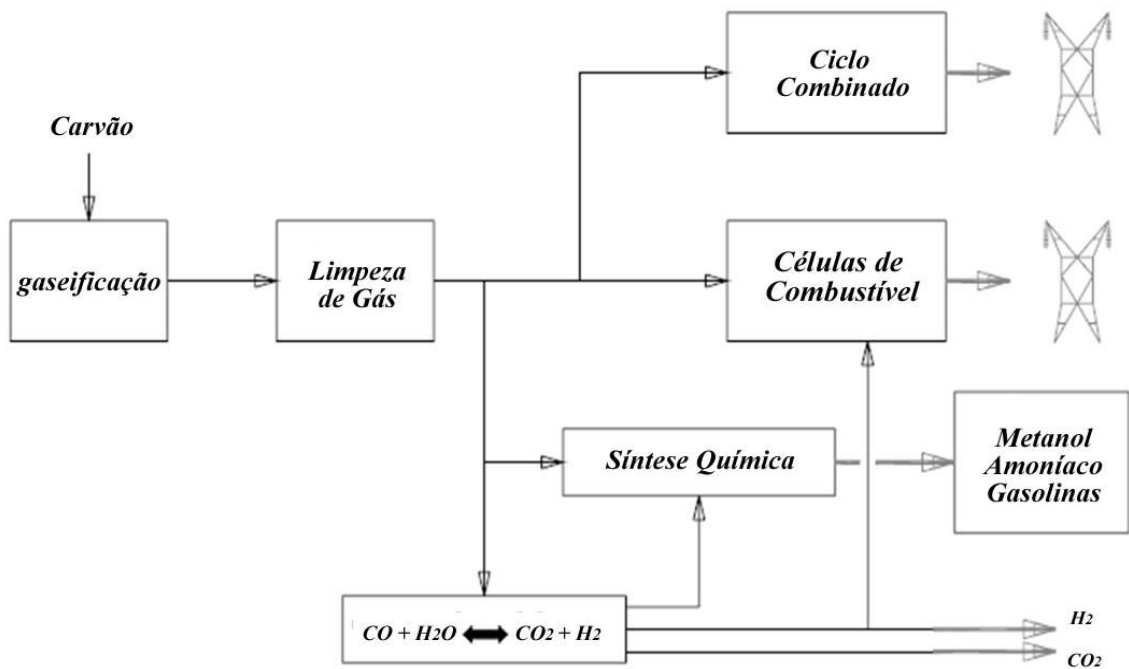


Figura 2.13 Aplicações da gaseificação. Adaptado de Treviño (2003).

### 2.3.3 Esquemas e tipos de gaseificadores

São vários os tipos de gaseificadores que podem ser utilizados para o desenvolvimento da gaseificação, existindo diferentes fatores para sua classificação: de acordo ao poder calorífico produzido, a pressão de trabalho e movimento relativo do combustível e o agente de gaseificação empregado, entre outros.

Segundo o Conselho de Tecnologias de Gaseificação (*Gasification Technologies Council – GTC*), a seleção do tipo de gaseificador depende das características do combustível a ser gaseificado e do uso final do gás energético produzido (GTC, 2010).

Por exemplo, a gaseificação em leito arrastado pressurizado, desenvolvida pela *Texaco - GE*, funciona a uma pressão de 30 bar e uma temperatura na faixa de 1250 a 1450°C. Estes sistemas contam com alimentação úmida do combustível e utilizam oxigênio como agente de gaseificação.

A alimentação úmida reduz de forma extrema a vida útil dos injetores (60 dias) e do refratário do gaseificador (2 anos), que devem ser substituídos periodicamente. A escória obtida apresenta uma fração de tamanho intermediário com alto conteúdo de cinzas, o qual dificulta sua comercialização.

A gaseificação em leito arrastado com ar enriquecido foi desenvolvida pela *Mitsubishi*. Neste processo a alimentação do carvão é do tipo seca e usa-se ar enriquecido com oxigênio como agente de gaseificação, atingindo assim uma temperatura final do gás da ordem de 1200°C. Na Figura 2.14 é apresentado o esquema de um gaseificador de tipo leito arrastado.

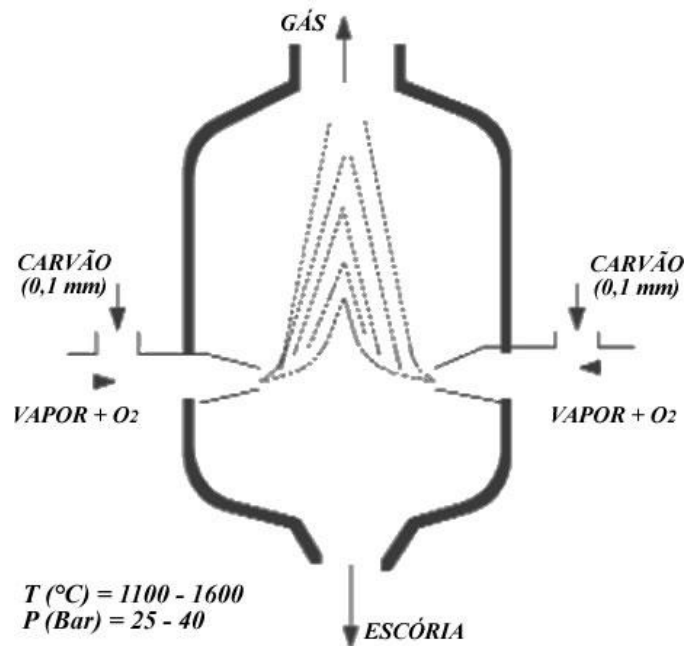


Figura 2.14 Esquema de um gaseificador de tipo leito arrastado.

De acordo com a EPRI (2006), esta temperatura simplifica o sistema de resfriamento e recuperação de calor, mas supõe uma baixa conversão, devido à produção de alcatrão e de cinzas com alto teor de carbono, que posteriormente devem ser separados em ciclones e recirculadas ao gaseificador. Esta tecnologia foi provada em duas plantas piloto de 2 e 200 t/dia de carvão, e desde 2006 é utilizada em uma usina IGCC de 250 MW em Nakoso, Japão.

A tecnologia da gaseificação em leito fluidizado pressurizado foi desenvolvida pela *HTW*. Este tipo de sistema pode trabalhar a pressões na faixa de 10 a 25 bar, empregando ar ou oxigênio como agentes de gaseificação. A alimentação do combustível no leito é do tipo seca, com um tamanho de partícula inferior a 5 mm.

A temperatura de operação é da ordem de 800 a 1050°C, sendo esta inferior à temperatura de fusão das cinzas. Esta baixa temperatura do processo supõe uma baixa eficiência, devido à significativa produção de alcatrão e do carbono não queimado. Na Figura 2.15 é apresentado o esquema de um gaseificador de tipo leito fluidizado.

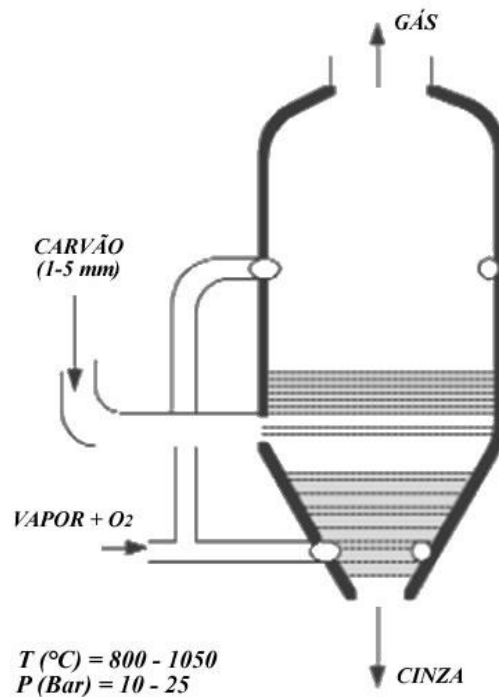


Figura 2.15 Esquema de um gaseificador de tipo leito fluidizado.

O alcatrão e o carbono não queimado são separados em um ciclone e recirculados ao reator. A presença destes contaminantes é também crítica para os sistemas de recuperação de calor do gás, por ser causa de problemas de incrustamento e corrosão dos trocadores utilizados neste processo.

Os gaseificadores de tipo leito fixo, conforme é apresentado na Figura 2.16, o carvão entra pelo topo do gaseificador sendo aquecido lentamente e seco (pirólise parcial) na medida em que cai e vai esfriando o produto gasoso que ascende o reator. Na região de gaseificação o carvão é gaseificado em presença de vapor de água e do  $CO_2$  que foi formado na região de combustão pela queima do carvão remanescente.

Estes gaseificadores representam a maioria dos equipamentos em operação ou construção no mundo e são os mais indicados para gaseificação de pequeno porte. Dentre os gaseificadores de leito fixo, destacam-se dois grandes subgrupos: os de circulação de gases concorrente (*downdraft*) e contracorrente (*updraft*).

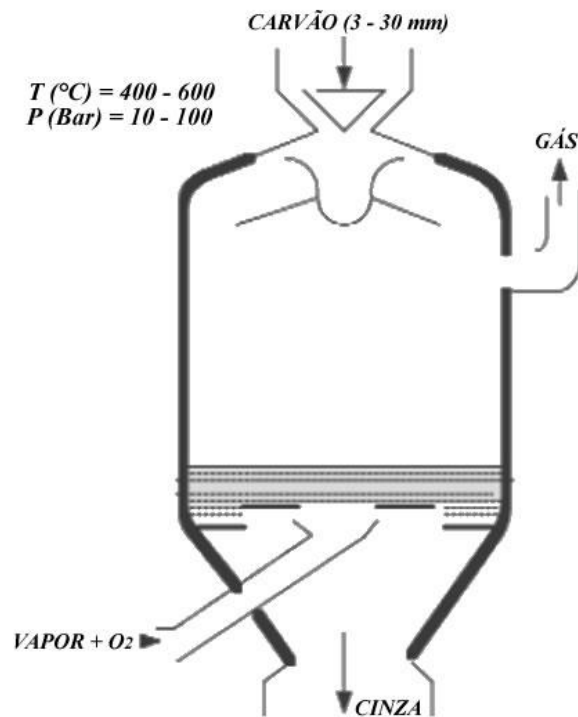


Figura 2.16 Esquema de um gaseificador leito fixo de tipo contracorrente.

Um gaseificador de fluxo contracorrente é um equipamento no qual o combustível e o ar entram em sentidos opostos, saindo o gás pela parte superior. No contato com os gases ascendentes, o combustível sofre uma secagem inicial e, em seguida, é pirolisado. Os alcatrões produzidos durante esta etapa são arrastados pelos gases que deixam o gaseificador. Ao término da pirólise, o combustível se gaseifica na zona de redução utilizando a energia gerada nas reações químicas, que ocorrem na zona de combustão, logo abaixo.

O gaseificador de fluxo concorrente, também chamado de fluxo descendente, caracteriza-se por apresentar um tipo de alimentação do combustível e ar para sua combustão pela extremidade superior e produzir um gás praticamente isento de alcatrão, pois os produtos da pirólise passam através da zona de combustão, destruindo termicamente os alcatrões formados e resultando em um gás limpo, porém de menor poder calorífico que o produzido em equipamentos de contracorrente. Também se verifica um consumo de ar de gaseificação um pouco maior que no tipo citado anteriormente.

Os três tipos de gaseificadores: leito arrastado, leito fluidizado e leito fixo podem operar nas condições citadas anteriormente, permitindo a produção de um gás apto para a utilização em instalações IGCC a partir de praticamente qualquer tipo de carvão.

No entanto, dentro dessa flexibilidade geral, segundo Prieto (2006a), as características particulares de cada carvão, junto com a escala da usina, fazem preferível a eleição de uma determinada tecnologia para sua gaseificação, como se apresenta na Tabela 2.12.

Tabela 2.12 Tipos de gaseificadores e características dos combustíveis (Prieto, 2006a).

TIPO DE GASEIFICADOR E CARACTERÍSTICAS	COMBUSTÍVEL E APLICAÇÃO MAIS INDICADA
<i>LEITO ARRASTADO</i>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- As cinzas se extraem como escória fundida.</li> <li>- Combustível pulverizado, &lt; 100 µm.</li> <li>- Alta temperatura do gás 1100 - 1600°C.</li> <li>- Tempo baixo de residência de 1 a 5 s.</li> <li>- Elevada eficiência.</li> <li>- Não produz alcatrões nem hidrocarbonetos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- O mais versátil, mesmo que não seja recomendável carvão com as seguintes características:               <ul style="list-style-type: none"> <li>* Com cinzas de alto ponto de fusão.</li> <li>* Elevado conteúdo de cinzas (&gt; 25 %). São gaseificáveis mas implicam menor eficiência e maiores custos.</li> <li>* Alto conteúdo de cloro (&gt; 0,5 %)</li> </ul> </li> <li>- Possuem grande capacidade unitária e eficiência, por isto, é o mais adequado para as centrais IGCC.</li> </ul>
<i>LEITO FLUIDIZADO</i>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Temperatura 800 - 1050°C.</li> <li>- Granulometria do combustível, &lt; 5 mm.</li> <li>- Temperatura de residência média de 10 a 100 s.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Requer carvões muito reativos (linhitos) ou biomassa.</li> <li>- Indicado para utilizar carvões com alto conteúdo de cinzas ou com cinzas de alto ponto de fusão (Índia, Austrália, África do Sul).</li> <li>- Mais indicado para IGCC a escala pequena-média.</li> </ul>
<i>LEITO FIXO</i>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alto tempo de residência entre 15 e 60 min.</li> <li>- Granulometria do combustível, 5-30 mm.</li> <li>- Alta eficiência.</li> <li>- Baixa temperatura do gás produzido (400 - 600°C).</li> <li>- Produz alcatrões e hidrocarbonetos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flexível, permite empregar uma ampla gama de carvões, exceto aqueles com tendência a produzir finos.</li> <li>- Indicado para combustíveis dificilmente pulverizáveis.</li> <li>- Melhor nas aplicações de síntese química, onde os hidrocarbonetos produzidos sejam úteis.</li> <li>- Limita as opções de co-produzir H<sub>2</sub>.</li> </ul>

Dentre os gaseificadores atualmente em desenvolvimento, o tipo mais adequado para o carvão de alto teor de cinzas é o de leito fluidizado pressurizado sem formação de escória (*non-slagging, pressurized fluidized bed*).

Segundo o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE, 2009), esta tecnologia de gaseificação de segunda geração está em demonstração no âmbito do “Programa de tecnologia limpa do carvão” (*US Clean Coal Technology Program, DOE*).

## Fornecedores da tecnologia de gaseificação

Na Tabela 2.13 são apresentados os principais fornecedores da tecnologia de gaseificação em função do agente de gaseificação, do tipo de alimentação do combustível e do tipo de gaseificador utilizados no processo de gaseificação.

Tabela 2.13 Fornecedores da tecnologia de gaseificação. Adaptado de Rezaiyan et al. (2005).

Fornecedor de tecnologia	Tipo de alimentação do carvão	Agente de gaseificação	Tipo de gaseificador
Texaco - GE, USA	Lama de carvão	Oxigênio	Leito arrastado
Shell, USA	Seca	Oxigênio	Leito arrastado
KRW, USA	Seca	Ar	Leito fluidizado
Lurgi, Alemanha	Seca	Ar	Leito fluidizado
British Gas/Lurgi	Seca	Oxigênio	Leito móvel
Prenflo, USA./Krupp Uhde, Alemanha	Seca	Oxigênio	Leito arrastado
Destec Energy, USA	Lama de carvão	Oxigênio	Leito arrastado
IGT U-Gas, Carbona ,USA	Seca	Ar	Leito fluidizado
Rheinbraun HTW,	Seca	Ar	Leito fluidizado
MHI, IGC, Japão	Seca	Ar / Oxigênio	Leito arrastado
ABB-CE, USA	Seca	Oxigênio	Leito arrastado
VEW/Steinmuller, Alemanha	Seca	Oxigênio	Leito arrastado
Hitachi, Japão	Seca	Oxigênio	Leito arrastado
Noell/GSP	Seca	Oxigênio	Leito arrastado
Ahlstrom, Suécia	Seca	Ar	Leito fluidizado



A Figura 2.17 apresenta um diagrama com a classificação dos três tipos de gaseificadores e dos fornecedores da tecnologia de gaseificação de carvão.

De acordo com a classificação apresentada anteriormente, destacam-se os gaseificadores das empresas *Prenflo* e da *E-GAS*, a partir da implementação de seus equipamentos em diversos projetos de demonstração da tecnologia IGCC.

Na tecnologia *Prenflo* é empregado um leito arrastado com oxigênio e fluxo ascendente. Neste processo de gaseificação, a alimentação do combustível é do tipo seca, através de um sistema de transporte pneumático com nitrogênio de alta pressão.

O processo é realizado a uma pressão de 25 bar e temperatura na faixa de 1200 a 1600°C. O resfriamento do gás atinge uma temperatura em torno de 1500 a 800°C na saída do gaseificador, isto através da mistura direta com gases da recirculação. Posteriormente, o gás é resfriado até uma faixa de 800 a 250°C (Rezaiyan et al. 2005).

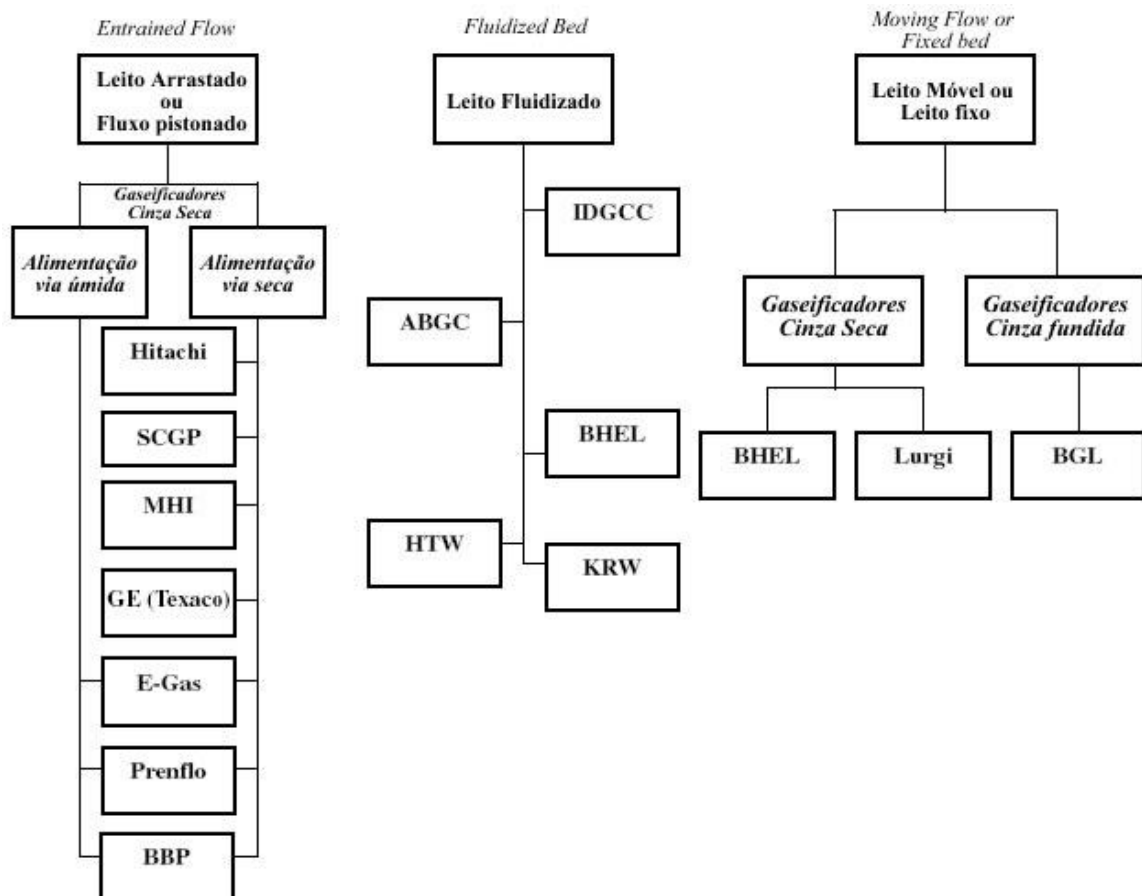


Figura 2.17 Fornecedores da tecnologia de gaseificação de carvão. Adaptado de Rezaiyan et al. (2005).

Neste ponto, as partículas de cinzas são separadas por filtração com elementos cerâmicos. Finalmente no processo de limpeza do gás, são separados os compostos de enxofre na unidade de dessulfuração, permitindo assim a recuperação de até 99,8% do enxofre no gás (Rezaiyan et al. 2005).

A tecnologia *E-GAS* ocorre em um gaseificador de leito arrastado, que utiliza oxigênio como agente de gaseificação, cuja alimentação do carvão é do tipo úmida. O processo da gaseificação acontece em duas seções. Uma delas localizada na parte inferior do gaseificador, onde é inserido 80% de carbono e o restante de oxigênio, o que garante altas temperaturas (1350-1400°C), permitindo derreter a escória (Rezaiyan et al. 2005).

Na outra seção do equipamento, na parte superior, encontra-se o gás resultante da parte inferior, este reage com 20% do carvão restante, o que garante uma temperatura na saída de 1050°C, sendo esta temperatura inferior as outras encontradas em gaseificadores deste tipo.

A separação de partículas se realiza via seca e a alta temperatura (350°C), utilizando filtros cerâmicos. Posteriormente, o gás é submetido à unidade de dessulfuração (Treviño, 2003).

### **2.3.4 Considerações teóricas sobre os Ciclos Combinados**

Os ciclos combinados têm como objetivo principal o aumento da eficiência das usinas termoelétricas (UTE), uma vez que a sua utilização permite um maior aproveitamento da energia disponível nos combustíveis. Para tal, efetua-se o acoplamento termodinâmico de dois ciclos de potência (Ciclo *Brayton* e Ciclo *Rankine*), de forma que o calor rejeitado no primeiro seja utilizado como fonte de energia no segundo.

Na grande maioria dos casos, são utilizadas turbinas a gás combinadas com turbinas a vapor e, sendo assim, os gases de escape da TG são utilizados para gerar vapor, em uma HRSG, que será utilizado na TV. Na Figura 2.18 é apresentado um esquema de uma central térmica de ciclo combinado deste tipo, e o diagrama T-S, da mesma, é mostrado na Figura 2.19.

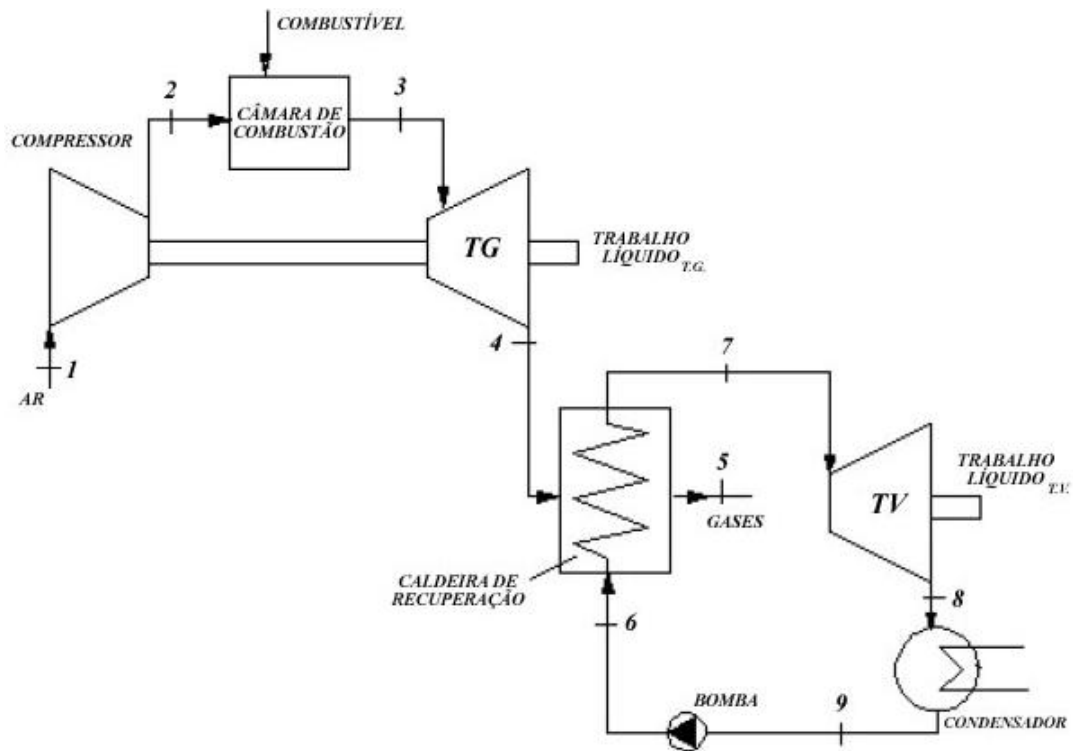


Figura 2.18 Esquema de uma central térmica de ciclo combinado.

Adaptado de Lora et al. (2004b).

A eficiência térmica do ciclo combinado será maior que a eficiência de qualquer um dos dois ciclos que o compõem, quando considerados isoladamente. Com relação à Figura 2.17, a eficiência térmica do ciclo combinado é dada pela equação 1:

$$\eta_{c.c.} = \frac{\dot{W}_{TG} + \dot{W}_{TV}}{\dot{Q}_{Ad}} \quad (1)$$

Onde,  $\dot{W}_{TG}$  representa o trabalho líquido produzido na TG,  $\dot{W}_{TV}$  o trabalho líquido produzido na TV e  $\dot{Q}_{Ad}$  é o calor total fornecido ao ciclo. Atualmente é possível atingir eficiências da ordem de 50 a 60% com os ciclos combinados, enquanto os ciclos a vapor possuem rendimentos próximos 40% e os ciclos com turbinas a gás de 35 a 37% (Lora et al., 2004b).

A relação entre a taxa de transferência de energia do ciclo a gás para o ciclo a vapor, do sistema mostrado na Figura 2.19, pode ser obtida pela aplicação da 1ª lei da termodinâmica em um volume de controle que envolva a HRSG.

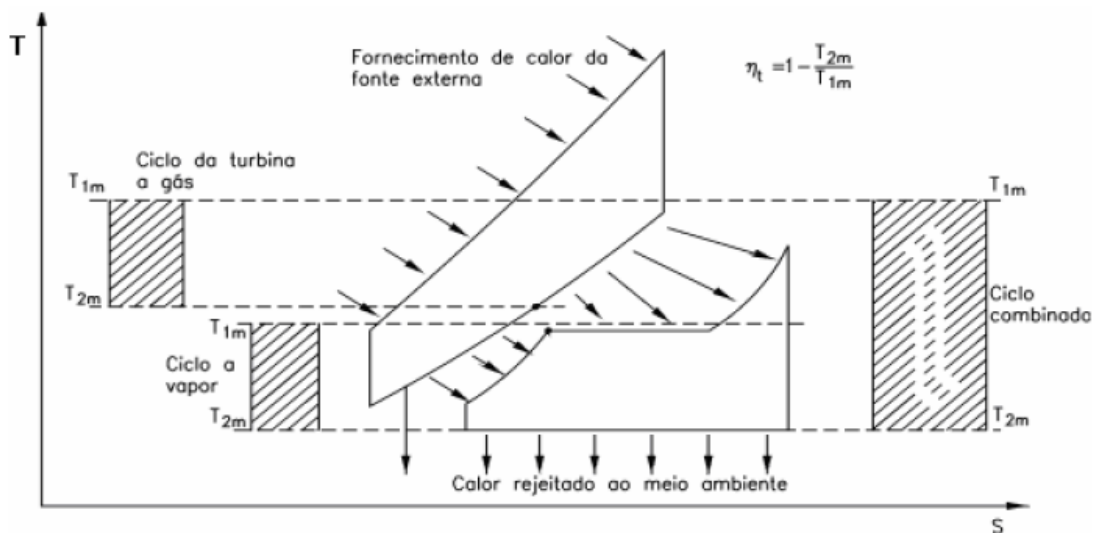


Figura 2.19 Diagrama T-S, mostrando a vantagem do uso do ciclo combinado, (Lora et al., 2004b).

Diante da equação 2, onde  $\dot{m}_{\text{vapor}}$  e  $\dot{m}_{\text{gases}}$  representam as vazões mássicas de vapor e dos gases de exaustão, respectivamente, tem-se para o caso de operação em regime permanente e desprezando as variações de energia cinética e potencial, a seguinte expressão:

$$\dot{m}_{\text{vapor}} (h_7 - h_6) = \dot{m}_{\text{gases}} (h_4 - h_5) \quad (2)$$

Devido às limitações impostas pelo tamanho da HRSG, nem toda a energia rejeita na TG pode ser aproveitada pelo ciclo a vapor, portanto, os gases que fluem para a chaminé (pto. 5 da Figura 2.18) ainda estão em uma temperatura superior à atmosférica.

## Configurações Principais para os Ciclos Combinados

Um fator importante, que afeta diretamente a eficiência do ciclo combinado é a quantidade de níveis de pressão na caldeira de recuperação. O uso de dois níveis de pressão permite aumentar a potência gerada pelo ciclo a vapor em cerca de 10%, e cerca de 3% a mais pode ser atingido com três níveis de pressão na HRSG. Eficiências em torno de 60% podem ser alcançadas quando, além dos três níveis de pressão, há também reaquecimento do vapor (Lora et al., 2004b).

Este aumento tanto de potência como de eficiência ocorre devido à possibilidade de escalonamento da temperatura na qual o calor é fornecido. Ou seja, é possível utilizar calor tanto a altas temperaturas (nos estágios de alta pressão), como o calor remanescente a baixas temperaturas (nos estágios de baixa pressão), permitindo assim gerar vapor com altos parâmetros e ao mesmo tempo aproveitar o calor a baixa temperatura para gerar vapor com baixos parâmetros.

De acordo com Chase (2004), a evolução dos ciclos combinados pode ser classificados em quatro gerações, sendo a quarta geração uma previsão de curto prazo:

*Primeira geração:* TG de pequena capacidade, ciclo a vapor sem reaquecimento e um ou dois níveis de pressão na caldeira de recuperação.

*Segunda geração:* TG com capacidade entre 50 e 90 MW, ciclo a vapor com um, dois ou três níveis de pressão, com controle de emissões através da injeção de água/vapor e sistema de redução catalítica seletiva (SCR) para controle de NOx.

*Terceira geração:* TG com potência entre 70 e 250 MW, ciclo a vapor com reaquecimento e três níveis de pressão, combustão DLN (*Dry Low NOx*), injeção de água ou vapor e sistema de SCR para controle de NOx.

*Quarta geração:* Utilização de circuito fechado de resfriamento dos primeiros estágios da TG. Nas gerações anteriores este circuito era aberto. Desta forma os componentes não serão protegidos pelo filme de ar, o qual reduz a temperatura de exaustão (utilizada no ciclo inferior) e aumenta o consumo do compressor.

O novo sistema de resfriamento interno permitirá maiores temperaturas de exaustão sem necessidade de aumento na temperatura de combustão. A previsão de ganho na eficiência pela introdução desta tecnologia é da ordem de 2%.

### **2.3.5 Considerações teóricas sobre Ciclo *Brayton***

Uma turbina a gás é uma máquina térmica que produz trabalho a partir de um fluxo contínuo de gases quentes provenientes da queima contínua de um combustível, seja líquido ou gasoso.

A denominação de TG foi dada por consequência de seu fluido de trabalho ser o ar. O ciclo tradicionalmente utilizado para produção de potência com turbinas a gás é denominado de ciclo *Brayton* ou *Joule-Brayton*.

As usinas com TG podem operar em ciclo aberto, conforme mostra a Figura 2.20, ou em um ciclo fechado, como é apresentada na Figura 2.21, sendo que o ciclo aberto é o mais usual.

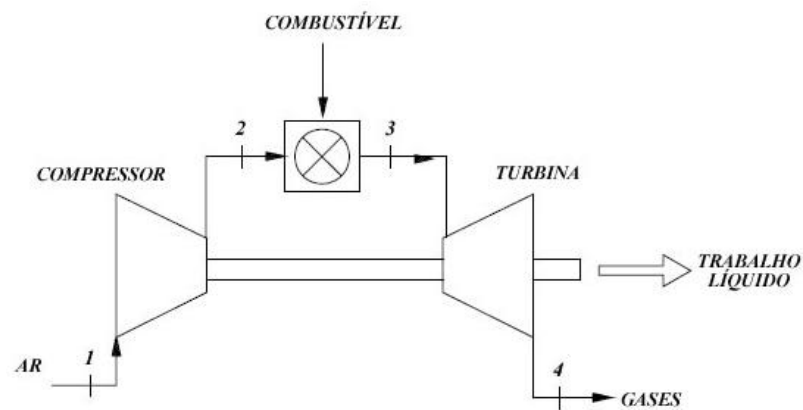


Figura 2.20 Esquema de uma TG simples em ciclo aberto.

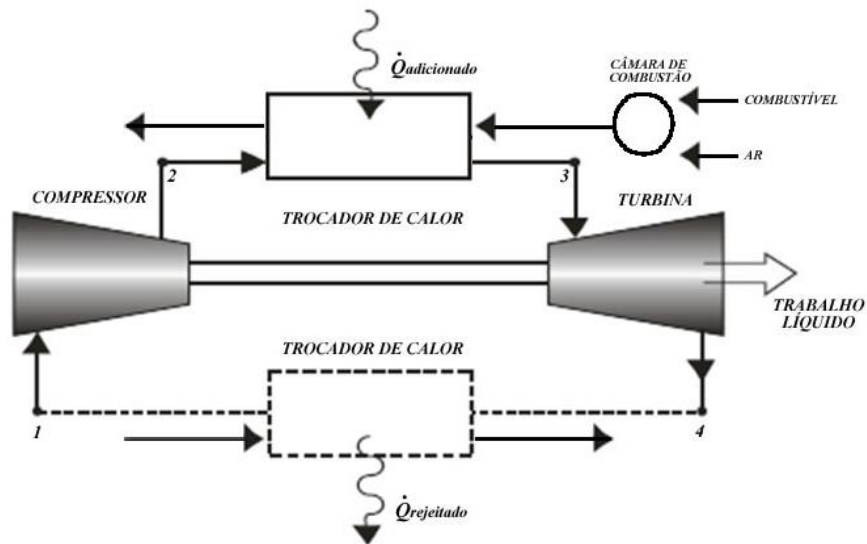


Figura 2.21 Ciclo padrão a ar da TG em ciclo fechado. Adaptado de Lora et al. (2004b).

O ciclo *Brayton* a ar padrão ideal é composto pelos seguintes processos:

- Processo 1-2: Compressão isentrópica;
- Processo 2-3: Adição de calor a pressão constante;
- Processo 3-4: Expansão isentrópica;
- Processo 4-1: Rejeição de calor à pressão constante.

A Figura 2.22 mostra os efeitos das perdas de pressão e as irreversibilidades, sobre o ciclo *Brayton* simples através de diagramas T-s, onde (a) representa o efeito da perda de pressão e, (b) concebe a Eficiência Isentrópica.

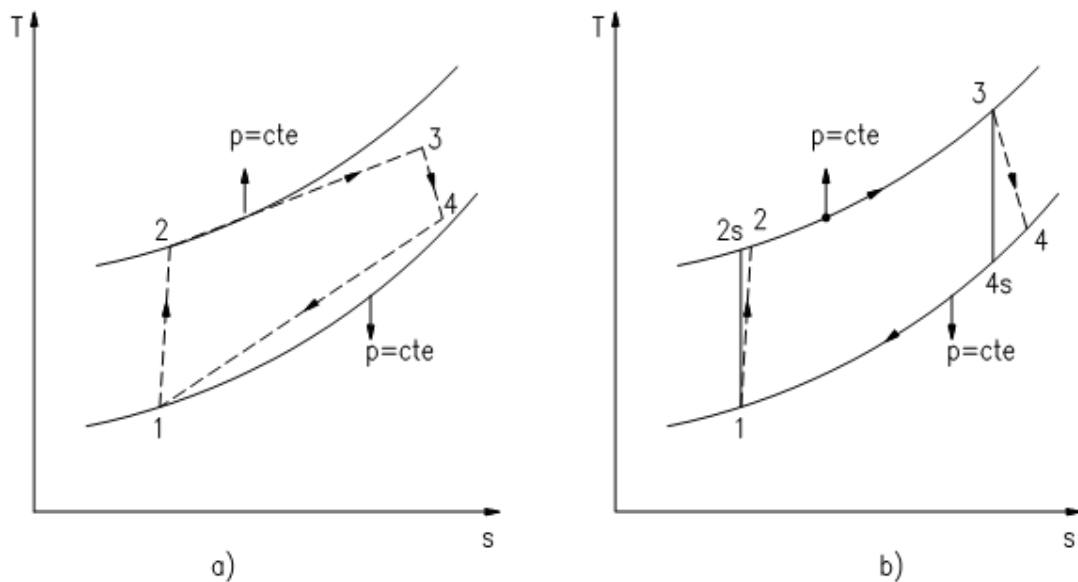


Figura 2.22 Efeitos da irreversibilidade em um ciclo *Brayton* simples (Lora et al., 2004b).

As turbinas a gás são divididas em duas classes principais, com aplicações específicas: aeroderivativas e industriais. As TG aeroderivativas possuem construção compacta e rendimento maior, da ordem de 35 a 42% (com base no PCI), com capacidades entre 2,5 a 50 MW. Muitas operam com razão de pressão por volta de 30:1, requerendo um compressor de combustível.

As TG industriais são mais pesadas e menos eficientes, e estão disponíveis com capacidades variando entre 1 e 250 MW. Possuem uma razão de pressão até de 16:1, portanto, frequentemente não requerem compressor de combustível.

As TG industriais de maior porte (acima de 100 MW) têm eficiência em torno de 40%. Estas são geralmente mais baratas e robustas, além apresentam maiores intervalos entre inspeções e manutenção do que das TG aeroderivativas. Porém são mais adequadas para geração na base da curva de carga.

A temperatura dos gases de exaustão varia entre 425°C e 485°C para pequenas TG industriais dependendo do tipo de equipamento e o fato de possuírem regenerador ou não, podendo chegar até 620°C para turbinas maiores, derivativas ou industriais (EPA, 2002). O sistema de TG é constituído pelos seguintes elementos:

- Sistema de admissão de ar;
- Compressor de ar;
- Câmara de combustão;
- Turbina de expansão;
- Sistema de exaustão.

O ar atmosférico é continuamente aspirado pelo compressor, onde é comprimido. O ar comprimido entra na câmara de combustão, onde é misturado com o combustível e a mistura é queimada resultando em um fluxo contínuo de gases a elevada temperatura.

Os gases provenientes da combustão são direcionados para a TG, onde se expandem em vários estágios, convertendo a energia do escoamento em trabalho. Nesta máquina térmica, grande parte do trabalho obtido na turbina é consumida no compressor.

Assim, entre 40% a 80%; do trabalho restante normalmente é usado para acionar um gerador elétrico. A alta razão ar-combustível, da ordem de 50:1 em massa, faz com que a temperatura ambiente e a altitude influenciem de forma significativa no desempenho da TG (Capella et al., 2000).

As turbinas utilizadas para geração de energia elétrica podem operar com gás natural, *syngas*, óleo diesel ou óleo combustível. Também há configurações que podem queimar dois ou mais tipos de combustíveis, sendo classificadas como multicomcombustíveis. As emissões das turbinas podem ser reduzidas a níveis bem baixos usando água ou injeção de vapor, técnicas avançadas de combustão ou tratamento das emissões através de sistemas SCR.



Os custos de manutenção por unidade de potência gerada são os menores entre as opções de geração distribuída. Baixa manutenção e calor residual de alta qualidade tornam as TG uma interessante alternativa para aplicações industriais e comerciais com potências maiores que 5 MW. Melhorias técnicas e econômicas em turbinas de menor capacidade estão tornando possível a aplicação destas tecnologias em setores de pequeno e médio porte (Poullikkas, 2007).

A obtenção de elevados desempenhos neste tipo de sistemas implica em problemas mecânicos adicionais e a necessidade da realização de um estudo apurado da constituição dos componentes do sistema. Este fato explica-se, uma vez que a eficiência é diretamente proporcional à temperatura de trabalho e às altas relações de compressão. O fato de se trabalhar com temperaturas elevadas e altas pressões implica no uso de materiais mais sofisticados e na implementação de sistemas mais complexos, a fim de melhorar o desempenho da turbina.

### **2.3.6 Considerações teóricas sobre Ciclo *Rankine***

Uma UTE a vapor integra equipamentos dentro de um arranjo prático para servir aos requerimentos de um projeto específico. Normalmente este tipo de usinas utiliza água como fluido de trabalho, e operam queimando combustíveis do tipo sólido, líquido ou gasoso. Os principais componentes este tipo de usinas são ilustrados na Figura 2.23, onde se pode identificar:

- A turbina a vapor;
- O condensador;
- A bomba de alimentação;
- A caldeira (gerador de vapor);
- A chaminé;
- Gerador elétrico;
- Sistema de resfriamento (torre de resfriamento)

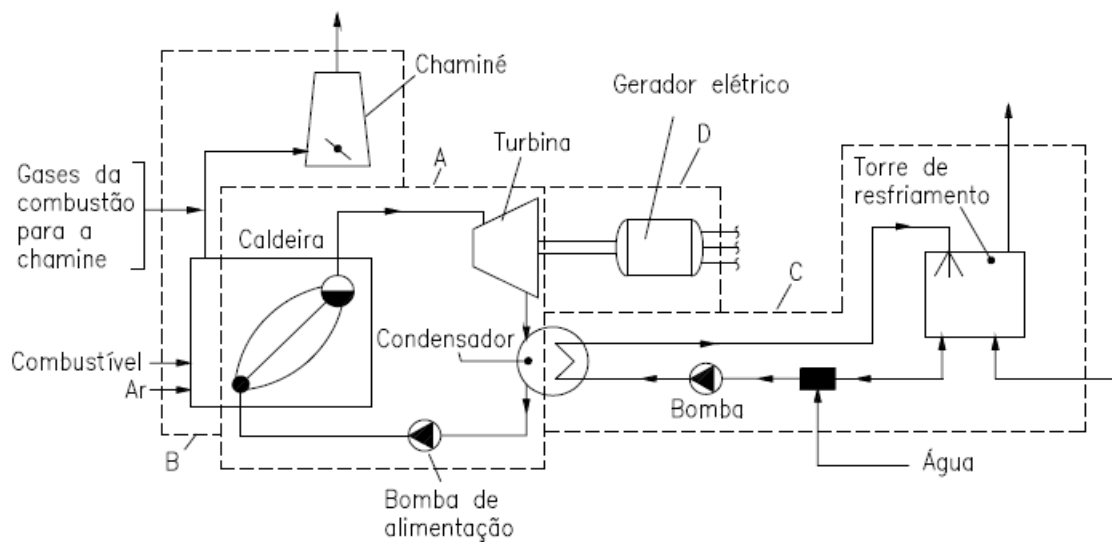


Figura 2.23 Esquema de uma central de geração elétrica com TV (Lora et al., 2004a).

O ciclo *Rankine* é o ciclo termodinâmico a vapor, com processos ideais. Seu esquema pode ser observado na Figura 2.24, onde estão demarcadas os principais fluxos de calor e trabalho que ocorrem no ciclo, os quais são: calor adicionado na caldeira ( $\dot{Q}_{Ad}$ ), calor rejeitado no condensador ( $\dot{Q}_{Rej}$ ), trabalho produzido pela turbina ( $\dot{W}_T$ ) e trabalho consumido pela bomba ( $\dot{W}_B$ ).

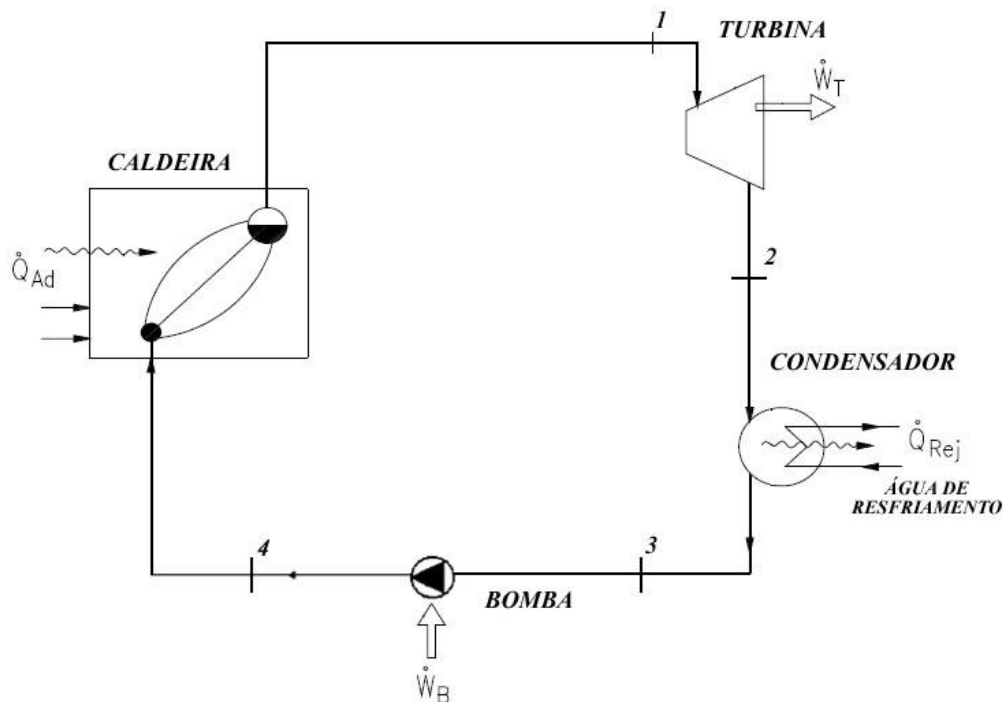


Figura 2.24 Esquema básico do Ciclo Rankine.

Para simplificar a modelagem termodinâmica do ciclo *Rankine* utilizam-se simplificações importantes em sua estruturação:

- Adota-se operação em regime permanente;
- Despreza-se a perda de energia por calor entre os componentes e o meio ambiente;
- Cada componente é um volume de controle;
- Processo internamente reversíveis;
- Sem perda de pressão nos componentes e tubulações.

O ciclo *Rankine* é composto por um processo de expansão adiabática reversível (1-2), um processo de rejeição de calor à pressão constante (2-3), um processo de compressão adiabática reversível (3-4) e finalmente por um processo de adição de calor a pressão constante (4-1). Estes processos são representados no diagrama T-S da Figura 2.25.

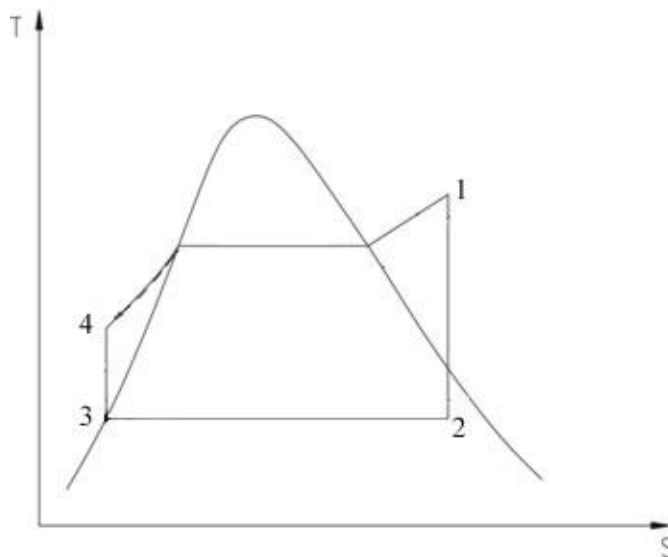


Figura 2.25 Diagrama T-S do Ciclo *Rankine* Ideal.

Nos ciclos reais normalmente empregados para a geração de potência apresentam alguns desvios em relação ao ciclo ideal (teórico), sendo estas, perdas de pressão nas tubulações do sistema, perdas de calor do sistema para as vizinhanças e as irreversibilidades nos processos de expansão e compressão, causando assim o aumento da entropia.

No ciclo a vapor ocorre um processo de combustão externa, isto é, os gases resultantes da queima do insumo energético não entram em contato com o fluido de trabalho que escoar no interior da máquina e realiza o processo de transformação da energia do combustível em potência de eixo.

Na caldeira é injetado o ar a pressão atmosférica, o combustível (no queimador) e, a água, como fluido de trabalho. Através de feixes de tubos ocorre a transferência de energia térmica dos produtos da combustão ao fluido de trabalho, produzindo-se vapor superaquecido (510 – 560°C) sob alta pressão (80 – 90 bar) o qual passa por uma TV que transforma a energia térmica em mecânica que, por sua vez, é transmitida por um eixo a um gerador elétrico, e transformada em energia elétrica.

Posteriormente, este vapor sob menor pressão ao sair da turbina passa por um condensador (temperatura de saída 40 - 50°C) transformando-se em água (baixa pressão), que é recirculada no processo.

A grande maioria das instalações para geração de energia a partir da queima de um combustível (centrais térmicas) é o tipo a vapor, sendo que estas centrais trabalham de acordo com variações do ciclo *Rankine*.

### **2.3.7 Tendências para ciclos térmicos de geração de eletricidade**

Atualmente para os ciclos convencionais (*Rankine*, *Brayton* e Combinado) de geração de eletricidade a principal tendência está no aumento da temperatura de entrada na turbina, fato que permite obter maiores eficiências do ciclo e, no caso da TG, maiores temperaturas de exaustão.

Este aumento na temperatura se mostra possível com o desenvolvimento de técnicas para resfriamento dos primeiros estágios da TG através de vapor e a implementação de novos materiais mais resistentes ao calor como os materiais cerâmicos utilizados principalmente nas paletas. Esta técnica tem que ser aliada a um eficiente controle de NOx térmico para evitar um aumento na emissão do mesmo.

Segundo Tsukagoshi et al. (2007) a *Mitsubishi Heavy Industries*, tem aumentado continuamente a temperatura de entrada em suas turbinas com a evolução dos seus modelos: *D-type*, *F-type* e *G-type*.

Um exemplo de sucesso nesta área encontra-se na UTE *Higashi Niigata Thermal Power Station*, onde foi instalada uma TG de tipo G avançada (M701G1) que opera com uma temperatura de entrada na turbina de 1700°C, razão de pressão de 25, e atinge uma eficiência global do ciclo combinado da ordem de 62 e 65% (Tsukagoshi et al., 2007).

A evolução da eficiência do ciclo combinado em função da temperatura de entrada na TG para a tecnologia da *Mitsubishi* pode ser vista na Figura 2.26.

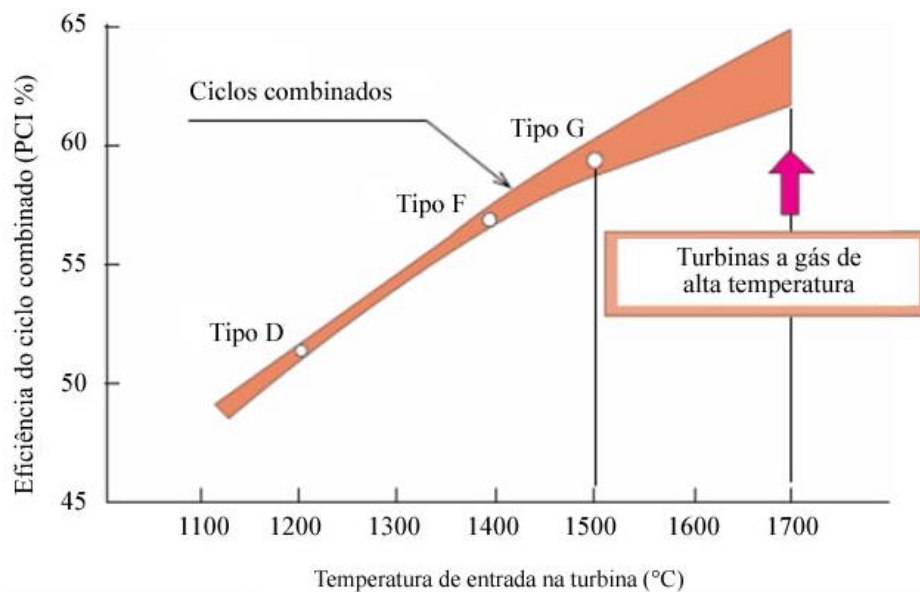


Figura 2.26 Influência da temperatura de entrada da TG na eficiência do ciclo combinado (Tsukagoshi et al., 2007).

Na Figura 2.27 é apresentado o comportamento da potência de saída em função da temperatura de entrada na TG para diversos tipos de turbinas da *Mitsubishi*.

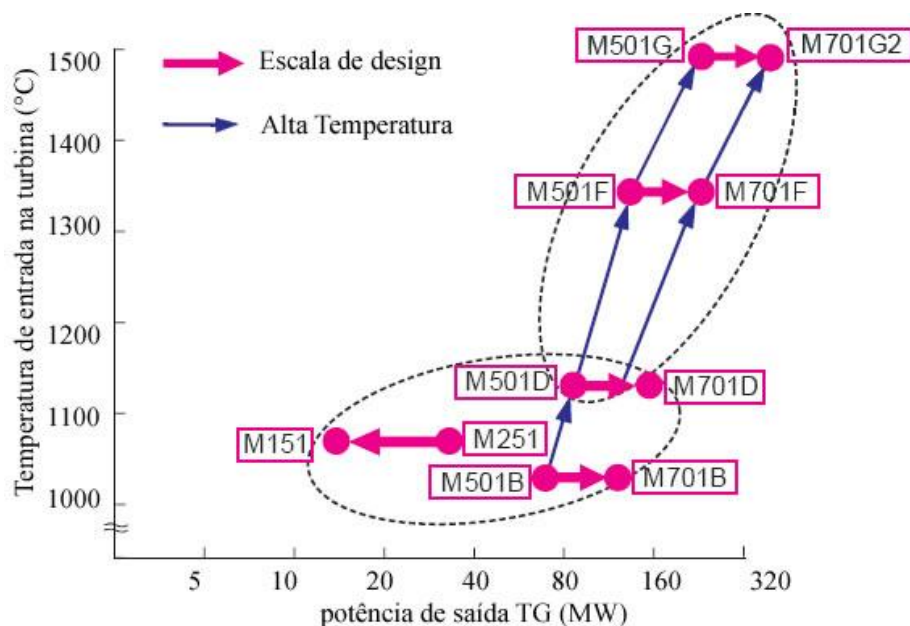


Figura 2.27 Influência da temperatura do gás na entrada da TG em sua potência de saída (Tsukagoshi et al., 2007).

## 2.4 POSSIBILIDADES E OPÇÕES ESQUEMÁTICAS PARA A CAPTURA DE CO<sub>2</sub> (CCS).

Atualmente existem vários métodos viáveis de captura de CO<sub>2</sub> para os setores energéticos e industriais, sendo possível a absorção por métodos químicos ou por métodos físicos. Ambos podem ser utilizados mediante tecnologias de pré-combustão, pós-combustão e oxí-combustão (*Oxyfuel*), conforme apresentado na Figura 2.28. A tecnologia por absorção química está bem desenvolvida, e vem sendo usada há anos em plantas químicas, produção de fertilizantes, etc., atingindo uma absorção de 99 % de CO<sub>2</sub>.

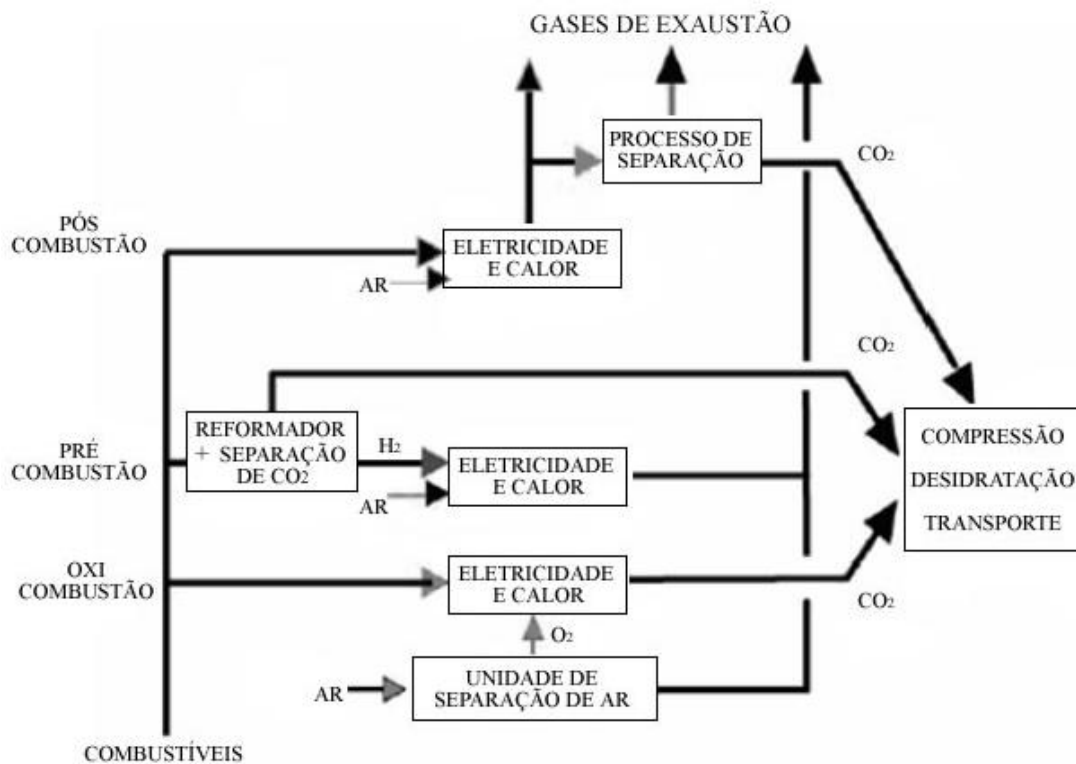


Figura 2.28 Rotas tecnológicas para a CSS. Adaptado de Thomas (2005).

Neste contexto, uma integração ótima destes métodos em sistemas IGCC, permite a captura e sequestro de CO<sub>2</sub>. Este processo consiste na captura das emissões gasosas provenientes das UTE's a carvão e de sua armazenagem em reservatórios naturais existentes na crosta terrestre. Por esta razão, no futuro a localização das usinas será decidida não só em função do combustível, da disponibilidade da água de resfriamento ou da necessidade de energia, mas também das opções de estocagem de CO<sub>2</sub> (EPE, 2008a).

Enquanto as tecnologias de captura de CO<sub>2</sub> são novas para a indústria termelétrica, elas têm sido desenvolvidas nos últimos 60 anos pela indústria química, de óleo e gás, pois se constituem em um componente integral do processamento de gás natural e de muitos processos de gaseificação de carvão na produção do gás de síntese, combustíveis líquidos e químicos (WCI, 2009). Atualmente, encontram-se disponíveis três processos de captura e sequestro de CO<sub>2</sub> aplicável as usinas termelétricas.

Os sistemas de captura de pré-combustão, conforme mostrado na Figura 2.29, convertem o gás produzido na gaseificação através de uma reação química com vapor em fluxos de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>. Isso facilita a coleta e a compressão do CO<sub>2</sub> para seu transporte e estoque. O hidrogênio pode ser utilizado na geração elétrica através de uma TG avançada ou através de células combustíveis (Haupt, 2005).



Figura 2.29 Pré-combustão.

Os sistemas de pós-combustão separam o CO<sub>2</sub> dos gases de exaustão através de processos de absorção química, já disponíveis comercialmente na indústria petrolífera. Este processo (Figura 2.30) é o que se encontra mais próximo para aplicação em escala comercial na geração termelétrica, mas ainda não se encontra disponível, pois demanda mais energia para o sistema de captura (Rubin et al., 2007).



Figura 2.30 Pós-combustão.

Por outro lado, os sistemas de pré-combustão têm como principal consumo energético a conversão do combustível e as mudanças que devem ser efetuadas no ciclo, como resultado desta conversão.

O processo de oxi-combustão, consiste na combustão do carvão com oxigênio puro ao invés do ar para suprir uma TV convencional, conforme mostrada a Figura 2.31. Ao evitar a introdução de N<sub>2</sub> no ciclo de combustão, a quantidade de CO<sub>2</sub> nos gases de exaustão é altamente concentrada, tornando-o fácil de ser capturado e comprimido (Collot, 2006).



Figura 2.31 Oxi-combustão.

Esse sistema pode ser aplicado às tecnologias atuais de geração térmica a carvão a partir de pequenas modificações. Porém, alguns desafios técnicos ainda devem ser resolvidos, tais como, o consumo energético na fase da produção de oxigênio para a combustão que se encontra ainda em fase de demonstração.

A tecnologia de absorção física é mais inovadora e se utiliza preferencialmente a altas pressões. Os sistemas de IGCC podem utilizar tanto a tecnologia de pré-combustão como de pós-combustão. A tecnologia de pré-combustão está comercialmente disponível com CCS, no entanto, ainda não foi construída nenhuma usina IGCC que incorpore a captura de CO<sub>2</sub>.

O principal inconveniente dos sistemas de CCS é a forte penalização energética que implica sua implementação. De acordo com Yagi et al. (2006), esta penalização costuma ser medida como a energia adicional necessária para produzir 1 kWh em uma central de geração onde se tenha instalado um sistema CCS. Este incremento de energia pode ser relacionado com as eficiências globais da usina, com e sem CCS (equação 3).

$$\Delta E = \frac{(\eta_{ref} - \eta_{captura})}{\eta_{captura}} \quad (3)$$

Essa energia adicional é muito maior do que a requerida para o funcionamento dos sistemas de redução das emissões nas centrais de geração. Assim, com a tecnologia disponível, a média estimada da penalização energética e o impacto da utilização de combustível com eliminação de CO<sub>2</sub> é comparável a outros sistemas de captura, como se ilustra na Figura 2.32 e na Figura 2.33.



O incremento energético não só supõe um maior consumo de combustível, água e produtos químicos, também um aumento dos resíduos sólidos, líquidos e contaminantes do ar que não são capturados pelo sistema CCS. Na Tabela 2.14 são mostrados os valores deste incremento energético, considerando centrais de geração dotadas da tecnologia disponível atualmente.

Tabela 2.14 Acréscimo no consumo de energia decorrente de CCS (Prieto, 2006b).

Tipo de usina	$\Delta E$ , %
PC	24-40
CCGN	11-22
IGCC	14-25

As eficiências dos diferentes tipos de centrais de geração com e sem CCS a partir de diversas tecnologias de sequestro e armazenamento de carbono são mostradas na Figura 2.32, segundo estudos publicados pela IEA *Greenhouse Gas - GHG* (2005) apud (Prieto, 2006b).

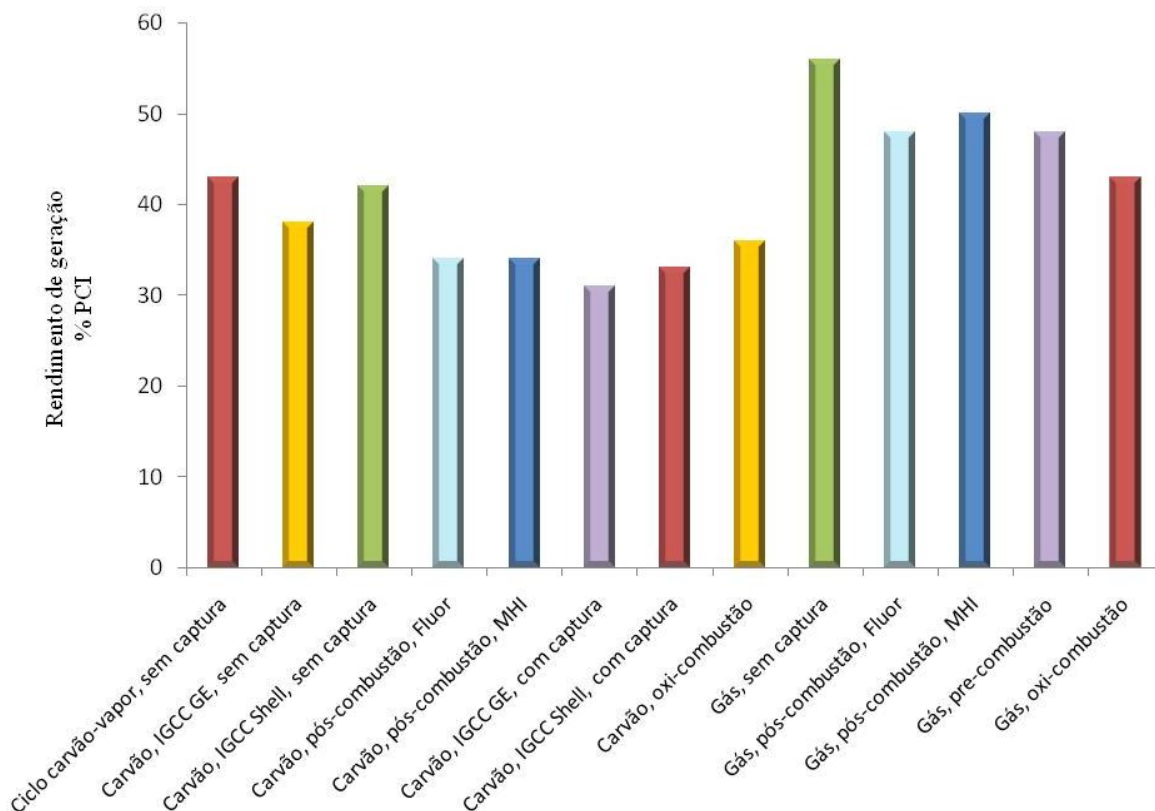


Figura 2.32 Aumento do consumo de combustível por kWh produzido devido à CCS.

Adaptado de Prieto (2006b).

No gráfico abaixo apresentado, as usinas a vapor com tecnologia de captura de pós-combustão e oxi-combustão, possuem parâmetros supercríticos (290 bar, superaquecido 600°C, reaquecido 620°C). No entanto, usinas com CCS de tipo pré e pós-combustão correspondem a ciclos combinados com TG GE 9FA, tanto para sistemas de IGCC e NGCC.

A comparação do incremento de consumo de combustível por kWh de eletricidade produzida entre centrais de geração com e sem captura de CO<sub>2</sub>, pode ser observada na Figura 2.33, para diversas tecnologias.

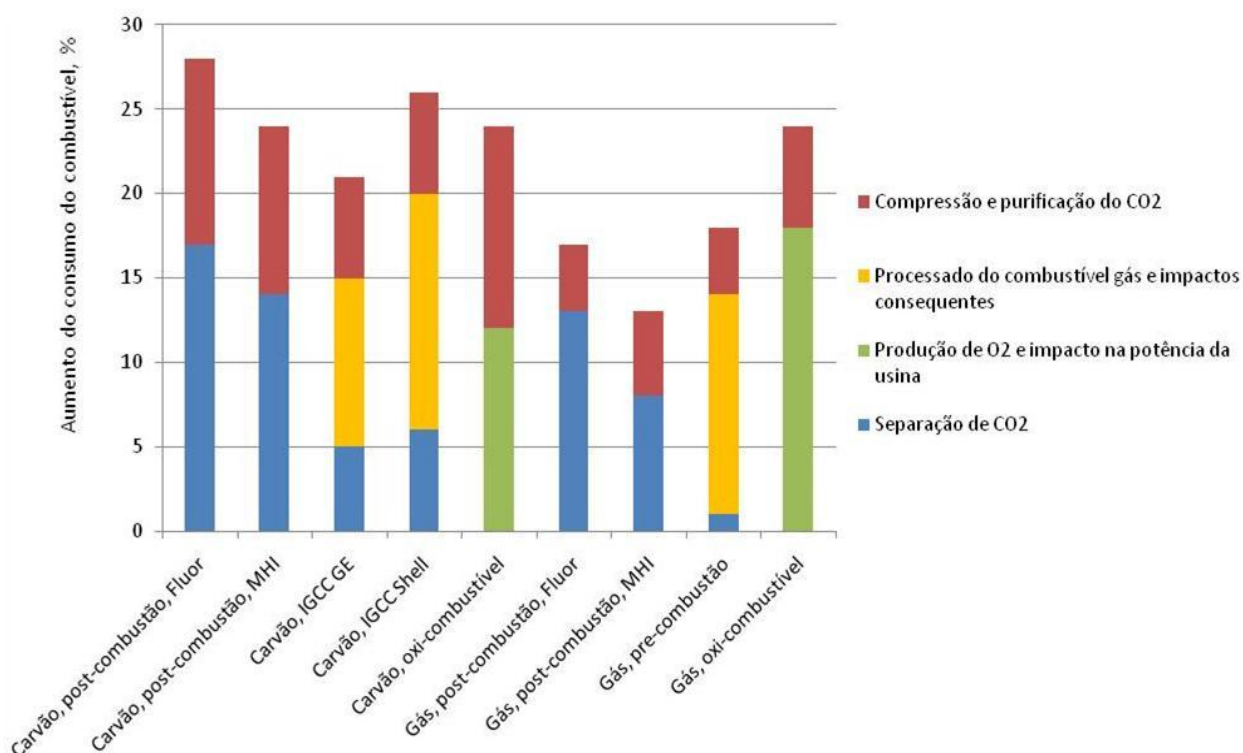


Figura 2.33 Rendimentos térmicos de usinas com e sem de CCS. Adaptado de Prieto (2006b).

A partir desta figura, pode se constatar que os sistemas de captura baseados na pós-combustão têm dois consumos energéticos importantes, a separação e a compressão-purificação do CO<sub>2</sub>.

A evolução das tecnologias existentes em direção a sistemas de emissões zero se traduz na incorporação da CCS e no aumento dos custos de investimento nos sistemas IGCC e de carvão pulverizado. Esses custos podem se elevar de 56 a 82%, no caso do primeiro sistema, e de 27 a 50%, no caso do segundo (IEA, 2008).

## 2.4.1 Configuração principal para usinas IGCC com CCS

A tecnologia IGCC com CCS está recebendo uma atenção especial, isto porque vem sendo realizados estudos de várias empresas, como EPRI, NREL, centros de pesquisa & desenvolvimento e universidades, como MIT, onde se tem mostrado que o custo da eletricidade deste tipo de sistemas é menor do que outros sistemas de geração propostos baseados em combustíveis fósseis com CCS.

Neste tipo de centrais o CO é transformado em CO<sub>2</sub> nos reatores WGS, e o gás combustível contém quase exclusivamente H<sub>2</sub>. É importante mencionar que as TG disponíveis no mercado são geralmente dimensionadas para o processamento de gás natural, combustível composto principalmente metano (CH<sub>4</sub>), sendo por esta razão que as TG precisam ser adaptadas para sua operação com o gás pobre.

Adicionalmente como o CO e H<sub>2</sub> possuem uma temperatura adiabática de chama maior que o CH<sub>4</sub>, esta condição leva a um aumento de geração de óxidos de nitrogênio. Para evitar este efeito, a temperatura na entrada da turbina precisa ser diminuída. Para atingir este objetivo, é adicionado N<sub>2</sub> ou vapor na combustão, diminuindo assim a temperatura de combustão, o desgaste dos materiais e o risco da formação de misturas explosivas de H<sub>2</sub> e O<sub>2</sub> (Davison, 2007).

Outro aspecto a ressaltar é que, para manter o fluxo de energia na turbina com um gás de baixo poder calorífico necessita-se de um maior volume de gás, da ordem de 5 a 8 vezes o volume normal em comparação com combustíveis de médio e alto poderes caloríficos. Por esta razão, o sistema de combustão, deve ser redimensionado para suportar este volume adicional. Os principais componentes de uma usina de IGCC com CCS são ilustrados na Figura 2.34.

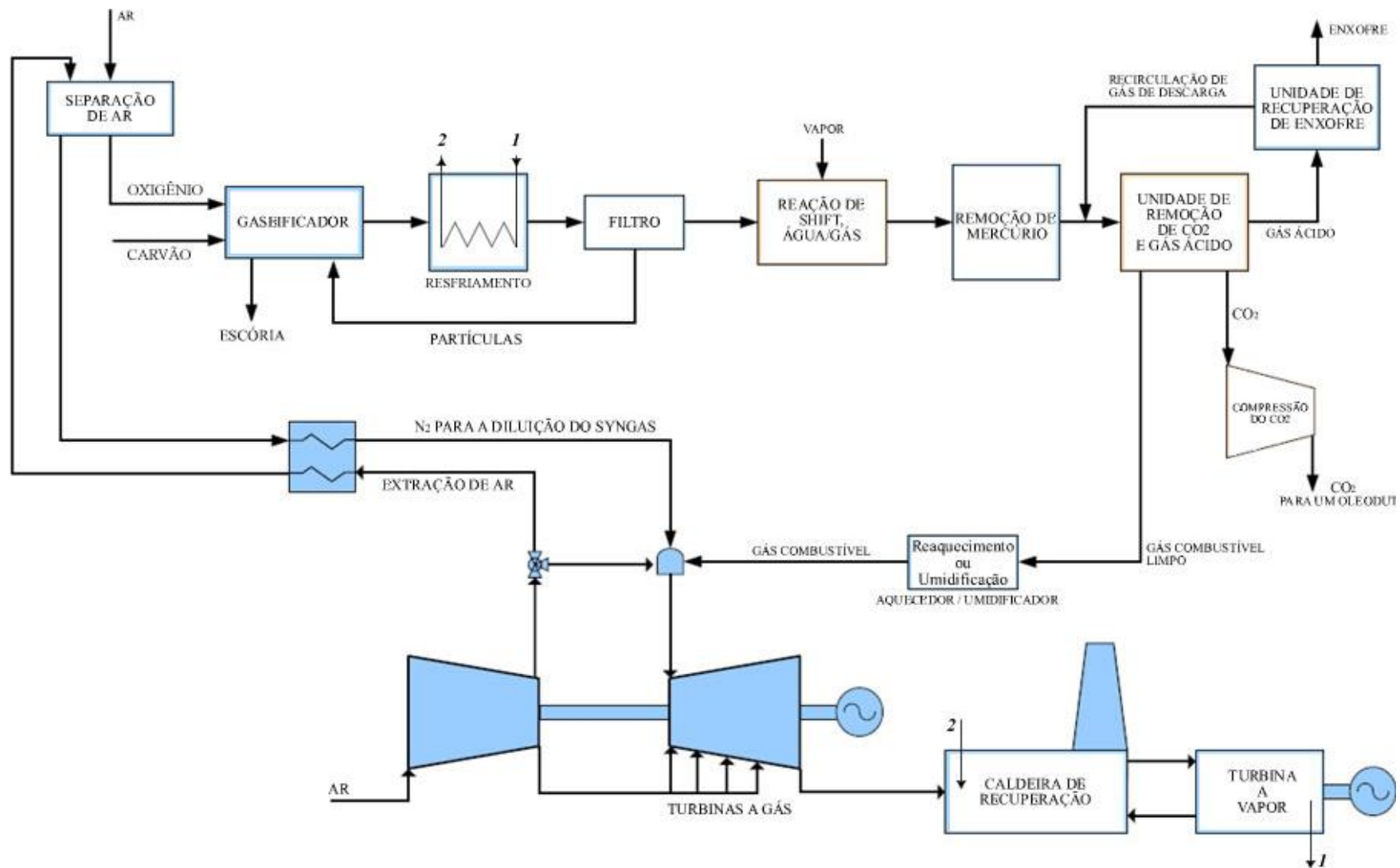


Figura 2.34 Diagrama esquemático de uma usina IGCC com CCS. Adaptado da EPRI (2008a).

Foram consultadas algumas bases de dados em relação a usinas de IGCC planejadas. A Tabela 2.16 corresponde às publicações do *National Energy Technology Laboratory* (NETL, 2010), do *Massachusetts Institute of Technology* (MIT, 2009) e da *Electric Power Research Institute* (EPRI, 2008b).

Na Europa, os projetos encontram-se ainda em fase inicial de planejamento, sendo que as principais usinas a se implementar estão localizadas no Reino Unido. Entretanto, o mercado norte-americano apresenta mais ações para a promoção da tecnologia IGCC. Seis projetos estão localizados nos EUA e dois no Canadá.

Na Austrália e Ásia, percebe-se um forte envolvimento governamental nos projetos para a introdução de sistemas IGCC com CCS. Há atualmente quatro projetos em planejamento para o fomento desta tecnologia, dois situados na China e dois na Austrália. A maioria desses projetos anunciou o início de operação até o ano 2015. Na América do Sul não foi encontrado nenhum projeto. Na Tabela 2.15 é apresentado um resumo dos principais projetos em planejamento no mundo.

Tabela 2.15 Usinas IGCC com CCS planejadas no mundo.

USINA	PAÍS	MWe	TIPO DE COMBUSTÍVEL	INÍCIO DE OPERAÇÃO	REFERÊNCIA
Goldenbergwerk	Alemanha	450	Carvão	2015	NETL, 2010
H <sub>2</sub> Energy Kwinana	Austrália	500	Carvão	Não definido	MIT, 2009
ZeroGen Project	Austrália	530	Carvão	2017	EPRI, 2008b
EPCOR	Canadá	500	Carvão	2015	MIT, 2009
Polygen	Canadá	100	Carvão e Coque de Petróleo	Não definido	MIT, 2009
GreenGen	China	800	Carvão	2015	MIT, 2009
Wallula Energy Resource Center	EUA	600-700	Carvão	2013	NETL, 2010
Summit Power Group	EUA	245	Carvão	2014	EPRI, 2008b
Hydrogen Energy California	EUA	500	Coque de Petróleo	2015	NETL, 2010
Coastal Energy	Reino Unido	800	Carvão e Coque de Petróleo	2013	EPRI, 2008b
Powerfuel Hatfield	Reino Unido	900	Carvão	Não definido	MIT, 2009
E.ON Killingholme	Reino Unido	450	Carvão	Não definido	NETL, 2010

A tendência mundial para a implementação e desenvolvimento da CCS representa aos sistemas IGCC uma tecnologia promissória para atingir este objetivo, devido às altas eficiências e aos baixos custos de investimento, conforme mostrado na Figura 2.35 (cujos dados representam estimativas, uma vez que ainda nenhuma usina tenha demonstrado a tecnologia de CCS). Na análise apresentada nesta figura é utilizado como combustível o carvão linhito.

Nas estratégias e desafios deste tipo de sistemas procura-se ao longo prazo construir novas e eficientes usinas com 15% menor emissão de CO<sub>2</sub>, demonstrar UTE's com CCS até 90% menos emissões de CO<sub>2</sub> e introduzir nas usinas existentes a CCS.

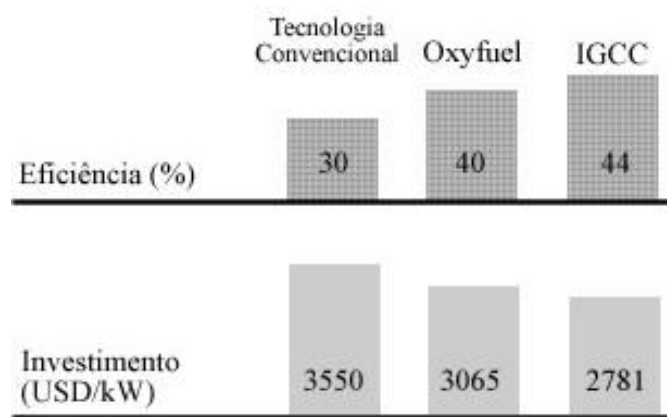


Figura 2.35 Comparação da eficiência e o investimento entre sistemas IGCC com CCS e uma UTE. Adaptado de BINE (2007).

## Capítulo 3

# SIMULAÇÕES DO SISTEMA DE IGCC

Este capítulo tem a finalidade de apresentar uma descrição das ferramentas computacionais GateCycle<sup>TM</sup> e CSFBM/CeSFaMB<sup>TM</sup>, utilizadas no modelo desenvolvido para avaliar um sistema IGCC. Além disso, mostra-se a caracterização dos combustíveis, carvão (tipo Candiota) e coque de petróleo do Brasil, utilizados nesta avaliação.

Neste contexto o trabalho realizado aborda a análise do processo de gaseificação e a análise do ciclo combinado através de ferramentas mencionadas. Inicialmente foi realizada a simulação de um reator de tipo leito fluidizado circulante (LFC) utilizando o *software* CSFBM/CeSFaMB para determinar a composição do gás de síntese e a potência térmica requerida pelo ciclo combinado.

Em uma fase seguinte, a composição do gás é utilizada no *software* GateCycle para analisar o desempenho do ciclo combinado. Posteriormente, os resultados obtidos através dos *softwares* CSFBM/CeSFaMB e GateCycle são avaliados considerando o desempenho do processo de gaseificação e a eficiência do ciclo combinado. O estudo de caso escolhido utiliza, como referência, o esquema atual da UTE Termobahia, localizada no estado da Bahia-BA.

### 3.1 METODOLOGIA E FERRAMENTAS DE CÁLCULO

A metodologia e ferramentas computacionais utilizadas nas simulações e cálculos deste trabalho são apresentadas na Figura 3.1.

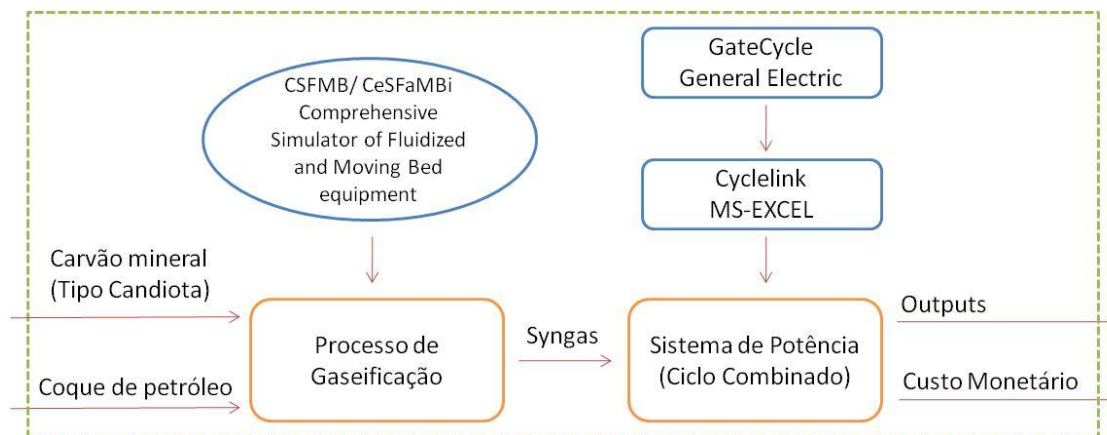


Figura 3.1 Metodologia utilizada nos cálculos.

Neste esquema observa-se que o processo de gaseificação foi simulado utilizando o *software* CSFMB/CeSFaMB, enquanto na análise do sistema de potência (ciclo combinado) foi conduzida através do *software* GateCycle e seu suplemento Cyclelink. Assim, a partir da interação deste programas computacionais foi possível avaliar o sistema IGCC proposto.

Inicialmente no processo de gaseificação, o carvão mineral Candiota, o coque de petróleo e sua mistura são considerados como combustíveis na simulação de um reator tipo LFC, visando obter a composição do gás e a determinação da potência térmica requerida pelo ciclo combinado. Posteriormente estas informações são utilizadas no esquema IGCC proposto para determinar as saídas (*outputs*) e custos monetários do sistema.

A partir dos combustíveis mencionados foram definidos 3 casos para sua análise na substituição do gás natural como combustível na UTE da Termobahia. Para cada caso na simulação do processo de gaseificação foram utilizados dois tipos de agentes de gaseificação, inicialmente ar e posteriormente uma mistura entre oxigênio (85%) e vapor (15%), conforme é apresentado nos resultados deste capítulo.

Caso 1: Carvão tipo Candiota

Caso 2: Coque de petróleo

Caso 3: Mistura entre Carvão tipo Candiota (50%) e o Coque de petróleo (50%)



## 3.2 SELEÇÃO DOS PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO UTILIZADOS NA AVALIAÇÃO DO SISTEMA IGCC

Atualmente existem diversos *softwares* comerciais que podem ser usados na simulação de ciclos térmicos e em processos de gaseificação. Nesta seção será feita uma breve descrição dos *softwares* mais representativos na área e dos programas de simulação escolhidos na avaliação do sistema IGCC proposto.

### 3.2.1 *Softwares* utilizados na simulação de sistemas térmicos

Um *software* especializado na área térmica é o Thermoflex<sup>TM</sup>, desenvolvido pela *Thermoflow* o qual permite representar diversos componentes dos sistemas de geração, através dos ícones de sua interface gráfica. Além disso, neste *software* é possível configurar e simular múltiplas opções de ciclos térmicos que vão desde centrais de termelétricas, ciclos de cogeração, chillers de absorção até usinas de dessalinização, entre outras aplicações.

A empresa *Thermoflow* fornece também outros *softwares* nesta área, tais como o GT PRO e o STEAM PRO, os quais são específicos para ciclos com TG e TV, respectivamente. O GT PRO é específico para TG em ciclo aberto ou combinado, com cogeração, ou integrada aos sistemas de gaseificação.

O STEAM PRO é específico para ciclos de potência e de cogeração complexos com TV, onde é possível queimar desde gás natural até óleos pesados e carvão como combustível. Adicionalmente pode-se optar pela análise de sistemas com reaquecimento e preaquecimento, e até simular ciclos com parâmetros supercríticos de vapor.

Estes *softwares* se caracterizam por simular os projetos buscando as configurações ótimas de forma gráfica e analítica, fato que representa sua principal vantagem.

Outros *softwares* comerciais baseados em interface gráfica onde se pode construir e configurar o sistema térmico usando ícones que representam os componentes do ciclo são: IPSE Pro<sup>TM</sup>, Ebsilon<sup>TM</sup>, Cycle-Tempo<sup>TM</sup>, GateCycle<sup>TM</sup>, entre outras aplicações. Nestes *softwares* estão dispostas bibliotecas que contém vários modelos de equipamentos e há também a possibilidade de se comunicar com o MS-Excel.

Entre eles se destaca o Ebsilon<sup>TM</sup> Professional, desenvolvido pela empresa alemã *Evonik Energy Services*, onde é possível ler os dados e exportar resultados para o MS-Excel. A vantagem do Ebsilon está na possibilidade de criar o próprio ícone (modelo matemático), para representar um dado equipamento, usando equações que descrevem o seu comportamento fora do ponto de projeto. O *software* Ebsilon também leva em conta o equilíbrio da reação química.

Apesar de existirem estes e outros *softwares* comerciais para a simulação de ciclos térmicos, no desenvolvimento deste trabalho foi utilizado o GateCycle. No decorrer deste capítulo é feita uma breve descrição deste *software* e a justificativa para a sua escolha.

### **3.2.2 Softwares utilizados na simulação de gaseificadores**

Atualmente são vários os *softwares* comerciais que podem ser usados para a modelagem de sistemas de combustão e gaseificação. Destacam-se entre eles os *softwares* desenvolvidos pela empresa ANSYS, usados na análise e projeto de gaseificadores, os quais são capazes de modelar processos de transferência de calor por convecção e radiação, reações químicas e a dinâmica das partículas.

Almuttahir e Taghipour (2008) desenvolveram um modelo CFD para simular a hidrodinâmica do escoamento gás-sólido em um reator de tipo LFC em diversas condições de fluidização. O modelo foi avaliado com resultados experimentais obtidos na operação de um reator LFC, utilizando diferentes fluxos mássicos de sólidos e velocidades superficiais do gás.

Silaen e Wang (2010) usaram o *software* FLUENT<sup>TM</sup>, pacote comercial de simulação desenvolvido pela ANSYS, no estudo do efeito da turbulência e modelos de simulação desvolatilização da gaseificação do carvão em um reator destas características.

Além desses *softwares* encontram-se os simuladores de processos, tais como MFiX<sup>TM</sup>, Chemcad<sup>M</sup>, Aspen Hysys<sup>TM</sup> e Aspen Plus<sup>TM</sup>. Estes dos últimos *softwares* mencionados foram desenvolvidos pela empresa Aspentech e caracterizam-se por considerar no processo da combustão, a cinética e o equilíbrio das reações químicas.

Estes pacotes têm sido utilizados para simular a conversão do carvão, a síntese de metanol, processos de liquefação indireta de carvão, gaseificadores e combustores de leito fluidizado atmosférico, processos de hidrogaseificação de carvão e a simulação da gaseificação de carvão.

Zheng e Furinsky (2005) avaliaram o desempenho de quatro usinas IGCC empregando gaseificadores com a tecnologia da SHELL, da TEXACO - GE, da BGL e da KRW. Estas simulações foram desenvolvidas utilizando o programa de simulação Aspen Plus, para três diferentes tipos de alimentação.

A análise e comparação de desempenho de todas as quatro usinas IGCC foram realizadas com base no banco de dados criado para cada teste. Os resultados obtidos apresentam a composições do gás, a seleção do gaseificador e o desempenho global do processo. Além disso, demonstram que o desempenho das usinas IGCC depende principalmente do gaseificador utilizado e das características das matérias-primas.

Adicionalmente a seleção de um gaseificador para uma usina comercial IGCC leva em consideração outros elementos, por exemplo, o desempenho ambiental, a flexibilidade de matérias-primas, o capital, os custos operacionais, entre outros.

Nagpal et al. (2005), realizaram a simulação da gaseificação do coque de petróleo em um gaseificador de leito móvel de cinza fundida. Os autores desenvolveram um modelo matemático para a simulação de gaseificadores de leito móvel utilizando carvão e coque de petróleo como combustível.

O modelo apresenta uma metodologia da caracterização do sistema de alimentação do combustível, da resistência de fase gasosa e dos modelos de volatilização. Esta foi avaliada com os dados reportados em um gaseificador de cinza fundida (*Slagging Gasifiers*), reator que emprega O<sub>2</sub> e opera a altas temperaturas.

O efeito das taxas de alimentação de oxigênio-coque e de vapor-coque sobre o comportamento de gaseificação foi analisado. Obtendo como resultado que o gaseificador de leito móvel tem desempenho superior ao gaseificador de fluxo arrastado, com relação à eficiência energética e consumo de oxigênio.

López et al. (2006), realizaram a modelagem e simulação da gaseificação do carvão e coque de petróleo em um gaseificador de fluxo co-corrente. Neste trabalho foi desenvolvido um modelo matemático para a simulação do processo de gaseificação em um reator onde o carvão é alimentado via úmida juntamente com oxigênio e vapor de água.

Adicionalmente, o modelo considera diversas reações heterogêneas e homogêneas para estimar os fluxos e composição dos gases de saída, incluindo a combustão, gaseificação e hidropirólise do carvão.

Os resultados do modelo são avaliados com os dados experimentais de uma planta piloto, e incluem a composição de saída, as temperaturas e os pontos de ignição. Também é apresentada uma análise dos principais parâmetros operacionais.

Nikoo e Mahinpey (2008) usaram o Aspen plus no desenvolvimento do modelo de um gaseificador atmosférico de leito fluidizado para biomassa, considerando a influência de parâmetros operacionais, tais como o fator de ar, temperatura e fluxo de ar injetado sobre a composição do gás, o poder calorífico e a eficiência de conversão.

Nieto et al. (2008) modelaram a usina IGCC de Puertollano na Espanha utilizando como combustível carvão da Colômbia. Inicialmente realizaram simulações no Aspen Hysys para determinar a composição do gás de síntese produzido a partir de diferentes tecnologias de gaseificação, cinética de reação, agentes de gaseificação e tipos de carvão.

Posteriormente essas composições de gás foram usadas para determinar o comportamento e a eficiência do ciclo combinado, através do programa de simulação GateCycle, sob diferentes condições ambientais de operação. Os resultados mostraram o comportamento das tecnologias de gaseificação para diferentes tipos de carvões e a análise de sua incorporação na usina IGCC.

Sudiro et al. (2008), modelaram o processo da gaseificação do carvão para a produção de energia e de um combustível sintético, por meio da tecnologia IGCC utilizando o *software* Aspen Plus através da via Fischer-Tropsch (FT).

Enquanto, a *softwares* livres também se encontram disponíveis alguns programas para a modelagem de reatores presentes no processo da gaseificação, entre eles destaca-se o *Fire Dynamics Simulator* (FDS), *software* desenvolvido pela *National Institute of Standards and Technology* (NIST), que se caracteriza por utilizar o Fortran em sua Linguagem de programação. Adicionalmente, encontra-se como um recurso interessante nesta área o *software* *OpenFOAM* caracterizado por empregar o C++ em seu código de programação.

Apesar da existência destes *softwares* livres e comerciais para a simulação de processos de gaseificação, neste trabalho foi utilizado o CSFMB/CeSFaMB, no qual é possível simular gaseificadores do tipo leito arrastado, fluidizado borbulhante e circulante. Este *software* comercial utiliza o modelo matemático mais detalhado para a simulação do processo de gaseificação. Além disto, este *software* tem sido usado para simular diferentes unidades industriais apresentando resultados muito próximos aos obtidos experimentalmente.

No decorrer deste capítulo, serão apresentadas as características principais do *software* CSFMB/CeSFaMB. Também se mostram os parâmetros que foram levados em consideração no projeto do gaseificador tipo LFC.

### 3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS

Na Tabela 3.1 são apresentadas as principais características da composição química do carvão, do coque de petróleo e da mistura de 50% entre cada um destes dois combustíveis. Adicionalmente, nesta tabela pode-se observar sua análise elementar e a análise imediata em porcentagem de peso (pp. %), segundo a caracterização desenvolvida pela fundação de ciência e tecnologia (CIENTEC, 2002).

Tabela 3.1 Composição química dos combustíveis utilizados na simulação do processo de gaseificação.

<b>ANÁLISE ELEMENTAR</b>				
Propriedade	Unidades	Carvão tipo Candiota (CIENTEC, 2002).	Coque de petróleo (Santos, 2007).	Mistura entre carvão e o coque de petróleo (50/50 % p/p)
Carbono	(%)	34,0	86,3	60,2
Hidrogênio	(%)	2,6	3,5	3,1
Nitrogênio	(%)	0,7	1,6	1,2
Oxigênio	(%)	8,5	0,5	4,5
Enxofre	(%)	1,2	7,5	4,4
Cinza	(%)	53,0	0,6	26,8
PCS	(MJ/kg)	13,8	33,6	23,7
<b>ANÁLISE IMEDIATA (PP. %)</b>				
Umidade	(%)	15,0	7,0	11,0
Volátil	(%)	16,4	19,2	17,8
Carbono fixo	(%)	24,4	73,5	49,0
Cinza	(%)	44,2	0,3	22,3

### 3.3.1 Gaseificação do carvão mineral

De acordo com o exposto no capítulo anterior, o carvão mineral é uma mistura de hidrocarbonetos formada pela decomposição de matéria orgânica durante milhões de anos, sob determinadas condições de temperatura e pressão.

O processo de gaseificação do carvão visa gerar gases combustíveis, através de reações químicas que ocorrem entre o carvão contido no leito e os agentes gaseificantes, tais como ar, vapor de água e oxigênio. Os gases produzidos neste processo são, principalmente, o hidrogênio, o monóxido de carbono, o gás carbônico e o metano, conforme apresentado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 Comparação da composição típica do gás obtido a partir de diferentes combustíveis.

Combustível	Biomassa	Carvão	Coque de petróleo
Componente (% vol., base seca)			
CO	15	46,5	35,6
H <sub>2</sub>	16	37,3	27,0
CO <sub>2</sub>	18	13,5	12,6
CH <sub>4</sub>	7	0,1	0,1
N <sub>2</sub> + Argônio	44	1,9	6,8
H <sub>2</sub> S + COS	Traços	0,7	Traços
PCI (MJ/kg)	17,5	23,7	29,5
Agente de Gaseificação	Ar	Oxigênio	Oxigênio
REFERÊNCIA	(Rao, 2007)	(Rao, 2007)	(Rezaiyan et al. 2005)

Assim, a quantidade destes compostos no gás gerado depende especificamente das condições de operação, dos agentes gaseificantes, do tempo de residência das partículas de carvão no interior do leito e do tipo da tecnologia do gaseificador (Rao, 2007).

Geralmente neste processo o gaseificador pode ser operado a pressão atmosférica ou pressurizado (1,0 a 10,0 MPa) e dependendo da tecnologia empregada pode-se atingir temperaturas da ordem de 600 a 1600°C (GTC, 2010), conforme apresentado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 Características de diferentes tecnologias para a gasificação do carvão. Adaptado de Miller et al. (2008).

Categoria	Leito Móvel		Leito Fluidizado		Leito Arrastado
	Lurgi	BGL	Winkler, HTW, KRB	KRW, U-Gas	Shell, GEE, E-Gas
Granulometria	0,35 – 50 mm	0,35 – 50 mm	0,35 – 50 mm	0,35 – 50 mm	0,35 – 50 mm
Temperatura de saída do gás	420 -650°C	420 -650°C	900-1000°C	900-1000°C	1260-1595°C

Na saída do gaseificador o gás contém partículas de carvão e de cinzas, alcatrões e fenóis, sendo por isso resfriado e submetido ao sistema limpeza, processo constituído por ciclones e/ou filtros cerâmicos, equipamentos onde é mantida a alta temperatura, para evitar a condensação de alcatrões.

Posteriormente, o gás passa por uma estação de tratamento composta por um lavador que condensa o alcatrão dissolve os fenóis, além de remover partículas pequenas que não foram abatidas no ciclone. Adicionalmente, este equipamento promove a redução dos compostos nitrogenados e sulfurosos visando atingir níveis aceitáveis pela legislação ambiental.

No contexto Brasileiro, estudos sobre a gaseificação do carvão foram realizados principalmente pela Fundação de Ciência e Tecnologia - CIENTEC, na década dos 80, através dos projetos CIGÁS e CIVOGÁS, neste último projeto foram feitos testes para combustíveis sólidos utilizando um gaseificador de leito fluidizado. Adicionalmente, destacam-se os esforços e resultados da Associação Brasileira do Carvão Mineral - ABCM, através da criação de centros de pesquisa para combustíveis limpos e CCS.

Também se destaca a participação da Petrobras nesta área a partir do Centro de Excelência em Armazenamento de CO<sub>2</sub> (Petrobras/PUC-RS), a Rede de pesquisa - Mudanças Climáticas Petrobras - Rede Carvão/MCT. Além disso, sobressaem as informações apresentadas no Plano Nacional de Energia 2030 e projetos desenvolvidos pela EPE neste contexto.

Nos resultados apresentados em relatórios da CIENTEC (2010) e da EPE (2008b), mostraram que o gás obtido no processo de gaseificação a partir de carvão brasileiro, proveniente de locais distintos, tem baixo poder calorífico, da ordem de 29.500 a 34.500 kJ/kg, o que depende dos níveis de umidade, reatividade, teor de cinzas e outras características dos carvões utilizados.

Na Tabela 3.4 apresenta-se uma comparação do poder calorífico superior em base seca de alguns tipos de combustíveis, utilizados como matéria-prima para a obtenção do gás no processo de gaseificação.

Tabela 3.4 Poder calorífico superior de alguns combustíveis industriais.

Combustível	Poder calorífico (kJ/kg)	Referência
Carvão Linhito	28.500	(Rezaiyan et al. 2005)
Carvão Sub-Betuminoso	31.500	(Rezaiyan et al. 2005)
Carvão Antracito	34.700	(Rezaiyan et al. 2005)
Carvão Betuminoso	35.550	(Rezaiyan et al. 2005)
Coque do petróleo	36.500	(Garcia, 2002)
Gás Natural	44.000	(HARC, 2010)

Assim, comparando os dados apresentados na Tabela 3.4 com a Tabela 2.1, pode se observar o baixo poder calorífico do carvão do Brasil. Pode-se dizer que carvão brasileiro, em relação aos padrões dos carvões internacionais reconhecidos como de boa qualidade (tais como os da Austrália, da África do Sul e da Colômbia, conforme foi apresentado no Capítulo 2), precisa praticamente do dobro da quantidade para produzir a mesma quantidade de eletricidade em projetos que utilizem como combustíveis carvões.

### 3.4 INTEGRAÇÃO DE PROCESSOS DA TECNOLOGIA IGCC

A tecnologia IGCC permite o uso de diferentes combustíveis sólidos (carvão, coque de petróleo, biomassa, resíduos) ou líquidos em uma UTE com a eficiência e os benefícios ambientais dos ciclos combinados. Nestas usinas o combustível é gaseificado com o O<sub>2</sub> produzido na unidade de separação de ar (ASU), e o gás produzido é resfriado e limpado das partículas sólidas e poluentes para sua posterior queima na TG de um ciclo combinado.



Por acontecer a limpeza do gás antes da combustão, as usinas IGCC têm um desempenho ambiental muito elevado em comparação com as UTE's tradicionais a carvão, nas quais a limpeza dos gases ocorre após da combustão, portanto, este tipo de sistemas são energeticamente menos eficientes e mais caros que os sistemas IGCC.

Existem múltiplas variações sobre o esquema básico de um sistema IGCC, sendo o aspecto fundamental do projeto, o grau de integração entre as unidades. Tem-se três níveis de integração:

#### **- Integração dos sistemas de água-vapor da ilha de gaseificação e do ciclo combinado**

A água de alimentação é pré-aquecida em uma seção da HRSG do ciclo combinado (CCU) e é enviada para o gaseificador, onde se produz vapor saturado pela troca de calor com o gás bruto. Este vapor saturado é exportado à HRSG, para seu superaquecimento e expansão na TV, gerando assim eletricidade adicional.

#### **- Integração do Nitrogênio entre ASU e o ciclo combinado**

O  $N_2$  subproduto da ASU é misturado com o gás antes de sua admissão à TG, com o objetivo de reduzir as emissões de  $NO_x$  e aumentar assim a potência gerada.

#### **- Integração do ar entre ASU e o ciclo combinado**

Parcial ou totalmente, o ar comprimido requerido pela ASU é extraído do compressor da TG.

A integração dos sistemas de água/vapor é encontrada em praticamente todas as usinas IGCC em operação. No entanto, a integração entre a ASU e o CCU é uma opção menos utilizada, pois envolve maiores tempos de partida, nos quais é consumido o combustível de apoio (gás natural, na maioria dos casos). Os projetos altamente integrados representam uma maior eficiência da usina, uma vez que reduz os consumos auxiliares dos compressores de ar e dos produtos da ASU (Treviño, 2003).

Na Figura 3.2 é apresentada uma configuração típica de um sistema IGCC com os possíveis níveis de integração.

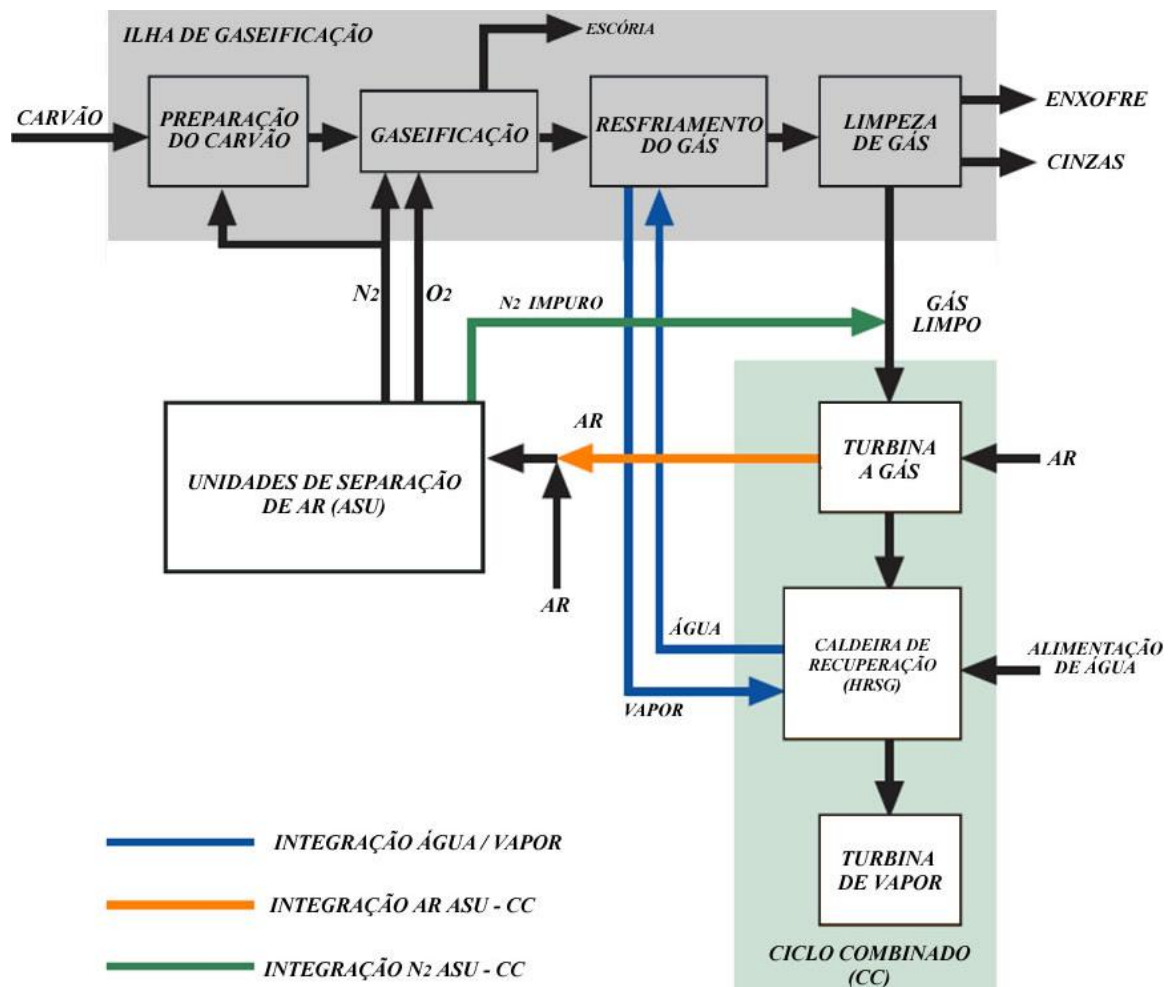


Figura 3.2 Diagrama de blocos e opções de integração para um sistema IGCC.

Adaptado de Treviño (2003).

Das usinas IGCC que operam com carvão, na Europa, a ênfase tem sido o projeto integrado, fato que permite atingir maior eficiência, enquanto nos Estados Unidos, onde se tem preços de combustíveis mais baixos, são preferidos projetos não integrados, os quais oferecem uma maior disponibilidade e flexibilidade.

Na tendência atual de projeto são preferidos os esquemas onde o ar requerido pela ASU procede em parte do compressor da TG e em parte de um compressor independente. Isso proporciona a flexibilidade necessária para partidas mais rápidas e um consumo auxiliar intermédio entre as duas opções.

### **3.4.1 Influência e considerações do uso de gás de síntese em uma turbina a gás**

Dentre os principais impactos do uso do gás de síntese em uma turbina a gás originalmente projetada para gás natural, estão os efeitos sobre a margem de surge do compressor e na temperatura do metal da palheta da turbina.

Em particular, a TG é integrada com a ASU, a qual produz o oxidante para o processo de gaseificação. O ar da ASU pode ser fornecido por um compressor de ar independente (0% de integração) ou pelo compressor da TG (100% de integração). Além disso, uma combinação dos dois métodos é possível.

Lee et al. (2009) estudaram a influência dos parâmetros fundamentais do projeto sobre o desempenho dos sistemas IGCC, em função do método de integração. Os autores concluíram que o grau de integração (GI) afeta significativamente a condição de desempenho e funcionamento de uma TG.

Em um caso ideal, a potência e a eficiência da turbina aumentam de acordo com seu GI. No entanto, se nenhuma modificação importante do compressor e da turbina é efetuada, a margem do surge diminui e a temperatura do metal da turbina aumenta. O problema se torna mais grave com a diminuição do GI.

Assim, dependendo do GI, a margem de surge do compressor pode ser consideravelmente reduzida quando uma TG projetada para gás natural é utilizada em um sistema IGCC sem qualquer modificação. A principal razão para uma redução na margem do surge é o aumento da vazão em massa na turbina devido ao relativamente baixo poder calorífico do gás de síntese. Um projeto de baixo GI pode piorar o problema, porque o uso de um compressor de ar auxiliar aumenta o fluxo mássico da turbina (Rieger et al. 2008).

O problema do superaquecimento do metal da turbina pode ser resolvido por diversos métodos, incluindo uma redução na temperatura de queima e da vazão do fluido de arrefecimento da turbina. Reduzir a temperatura de queima é mais fácil de executar, mas reduz isto significativamente o desempenho do sistema, especialmente a potência líquida. O aumento da vazão do fluido de arrefecimento da turbina também reduz o desempenho, mas apresenta maiores rendimentos em comparação com a redução da temperatura de queima (Dennis et al. 2008).

Além disso, alcançar um alto desempenho em sistemas IGCC utilizando gás de síntese envolve problemas mecânicos e a necessidade de um estudo apurado sobre a constituição dos componentes do sistema. Esse fato é explicado, uma vez que a eficiência é diretamente proporcional à temperatura de trabalho e às altas taxas de compressão. O fato de que os sistemas IGCC operem a altas temperaturas e elevadas pressões requer o uso de materiais mais sofisticados e a implementação de sistemas mais complexos, para melhorar o desempenho da turbina (Kim et al. 2010).

### **3.5 SOFTWARE CSFMB/CeSFaMB**

O *software* CSFMB/CeSFaMB ‘*Comprehensive Simulator of Bubbling and Circulating Fluidized Bed and Moving Downdraft and Updraft Bed Equipments*’ é um programa computacional desenvolvido em linguagem de programação Fortran.

A partir da implementação numérica de um modelo matemático (não de ordem zero) este *software* considera ponto a ponto os balanços diferenciais de massa e energia, a cinética das reações químicas e a dinâmica da fluidização (de Souza-Santos, 2007).

Adicionalmente, este *software* possui um banco de dados auxiliar para o cálculo das propriedades físico-químicas, além de considerar cerca de 90 reações químicas dependendo da aplicação específica. O programa está disponível comercialmente e tem a capacidade de modelar diversos sistemas térmicos, tais como: fornalhas, caldeiras, gaseificadores e o processo de pirólise.

O simulador em sua nova versão CeSFaMB, pode reproduzir ou prever todos detalhes de operações de reatores trabalhando sob tecnologias de leitos moventes (*updraft* ou *downdraft*), leitos fluidizados (borbulhante ou circulante), mas não leitos totalmente arrastados ou de transporte pneumático, como é a situação encontrada em processos tipo "*entrained flow*".

O *software* utiliza como dados de entrada os parâmetros geométricos de projeto do equipamento, as composições dos combustíveis utilizados e dados referentes ao material inerte existente no reator, bem como os efeitos internos e externos, tais como: temperatura, pressão, fluxos de entrada, critérios numéricos de convergência relacionada à conversão de carbono, dentre outros.

Na Tabela 3.5 apresenta-se uma relação de dados que devem ser fornecidos ao programa, e uma relação dos dados de saída típicos.

Tabela 3.5 Dados de entrada e saída do *software* CSFMB/CeSFaMB.

DADOS DE ENTRADA	DADOS DE SAÍDA
<b>Combustível:</b> Tipo de combustível, umidade, análise elementar e imediata, vazão de injeção do combustível, distribuição granulométrica das partículas.	<b>Parâmetros do equipamento:</b> Vazões e composição do gás de saída, tempo de residência de cada espécie sólida, vazões de alcatrão emitido com o gás.
<b>Equipamento:</b> Diâmetro e altura do gaseificador, posição do ponto de alimentação da biomassa, geometria do distribuidor e do ciclone.	<b>Composição, características termodinâmicas:</b> Parâmetros para a modelagem dos fenômenos de transporte, e temperatura adiabática de chama (no caso dos gaseificadores) das correntes gasosas.
<b>Agente de gaseificação:</b> Tipo de agente oxidante usado, vazão de injeção do combustível, condições de entrada (P e T), caracterização de entradas de gás adicionais.	<b>Perfis de temperatura dos gases e sólidos:</b> através de todo o equipamento, taxas e parâmetros de transferência de calor interna e externa do gaseificador.
<b>Material inerte:</b> Vazão utilizada, características físicas e distribuição granulométrica das partículas.	<b>Composição, distribuição e granulométrica:</b> Das partículas e vazões dos sólidos ou líquidos em cada ponto dentro do equipamento.
<b>Outras condições:</b> Valor médio da pressão no leito, velocidade externa do vento.	<b>Informação ponto a ponto sobre a dinâmica da fluidização:</b> Diâmetro e velocidade das bolhas através do leito denso e diluído, porosidade, velocidade superficial, taxas de circulação das partículas no leito.

A Figura 3.3 mostra a interface do *software* CSFMB/CeSFaMB para o Caso 1, onde são introduzidos os dados de entrada, tais como: a caracterização de fluxo e a composição do combustível, em base úmida, para a análise imediata, e em base seca, para a análise elementar. Os dados apresentados nesta figura referem-se à utilização de carvão do tipo Candiota.

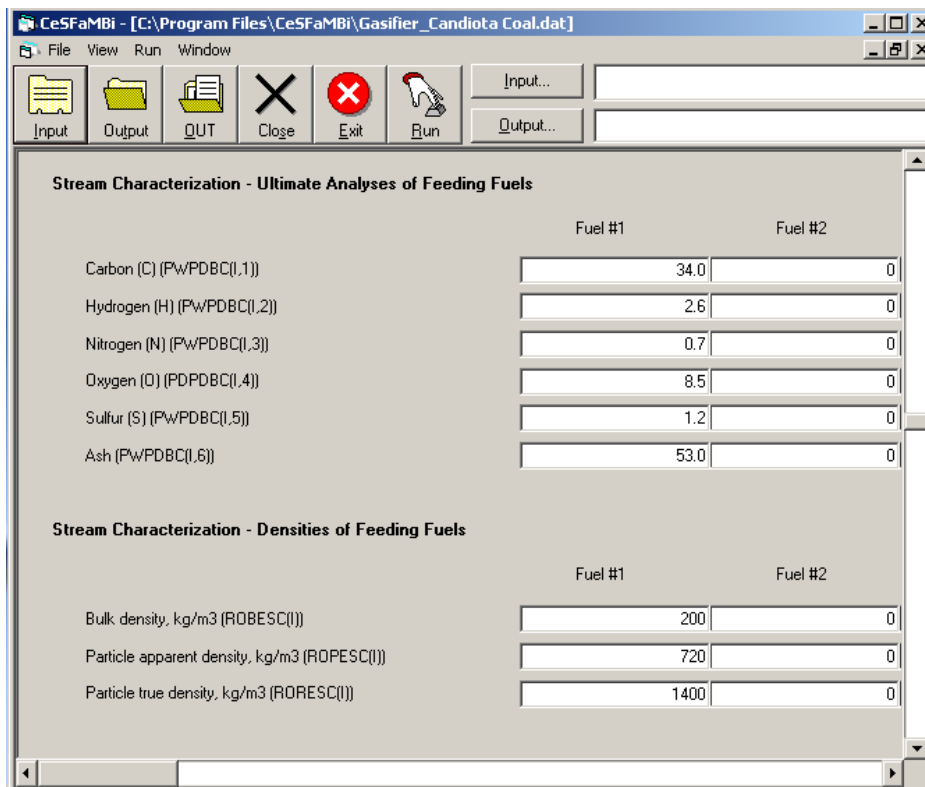


Figura 3.3 Interface simplificada do *software* CSFMB/CeSFaMB (dados de entrada).

Os principais parâmetros relacionados aos dados de entrada do gaseificador de LFC são: parâmetros numéricos de convergência, dados referentes à geometria e isolamento do equipamento, características das partículas sólidas (combustível e inerte) e do agente de gaseificação utilizado no processo, assim como características operacionais adicionais.

Na Figura 3.4 apresenta-se a interface para os dados de saída no *software* CSFMB/CeSFaMB, neste caso o gráfico fornece as informações do fluxo de mássico de gases no leito.

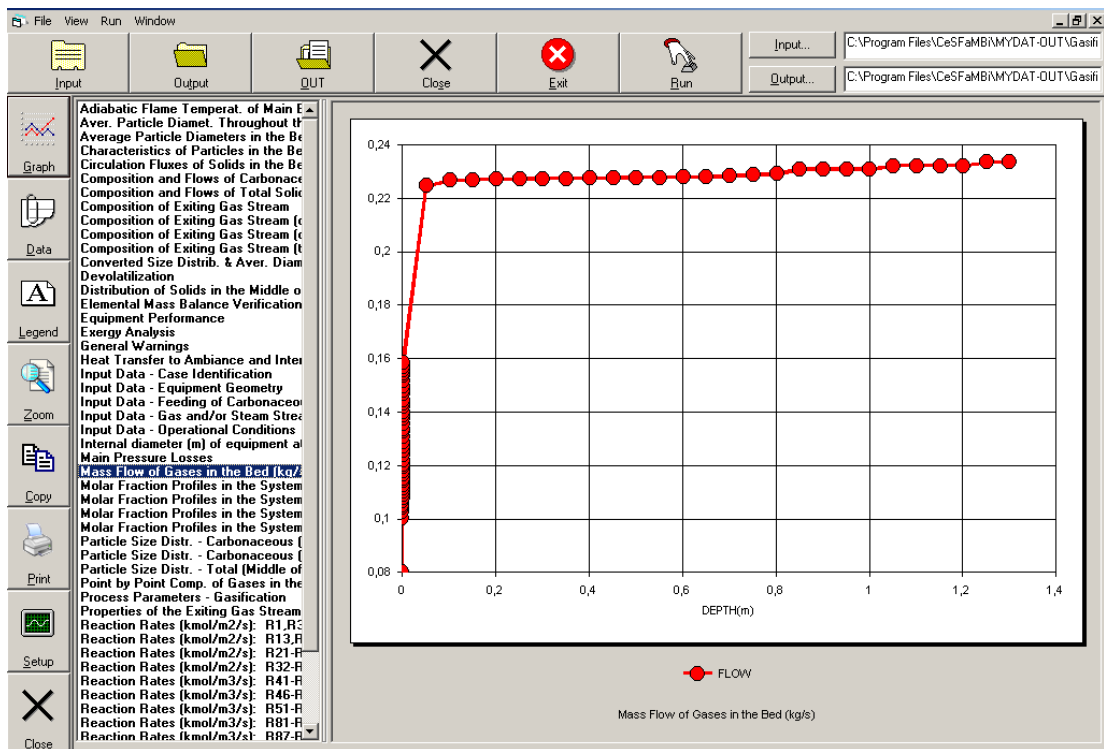


Figura 3.4 Interface simplificada do *software* CSFMB/CeSFaMB (dados de saída).

### 3.5.1 Metodologia de análise do sistema de gaseificação utilizando o *software* CSFMB/CeSFaMB

Nesta seção será descrita a metodologia de análise usada na seleção dos parâmetros operacionais na simulação de um gaseificador de tipo LFC para a produção do gás, utilizando como combustível, carvão, coque de petróleo e uma mistura de ambos.

A metodologia proposta constou de três etapas. Inicialmente foi realizada uma revisão do estado-da-arte da tecnologia de gaseificação do carvão e o coque do petróleo. Na segunda etapa, foi desenvolvido o dimensionamento preliminar do sistema de gaseificação para ser operado inicialmente com ar. Finalmente, foi realizada a simulação do gaseificador projetado utilizando o *software* CSFMB/CeSFaMB.

Na simulação do processo de gaseificação foi escolhido este tipo de reator para ser analisado neste *software*, já que a partir dessa configuração poderia-se atingir a maior faixa de potência. Na prática, a seleção do gaseificador para uma usina de IGCC tem que levar em consideração outros fatores, por exemplo, desempenho ambiental, a flexibilidade de matérias-primas, os custos de investimento e operacionais, etc.

## Principais elementos do sistema de gaseificação

Na Figura 3.5 são apresentados os principais equipamentos do sistema de gaseificação, o qual está composto por um reator de LFC, um separador gás-sólido (ciclone), um distribuidor (placa distribuidora) do agente de gaseificante e um dispositivo de recirculação de sólidos (válvula *Loop Seal*).

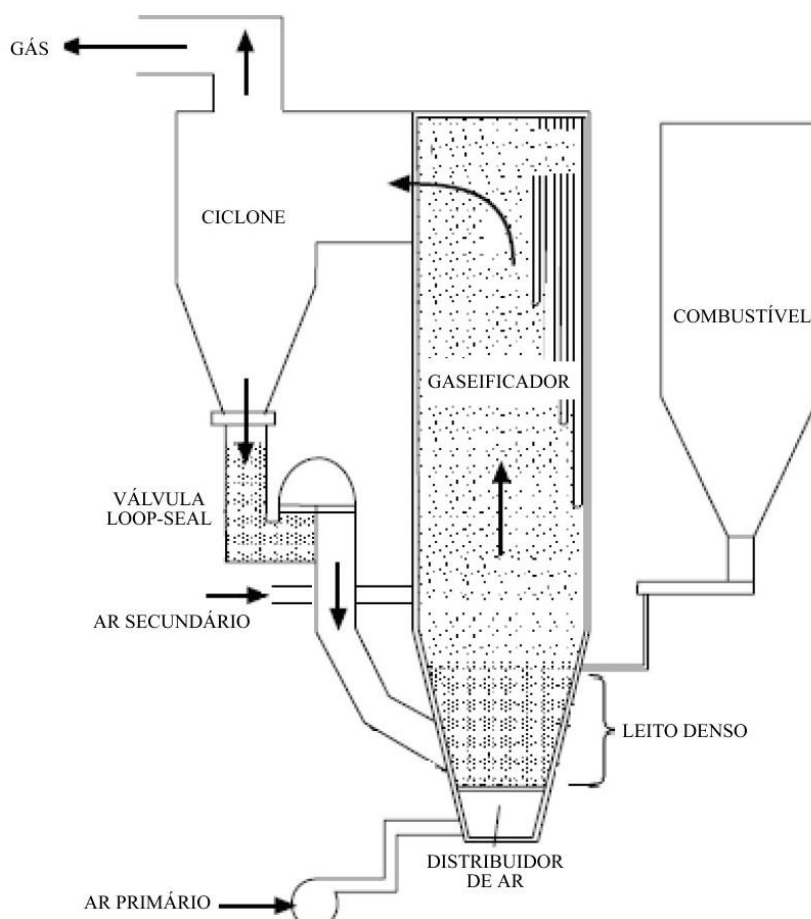


Figura 3.5 Esquema do sistema de gaseificação de leito fluidizado circulante.

### Separador gás-sólido (Ciclone)

Os separadores ciclônicos têm como princípio de operação, a ação da falta de força centrípeta sobre as partículas sólidas em movimento. Assim, o leito deve operar ligeiramente pressurizado para vencer a perda de carga nos ciclones.

Neste projeto, como a reciclagem da fração de massa das partículas é maior que zero ( $RCYF > 0$ ), o número de ciclones foi considerado com um dado de entrada, bem como as dimensões de seus diâmetros ( $DCY$ ) e as condições operacionais. Devido a que alterações no



número de ciclones ou de suas dimensões, afeta a eficiência do sistema. Para o equipamento projetado foram utilizados 8 ciclones, o que permitiu minimizar as perdas de carga e obter a sua máxima eficiência.

### **Distribuidor do agente de gaseificação (placa distribuidora)**

A placa distribuidora pode ser do tipo grelha ou composta por injetores. Este equipamento é responsável por suportar o leito e pela injeção do agente de gaseificação. As grelhas do tipo placa são mais fáceis de serem construídas, portanto mais baratas.

As placas distribuidoras do tipo perfuradas não podem ser utilizadas em condições severas de temperatura e ambiente altamente reativos. Para essas situações placas com injetores são recomendadas.

### **Recirculação de sólidos (válvula *Loop Seal*)**

A válvula *Loop Seal* é um dispositivo sem partes móveis, usado para transferir as partículas sólidas através de uma barreira de pressão que permite que o material sólido seja trasladado desde o tubo de recirculação até a base do duto ascendente, mas não permite a transferência de gás desde o gaseificador para o tubo de recirculação.

## **Parâmetros operacionais de um gaseificador de LFC.**

Na Figura 3.6 são apresentadas as considerações e os parâmetros a ter em conta no dimensionamento de um projeto de gaseificador de tipo LFC.

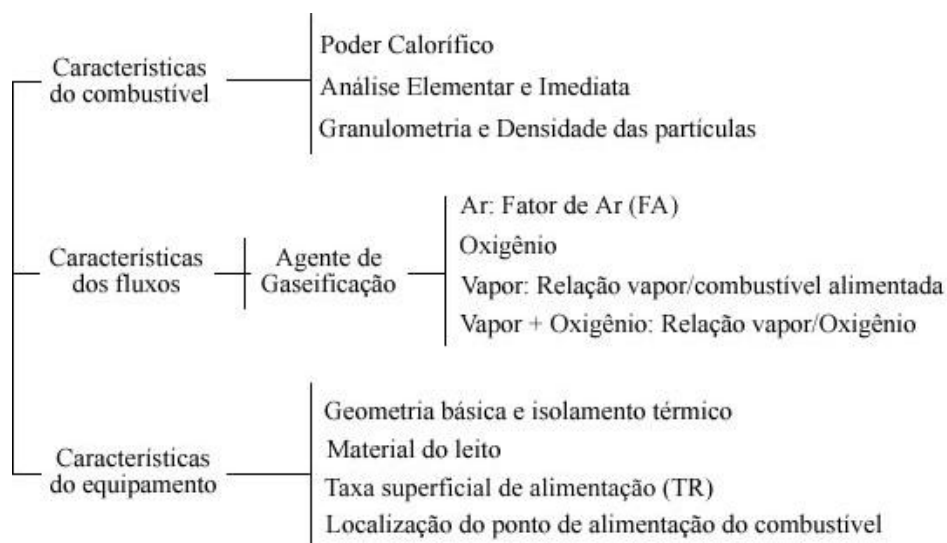


Figura 3.6 Principais parâmetros de um gaseificador de leito fluidizado circulante.

## Características do combustível

### - Poder calorífico superior (PCS) e inferior (PCI)

O poder calorífico é a quantidade de energia por unidade de massa (ou de volume no caso dos gases) liberada durante a oxidação de um determinado combustível.

Uma forma de considerar o poder calorífico é através do poder calorífico superior (PCS), o qual é representado pela soma da energia liberada na forma de calor e a energia empregada na vaporização da água, que se forma em uma reação de oxidação. As equações 4 e 5 apresentadas por (de Souza-Santos, 2004) para calcular o PCS (em J/kg) do carvão são as seguintes:

Se o oxigênio  $< 1,1 \times 10^{-3}$

$$PCS_S = 2,326 \times 10^5 (144,5 C_{SC} + 610,0 H_{SC} - 62,5 O_{SC} + 40,5 E_{SC})(1 - A_S) \quad (4)$$

Se o oxigênio  $= 1,1 \times 10^{-3}$

$$PCS_S = 2,326 \times 10^5 (144,5 C_{SC} + 610,0 H_{SC}) - (69,5 - 31,0 O_{SC}) O_{SC} + 40,5 E_{SC} (1 - A_S) \quad (5)$$

Onde C, H, O, E, A, representam Carbono, Hidrogênio, Oxigênio, Enxofre, Cinzas, respectivamente.

Neste *software*, o poder calorífico superior do carbonáceo é representado pela variável “*HHV of inlet carbonaceous fuel (HHVDBC)*”. O valor referente ao poder calorífico em base seca do combustível é dado em (MJ/kg).

Entanto, o poder calorífico inferior (PCI) é dado pela variável (ENTCBC) e, é obtido pelo seguinte cálculo: poder calorífico superior menos o calor latente de vaporização da água formada pela combustão do hidrogênio presente no combustível, conforme apresentado pela equação 6.

$$PCI_S = PCS_S - 9h_{vap} H_S \quad (6)$$

Onde  $h_{vap}$  representa a entalpia de vaporização á 101,325 kPa e 25°C. Esta expressão é dada em (J/kg) e concebe o cálculo do PCI em base seca.

### - Composição química imediata e elementar

A análise química imediata representa as frações em peso de umidade (W), voláteis (V), cinzas (A) e carbono fixo (CF) de um combustível. A análise química elementar refere-se ao teor percentual em massa geralmente em base seca dos principais elementos químicos que constituem o combustível: Carbono, Hidrogênio, Oxigênio, Nitrogênio e Enxofre.

No *software*, estes parâmetros são representados pelas variáveis, características dos fluxos, análises imediata e elementar, “*Stream characterization – proximate and ultimate analysis*”, que correspondem as características dos combustíveis utilizados na simulação do processo de gaseificação. Estas foram apresentadas na Tabela 3.1.

### - Massa específica das partículas sólidas

Encontram-se três categorias desta propriedade, sendo estas, massa específica a granel (*Bulk density*), massa específica aparente (*Apparent density*) e massa específica real (*True density*).

A massa específica a granel é fornecida em ( $\text{kg/m}^3$ ) é definida na equação 7, sendo “*m*” a massa total do leito e “*V*” seu volume, este volume é a soma do volume das partículas individuais e o volume ocupado pelos espaços entre elas.

$$\rho_{gran} = \frac{m}{V} \quad (7)$$

Esta propriedade no *software* é representada pela simbologia (ROBESC(i)). Para gaseificadores que utilizam o carvão como combustível em unidades piloto ou industriais sugere-se que está variável (i) seja em torno de  $800 \text{ kg/m}^3$ , para cada sólido (carbonáceo) alimentado no reator.

A massa específica aparente de uma partícula é dada em ( $\text{kg/m}^3$ ). Esta propriedade é determinada pela equação 8, sendo  $m_p$  a massa da partícula:

$$\rho_p = \frac{m_p}{V} \quad (8)$$

Através do *software* CSFMB/CeSFaMB, esta propriedade é representada pela simbologia (ROPESC(i)). Para gaseificadores que utilizam o carvão como combustível em unidades piloto ou industriais sugere-se que está variável (i) seja em torno de  $1400 \text{ kg/m}^3$ , para cada sólido (carbonáceo) alimentado no reator.

A massa específica real ou massa específica das partículas é calculada pela equação 9, onde  $V_p$  é o volume total da partícula (incluindo os poros) e o termo  $V_{poros}$  representa o volume dos poros dentro da partícula.

$$\rho_{real} = \frac{m_p}{V_p - V_{poros}} \quad (9)$$

No *software* esta propriedade é representada pela simbologia (RORESC(i)). Para gaseificadores que utilizam o carvão como combustível em unidades piloto ou industriais sugere-se que está variável (i) seja em torno de 2100 kg/m<sup>3</sup>, para cada sólido (carbonáceo) alimentado no reator.

Os valores adotados para a massa específica, acima apresentados, foram escolhidos em função aos dados de referência para aplicações industriais do *software* CSFMB/CeSFaMB, Souza-Santos (2010b).

#### **- Granulometria das partículas**

Na gaseificação do carvão em leito fluidizado, este é recebido em uma faixa granulométrica inferior a 50 mm para posteriormente moído, passando assim através da peneira onde é selecionado pela sua granulometria. Os grãos maiores voltam para a rebitagem, e os demais seguem para os silos de alimentação e daí para o reator por meio de uma rosca transportadora.

No *software* CSFMB/CeSFaMB este parâmetro está relacionado com o material inerte utilizado. A principal função do material inerte no leito é possibilitar um melhor contato entre sólido-gás, aumentar as taxas de reação e conseqüentemente, a eficiência do processo de gaseificação.

Assim neste programa, a massa de material inerte no reator é representada pela variável “*Load (batch only) Inerts (AMASS (3))*”. Este parâmetro dado em (kg), é o valor referente à massa de inertes que compõe o leito no reator.

A granulometria das partículas é um dos fatores chaves para a implementação da tecnologia LFC, pois sua trituração até a granulometria requerida tem um elevado consumo de energia, levando a um alto custo envolvido. Uma das soluções propostas é realizar misturas de óleo e coque de petróleo que podem ser pulverizada na entrada do gaseificador.

## Características dos fluxos

### - Agente de gaseificação

As características dos fluxos introduzidos no interior do reator (combustível e ar) constituem um importante parâmetro operacional no processo de gaseificação. Estes fluxos têm uma forte influência na fluidização, nas reações e outros fenômenos gás-sólidos ocorridos no interior do reator.

Assim, um dos fatores que influenciam consideravelmente no desempenho do gaseificador e na composição do gás de síntese é o tipo de agente de gaseificação. As vantagens e desvantagens usando diferentes agentes de gaseificação no processo de gaseificação são apresentadas na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 Vantagens e desvantagens apartir do agente gaseificante utilizado no processo de gaseificação. Adaptado de Wang et al. (2008).

Agentes de gaseificação	Vantagens	Desvantagens
Ar	<ul style="list-style-type: none"><li>- Baixo custo.</li><li>- Combustão parcial.</li><li>- Teor moderado de partículas e de alcatrão, função do tipo de gaseificador.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Baixo poder calorífico do gás.</li></ul>
Vapor	<ul style="list-style-type: none"><li>- Alto poder calorífico do gás.</li><li>- Alto teor de H<sub>2</sub> no gás.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Precisa de fornecimento de calor externo.</li><li>- Alto teor de alcatrão no gás e necessidade de um SCR.</li></ul>
Oxigênio	<ul style="list-style-type: none"><li>- O gás não é diluído por nitrogênio.</li><li>- Ausência de partículas e alcatrão no gás (altas temperaturas de operação).</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Altos custos.</li><li>- Necessidade de ASU.</li><li>- Altas temperaturas de gaseificação.</li></ul>

### - Fator de ar (FA)

O fator de ar é definido pela relação entre a vazão mássica ou volumétrica de ar injetado ( $m_{\text{ar-injetado}}$ ) no gaseificador, e a vazão mássica de ar teórica ( $m_{\text{ar-estequiométrico}}$ ) necessária para a combustão completa do combustível sólido, ou seja, a relação entre a razão ar/combustível e o ar estequiométrico, conforme apresenta a equação 10.

$$FA = \frac{\dot{m}_{ar-injetado}}{\dot{m}_{ar-estequimetrico}} = \frac{V_{a/c}}{ar_{est}} \quad (10)$$

No *software*, estes parâmetros estão representados pela variável “*Inlet mass flow rate, Carbonaceous (FMTEC (1))*” para a vazão mássica de combustível e “*Inlet Gas Through Distributor, Mass Flow (FMGID)*” para a vazão mássica de ar no distribuidor.

O valor do primeiro item, refere-se à vazão mássica do combustível no interior do reator e é dado em (kg/s). Esta vazão de combustível é obtida através da calibração da válvula rotativa de alimentação do gaseificador. O segundo parâmetro corresponde à vazão de ar introduzido no interior do reator através dos injetores do distribuidor.

O valor do FA em sistemas de gaseificação é normalmente mantido no intervalo de 0,20 a 0,40 (Basu, 2006). Um FA muito baixo (< 0,2) resulta em sérios problemas, tais como: gaseificação incompleta, formação excessiva de carbono fixo e um baixo poder calorífico do gás gerado.

Entretanto para um FA (> 0,4), considerado como alto, será obtido um gás com grandes teores de produtos de combustão completa, tais como CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O no lugar dos produtos desejados CO e H<sub>2</sub>, gerando assim um decréscimo no poder calorífico do gás.

## Características do equipamento

### - Geometria básica

Na Figura 3.7 são apresentados os aspectos básicos concernentes à geometria de um gaseificador de tipo LFC. O esquema do equipamento representa as dimensões de suas principais partes, sendo de altura e o diâmetro do reator os elementos chaves na definição da sua geometria, estas características geométricas em um reator têm influência direta no processo de gaseificação.

Geralmente, as unidades pilotos ou os projetos industriais não permitem a publicação de todos os detalhes a respeito da geometria ou de condições operacionais. Normalmente, estão sob algum tipo de contrato comercial de confidencialidade.

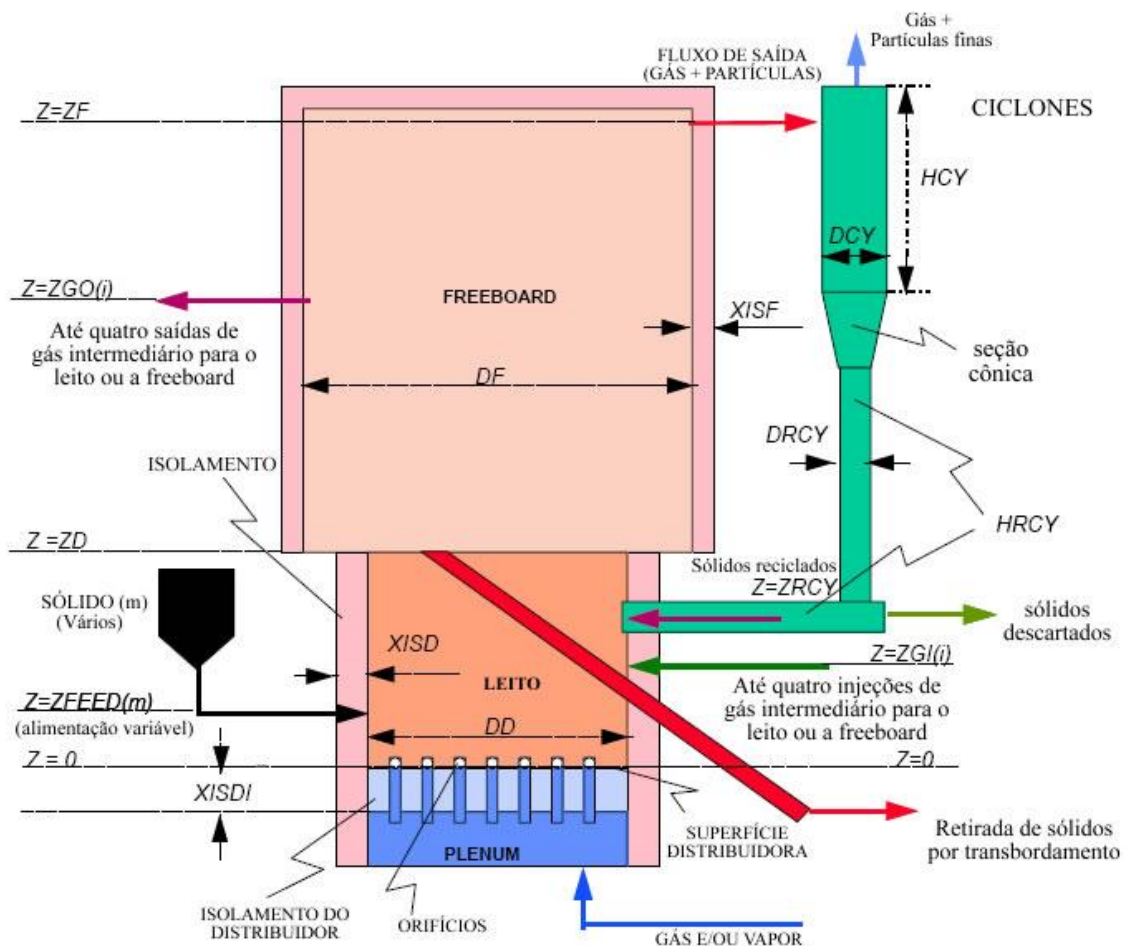


Figura 3.7 Aspectos básicos com relação à geometria de um gasificador LFC.

### - Isolamento térmico

No *software* CSFMB/CeSFaMB, os dados de entrada relacionados ao isolamento térmico da parede do reator de leito fluidizado englobam a espessura de isolamento, a condutividade térmica média e a emissividade média da superfície externa.

Os parâmetros de entrada referentes à espessura de isolamento nas seções do reator e no distribuidor consideram as seguintes variáveis:

- Espessura da secção do leito (XISD), item correspondente a medida do isolamento na parede do equipamento.
- Espessura da secção do *freeboard* (XISF), variável de projeto similar ao “XISD”, que corresponde à secção do *freeboard*.
- Espessura do Distribuidor (XISDI), parâmetro que representa o isolamento na base do distribuidor.

Os parâmetros de entrada considerados na condutividade térmica nas secções do reator e no distribuidor foram:

- Condutividade térmica média para o distribuidor (AKISDI), esta variável corresponde à condutividade do material isolante utilizado na base da placa distribuidora.
- Condutividade térmica média para secção do leito (AKISD), item correspondente à condutividade térmica do material isolante que compõe a parede do reator na secção do leito.
- Condutividade térmica média para secção do *freeboard* (AKISF), este parâmetro corresponde à condutividade térmica do material isolante que compõem a parede do reator na secção do *freeboard*.

Os parâmetros de entrada concernentes à emissividade nas superfícies externas do reator foram:

- Emissividade média da superfície externa para secção do leito (EPSD), parâmetro correspondente à emissividade térmica média de radiação na superfície externa da secção do leito.
- Emissividade média da superfície externa para secção do *freeboard* (EPSF), parâmetro que representa à emissividade térmica média de radiação na superfície externa da secção do *freeboard*.

De acordo com de Souza-Santos (2010b) o valor recomendado para estes parâmetros de emissividade é de 0,90. O qual foi utilizado em todas as simulações.

### **- Materiais do Leito**

Em um gaseificador de LFC o material do leito é composto por partículas sólidas de inerte e partículas de combustível. Este material, além de servir como condutor de calor pode catalisar a reação de gaseificação através do aumento de sua eficiência e a redução do teor de alcatrão.

Geralmente, é utilizada areia de sílica ou olivina, além de aditivos como dolomita calcinada, calcáreo, com o objetivo de remover o enxofre, craquear o alcatrão, capturar álcalis, etc. O fato de utilizar o inerte se justifica ou não pelas condições de operação de cada projeto. As partículas de inerte atuam como volante térmico, promovendo a uniformidade da temperatura ao longo do reator.



### - Alimentação do combustível

Tipo de carbonáceo alimentado: Item representado pela variável “*Kind of carbonaceous fuel feeding* (MTKIND)”. Este parâmetro adimensional indica o tipo de carbonáceo sólido ou líquido introduzido no equipamento. O *software* possui uma ampla faixa de materiais carbonáceos, onde para cada tipo de material atribui-se um número.

No caso do gaseificador projetado foi considerado o ponto de reentrada de material no leito (ZRCY) acima do ponto de alimentação de combustível sólido (ZFEEDC). Isto com o objetivo de fornecer mais espaço para a destruição de alcatrões ainda na região densa do leito.

### - Características operacionais e considerações adicionais

Outras características operacionais foram utilizadas nas simulações, sendo estas:

- **Temperatura média do ar ambiente**, *Avg surrounding air temperature*, (TAMB). É a temperatura média do ar ao redor do equipamento; este parâmetro é utilizado como base de cálculos para transferência de calor do equipamento. O valor padrão de temperatura média recomendado é 298K, que foi o valor utilizado em todas as simulações (de Souza-Santos 2010a).
- **Dimensionamento do Ciclone:** Este equipamento tem como princípio de operação, a ação da falta de força centrípeta sobre as partículas sólidas em movimento em um fluxo rotativo. Nas simulações o tipo de ciclone escolhido foi de entrada tangencial de alta eficiência cujas constantes proporcionais são apresentados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 Constantes para o dimensionamento de ciclones de alta eficiência (Basu 2006).

Constante	Valor	Parâmetro
$k_a$	0,44	Altura da seção de entrada
$k_H$	3,9	Altura total
$k_h$	1,4	Altura da seção cilíndrica do ciclone
$k_{De}$	0,4	Diâmetro do tubo de saída do ciclone
$k_B$	0,4	Diâmetro da seção de saída do pó
$k_b$	0,21	Largura da seção de entrada
$k_s$	0,5	Comprimento do tubo de saída do ciclone
$N_H$	9,24	Carga de velocidade na entrada

- **Velocidade média do ar, *Wind velocity* (VV):** Este parâmetro corresponde à velocidade média do ar ao redor do equipamento, e conforme o TAMB, é utilizado como base de cálculos para transferência de calor do equipamento. O valor padrão de velocidade média recomendado é 2 m/s, o qual foi o valor utilizado em todas as simulações (de Souza-Santos, 2010a).
- **Principais fatores de convergência (*Main convergence factors* (ICONV))** são referentes a um conjunto de dez parâmetros, que podem ajudar a promover a convergência da conversão de carbono fixo no leito. A nova versão do *software* CSFMB/CeSFaMB permite escolher a melhor estratégia para simular a liberação de voláteis. Portanto, nas simulações foram obtidos os melhores resultados aplicando  $ICONV(2) = 2$ .

#### - Velocidade Superficial

Segundo Souza-Santos (2004), a velocidade superficial de mínima fluidização ( $V_{mf}$ ) constitui-se em um importante parâmetro, pois permite verificar se as condições de fluidização no leito de partículas sólidas foram alcançadas. Durante o aumento da velocidade superficial do gás no interior do reator, pode-se encontrar diferentes comportamentos ao longo da fluidização.

Em uma primeira etapa, as partículas contidas no interior do reator sofrem um aumento progressivo da força de arraste, conseqüentemente, ocorre um aumento de perda de pressão ao longo do leito. Este fenômeno acontece devido ao aumento da velocidade superficial das partículas. Assim, estas tendem a apresentar uma menor resistência ao escoamento, resultando em uma expansão quase uniforme do leito.

Em seguida é atingida a velocidade mínima de fluidização ( $V_{mf}$ ). Nesta etapa apresenta-se certo equilíbrio entre a força exercida sobre o gás e o peso das partículas no interior do leito.

Finalmente, atinge-se a velocidade de transporte das partículas ( $V_{tr}$ ), acima da qual, se passa de regime borbulhante para turbulento, etapa conhecida como regime de transporte pneumático. No caso da gaseificação do carvão em reatores do tipo LFC tem-se uma velocidade superficial da ordem de 4 a 12 m/s (Heitz, 1989).

No gaseificador LCF analisado foi considerada uma altura no equipamento de 10 m a fim de permitir maior tempo de residência dos sólidos na região do *freeboard* ou "*lean*". Adicionalmente, nos testes realizados foi otimizada a granulometria e diâmetros de ciclones com o objetivo de diminuir a perda de carga a valores abaixo de 50 kPa e aumentar a eficiência dos ciclones.

O objetivo inicial da simulação do reator LFC foi utilizar como agente gaseificante um fluxo de 100% de O<sub>2</sub>. Porém, devido as altas temperaturas atingidas nesta condição e à não convergência do *software*, o melhor valor encontrado para alcançar o equilíbrio no modelo foi uma mistura entre 85% de oxigênio e 15% de vapor, ambos injetados em torno de 600 K.

Esta mistura apresentou os melhores resultados no gás produzido e no desempenho do processo de gaseificação através do *software*, dado que o teor de partículas de alcatrão e do gás resultante é baixo para o gaseificador selecionado.

Por trás dos ícones da interface gráfica do *software* CSFMB/CeSFaMB há todo um equacionamento que leva em conta o balanço de massa e energia, com base na termodinâmica, mecânica dos fluidos e transferência de calor, que permite a simulação do processo de gaseificação.

Assim dependendo do método escolhido, há a necessidade de fornecimento de determinadas informações para completar a simulação de certo equipamento. Porém, não é objetivo aqui descrever o equacionamento que está por trás da simulação do processo de gaseificação através deste *software*, mas sim os parâmetros e opções que este programa apresenta para simular um sistema de gaseificação.

Contudo, os detalhes do equacionamento e dos possíveis métodos de cálculo usados pelo CSFMB/CeSFaMB podem ser encontrados no manual introdutório ao *software* (de Souza-Santos 2010b).

Alguns trabalhos acadêmicos também já descreveram alguns destes detalhes do *software* enfatizados no processo de gaseificação da biomassa, como as dissertações de mestrado de Melo (2008) e Gualdrón (2009).

### 3.5.2 Metodologia de análise considerada no projeto do gaseificador LFC

Na revisão da literatura não se encontrou um procedimento concluinte para a gaseificação do carvão e coque de petróleo em um gaseificador tipo LFC, que permitisse calcular as principais dimensões do projeto (diâmetro interno e altura). Assim, com base na literatura consultada foi proposta uma metodologia de análise para determinar o diâmetro do reator LFC a partir da potência térmica desejada.

Para a metodologia proposta na simulação do gaseificador de LFC utilizando o *software* CSFMB/CeSFaMB, inicialmente foram consideradas as condições de operação no equipamento de acordo com o esquema apresentado na Figura 3.8.

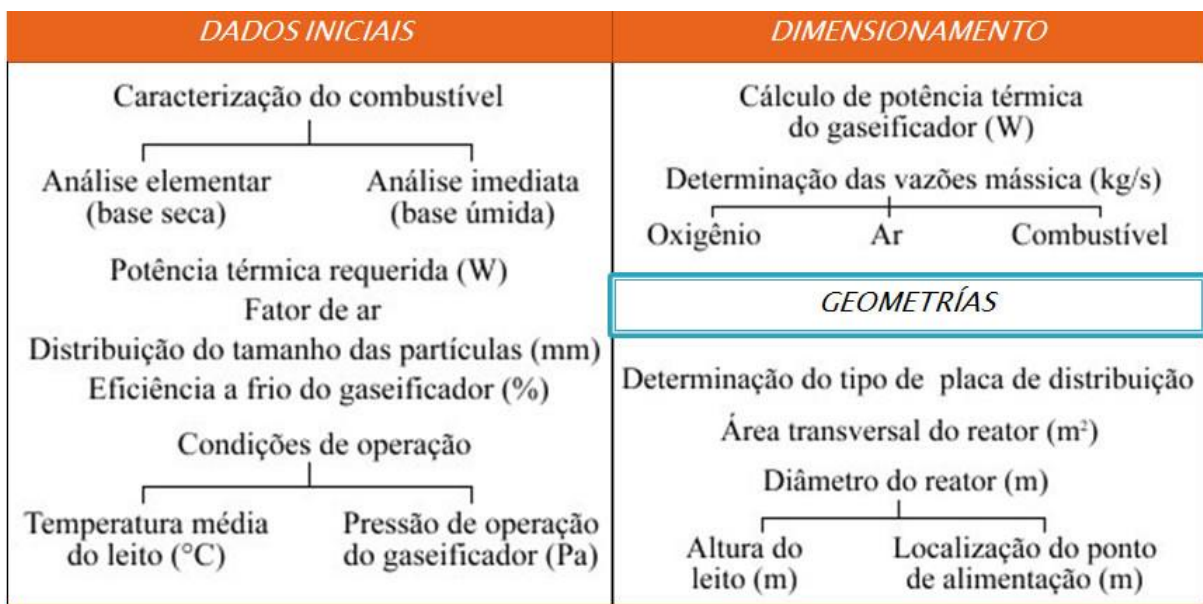


Figura 3.8 Esquema da metodologia utilizada no projeto do gaseificador de LFC.

A partir deste esquema foram analisados os principais dados do gaseificador, incluindo variações da granulometria, vários pontos de vazão de ar (ou O<sub>2</sub> e vapor) e combustível para determinar vazões de ar/combustível, dimensões do reator, dimensões da placa distribuidora e estimar outros parâmetros operacionais e de projeto.

Tal como foi comentado anteriormente, não se tem nenhum procedimento para o cálculo da altura do reator (ZC). Portanto, foi determinada levando em consideração o tempo de residência do gás no reator com o objetivo de permitir o maior grau de craqueamento do alcatrão e atingir a maior conversão de carbono.

Inicialmente na simulação do projeto LFC foram realizados testes utilizando a versão 23 do *software* CSFMB, onde o ar foi empregado como agente de gaseificação, obtendo a configuração e as características do reator apresentados na Tabela 3.8 (testes realizados entre setembro de 2009 e março de 2010).

Tabela 3.8 Principais características do gaseificador gerado pelo *software* CSFMB.

<b>Parâmetros</b>	<b>Variável</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<b><i>CARACTERIZAÇÃO DA ALIMENTAÇÃO DO COMBUSTÍVEL</i></b>			
Densidade aparente de partícula	ROPES (1)	740	kg/m <sup>3</sup>
Densidade real de partícula	RORES (1)	1750	kg/m <sup>3</sup>
Vazão de injeção do combustível	FMTES (1)	40	kg/s
Temperatura de injeção do combustível	TPES (1)	298	K
<b><i>DADOS DO EQUIPAMENTO - GEOMETRIA BÁSICA</i></b>			
<b><i>Gaseificador</i></b>			
Diâmetro equivalente da zona densa	DD	3,0	m
Diâmetro equivalente da zona diluída	DF	3,0	m
Altura do gaseificador	ZF	10,0	m
Ponto de injeção do combustível	ZFEED (1)	1,0	m
<b><i>CICLONE E RECIRCULAÇÃO</i></b>			
Diâmetro do ciclone	DCY	0,7	m
Altura da seção cilíndrica do ciclone	HCY	1,0	m
Altura da seção cônica do ciclone	HCYC	1,0	m
Posição do ponto de recirculação	ZRCY	2,0	m
<b><i>CARACTERIZAÇÃO DE FLUXOS DE GÁS ATRAVÉS DO DISTRIBUIDOR</i></b>			
<b><i>Agente de gaseificação</i></b>	Ar		
Temperatura de injeção	TEGID	435	K
Pressão de injeção	PEGID	160	kPa (abs.)
Pressão média no equipamento	POPER	150	kPa (abs.)
<b><i>OUTROS DADOS - CONDIÇÕES AMBIENTAIS LOCAIS</i></b>			
AVG	TAMB	290	K
Velocidade do vento	VV	2	m/s

No mês de abril o *software* foi atualizado para a versão 24; No mês de outubro desse mesmo ano este foi atualizado para a versão 32, cujo nome mudou para CeSFaMB, o qual teve algumas mudanças na sua interface e apresentou limitações de compatibilidade com as versões anteriores. Assim na segunda fase dos testes realizados entre os meses de abril a outubro, a simulação do projeto LFC utilizou uma mistura de 85% de oxigênio e 15% de vapor como agente gaseificante, conforme é apresentado na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 Principais características do gaseificador gerado pelo *software* CeSFaMB.

<b>Parâmetros</b>	<b>Variável</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<b><i>CARACTERIZAÇÃO DA ALIMENTAÇÃO DO COMBUSTÍVEL</i></b>			
Densidade aparente de partícula	ROPESC	750	kg/m <sup>3</sup>
Densidade real de partícula	RORESC	1680	kg/m <sup>3</sup>
Vazão de injeção do combustível	FMTESC	30,0	kg/s
Temperatura de injeção do combustível	TPESA	298	K
<b><i>DADOS DO EQUIPAMENTO - GEOMETRIA BÁSICA</i></b>			
<b><i>Gaseificador</i></b>			
Diâmetro equivalente da zona densa	DD	3,25	m
Diâmetro equivalente da zona diluída	DF	3,25	m
Altura do gaseificador	ZF	10,0	m
Ponto de injeção da biomassa	ZFEEDA	2,5	m
<b><i>CICLONE E RECIRCULAÇÃO</i></b>			
Diâmetro do ciclone	DCY	0,8	m
Altura da seção cilíndrica do ciclone	HCY	1,0	m
Altura da seção cônica do ciclone	HCYC	1,0	m
Posição do ponto de recirculação	ZRCY	2,0	m
<b><i>CARACTERIZAÇÃO DE FLUXOS DE GÁS ATRAVÉS DO DISTRIBUIDOR</i></b>			
<b><i>Agente de gaseificação</i></b>	Oxigênio (85%) + Vapor (15%)		
Temperatura de injeção	TEGID	525	K
Pressão de injeção	PEGID	180	kPa (abs.)
Pressão média no equipamento	POPER	160	kPa (abs.)
<b><i>OUTROS DADOS - CONDIÇÕES AMBIENTAIS LOCAIS</i></b>			
AVG	TAMB	290	K
Velocidade do vento	VV	2,0	m/s

Posteriormente, no mês de novembro 2010, o *software* CeSFaMB foi atualizado para a versão 33, a qual apresenta como novidade a possibilidade de simular um gaseificador do tipo leito arrastado. No início do ano 2011 o *software* foi atualizado para a versão 40. Nestas versões (v33 e v40) não foram realizadas testes.

Assim, a partir dos testes propostos no reator LFC utilizando os combustíveis de interesse e os agentes gaseificantes (Ar, O<sub>2</sub>+vapor) para a avaliação do processo de gaseificação, conforme será apresentado na seção dos resultados obtidos deste capítulo, foi possível avaliar a influência do fator de ar nas condições operacionais e na qualidade do gás gerado, definir o melhor ponto de injeção do combustível e a influência da altura dinâmica do leito no desempenho do equipamento, para assim determinar sua melhor configuração.

Nos testes foram utilizadas como vazão mássica de injeção do combustível, 40 kg/s para o carvão candiota, 35 kg/s para a mistura entre 50% de carvão e 50% de coque e 30 kg/s para o coque de petróleo. Onde estes valores representam as condições necessárias para atingir a potência requerida pelo ciclo combinado.

### **3.6 SOFTWARE GATECYCLE**

O *software* comercial GateCycle<sup>TM</sup>, desenvolvido pela empresa *Enter Software* da *General Electric- GE*, foi utilizado como ferramenta para os estudos da simulação térmica. Este *software* tem como finalidade calcular e avaliar o rendimento de usinas termelétricas em operação ou projeto, tanto em condições operacionais e fora do ponto de projeto (*off-design*).

O *software* permite a configuração de diversos modelos pelo usuário, provendo-lhe uma visão preliminar da viabilidade de cada projeto estudado, através de uma interface intuitiva e gráfica, com modelos analíticos detalhados para análise de processos termodinâmicos, de transferência de calor e de mecânica dos fluidos.

A Figura 3.9 mostra o esquema de uma usina de potência de ciclo combinado com dois níveis de pressão, construída usando os ícones de equipamentos disponíveis na interface gráfica do GateCycle.

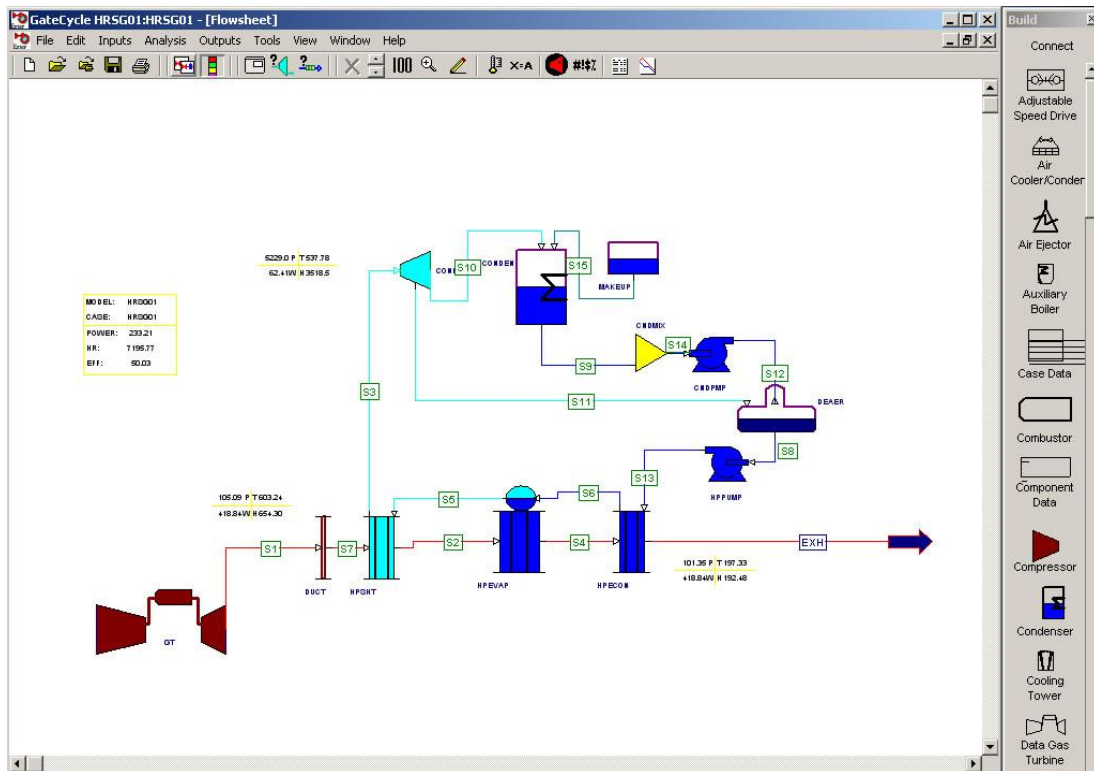


Figura 3.9 Interface gráfica do *software* GateCycle.

Alguns dos esquemas térmicos que podem ser desenhados, construídos e analisados são: ciclos combinados com caldeiras de recuperação de um ou vários níveis de pressão, ciclos simples de turbinas a gás, usinas convencionais a vapor, ciclos avançados com TG, sistemas de cogeração e sistemas térmicos com caldeiras de leito fluidizado (GateCycle, 2003).

Nas simulações foi utilizado o Cyclelink na análise do ciclo de potência. Este suplemento representa uma interessante opção do GateCycle que permite integrar os casos de estudo e executar uma análise dos projetos através do MS-Excel. Este suplemento se caracteriza por gravar, executar e gerar em uma planilha as variáveis de entrada definidas no modelo desenvolvido no GateCycle diretamente da interface do MS-Excel.

Adicionalmente, através do Cyclelink é possível alterar os dados de entrada das principais propriedades empregadas no modelo e, realizar estudos paramétricos utilizando diversas variáveis do projeto, fato que facilita a análise do sistema.

Assim, após o processamento deste complemento são fornecidos resultados como: a potência líquida do ciclo combinado (*Combined cycle net power*), o consumo específico de calor (*heat rate*) e a eficiência do ciclo combinado (*Combined cycle global efficiency*), conforme é apresentado na Figura 3.10 e posteriormente na seção de resultados deste capítulo.



Location	Variables			
	Name	UOM	Description	Value
<b>GateCycle Inputs</b>				
SYSTEM[SYSTEM]	AmbientTemperature[0]	F	Ambient Temperature	60
SYSTEM[SYSTEM]	AmbientPressure[0]	kPa	Ambient Pressure	100.80
SYSTEM[SYSTEM]	AmbientSpecificHumidity[0]		Ambient Specific Humidity	0.70
<b>GateCycle Outputs</b>				
SYSTEM[SYSTEM]	NetCyclePower[0]	MW	Plant Net Power	183.87
SYSTEM[SYSTEM]	NetCycleLHVHeatRate[0]	kJ/kW-hr	Net Cycle LHV Heat Rate	12650
SYSTEM[SYSTEM]	NetCycleLHVEfficiency[0]		Net Cycle LHV Efficiency	28.45
SYSTEM[SYSTEM]	IterationsUsed[0]		Iterations Used	5
SYSTEM[SYSTEM]	FinalIterationErrors[0]		Final Iteration Errors	0
SYSTEM[SYSTEM]	FinalIterationWarnings[0]		Final Iteration Warnings	0
<b>End Outputs</b>				

Figura 3.10 Interface gráfica do Cyclelink.

No processo de simulação o *software* GateCycle utiliza modelos matemáticos pré-estabelecidos, portanto não serão apresentados neste trabalho. Dependendo do método escolhido, há a necessidade de fornecimento de informações para a modelagem de certo equipamento.

O equacionamento leva em conta o balanço de massa e energia, bem como a perda de carga. Porém, não é objetivo aqui descrever o equacionamento que está por detrás da simulação no GateCycle, mas sim os recursos e opções que o *software* apresenta para representar os equipamentos do ciclo.

Os detalhes do equacionamento e dos possíveis métodos de cálculo usados pelo *software* podem ser encontrados no manual introdutório e nas ajudas do GateCycle (2003). Alguns trabalhos acadêmicos descrevem estes detalhes: tese de doutorado de Arrieta (2006), dissertações de mestrado de Bohórquez (2007) e Romeiro (2008).

### 3.6.1 Estudo de caso UTE da Termobahia

A usina termelétrica Termobahia esta localizada no estado da Bahia e é operada pela empresa Petrobras. Esta unidade de geração tem uma capacidade instalada de 190 MW e uma produção de vapor de 390t/h obtida a partir do processo de cogeração.

A configuração da usina é um arranjo mono-eixo, dado por uma TG, acoplada a uma caldeira de recuperação de calor com queima suplementar, que produz o vapor para uma TV de contrapressão e para o processo de uma refinaria próxima à usina.

Na Tabela 3.10 apresentam-se as especificações técnicas, para as condições locais dos principais equipamentos que conformam a UTE Termobahia. Os 190 MW líquidos da eletricidade gerada são obtidos mediante a geração de 150 MW na TG e 20 MW na TV (ALSTOM, 2003).

Tabela 3.10 Especificações técnicas da UTE Termobahia. Adaptado de ALSTOM (2003).

Turbina a Gás	Quantidade	1
	Tipo	Alstom / GT24
	Combustor	Tuboanular-Anular
	Número de estágios na turbina de alta	1
	Número de estágios na turbina de baixa	4
	Temperatura de saída de turbina	630°C
	Vazão de gases de exaustão	391 kg/s
	Rotação	3600 rpm
Gerador Único	Quantidade	1
	Tipo	Síncronico - Resfriado a ar
	Tensão/Potência aparente	21 kV / 300 MVA
	Fator de potência/Frequência	0,85 / 60 Hz
HRSG	Quantidade	1
	Tipo	Vertical com queima suplementar
	Número de níveis de pressão	1
	Vapor de alta pressão	124,4 bar/ 567,7°C / 350 t/h
	Máxima T do gás após a queima suplementar	794°C
	Máxima vazão do gás quente	399,4 kg/s
Turbina a Vapor	Quantidade	1
	Tipo	HD1-C (1 Pressão) de contrapressão
	Vapor de escape	42,3 bar
	Rotação	3600 rpm

O vapor é obtido após sua expansão na turbina ou diretamente da caldeira de recuperação de calor, passando por uma válvula redutora de pressão e por um atemperador. O consumo auxiliares é da ordem de 4 MW.

O esquema térmico da UTE Termobahia é apresentado na Figura 3.11. Neste esquema pode-se observar a distribuição dos principais equipamentos do ciclo, assim como alguns de seus subsistemas auxiliares.

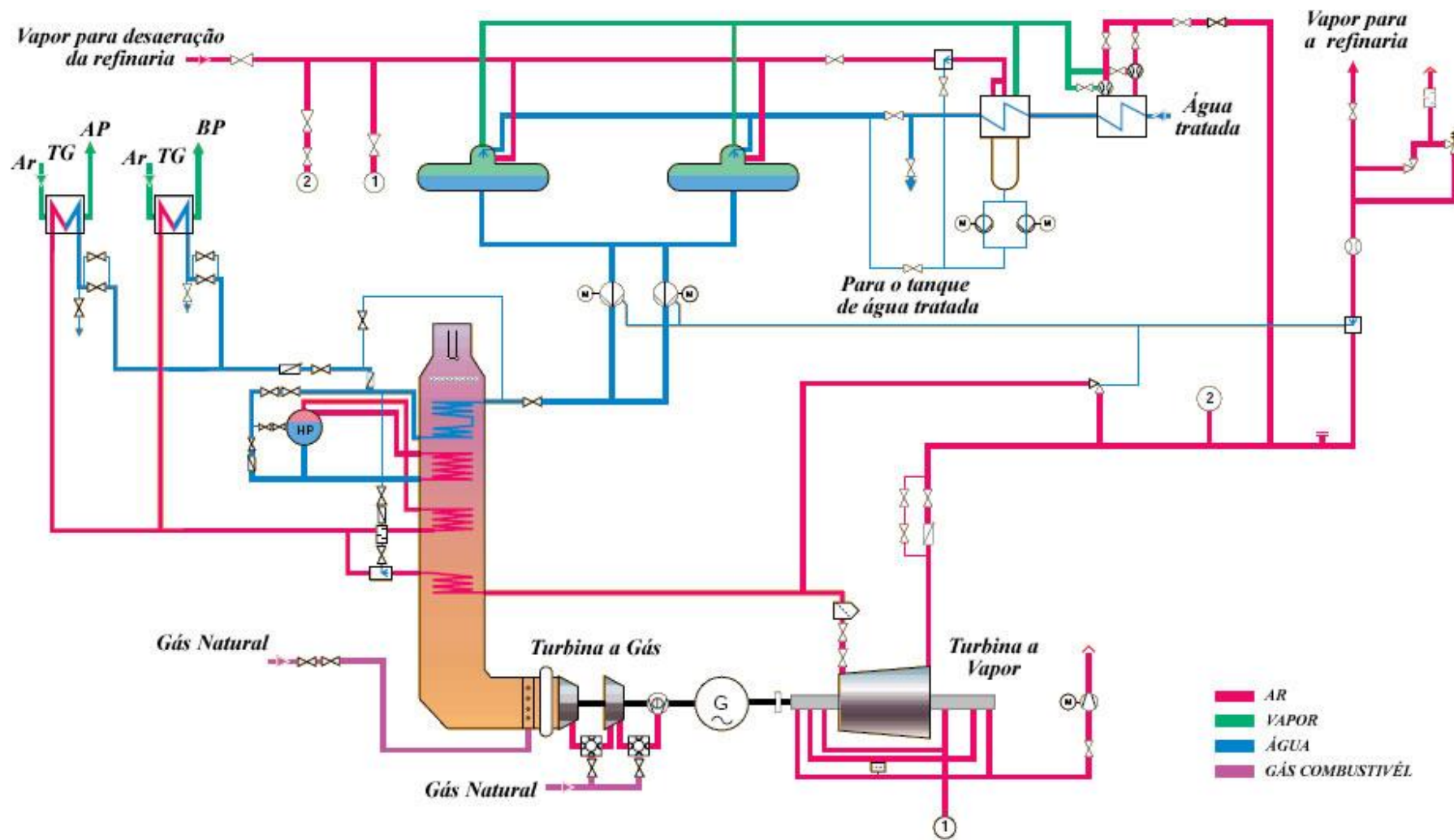


Figura 3.11 Esquema térmico da usina termelétrica Termobahia. Adaptado de ALSTOM (2003).

### 3.6.2 Sistema IGCC proposto na UTE Termobahia

Neste trabalho, a simulação do sistema de potência (ciclo combinado) foi realizada com base nas informações apresentadas na Tabela 3.10, usando um modelo desenvolvido no *software* GateCycle, considerando o esquema atual da UTE Termobahia, conforme é apresentado na Figura 3.12.

Inicialmente foi simulada a usina utilizando gás natural como combustível. Posteriormente, foi simulada considerando os elementos necessários para a substituição do combustível, com o objetivo de realizar a comparação técnica e econômica destas configurações, conforme será apresentado no capítulo 4.

O modelo desenvolvido no GateCycle considera a combustão completa do combustível e operação em regime permanente. A princípio o processo de simulação ocorre sob as condições ISO (1 atm, 15°C, 60% UR). Posteriormente, no modelo são consideradas as condições ambientais do local em que esta instalada a usina, no caso foram utilizadas as condições ambiente do município de São Francisco do Conde-BA (100.80 kPa, 26°C, 70 % UR).

Adicionalmente, as simulações foram realizadas considerando a turbina a gás GT24 (NatGas 60Hx) da ABB, tipo que se encontra disponível na biblioteca do *software* GateCycle. Sendo utilizado como método de cálculo nas simulações as curvas características da turbina.

No modelo do sistema IGCC implementado no GateCycle o gás gerado pelo CSFMB/CeSFaMB foi dividido em dois fluxos, sendo um deles utilizados no bloco de recuperação de calor e o outro considerado na alimentação da TG, conforme é apresentado no bifurcador 3 (SP3) da Figura 3.12. Assim, a temperatura, a pressão, a composição do gás limpo e seu fluxo mássico representam os parâmetros iniciais dos equipamentos da TG.

Posteriormente os gases de combustão vão para a HRSG, equipamento que se encontra em conexão com as condições de geração de vapor da ilha de gaseificação. Além disso, no ciclo a vapor foram consideradas as restrições impostas por outros sistemas que definem as condições de vapor e do número de estágios da turbina.

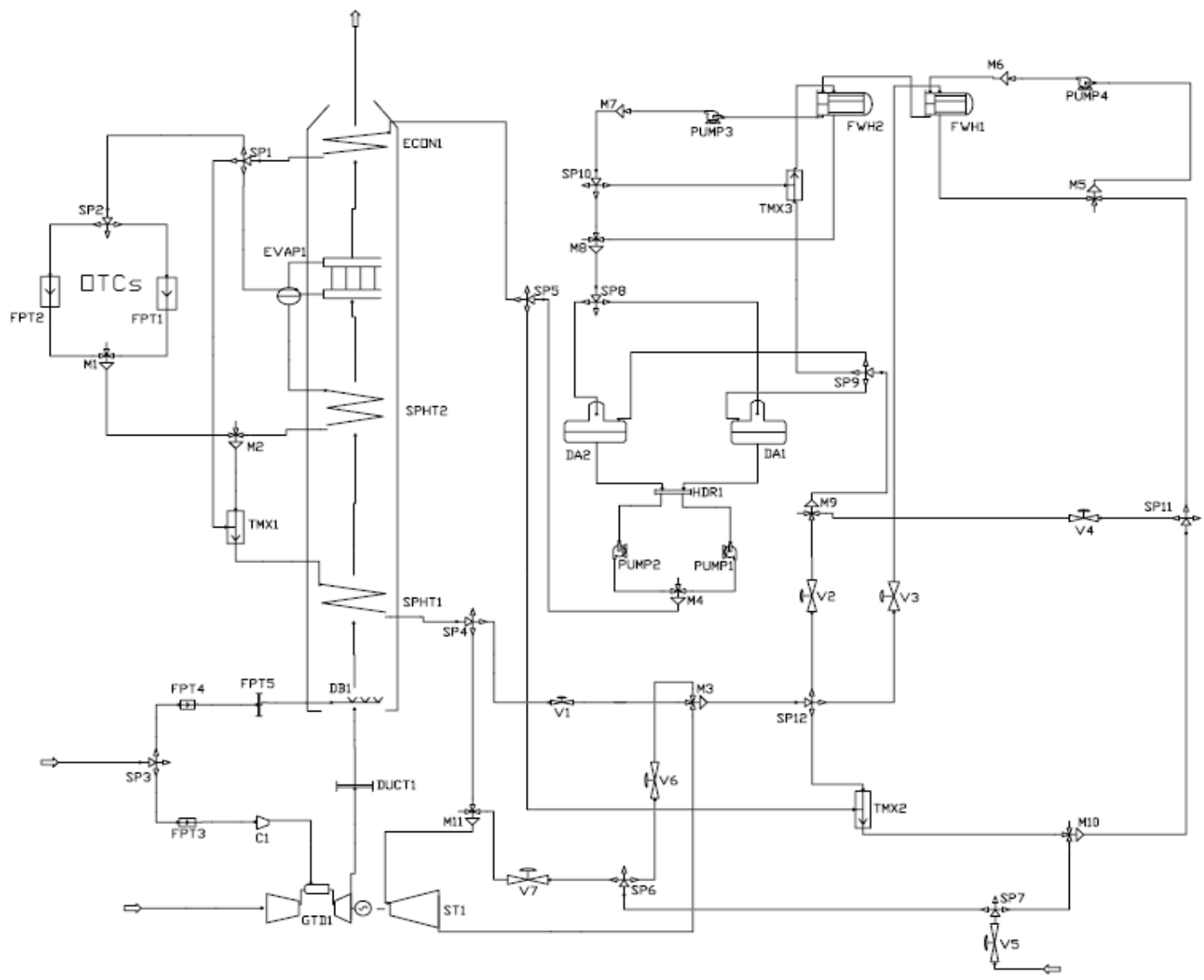


Figura 3.12 Esquema térmico proposto da tecnologia IGCC na UTE Termobahia.

A HRSG é composta por um economizador, um evaporador e dois superaquecedores. O perfil de temperatura deste equipamento na condição de projeto pode ser visto na Figura 3.13. Aonde se mostra a transferência de calor do lado gás (linha vermelha) para o lado água (linha azul) no eixo das ordenadas e a temperatura no eixo das abscissas.

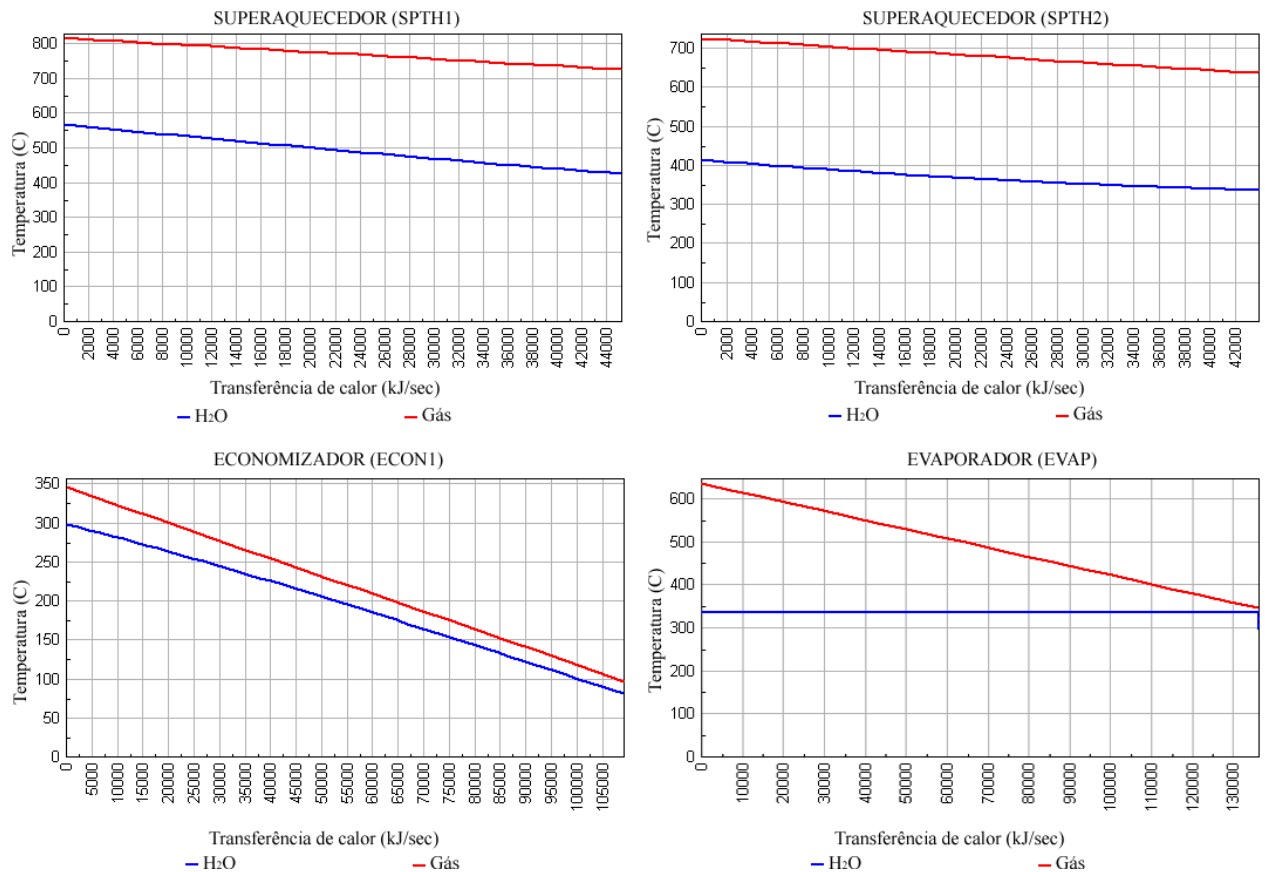


Figura 3.13 Perfil de temperatura da HRSG.

Utilizando o perfil de temperatura da HRSG é possível analisar o *pinch point* através da diferença entre a temperatura de evaporação do vapor e a temperatura de saída dos gases de exaustão nos evaporadores; da temperatura de aproximação dos economizadores, que é a diferença entre a temperatura da água na saída do economizador e do gás na saída do evaporador e da temperatura de aproximação para os superaquecedores, que é a diferença entre a temperatura de entrada do gás e saída do vapor neste componente.

Estas diferenças de temperaturas são importantes, pois permitem analisar o grau de eficiência da troca térmica. O *pinch point* é inversamente proporcional à potência de vapor entregue à TV e diminui com o aumento exponencial da área de troca térmica.

Para a TV foi utilizado o método de detecção da eficiência (*design point efficiency method*), o qual considerada as entalpias de saída dos fluxos como dados de entrada. Na Figura 3.14 é apresentado o diagrama de potência da TV.

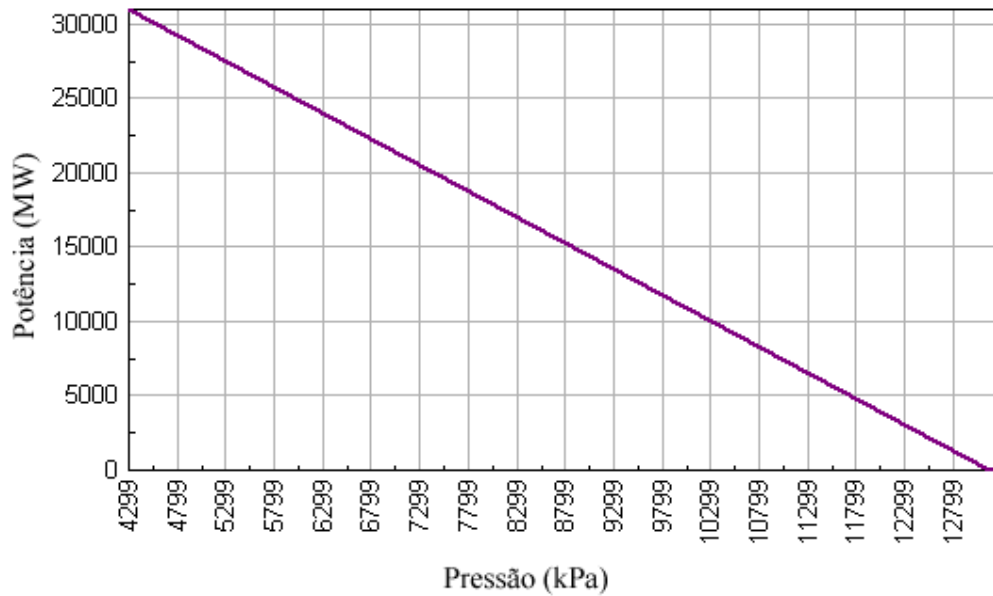


Figura 3.14 Diagrama de potência da TV.

No modelo foram considerados 2 níveis de pressão para a produção de vapor, sendo esta seleção um fator determinante para a eficiência global da usina e para atingir a potência no ciclo combinado.

As perdas de calor e energia, “perdas auxiliares” que não foram possíveis considerar na abordagem proposta do sistema IGCC, como as perdas devido ao tratamento de carvão, a operação de bombas de refrigeração de água ou a limpeza de gás de síntese, foram considerados como 5% da entrada total de calor.

Determinam-se, assim, a energia elétrica gerada, o consumo específico de calor (*heat rate*) e a eficiência do ciclo combinado, parâmetros que foram utilizados para validar as simulações termodinâmicas.

## 3.7 RESULTADOS OBTIDOS

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos nas simulações do processo de gaseificação e do sistema de potência. É importante mencionar neste ponto, que uma das limitações do modelo desenvolvido está em seu baixo grau de integração, devido às limitações de conexão de resultados dos *softwares* utilizados na simulação destes processos.

Fato pelo qual a possibilidade de uma integração rigorosa e a simulação do sistema IGCC considerando a CCS ficou excluída. Porém, para fazer uma verdadeira integração, tem-se que procurar uma ferramenta computacional onde seja possível analisar todos os componentes requeridos em um único sistema IGCC.

### 3.7.1 Simulações do processo de gaseificação

Os processos de gaseificação estão caracterizados por quatro parâmetros globais fundamentais que devem ser utilizados como referência e constantemente avaliados, sendo estes: a eficiência térmica a frio e a quente do gás, a eficiência de conversão, a flexibilidade de combustível e a presença de hidrocarbonetos pesados no gás. No decorrer desta seção do capítulo estes parâmetros serão abordados.

A Tabela 3.11 a seguir, oferece um resumo com a porcentagem em massa dos principais compostos do gás sem considerar a baixa porcentagem dos compostos H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> e SO<sub>2</sub>, obtido a partir das simulações, utilizando ar como agente de gaseificação.

Tabela 3.11 Composição do gás utilizando ar como agente de gaseificação.

Elementos Químicos	Carvão	Coque de petróleo	Mistura Carvão/Coque (50/50 % p/p)
CO <sub>2</sub>	6,19	3,97	4,07
CO	13,25	12,85	19,12
CH <sub>4</sub>	0,05	0,07	0,04
H <sub>2</sub>	11,46	12,24	16,08
N <sub>2</sub>	59,97	61,95	53,41
H <sub>2</sub> O	7,58	6,83	6,05



Na Tabela 3.12 apresentam-se os parâmetros do processo obtidos na simulação de um reator tipo LFC utilizando ar como agente de gaseificação. Posteriormente, na Figura 3.15 é mostrado o gráfico com os principais compostos do gás produzido.

Tabela 3.12 Parâmetros obtidos na gaseificação empregando ar como agente gaseificante.

Parâmetro	Unidades	Carvão	Coque de petróleo	Mistura Carvão/Coque (50/50 % p/p)
Poder calorífico superior do gás	MJ/kg	3,95	4,30	4,19
Eficiência a frio	%	52	54	53
Eficiência a quente	%	75	77	76

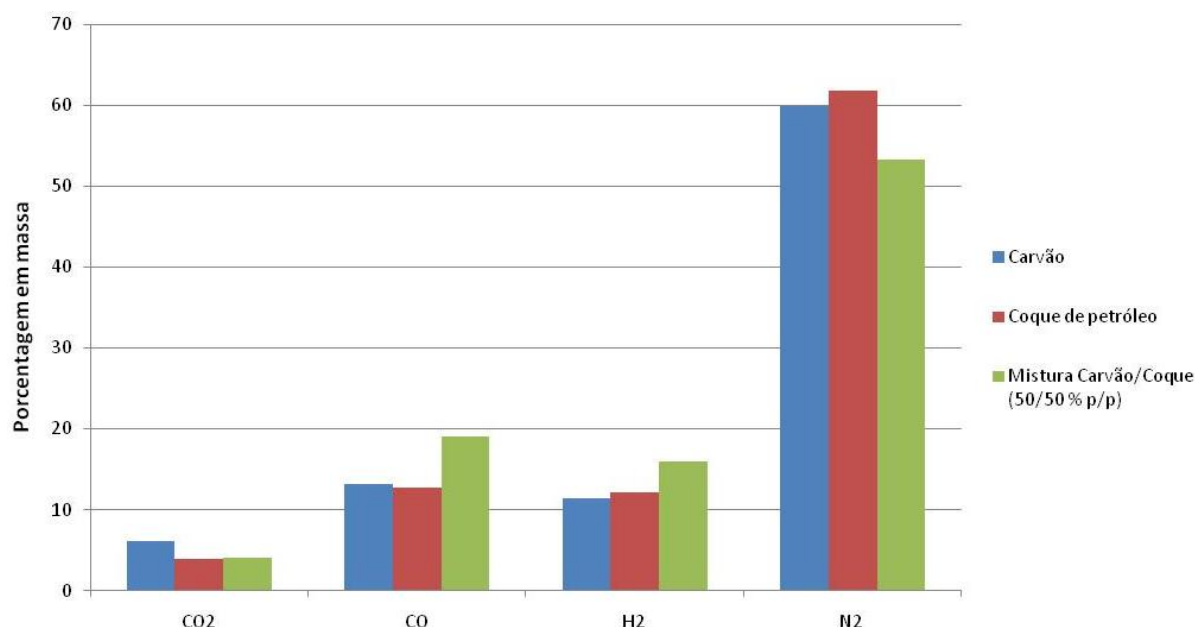


Figura 3.15 Composição do gás utilizando o ar como agente de gaseificação.

A Tabela 3.13 apresenta um resumo com a composição (porcentagem em massa) do gás obtido nas simulações do processo de gaseificação, utilizando a mistura de oxigênio (85%) com vapor (15%) como agente de gaseificação e, sem considerar a baixa porcentagem dos compostos H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> e SO<sub>2</sub>.

Tabela 3.13 Composição do gás utilizando O<sub>2</sub> e vapor como agente gaseificante.

Elementos Químicos	Carvão	Coque de petróleo	Mistura Carvão/Coque (50/50 % p/p)
CO <sub>2</sub>	12,12	13,15	12,25
CO	43,97	42,49	44,01
CH <sub>4</sub>	0,05	0,06	0,04
H <sub>2</sub>	42,61	43,24	42,91
N <sub>2</sub>	0,59	0,74	0,66
H <sub>2</sub> O	41,96	39,95	40,15

Na Tabela 3.14 apresentam-se os parâmetros do processo obtidos na simulação de gaseificação utilizando uma mistura de oxigênio com vapor como agente de gaseificação. Em seguida, na Figura 3.16 são mostrados os principais compostos do gás produzido.

Tabela 3.14 Parâmetros obtidos no processo de gaseificação empregando O<sub>2</sub> com vapor como agente gaseificante.

Parâmetro	Unidades	Carvão	Coque de petróleo	Mistura Carvão/Coque (50/50 % p/p)
Poder calorífico superior do gás	MJ/kg	11,05	12,69	11,84
Eficiência a frio	%	56	58	57
Eficiência a quente	%	79	81	80

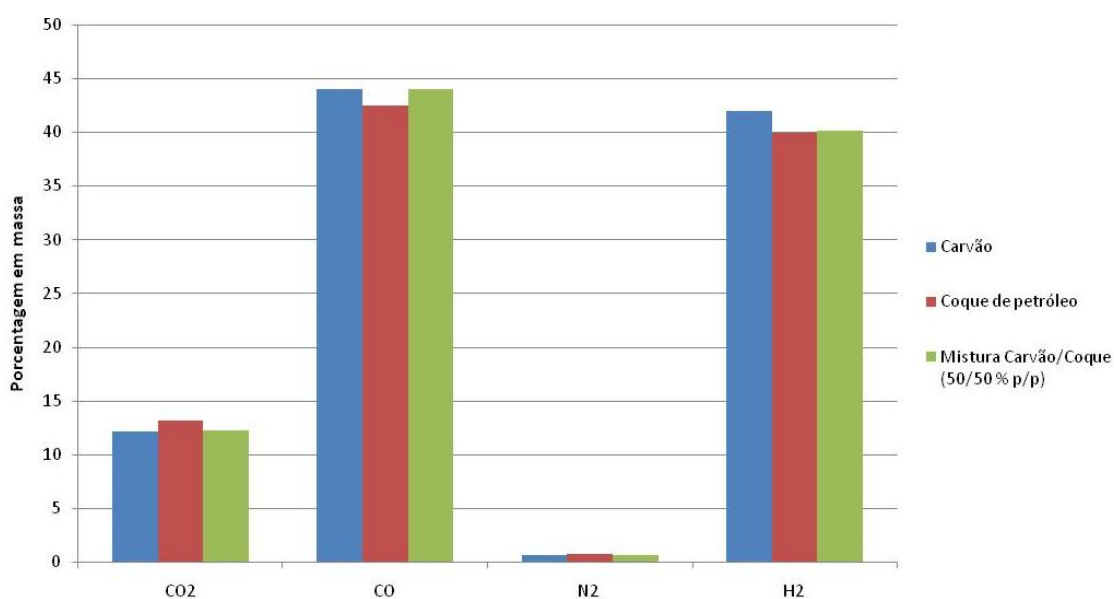


Figura 3.16 Composição do gás utilizando O<sub>2</sub> e vapor como agente gaseificante.

Pode-se observar apartir desta figura, que os principais elementos químicos presentes no gás são monóxido de carbono e nitrogênio, utilizando a mistura de oxigênio e vapor como agente gaseificante. O que esta de acordo com os dados reportados pela literatura e apresentados no inicio deste capítulo.

No anexo A.1 é apresentada a composição completa do gás para cada combustível analisado em função do agente gaseificante. No *software* CSFMB/CeSFaMB, estes resultados são denominados como fluxo do gás de saída (*Composition of Exiting Gas Stream, dry basis*) e são gerados em base seca.

Neste ponto cabe destacar que, embora no mundo existam várias usinas IGCC de demonstração, experimentais e algumas comerciais, até hoje pouco se sabe acerca das características mais representativas do processo da gaseificação e das variáveis necessárias para a simulação deste tipo de sistemas.

O efeito dos parâmetros operacionais e o tipo de carvão sobre a velocidade das reações de gaseificação devem ser conhecidos para garantir um ótimo desempenho. No entanto, poucos estudos sobre a reatividade da gaseificação do carvão têm sido relatados, uma situação que torna difícil a reprodução de resultados experimentais usando esquemas de simulação, pois as velocidades de reação são altamente dependentes da natureza do combustível empregado e no caso específico do carvão a dificuldade é aumentada por sua heterogeneidade.

Durante a realização dos testes com o *software* CSFMB/CeSFaMB, conforme mencionado anteriormente, este passou por diferentes atualizações nas quais foram incluídas novos componentes ao seu modelo matemático, permitindo assim uma análise cada vez mais detalhada da simulação dos processos de gaseificação.

Entretanto, sua interface gráfica não é amigável, por isso o usuário necessita de um conhecimento detalhado de cada parâmetro e função que são considerados no projeto. Seria interessante no futuro desenvolver uma versão que possibilite ao usuário, por exemplo, considerar em seus projetos a simulação bidimensional e tridimensional.

### 3.7.2 Simulações do sistema de potência

A partir da análise realizada no *software* GateCycle foi possível observar que a HRSG e a TV são em grande parte dependentes das condições operacionais do sistema de gaseificação. Identificando assim a importância da ilha de gaseificação dentro da operação e a possibilidade de melhorias do modelo, uma vez que estes equipamentos operam com um esquema de integração de processos a partir da recuperação de calor para a geração de vapor.

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos a partir dos parâmetros operacionais, comparados com os valores reais de funcionamento da UTE Termobahia, em termos das variáveis de desempenho do ciclo combinado, a potência líquida, a eficiência global e o consumo específico de calor (*Heat Rate*).

Na Figura 3.17 são apresentados os resultados da potência líquida do ciclo combinado em função dos combustíveis analisados.

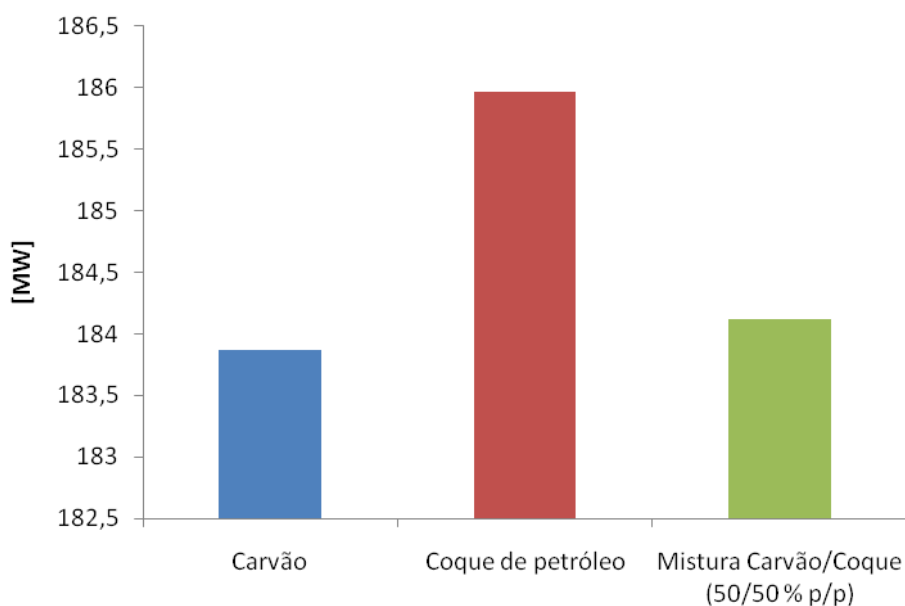


Figura 3.17 Potência líquida do ciclo combinado.

Na Figura 3.18 são mostrados os resultados das simulações em termos da eficiência global do ciclo combinado.

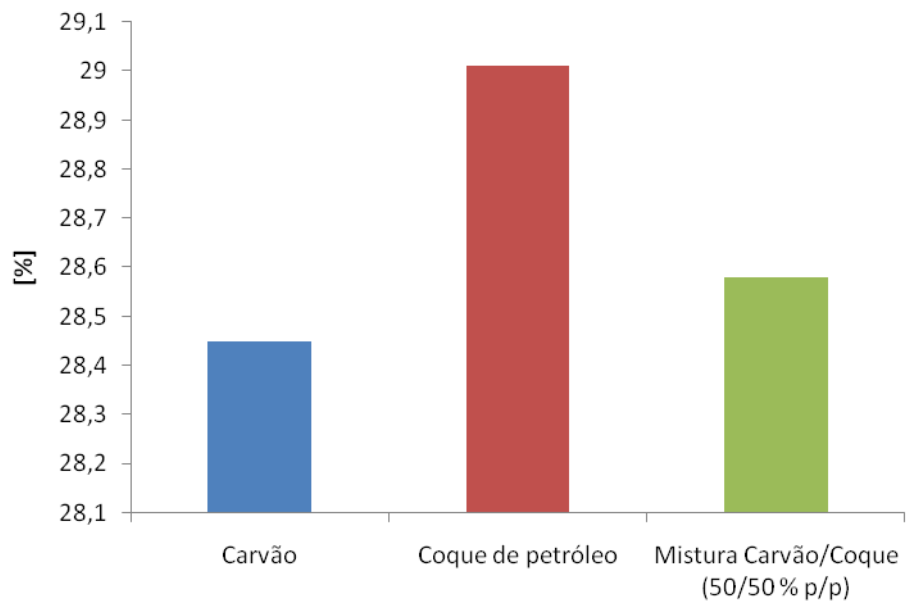


Figura 3.18 Eficiência global do ciclo combinado.

Na Figura 3.19 apresentam-se os resultados das simulações em função do consumo específico de calor do ciclo combinado para cada combustível analisado.

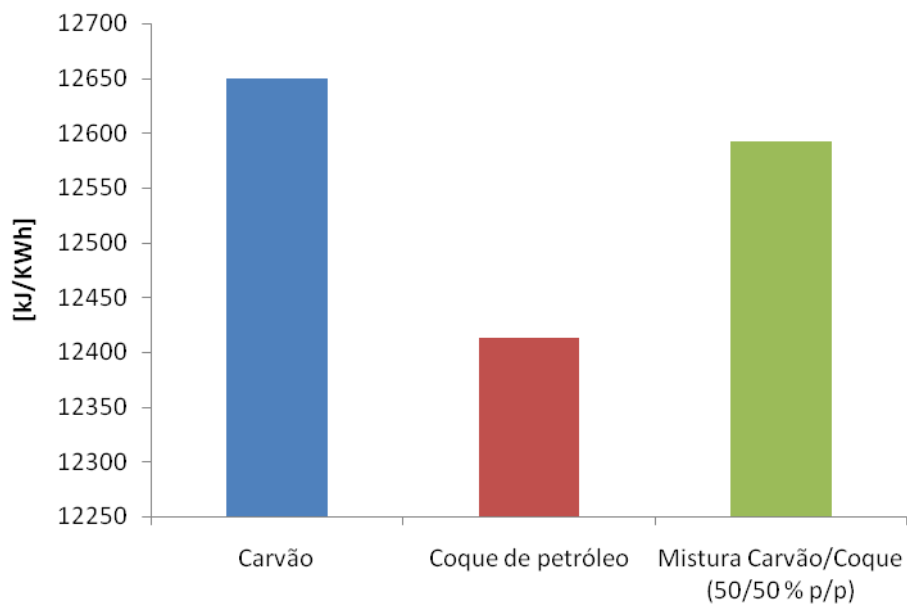


Figura 3.19 Consumo específico de calor do ciclo combinado.

A Tabela 3.15 mostra um resumo dos resultados obtidos nas simulações do sistema de potência (ciclo combinado) através do modelo proposto no *software* GateCycle, utilizando como combustíveis os gases, cujas composições foram determinadas através do *software* CSFMB/CeSFaMB. Adicionalmente, nesta tabela são apresentados os valores da UTE Termobahia para seu esquema atual de operação.

Tabela 3.15 Resultados obtidos na simulação do sistema IGCC utilizando o GateCycle.

Variável	Unidades	Valor da UTE Termobahia	Combustível	Valores das simulações
Potência líquida do ciclo combinado	[MW]	186,80	Carvão	183,87
			Coque	185,96
			Mistura	184,12
Eficiência global do ciclo combinado	[%]	32,91	Carvão	28,45
			Coque	29,01
			Mistura	28,58
Consumo específico de calor do ciclo combinado ( <i>Heat Rate</i> )	[kJ/KWh]	10955	Carvão	12650
			Coque	12413
			Mistura	12592

Os parâmetros operacionais para cada equipamento e os fluxos de energia do sistema IGCC proposto são apresentados no anexo A.2.

## Capítulo 4

# ANÁLISE ECONÔMICA

Através dos resultados obtidos nas simulações utilizando *softwares* comerciais e ferramentas termodinâmicas para o sistema IGCC proposto, foi conduzida a análise econômica. Assim, nesta seção pretende-se determinar: Custos variáveis, Custos de capital e distribuição dos investimentos em capital fixo, Custo anual dos combustíveis, Custo específico da energia aplicados nos sistemas IGCC e NGCC, Custo médio de eletricidade por fonte de geração e o Custo específico da energia por tipo de combustíveis.

Além disso, neste capítulo faz-se uma revisão dos conceitos básicos utilizados para realizar a análise econômica do sistema IGCC. Adicionalmente, apresenta-se a análise dos principais resultados técnicos e econômicos obtidos utilizando como combustíveis o coque de petróleo e o carvão mineral (tipo Candiota), e da comparação dos custos da eletricidade para os sistemas IGCC e GNCC.

## 4.1 CRITÉRIOS APLICADOS AS ANÁLISES ECONÔMICA

A análise econômica pressupõe a viabilidade técnica de um projeto em função de indicadores e parâmetros financeiros. Assim, a partir do desenvolvimento desta análise são fornecidos então os critérios para a seleção de um projeto entre diversas alternativas de investimento.

A metodologia de avaliação econômica difere de acordo com o perfil do investidor e seus objetivos, mas em todos os cenários esta constitui um conjunto de indicadores que permitem a comparação por diferentes critérios.

A seguir apresenta-se uma breve exposição dos indicadores mais utilizados para avaliação econômica de projetos. Estes métodos se aplicam aos resultados de um fluxo de caixa. O valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR), o tempo de retorno do investimento (*payback*), o custo da energia conservada (CEC), o custo da energia (COE) e o custo específico de geração estão entre os principais indicadores considerados na análise de projetos.

Os dois últimos indicadores citados são empregados especificamente em projetos de geração ou conservação de energia. No caso de estudo proposto foi utilizado o método do custo específico de geração na determinação do custo da energia. Os indicadores econômicos empregados na avaliação econômica do sistema IGCC proposto, são apresentados no decorrer deste capítulo.

### **Valor Presente Líquido (VPL)**

Neste método se avaliam as alternativas através de um valor representativo de fluxos de caixa (soma algébrica de valores de receitas e despesas) descontados e reduzidos no instante inicial (zero), segundo uma taxa de juros  $i$ , obtendo o valor atualizado dos custos e receitas de uma alternativa. Na equação 11 apresenta-se a expressão geral do VPL.

$$VPL = -C + \sum_{k=1}^n \frac{FL_k}{(1+j)^k} \quad (11)$$

sendo:

FL: fluxo de caixa (entradas – saídas) em cada período [\$],

C: investimento inicial [\$],

n: número de períodos de análise,

k: cada um dos períodos,

j: custo de capital, taxa de atratividade do capital, taxa de desconto ou taxa de juros mínima aceitável.



O  $VPL \geq 0$  indica a viabilidade e as ações são ordenadas pela magnitude do VPL. O ordenamento resultante dependerá basicamente da taxa de desconto ( $i$ ) e da magnitude das necessidades de investimento que determinam o nível de VPL.

O VPL tem como finalidade valorar o impacto dos eventos futuros associados a um projeto ou alternativa de investimento, ou seja, mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo da sua vida útil. Não existindo restrição de capital argumenta-se que esse critério leva à escolha ótima, pois maximiza o valor da empresa (Cebola, 2000).

## **Taxa Interna de Retorno (TIR)**

A TIR é um indicador econômico que exige a descrição de cada alternativa de investimento, em termos de custo e receita a ela associada, sendo a taxa que torna equivalente o investimento inicial ao fluxo de caixa subsequente, ou seja, torna nulo o VPL do projeto dentro de um período de tempo estipulado (Soares et al., 1999).

Pode-se ainda entender a TIR como sendo a taxa de remuneração do capital investido em um projeto. A TIR deverá ser comparada com a taxa de atratividade para se decidir pela aceitação ou não de um projeto. Se a TIR for menor que a taxa de atratividade, o projeto deverá ser descartado. Na equação 12 é apresentada a expressão geral da TIR.

$$-C + \sum_{k=1}^n \frac{FL_k}{(1 + TIR)^k} = 0 \quad (12)$$

A idéia do método é mostrada esquematicamente na Figura 4.1. Neste gráfico pode-se observar que a TIR representa a taxa de juros que iguala os fluxos de rendimentos do período aos gastos de cada período, convertendo assim o VPL do projeto nulo. Em geral, a TIR é o retorno esperado sobre o investimento, expresso como percentagem.

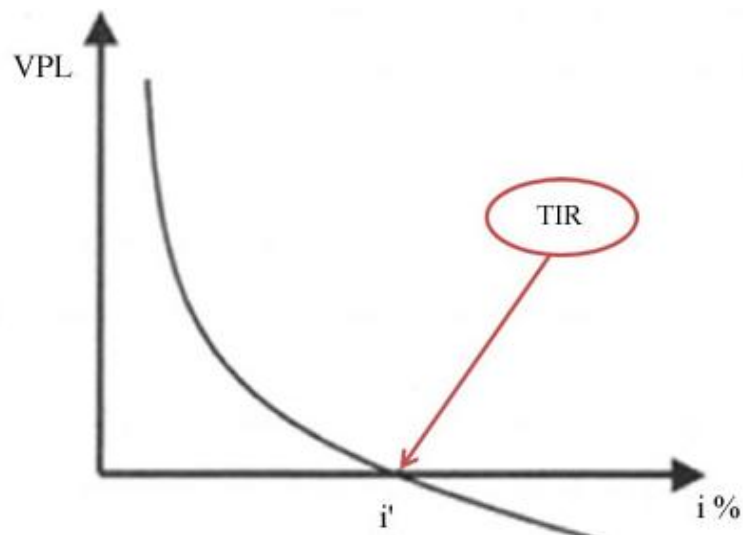


Figura 4.1 Interpretação esquemática da TIR.

### Tempo de Retorno do Investimento (Payback)

O tempo de retorno, também conhecido como *Payback*, é a relação entre o valor do investimento e o fluxo de caixa do projeto. O tempo de retorno indica em quanto tempo ocorre à recuperação do investimento.

Este método não considera o valor do dinheiro no tempo, nem os fluxos de caixa após a recuperação do capital. Adicionalmente, este não pode ser aplicado quando o fluxo de caixa não é convencional. Um fluxo de caixa não convencional é aquele em que existe mais de uma mudança de sinal. A representação esquemática de um fluxo de caixa é mostrada na Figura 4.2.

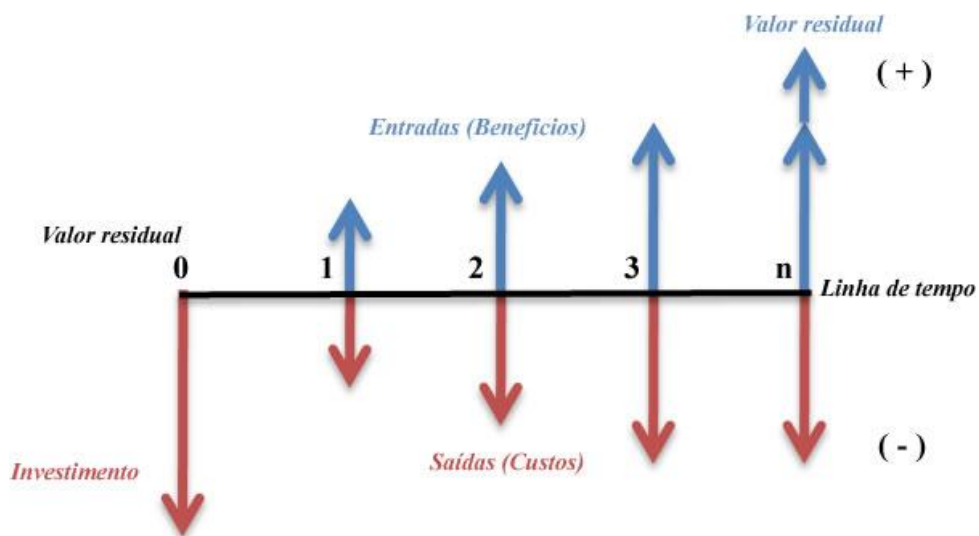


Figura 4.2 Representação esquemática do fluxo de caixa de um projeto.

## Custo da Energia Conservada (CEC)

O método de análise financeira do custo da energia conservada (CEC) é muito útil na comparação entre projetos de geração e de conservação de energia. Como o próprio nome já diz, representa os investimentos realizados em novas tecnologias para se economizar uma unidade qualquer de energia. Pode ser representado pela seguinte expressão:

$$CEC = \frac{(FRC)(CIA) + CA_{o\&m}}{EAE} \quad (13)$$

sendo:

CEC = Custo da Energia Conservada [\$/kWh];

CIA = Custo Inicial Adicional de Investimento [\$];

CA<sub>o&m</sub> = Custo Anual Operacional Adicional, se houver [\$/ano];

EAE = Economia Anual de Energia [kWh/ano];

FRC = Fator de Recuperação de Capital [1/ano], dado pela seguinte expressão:

$$FRC = \frac{j}{[1 - (1 + j)^{-n}]} \quad (14)$$

## Custo da Energia Elétrica (COE)

O cálculo do custo médio da energia (COE, *Cost of Energy*) considera o fluxo de caixa de um projeto de geração de energia elétrica descontado a taxa padrão (TIR do projeto), posteriormente esta parcela é dividida pela produção de energia anual. Assim, o cálculo do COE define o preço mínimo de venda da energia que satisfaz as exigências para retorno e para cobertura dos investimentos e dos custos.

### 4.1.1 Cálculo do Custo da Energia

Os custos da geração de eletricidade incluem: custos fixos e custos variáveis. Nos custos fixos estão incluídos, custo de investimento, que será pago durante o período da dívida, mais os custos fixos operacionais e de manutenção, provocados pela instalação da usina.

Os custos variáveis são diretamente dependentes da energia produzida (horas de operação durante o ano), estes incluem os custos variáveis de operação e manutenção, os quais dependem do volume e do custo do combustível utilizado, reparos e substituição das peças mecânicas danificadas ou desgastadas. Adicionalmente, estes abarcam outra variável importante, os juros da dívida a ser paga com o investimento da usina.

Uma variável de grande importância neste tipo de análise econômica é a inflação anual, pois o efeito inflacionário da economia contribui significativamente nos custos finais da energia produzida e, por conseguinte, na viabilidade de projetos no setor de geração de eletricidade. Por esta razão, foi considerado na análise o método de custo específico de geração, o qual leva em conta o efeito da inflação.

#### **Custo específico de geração**

Geralmente, este método do custo específico de geração é utilizado como um estudo preliminar que permite realizar comparações dos parâmetros econômicos entre duas ou mais tecnologias de geração (turbina a gás, vapor, ciclo combinado, etc.).

Inicialmente, é calculado o fator de recuperação de capital (CRF), o qual apresenta uma série uniforme de pagamentos durante todo o período, conforme apresentado na equação 14. Esta expressão oferece o valor presente em termos de anuidades, a taxa de juros e o número de anuidades (períodos da dívida).

Posteriormente, a inflação é considerada como uma série uniforme anual equivalente (U), o que representa o valor presente (P) de uma série de inflação anual, permitindo assim considerar uma taxa constante de inflação durante o período de vida útil do projeto (equação 15).

$$U = P * FRC \quad (15)$$

Neste cálculo foram considerados um período (N) de 20 anos de vida útil e uma taxa de juros anual (i) de 12% (típica do cenário brasileiro). Adicionalmente, considerou-se a taxa de inflação de 4.31% reportada para o ano 2009 no Brasil (BCB, 2009).

No entanto, cada sistema de geração de energia tem características específicas em termos de capacidade instalada, eficiência global do ciclo, custos de operação e manutenção, etc. Para os sistemas estudados nesta análise foram considerados os parâmetros apresentados nas Tabelas 4.1 a 4.5.

Assim, com o objetivo de realizar a comparação entre os sistemas IGCC e NGCC para um mesmo fator de carga, foram utilizados os resultados das simulações em função da capacidade de geração e do *heat rate*, obtendo assim os custos totais operacionais por ano.

Adicionalmente, foi realizada esta comparação através do custo médio por kWh, onde não foi observada influência significativa a capacidade instalada da usina, mas se for levado em consideração o custo total de operação e da energia produzida a partir de um determinado fator de capacidade haverá influência. Assim, nesta parte da análise econômica considerou-se uma capacidade instalada de 190 MW e um fator de capacidade de 80%.

## **Outras considerações**

A estimativa dos custos da eletricidade para o sistema IGCC proposto no Brasil pode variar significativamente em função do custo do combustível empregado, as condições ambientais e a logística de fornecimento dos combustíveis. No decorrer desta seção são apresentados os parâmetros e informações técnicas utilizados no desenvolvimento da análise econômica.

Na Figura 4.3 mostra um histórico de preços para o gás natural e o carvão até o ano 2005. Neste gráfico também se apresenta uma projeção dos custos destes combustíveis no período de 1995-2045 (Carter, 2010). Note-se a tendência no mundo de crescimento do preço do gás natural em comparação com os preços do carvão.

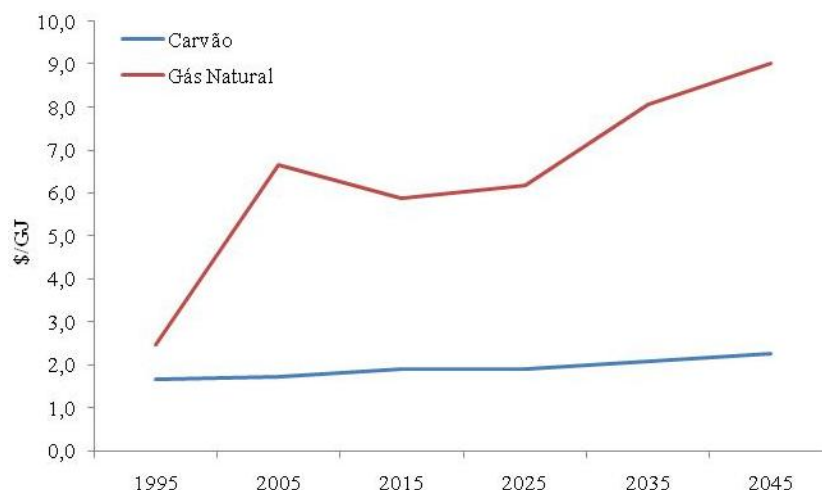


Figura 4.3 Histórico e tendência no mundo do preço de alguns combustíveis (Carter, 2010).

## 4.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO UTILIZADA NA ANÁLISE ECONÔMICA DO SISTEMA IGCC PROPOSTO

A metodologia proposta para o desenvolvimento desta análise foi elaborada uma planilha de cálculo em MS-Excel, conforme é apresentado na Figura 4.4, levando em consideração os parâmetros e variáveis apresentadas neste capítulo.

Parâmetro	Valor	Unidades
Capacidade	190	MW
Heat Rate	12650	kJ/kWh
Custo do combustível	1,04	\$/GJ
Custos de investimento da usina	1800	\$/kW
Custo de O&M		
Fixo	38	\$/kW/ano
Variável	3	\$/MWh
Vida útil	20	anos
Valor presente líquido (VPL)	0,125	/ ano
Taxa de inflação	0,043	/ ano
Fator de Capacidade (F.C)	0,8	%
Energia gerada/ano	1288561	MWh
Taxa de inflação média	1,31	
Custo Nivelado do Combustível	22,336	M\$/ano
Custo Nivelado do Combustível de O&M		
Fixo	9,18	M\$/ano
Variável	5,08	M\$/ano
Custo total de O&M	14,26	M\$/ano
Investimento anual	94,47	M\$/ano
Custo total (80% de F.C)	131,07	M\$/ano
Custo específico da energia kWh	0,1017	\$/kWh

Figura 4.4 Planilha de cálculo em MS-Excel utilizada na análise econômica.

Inicialmente, na análise econômica do sistema IGCC proposto, foram estimados os custos dos equipamentos adquiridos (PEC) através das correlações propostas por Peters e Timmerhaus (2001) com base nos dados fornecidos pelos fabricantes dos equipamentos.

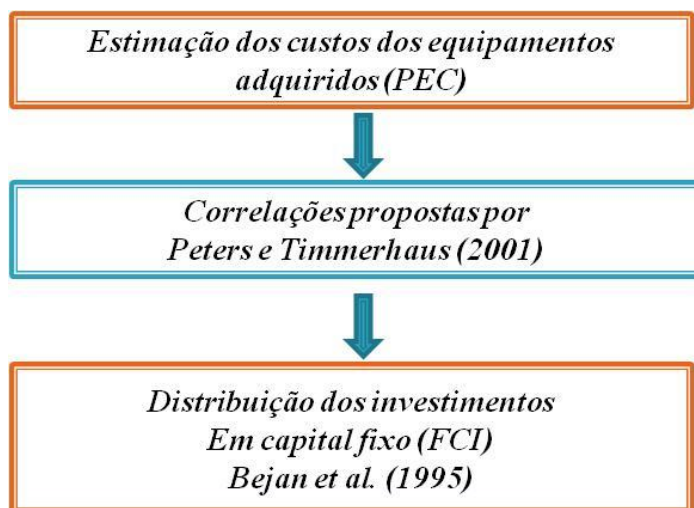


Figura 4.5 Metodologia de cálculo utilizada na análise econômica.

Na Tabela 4.1 é apresentada a distribuição dos investimentos em capital fixo (FCI) e operação utilizando a metodologia proposta por Bejan et al. (1995).

Tabela 4.1 Distribuição dos investimentos em capital fixo.

ITEM / DESCRIÇÃO	CUSTO TOTAL DE USINA (%)
<i>Distribuição dos investimentos em capital fixo</i>	
Total de custo direto (TDC)	78% PEC
Total de custos indiretos (TIC)	13% TDC
Custos anual de manutenção (M)	5% PEC

Na Figura 4.6 são apresentados os custos estimados a partir do custo total da usina, utilizando como referência dados em dólares americanos (US\$) para o ano 2008.

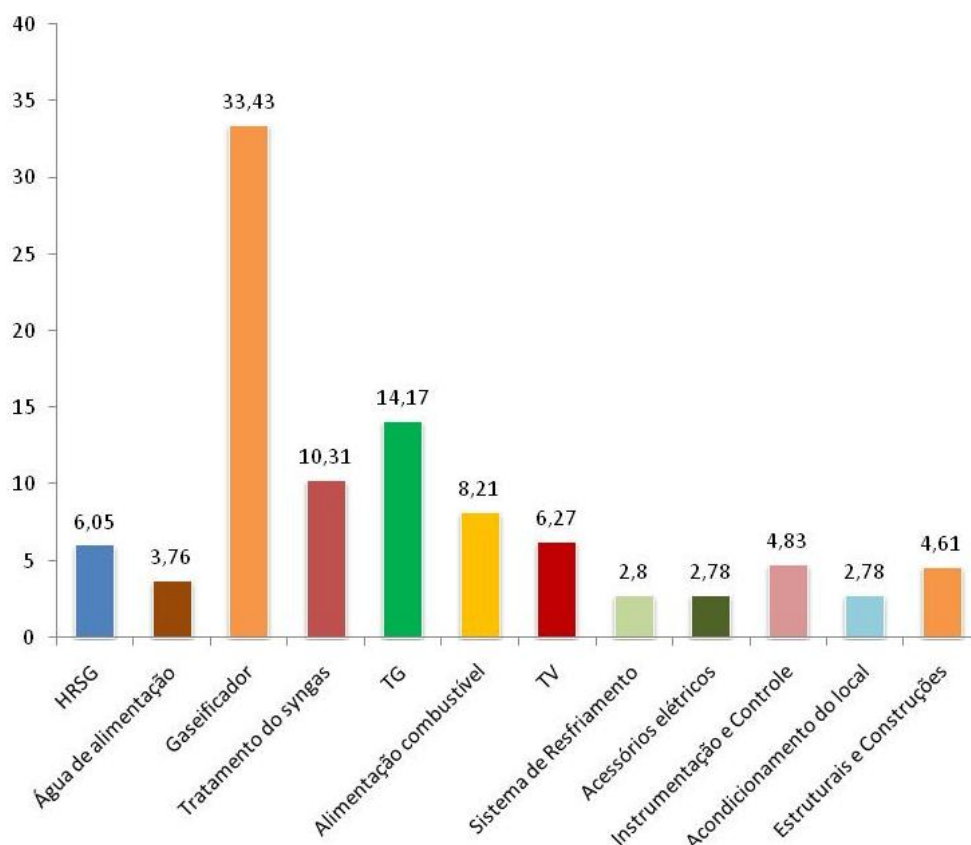


Figura 4.6 Custos de capital estimados em sistemas IGCC. Adaptado da EPRI (2006).

É importante mencionar que uma limitação neste tipo de análise está na obtenção de informações atualizadas dos custos dos equipamentos, que são frequentemente limitadas por as empresas que geralmente têm uma alta qualidade de dados através da realização de muitos projetos nesta área. Isto que resulta em um fator problemático na análise deste tipo de estudos. Assim, a utilização de dados de várias fontes gera uma faixa de incerteza, que para esta estimativa pode ser de aproximadamente  $\pm 30\%$  (DOE/NETL, 2007).

Deste modo, com base nos custos dos equipamentos adquiridos, foram estimados os custos diretos, indiretos e de manutenção Assim, a análise econômica foi desenvolvida considerando os custos de capital previstos, o desempenho dos equipamentos, o tipo de combustível e os custos operacionais de cada alternativa proposta neste trabalho.

As informações técnicas utilizados no desenvolvimento da análise econômica foram:

- 7008 horas/ano, 100% de carga (fator de capacidade 80%),
- 2 partidas por ano,
- Imposto sobre a propriedade,
- Seguros,



- Reposição inicial das peças (incluída na estimativa do custo de capital),
- Custos fixos: Incluem itens tais como, pessoal da usina (técnico, administração, operacional, etc), formação, segurança, pessoal contratados, inspeções anuais, os custos de energia de reserva (*standby*) e outras diversas despesas fixas.
- Custos variáveis: Incluem itens tais como, TG, TV, HRSG, gaseificador, sistema de tratamento do gás, tratamento de água e esgoto, custos de aterros, manutenção programada das instalações, equipamentos e substituições, atividades de manutenção não planejadas e uma estimativa de custos das licenças de emissão.

Na Tabela 4.2 são apresentados os parâmetros que foram utilizados na análise do sistema IGCC utilizando carvão (Candiota), coque de petróleo e sua mistura como combustíveis. Os custos de investimento definidos para a usina IGCC e GNCC são dados em US\$, com base no ano 2008 (Carter, 2010).

Tabela 4.2 Parâmetros comuns empregados na análise econômica.

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
Custo de O&M		
Fixo	38	\$/kW/ano
Variável	3	\$/MWh
Vida útil	20	anos
Valor presente líquido (VPL)	12,5%	/ ano
Taxa de inflação anual	4,30	%
Fator de Capacidade (F.C)	0,8	%
Custos de investimento da usina	2569	\$/kW

A potência líquida o consumo específico de calor do ciclo combinado (*Heat Rate*) foram considerados como os dados de entrada na planilha de cálculo do MS-Excel para a determinação do custo específico da energia, conforme apresentados na Tabela 4.3. Estes parâmetros representam os resultados obtidos no capítulo anterior das simulações do sistema IGCC, para 3 diferentes tipos de combustíveis utilizando como agente gaseificante a mistura de oxigênio e vapor.

Tabela 4.3 Custo específico da energia por tipo de combustível.

PARÂMETRO	UNIDADES	CARVÃO	COQUE	MISTURA
Potência líquida do ciclo combinado	MW	183,87	185,96	184,12
<i>Heat Rate</i>	kJ/kWh	12.650	12.413	12.592
Custo do combustível (EPE, 2009b)	\$/GJ	1,0426	0,5687	0,8056
Custo específico do combustível	M\$/ano	22,34	12,09	17,20
Energia gerada/ano	MWh	1288561	1303208	1290313
Custo específico do combustível de O&M				
Fixo	M\$/ano	9,18	9,29	9,20
Variável	M\$/ano	5,08	5,14	5,09
Custo total de O&M	M\$/ano	14,26	14,43	14,28
Investimento anual	M\$/ano	94,47	95,55	94,60
Custo total (80% de F.C)	M\$/ano	131,07	122,06	126,09
Custo específico da energia kWh	\$/kWh	0,1017	0,0937	0,0977

Assim, quando foi utilizado o gás natural como combustível considerou-se nos custos de O&M, 12 \$/kW/ano e 2 \$/MWh (NREL, 2010) para o custo fixo e variável, respectivamente. No entanto, quando o sistema IGCC proposto empregou os combustíveis analisados ao longo deste trabalho foram considerados os parâmetros apresentados na Tabela 4.2.

Posteriormente, foi realizada uma análise para o caso da substituição do combustível na UTE Termobahia, fixando uma potência líquida do ciclo combinado de 190MW para os dois sistemas, conforme é apresentado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 Comparação entre o sistema IGCC e NGCC.

PARÂMETRO	UNIDADES	GÁS	CARVÃO	COQUE	MISTURA
Capacidade	MW	190	190	190	190
<i>Heat Rate</i>	kJ/kWh	10.390	12.650	12.413	12.592
Custo do combustível	\$/GJ	6,23	1,0426	0,5687	0,8056
Custos de investimento da usina	\$/kW	968	2569	2569	2569
Custo de O&M					
Fixo	\$/kW/ano	12	38	38	38
Variável	\$/MWh	2	3	3	3

Tabela 4.4 Comparação entre o sistema IGCC e NGCC (Continuação).

PARÂMETRO	UNIDADES	GÁS	CARVÃO	COQUE	MISTURA
Vida útil	anos	20	20	20	20
Valor presente líquido (VPL)	/ ano	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%
Taxa de inflação	/ ano	4,31%	4,31%	4,31%	4,31%
Fator de Capacidade (F.C)	%	0,8	0,8	0,8	0,8
Energia gerada/ano	MWh	1331520	1331520	1331520	1331520
Taxa de inflação média	%	1,31	1,31	1,31	1,31
Custo específico do combustível	M\$/ano	113,28	23,08	12,35	17,75
Custo específico do combustível de O&M					
Fixo	M\$/ano	2,997	9,489	9,489	9,489
Variável	M\$/ano	3,500	5,250	5,250	5,250
Custo total de O&M	M\$/ano	6,497	14,739	14,739	14,739
Investimento anual	M\$/ano	36,784	97,622	97,622	97,622
Custo total (80% de F.C)	M\$/ano	156,559	135,442	124,715	130,114
Custo específico da energia kWh	\$/kWh	0,117579	0,10172	0,0937	0,0977

Na Figura 4.7 são apresentados os custos anuais para os tipos de combustíveis analisados, destacando-se as vantagens competitivas, em termos do custo da energia, que se pode ter com a utilização do carvão e o coque de petróleo como combustível em relação ao uso do gás natural.

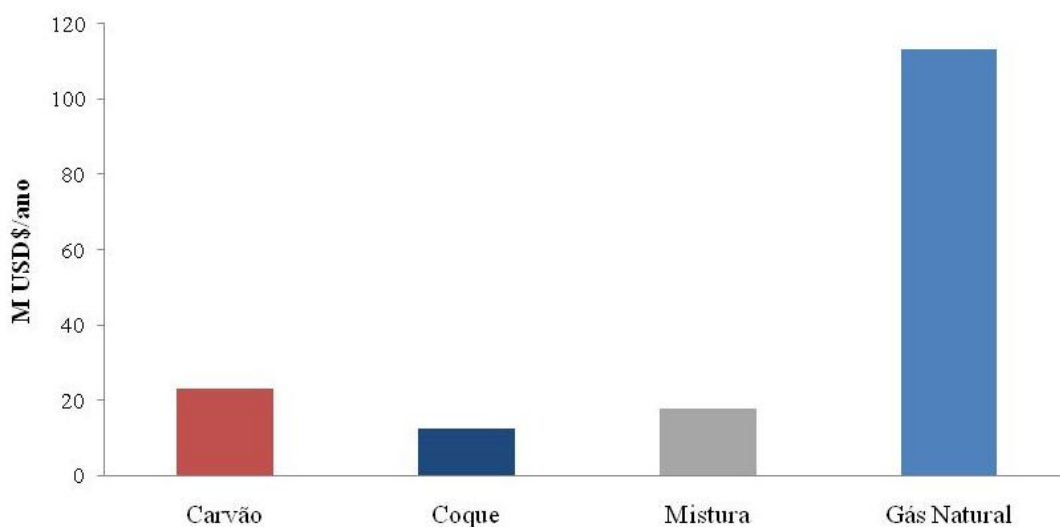


Figura 4.7 Custo anual dos combustíveis analisados.

Desta forma, estes combustíveis apresentam uma alternativa interessante na geração de eletricidade, devido às vantagens destacadas e a partir da projeção dos preços dos combustíveis para o ano 2045 apresentado anteriormente.

As Figuras 4.8 e 4.9 mostram o custo médio de eletricidade por fonte de geração e o custo específico da eletricidade através das tecnologias IGCC e NGCC respectivamente, em função do fator de capacidade. A partir deste gráfico pode se observar que os sistemas IGCC são mais atraentes do que os sistemas NGCC para fatores de capacidade acima de 50%.

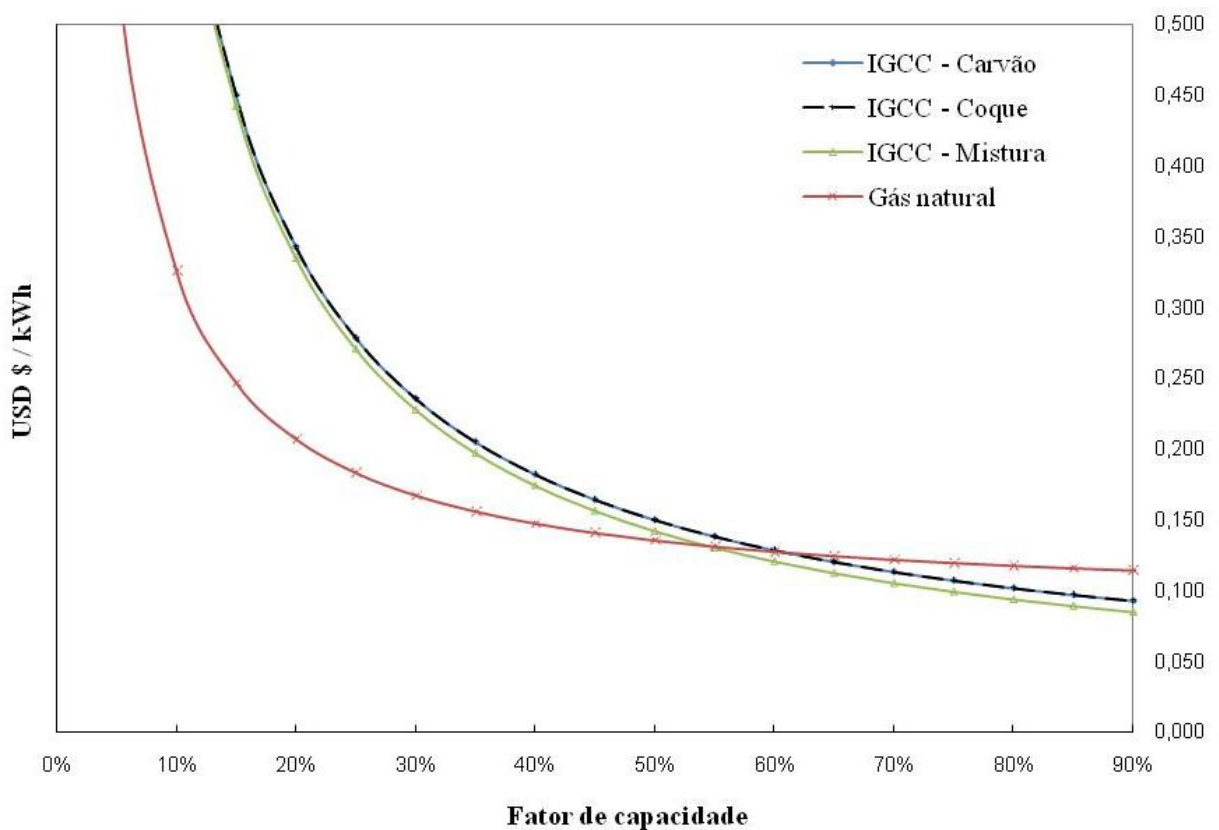


Figura 4.8 Custo médio de eletricidade por fonte de geração.

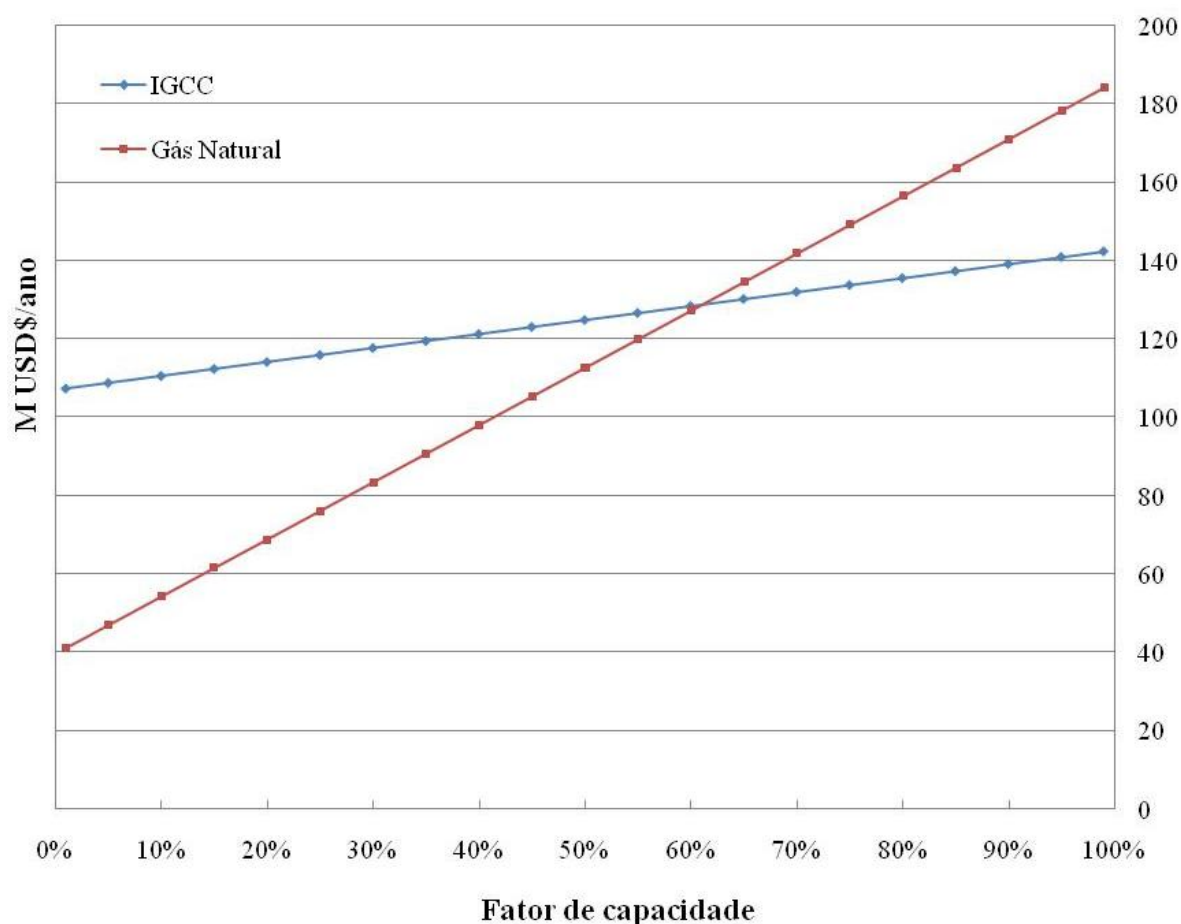


Figura 4.9 Custo específico da energia aplicados nos sistemas IGCC e NGCC.

A Tabela 4.5 apresenta os parâmetros considerados no sistema IGCC na comparação com o sistema NGCC para um mesmo fator de capacidade (F.C 80%) e uma capacidade instalada de 190 MW. Entretanto, os cálculos para o sistema NGCC consideram variação do F.C entre 50 a 80%, conforme apresentado no anexo A.3.

Tabela 4.5 Parâmetros utilizados no sistema IGCC - Carvão - F.C. 80%.

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
Custo Combustível (CC)	23,081	MUS\$
Custo de Investimento (CI)	101,720	MUS\$/ano
Custo Operação (CO)	135,442	MUS\$
Capacidade	190	MW
<i>Heat Rate</i>	12.650	kJ/kWh
Custo combustível	1,043	US\$/GJ
Taxa de inflação média	1,314	%

Na Figura 4.10 apresentam-se os resultados obtidos na comparação do sistema IGCC e NGCC para um F.C de 80%. Neste gráfico foi fixado o preço do carvão, levando em consideração sua pequena variação histórica, portanto, este não afeta significativamente o preço final da energia.

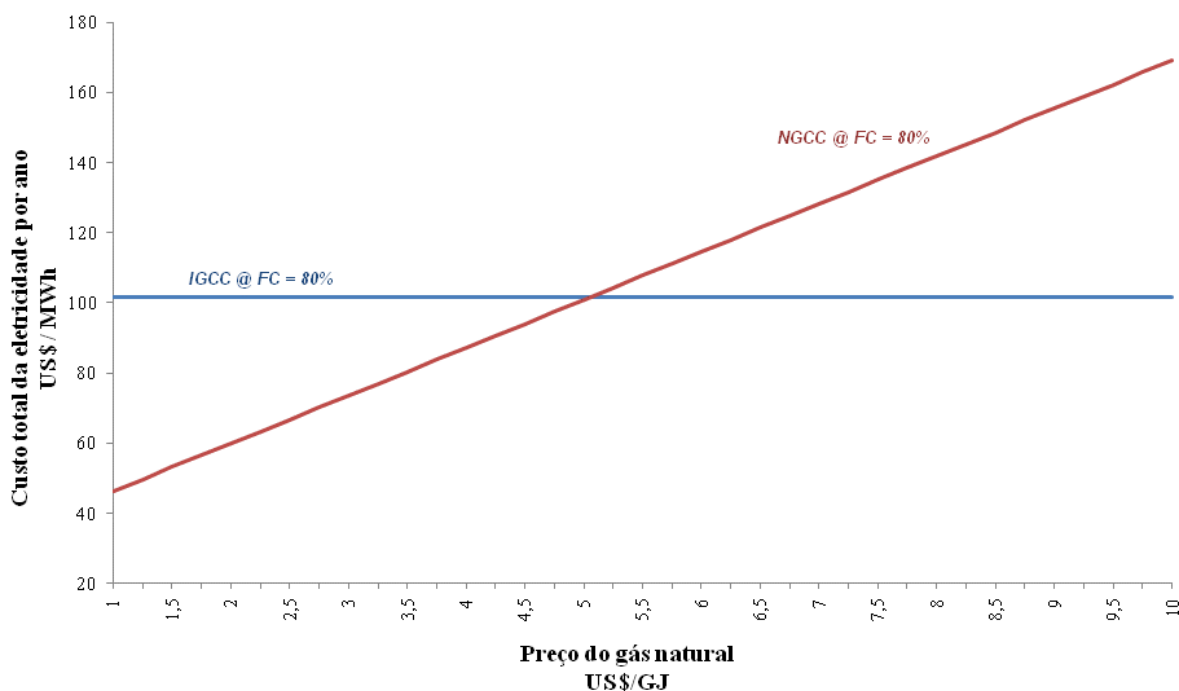


Figura 4.10 Custo de eletricidade por ano.

Todos os resultados obtidos na análise econômica são apresentados no anexo A.3. Este mostra as tabelas geradas a partir dos cálculos realizados utilizando a planilha desenvolvida no MS-Excel.

## Capítulo 5

# CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

## 5.1 CONCLUSÕES

Considerando as condições de simulação empregadas, a aplicação da tecnologia IGCC na UTE Termobahia é tecnicamente viável, pois permite atingir resultados similares aos obtidos quando se é utilizado o gás natural com combustível, em termos da potência líquida, a eficiência global e o consumo específico de calor (*Heat Rate*) do ciclo combinado. Além de representar uma redução anual até de 25% de custo do combustível, quando é realizada a substituição do gás natural por combustíveis como o carvão (tipo Candiota) e o coque de petróleo.

No processo de gaseificação para um reator do tipo LFC observou-se que o nitrogênio é o elemento químico que mais influencia no poder calorífico superior do gás quando foi utilizado ar como agente de gaseificação. Contudo, quando a mistura de oxigênio e vapor foi empregada, o hidrogênio e o monóxido de carbono tiveram maior influência no gás gerado.

Portanto, fica evidenciado que o desempenho global das centrais IGCC depende das propriedades das matérias-primas, particularmente do poder calorífico e das análises elementar e imediata dos combustíveis.

A avaliação técnica e econômica de um sistema IGCC requer uma grande quantidade de dados precisos e detalhados. No entanto, apesar de diversas fontes de informações terem sido consultadas, foram observadas limitações no levantamento dos custos atualizados dos componentes em função de variáveis termodinâmicas e dificuldades para lidar com conjuntos de simulações de modelos técnicos e econômicos.

A análise econômica mostra há um aumento na viabilidade da geração de eletricidade a partir do sistema IGCC proposto, uma vez que o custo médio se reduz à medida que o fator de capacidade aumenta. Deste modo, devido ao aumento deste parâmetro os custos de produção derivados destas usinas começam a ser competitivo, na medida em que os custos de investimento são reduzidos.

Outro aspecto que se deve considerar na introdução dos sistemas IGCC é que o local escolhido para a instalação da usina precisa ter uma infra-estrutura de transporte e fornecimento dos combustíveis sólidos. Em termos econômicos o elevado conteúdo de materiais inertes do carvão brasileiro inviabiliza seu transporte.

As iniciativas para o desenvolvimento do carvão no Brasil na área da geração termelétrica sempre consideram o fato de que as usinas deveriam situar-se nas proximidades das jazidas. Por essa razão, a logística para o fornecimento dos combustíveis no caso, carvão e coque de petróleo é fundamental para a viabilidade econômica dos projetos IGCC.

Assim esta tecnologia representa uma interessante alternativa para a geração de energia em locais que atendam estas condições. Por essa razão, no futuro a tecnologia IGCC também pode ser vista dentro dos planos de expansão do setor termoelétrico brasileiro, através do desenvolvimento de projetos de geração de energia para o curto, o médio e o longo prazo.



## 5.2 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Como recomendações para trabalhos futuros que podem complementar o trabalho elaborado têm-se:

- Procurar, adaptar ou desenvolver um *software* ou uma metodologia que permita integrar os resultados dos processos envolvidos na tecnologia IGCC em um único sistema.
- Efetuar um estudo da variação paramétrica da velocidade superficial no processo de gaseificação.
- Considerar no sistema de gaseificação a implementação de um gaseificador de tipo leito arrastado utilizando diversos tipos de agentes de gaseificação,
- Efetuar a análise técnico-econômica de sistemas IGCC, utilizando os mesmos combustíveis considerando a CCS no processo de geração de energia,
- Realizar a comparação entre os sistemas IGCC e NGCC utilizando a tecnologia de CSS.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALMUTTAHAR, A., TAGHIPOUR, F. (2008).** “Computational Fluid Dynamics of a Circulating Fluidized Bed under Various Fluidization Conditions”, *Chemical Engineering Science*, vol. 63, pp. 1696-1709.
- ALSTOM (2003).** “Termobahia GT24 plant: Helping Brazil reduce its reliance on rain”, *Modern Power Systems*, November 2003, pp. 41-45.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, (2008),** *Atlas de energia elétrica do Brasil. 3ª edição.* Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acessado em: Abril de 2010.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2009),** *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis.* Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acessado em: Março de 2010.
- ARRIETA, F. R. P. (2006),** *Simulação do Esquema Térmico de Centrais Termelétricas para Estudos Paramétricos, Monitoração e Diagnóstico Preliminar do Desempenho*, Tese de Doutorado em Engenharia, Instituto de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI, 242 p.
- BABCOCK & WILCOX COMPANY (2005),** *Steam its Generation and Use*, Kessinger Publishing, LLC, 396 p.
- BASU, P. (2006),** *Combustion Relatório Anual 2009 and Gasification in Fluidized Beds*, Taylor & Francis Group, CRC Press, 496 p.

**BCB - BANCO CENTRAL DO BRASIL (2009)**, *Relatório Anual 2009*. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br>. Acessado em: Abril de 2010.

**BEJAN, A., TSATSARONIS, G., MORAN, M. (1995)**, *Thermal Desing and Optimization*, John Wiley & Sons, New York, 333 p.

**BINE, (2007)**, *Power plants with coal gasification*. Disponível em: <http://www.rwe.com/web/cms/en/346362/rwe-power-ag/innovations/igcc-ccs-power-plant>. Acessado em: Agosto de 2010.

**BOHÓRQUEZ, W. O. I. (2007)**, *Análise termoenergética, econômica e ambiental da repotenciação e conversão de UTEs com ciclo Rankine para ciclo combinado utilizando turbinas a gás*, Dissertação de Mestrado em Engenharia, Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI, 322 p.

**CAMARGO, M., KOBAYOSHI, M., CARVALHO, M., F. (2006)**, “Produção de Coque de Petróleo e sua Estratégia de Negociação”. *Anais XIII SIMPEP - Simpósio de Engenharia de Produção da Unesp - Bauru, SP, Brasil*.

**CAPELLA, M. C., VÁSQUEZ, D. S. (2000)**, “Alternativas para incrementar la eficiencia y capacidad de las turbinas de gas”, *Ingeniería & Desarrollo, Universidad del Norte*, vol. 8, pp. 89-98.

**CARTER, L. D. (2010)**, *Prospecting for Power: The cost of meeting increases in electricity demand United States*, U.S. Carbon Sequestration Council (USCSC), 45 p.

**CARVALHO, I. (2003)**, *Estado da arte e tendências tecnológicas para energia*. CGEE-Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, CTEnerg. Ciência, Tecnologia e Inovação, 76 p.

**CEBOLA, A. (2000)**, *Elaboração e análise de projetos de investimento*, Sílabo, Lisboa, 281 p.

**CHASE, D. L. (2004)**, *Combined-Cycle Development Evolution and Future*, GE Power Systems Technical Paper. Disponível em: [http://www.gepower.com/prod\\_serv/products/tech\\_docs/en/downloads/ger4206.pdf](http://www.gepower.com/prod_serv/products/tech_docs/en/downloads/ger4206.pdf). Acessado em: Novembro de 2009.

**CIENTEC - FUNDAÇÃO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA (2002)**, *Banco de dados de biomassa e resíduos*. Disponível em: <http://www.cientec.rs.gov.br/>. Acessado em: Julho de 2009.

**CIENTEC - FUNDAÇÃO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA (2010)**, *Tecnologia CIENTEC de Gaseificação*. Disponível em: <http://www.cientec.rs.gov.br/areasdeatuacao/depro/gaseificacao/central.htm>. Acessado em: Fevereiro de 2010.

**COLLOT, A. G. (2006)**. “Matching gasification technologies to coal properties”, *International Journal of Coal Geology*, vol. 65, pp. 191-212.

**DAVISON, J. (2007)**. “Performance and costs of power plants with capture and storage of CO<sub>2</sub>”, *Energy*, vol. 32, pp. 1163-1176.

**DE LEÓN, O. A. V. (2005)**, *Gas de síntesis como combustible para la generacion de energia*, Dissertação de Mestrado em Engenharia Energética, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, ITESM, 129 p.

**DENNIS, R.A., SHELTON, W.W., LE, P. (2007)**. “Development of baseline performance values for turbines in existing IGCC applications”. *Proceedings of ASME Turbo Expo 2007*, GT2007-28096, Montreal, Canada.

**DE SOUZA-SANTOS, M. L. (2004)**, *Solid Fuels Combustion and Gasification, Modeling, Simulation and Equipment Operation*, Marcel Dekker, USA, 386 p.

**DE SOUZA-SANTOS, M. L. (2007)**. “A new version of CSFB, comprehensive simulator for fluidised bed equipment”, *Fuel*, vol. 86, pp. 1684-1709.

**DE SOUZA-SANTOS, M. L. (2010a)**, *CSFMB<sup>®</sup> Comprehensive Simulator of Fluidized and Moving Bed Equipment*, Series 24.

**DE SOUZA-SANTOS, M. L. (2010b)**, *CeSFaMB<sup>®</sup>/CSFMB<sup>®</sup> Comprehensive Simulator of Fluidized and Moving Bed Equipment*, Series 32.

**DOE - U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2009)**, *Clean Coal Technology and the Clean Coal Power Initiative e biocombustíveis*. Disponível em: <http://www.fossil.energy.gov/programs/powersystems/cleancoal/>. Acessado em: Setembro de 2010.

**DOE/NETL (2007)**, *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plant*, vol. 1, DOE/NETL-2007/1281, IGCC-Shell-051507.

**DYNAMIS, MECÂNICA APLICADA LTDA (2006)**, *Coque de Petróleo: Alternativa como Insumo Energético*. Disponível em: <http://www.dynamismecanica.com.br/artigos.php>. Acessado em: Outubro de 2009.

**EIA - ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2007)**, *Net Generation from Petroleum Coke*. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/>. Acessado em: Dezembro de 2009.

**EIA - ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2009)**, *International Energy Outlook, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting*. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/>. Acessado em: Novembro de 2009.

**EPA - U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (2002)**, *Gas Turbine Engine Performance Monitor for Reduced Emissions*. Disponível em: <http://www.epa.gov/>. Acessado em: Setembro de 2009.

**EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2008a)**, *Índice de custo benefício (ICB) de empreendimentos de geração termelétrica*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>. Acessado em: Abril de 2010.

**EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2008b)**, *Plano Nacional de Energia 2030*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>. Acessado em: Julho de 2010.

**EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2009a)**, *Balanço Energético Nacional, BEN 2009*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>. Acessado em: Maio de 2010.

**EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2009b)**, *Preços dos combustíveis para cálculo do custo variável unitário de empreendimentos Termelétricos*, EPE-DEE-IT-006/2009. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>. Acessado em: Novembro de 2010.

**EPRI - ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (2006)**, *Integrated Gasification Combined Cycle, "Design Considerations for High Availability. Lessons from Existing Operations"*, vol. 1. Disponível em: <http://www.epri.com/>. Acessado em: Maio de 2009.

**EPRI - ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (2008a)**, *IGCC Study Cost and Performance Results*. Disponível em: <http://www.epri.com/>. Acessado em: Outubro de 2009.

**EPRI - ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (2008b)**, *Advanced Coal Power Systems with CO<sub>2</sub> Capture: EPRI's CoalFleet for Tomorrow Vision a Summary of Technology Status and Research, Development, and Demonstrations*. Disponível em: <http://www.epri.com/>. Acessado em: Abril de 2010.

**FRANCO, A., DIAZ, A. R. (2009)**. "The future challenges for "clean coal technologies": Joining efficiency increase and pollutant emission control", *Energy*, vol. 34, pp. 348-354.

**GARCIA, R. (2002)**, *Combustíveis e Combustão Industrial*, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 194 p.

**GATECYCLE (2003)**, *Getting started v.5.51 and GateCycle for Windows Training Seminar Notes*, General Electric Power Systems.

**GOLDESTEN, L. H., B.; KNOWLES, D.; FREEDMAN, S.; WOODS, R.; SCHWEIZER, T. (2003)**. "Gas-fired distributed energy resource technology characterizations", *National Renewable Energy Laboratory. USA*.

- GTC - THE GASIFICATION TECHNOLOGIES COUNCIL, (2010)**, *What is coal gasification?*. Disponível em: <http://www.gasification.org/>. Acessado em: Junho de 2010.
- GUALDRÓN, M. A (2009)**, *Projeto e avaliação computacional do desempenho de um gaseificador de leito fluidizado circulante para obtenção de gás de síntese a partir de bagaço de cana de açúcar*, Dissertação de Mestrado em Engenharia, Instituto de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI, 144 p.
- HARC - HYDROGEN ANALYSIS RESOURCE CENTER (2010)**, *Lower and Higher Heating Values of Hydrogen and Fuels*. Disponível em: <http://hydrogen.pnl.gov/cocoon/morf/hydrogen>. Acessado em: Agosto de 2010.
- HAUPT, G. (2005)**, “Combined Cycles Using Hydrogen, SIEMENS”. *International Symposium, Reduction of Emissions and Geological Storage of CO<sub>2</sub>*. Disponível em: <http://www.siemens.com/>. Acessado em: Maio de 2010.
- HEITZ, W. L. (1989)**, “Coal gasification process”. *Shell Oil Company*. Disponível em: <http://www.freepatentsonline.com/4874397.html>. Acessado em: Março de 2011.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2008)**, “Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG)”. Disponível em: <http://www.ieaghg.org/>. Acessado em: Junho de 2010.
- KIM, Y.S., LEE, J.J., KIM, T.S., SOHN, J.L., JOO, Y.J. (2010)**. “Performance analysis of a syngas-fed gas turbine considering the operating limitations of its components”, *Applied Energy*, vol. 87, pp. 1602-1611.
- LEE, J.J., KIM, Y.S., CHA, K.S., KIM, T.S., SOHN, J.L., JOO, Y.J. (2009)**. “Influence of system integration options on the performance of an integrated gasification combined cycle power plant”, *Applied Energy*, vol. 86, pp. 1788–1796.
- LÓPEZ, E., GARZA, V., ACEVEDO, J. (2006)**. “Modelling and Simulation of Coal and Petcoke Gasification in a Co-current Flow Reactor”, *Anais Elsevier - 16th European Symposium on Computer Aided Process Engineering and 9th International Symposium on Process Systems Engineering*.

- LORA, E. E. S., NASCIMENTO M. A. R. (2004a)**, *Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto, Operação*, Interciência, Rio de Janeiro, vol 1.
- LORA, E. E. S., NASCIMENTO M. A. R. (2004b)**, *Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto, Operação*, Interciência, Rio de Janeiro, vol 2.
- MARTÍNEZ, J. (2008)**, “Electricity generation technologies report”, O futuro do carvão na política energética espanhola. *Fundação para Estudos de Energia*.
- MELO, B. A. (2008)**, *Avaliação computacional de sistema de gaseificação em leito fluidizado utilizando o software CSFB*, Dissertação de Mestrado em Engenharia, Instituto de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI, 130 p.
- MILLER, B. G., TILLMAN, D. A. (2008)**, *Combustion Engineering Issues for Solid Fuel Systems*, Elsevier, 485 p.
- MINCHENER, A. J. (2005)**. “Coal gasification for advanced power generation”, *Fuel*, vol. 84, pp. 2222-2235.
- MIT - MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (2009)**, *Carbon Capture and Sequestration Technologies Database*. Disponível em: <http://sequestration.mit.edu/index.html>. Acessado em: Junho de 2010.
- NAGPAL, S., SARKAR, T. K., SEN, P. K. (2005)**. “Simulation of petcoke gasification in slagging moving bed reactors”, *Fuel Processing Technology*, vol. 86, pp. 617-640.
- NETL - NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY (2010)**, *DOE/NETL, Gasification Database - Active and Planned Commercial Gasification Plants*. Disponível em: <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/worlddatabase/index.html>. Acessado em: Agosto de 2010.
- NIETO, C., ARENAS, E., ARRIETA, A., ZAPATA, Z., LONDOÑO, C., VALDÉS, C., CHEJNE, F. (2008)**. “Simulation of IGCC technologies: Influence of operational conditions (environmental and fuel gas production)”, *Revista Energética*, vol. 40, pp. 39-52.



- NIKOO, M. B., MAHINPEY, N. (2008).** “Simulation of biomass gasification in fluidized bed reactor using ASPEN PLUS”, *Biomass and Bioenergy*, vol. 32, pp. 1245-1254.
- NREL - NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (2010),** *Energy Technology Cost and Performance Data.* Disponível em: [http://www.nrel.gov/analysis/docs/re\\_costs\\_20100618.xls](http://www.nrel.gov/analysis/docs/re_costs_20100618.xls). Acessado em: Setembro de 2010.
- PETERS M.S., TIMMERHAUS K.D. (2001),** *Plant Design and Economics for Chemical Engineers, 4ta Edição,* Mcgraw-Hill, 909 p.
- POULLIKKAS, A. (2007).** “Implementation of distributed generation technologies in isolated power systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, pp. 30–56.
- PRIETO, I. F. (2006a),** *Geração Termelétrica: Gaseificação Integrada em Ciclo Combinado. Escola Politécnica de Engenharia de Gijon, Universidade de Oviedo, Espanha.*
- PRIETO, I. F. (2006b),** *Sequestro e armazenamento de CO<sub>2</sub> procedente das instalações de combustão para geração de energia elétrica. Grupo de Pesquisa em Engenharia Térmica, Universidade de Oviedo, Espanha.*
- RAO, A. D. (2007),** *Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC): Coal and Biomass Based. Encyclopedia of energy engineering and technology,* CRC Press.
- REZAIYAN J., CHEREMISINOFF, N. (2005),** *Gasification Technologies: A Primer for Engineers and Scientists,* Taylor & Francis Group, 330 p.
- RIEGER, M., PARDEMANN, R., RAUCHFUB, H., MEYER, B. (2008).** “Effects of ASU integration on IGCC performance and gas turbine operation”. *VGB Power Tech*, Vol. 5, pp. 102–107.
- ROMEIRO, C. D. (2008),** *Estudo Paramétrico e Diagnóstico Preliminar do Esquema Atual da Usina Termelétrica de Barreiro,* Dissertação de Mestrado em Engenharia, Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI, 139 p.

- RUBIN, E. S., CHEN, C., RAO, A. B. (2007).** “Cost and performance of fossil fuel power plants with CO<sub>2</sub> capture and storage”, *Energy Policy*, vol. 35, pp. 4444-4454.
- SALVADOR, S., COMMANDRÉ, J. M., STANMORE, B. R. (2003).** “Reaction rates for the oxidation of highly sulphurised petroleum cokes: the influence of thermogravimetric conditions and some coke properties”, *Fuel*, vol. 82, pp. 715-720.
- SANTOS, A. R. (2007),** *A geração de coque de petróleo devido ao processamento de petróleos pesados e o seu uso na produção de clínquer de cimento portland*, Tese de Doutorado em Engenharia, Instituto de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI, 278 p.
- SILAEN, A., WANG, T. (2010).** “Effect of turbulence and devolatilization models on coal gasification simulation in an entrained-flow gasifier”, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 53, pp. 2074-2091.
- SOARES, J., FERNANDES, A., MARÇO, A., MARQUES, J. (1999),** *Avaliação de projetos de investimento na óptica empresarial*, Edições Sílabo, 185 p.
- SPEIGHT, J. G. (2004).** “New approaches to hydroprocessing”, *Catalysis Today*, vol. 98, pp. 55-60.
- SUDIRO, M., BERTUCCO, A., RUGGERI, F., FONTANA, M. (2008).** “Improving Process Performances in Coal Gasification for Power and Synfuel Production”, *Energy & Fuels*, vol. 22, pp. 3894-3901.
- TREVIÑO, M. (2003),** *Gaseificação Integrada em Ciclo Combinado - IGCC. Implementação efetiva da Espanha Elcogas S.A - Puertollano*, ENERCLUB- Clube Espanhol da Energia, 95 p.
- VAN DEN BROEK, M., HOEFNAGELS, R., RUBIN, E., TURKENBURG, W., FAALJ, A. (2009).** “Effects of technological learning on future cost and performance of power plants with CO<sub>2</sub> capture”. *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 35, pp. 457-480.

- WANG, J., ANTHONY, E. J., ABANADES, J. C. (2004).** “Clean and efficient use of petroleum coke for combustion and power generation”, *Fuel*, vol. 83, pp. 1341-1348.
- WANG, L., WELLER, C. L., JONES, D., HANNA, M. A. (2008).** “Contemporary issues in thermal gasification of biomass and its application to electricity and fuel production”, *Biomass and Bioenergy*, vol. 32, pp. 573-581.
- WCI - WORLD COAL INSTITUTE (2007),** *Meeting the Climate Challenge: Technology to Reduce Greenhouse Gas Emissions.* Disponível em: <http://www.worldcoal.org/>. Acessado em: Junho de 2009.
- WCI - WORLD COAL INSTITUTE (2009),** *Coal: delivering sustainable development.* Disponível em: <http://www.worldcoal.org/>. Acessado em: Julho de 2010.
- WCI - WORLD COAL INSTITUTE (2010),** *Challenges and Economics of Using Petroleum Coke for Power Generation.* Disponível em: [http://www.worldenergy.org/wec\\_geis/publications/default/tech\\_papers/17th\\_congress/1\\_2\\_26.asp](http://www.worldenergy.org/wec_geis/publications/default/tech_papers/17th_congress/1_2_26.asp). Acessado em: Agosto de 2010.
- WEC - WORLD ENERGY COUNCIL (2006),** *WEC Energy Policy Scenarios to 2050.* Disponível em: <http://www.worldenergy.org/>. Acessado em: Agosto de 2009.
- WEC - WORLD ENERGY COUNCIL (2007),** *WEC Statement.* Disponível em: <http://www.worldenergy.org/>. Acessado em: Junho de 2009.
- YAGI, Y., MIMURA, T., YONEKAWA, T., YOSHIYAMA, R. (2006),** “Development and Improvement of CO<sub>2</sub>-Capture System”. *Proceedings of the 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies.*
- ZHENG, L., FURINSKY, E. (2005).** “Comparison of Shell, Texaco, BGL and KRW gasifiers as part of IGCC plant computer simulations”, *Energy Conversion and Management*, vol. 46, pp. 1767-1779.
- THOMAS, D. C. (2005),** “Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations – Results from the CO<sub>2</sub> Capture Project”, vol. 1. Berkeley, EUA. Editora Elsevier.

**TSUKAGOSHI, K., MUYAMA, A., MASADA, J., IWASAKI, Y., ITO, E. (2007).**  
“Operating Status of Uprating Gas Turbines and Future Trend of Gas Turbine  
Development, Mitsubishi Heavy Industries” *Technical Review*, vol. 44, pp 1-6.

# **ANEXOS**

## Anexo A1. Principais resultados do sistema potência (ciclo combinado).

Tabela A.1 Parâmetros obtidos no *software* GateCycle.

Corrente	De	Para	Temperatura (°C)	Pressão (kPa)	Fluxo kg/seg	Entalpia (kJ/kg)
1	GTD1	DUCT1	635,008	103,800	399,089	697,503
2	ST1	M3	402,615	4299	111,502	3216,777
3	C1	GTD1	103,664	4380	9,891	202,247
4	FPT3	C1	42,999	2570	9,891	60,565
5	SP3	FPT3	24,999	3500,004	9,891	20,610
6	SP3	FPT4	24,999	3500,004	20,860	20,610
7	FPT4	FPT5	42,999	100,900	2,086	60,565
8	FPT5	DB1	42,999	100,900	2,086	60,565
9	DB1	SPHT1	816,065	100,900	401,175	929,590
10	SPHT1	SPHT2	725,293	100,900	401,175	815,719
11	SPHT1	SP4	566,898	13289,999	111,502	3510,011
12	TMX1	SPHT1	425,034	13609,999	111,502	3104,367
13	M2	TMX1	425,034	13609,999	111,502	3104,367
14	SPHT2	M2	414,200	13609,999	103,615	3067,277
15	SPHT2	EVAP1	635,753	100,900	401,175	705,352
16	EVAP1	ECON1	345,345	100,900	401,175	362,400
17	EVAP1	SPHT2	336	13929,999	103,615	2644,191
18	ECON1	SP1	298,300	14389,999	111,502	1329,494
19	ECON1	-	96,984	100,900	401,175	87,405
20	SP1	EVAP1	298,300	14389,999	103,615	1329,494
21	SP1	SP2	298,300	14389,999	7,887	1329,494
22	SP1	TMX1	298,300	14389,999	0,000	1329,494
23	SP2	FPT1	298,300	14389,999	5,521	1329,494
24	SP2	FPT2	298,300	14389,999	2,366	1329,494

Tabela A.1 Parâmetros obtidos no *software* GateCycle (Continuação).

Corrente	De	Para	Temperatura (°C)	Pressão (kPa)	Fluxo kg/seg	Entalpia (kJ/kg)
25	FPT2	M1	496,850	14389,999	2,366	3309,824
26	FPT1	M1	649,850	14389,999	5,521	3712,384
27	M1	M2	602,534	14389,999	7,887	3591,616
28	SP4	M11	566,898	13289,999	111,502	3510,011
29	SP4	V1	566,898	13289,999	0	3510,011
30	M11	ST1	566,898	13289,999	111,502	3510,011
31	V7	M11	398,997	4230	0	3209,402
32	SP6	V7	398,997	4230	0	3209,402
33	SP6	V6	398,997	4230	0	3209,402
34	SP6	SP7	398,997	4230	0	3209,402
35	-	V5	398,997	4230	0	3209,402
36	V5	SP7	398,997	4230	0	3209,402
37	SP7	M10	398,997	4230	0	3209,402
38	M10	SP11	395,000	4299	109,552	3198,684
39	TMX2	M10	395,000	4299	109,552	3198,684
40	SP5	TMX2	80,824	14560	0,691	349,885
41	SP5	ECON1	80,824	14560	111,502	349,885
42	M4	SP5	80,824	14560	112,193	349,885
43	PUMP1	M4	11,195	14560	1,121	610,470
44	PUMP2	M4	81,524	14560	111,071	352,803
45	V1	M3	566,898	42,299	0	3510,011
46	M3	SP12	402,615	4299	111,502	3216,777
47	V6	M3	398,997	4230	0	3209,402
48	HDR1	PUMP1	78,230	200	1,121	327,616
49	HDR1	PUMP2	78,230	200	111,071	327,616
50	DA2	HDR1	78,230	200	56,096	327,616
51	DA1	HDR1	78,230	200	56,096	327,616
52	SP8	DA2	77,120	200	55,995	322,959
53	SP8	DA1	77,120	200	55,995	322,959
54	SP9	DA1	220,000	200	0,101	2910,848
55	SP9	DA2	220,000	200	0,101	2910,848
56	SP9	TMX3	220,000	200	4,728	2910,848
57	TMX3	FWH2	220,000	200	480,311	2870,501

Tabela A.1 Parâmetros obtidos no *software* GateCycle (Continuação).

Corrente	De	Para	Temperatura (°C)	Pressão (kPa)	Fluxo kg/seg	Entalpia (kJ/kg)
58	SP10	TMX3	75,136	419,001	0,074	314,816
59	FWH2	M8	120,230	200	4,803	504,703
60	FWH2	PUMP3	750,606	150	106,190	314,281
61	PUMP3	M7	750,968	419,001	106,190	314,649
62	M7	SP10	75,136	419,001	107,263	314,816
63	SP10	M8	75,136	419,001	107,188	314,816
64	M8	SP8	77,120	200	111,991	322,959
65	FWH1	FWH2	50,004	150	107,263	209,392
66	FWH1	M5	111,290	150	2,641	466,780
67	V3	FWH1	370,552	150	2,641	3216,777
68	SP12	V3	402,615	4299	2,641	3216,777
69	SP12	TMX2	402,615	4299	108,860	3216,777
70	SP12	V2	402,615	4299	0	3216,777
71	V2	M9	402,615	296	0	3216,777
72	M9	SP9	220	200	4,930	2910,848
73	V4	M9	220	200	4,930	2910,848
74	SP11	V4	395,000	4299	4,930	3198,684
75	SP11	M5	33,960	103,419	107,263	142,304
76	M5	PUMP4	33,960	103,419	107,263	142,304
77	PUMP4	M6	34,280	150	52,559	143,681
78	FWH1	M5	111,290	149,590	2,641	466,780



## Anexo A2. Principais resultados do processo de gaseificação.

Tabela A.2.1 Composição completa do fluxo do gás de saída em base seca (Ar).

Elementos Químicos	Carvão	Coque	Mistura
Ar	0,0000	0,0000	0,0000
H <sub>2</sub>	11,4600	12,2400	16,0800
H <sub>2</sub> O	0,0000	0,0000	0,0000
H <sub>2</sub> S	0,0859	0,0496	0,0103
NH <sub>3</sub>	0,0709	0,0541	0,0385
NO	0,0000	0,0000	0,0000
NO <sub>2</sub>	0,0000	0,0000	0,0000
N <sub>2</sub>	59,9700	61,9500	53,4100
N <sub>2</sub> O	0,0000	0,0000	0,0000
O <sub>2</sub>	0,0000	0,0000	0,0000
SO <sub>2</sub>	0,0663	0,0431	0,0150
CO	13,2500	12,8500	19,1200
CO <sub>2</sub>	6,1900	3,9700	4,0700
HCN	0,0484	0,0363	0,0291
CH <sub>4</sub>	0,0500	0,0700	0,0400
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,0851	0,0227	0,0131
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0528	0,0392	0,0086
C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	0,0031	0,0006	0,0009
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0093	0,0115	0,0019
C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	0,0495	0,0297	0,0005
Tar	0,0000	0,0000	0,0000
H-Tar	0,0000	0,0000	0,0000

Tabela A.2.2 Composição do fluxo do gás de saída em base seca (Oxigênio + Vapor).

Elementos Químicos	Carvão	Coque	Mistura
Ar	0,0000	0,0000	0,0000
H <sub>2</sub>	42,6133	43,2435	42,9106
H <sub>2</sub> O	0,0000	0,0000	0,0000
H <sub>2</sub> S	0,0119	0,0096	0,0114
NH <sub>3</sub>	0,0407	0,0331	0,0295
NO	0,0000	0,0000	0,0000
NO <sub>2</sub>	0,0000	0,0000	0,0000
N <sub>2</sub>	0,5945	0,0743	0,6612
N <sub>2</sub> O	0,0000	0,0000	0,0000
O <sub>2</sub>	0,0000	0,0000	0,0000
SO <sub>2</sub>	0,0164	0,0131	0,0190
CO	43,9781	42,4915	44,0115
CO <sub>2</sub>	12,1242	13,1549	12,2514
HCN	0,0289	0,0263	0,0311
CH <sub>4</sub>	0,0500	0,0639	0,0415
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,0255	0,0237	0,0221
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0119	0,0192	0,0091
C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	0,0008	0,0007	0,0009
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0022	0,0015	0,0020
C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	0,0191	0,0167	0,0075
Tar	0,0000	0,0000	0,0000
H-Tar	0,0000	0,0000	0,0000

## Anexo A3. Resultados obtidos na análise econômica do sistema IGCC.

Tabela A.4.1 Análise Econômica - Cenário 1.

Preço do Combustível US\$/GJ	Fator de Capacidade de 80%			Fator de Capacidade de 70%		
	CC	CC	CM	CO	CM	CO
1	18,183	19,887	53,842	19,887	53,842	62,730
1,5	27,274	27,842	60,670	27,842	60,670	70,685
2	36,365	35,797	67,498	35,797	67,498	78,640
2,5	45,457	43,752	74,326	43,752	74,326	86,595
3	54,548	51,707	81,153	51,707	81,153	94,550
3,5	63,640	59,662	87,981	59,662	87,981	102,505
4	72,731	67,617	94,809	67,617	94,809	110,460
4,5	81,822	75,572	101,637	75,572	101,637	118,415
5	90,914	83,527	108,465	83,527	108,465	126,370
5,5	100,005	91,482	115,292	91,482	115,292	134,325
6	109,096	99,437	122,120	99,437	122,120	142,280
6,5	118,188	107,392	128,948	107,392	128,948	150,235
7	127,279	115,347	135,776	115,347	135,776	158,190
7,5	136,370	123,302	142,604	123,302	142,604	166,145
8	145,462	131,256	149,431	131,256	149,431	174,100
8,5	154,553	139,211	156,259	139,211	156,259	182,055
9	163,644	147,166	163,087	147,166	163,087	190,010
9,5	172,736	155,121	169,915	155,121	169,915	197,964
10	181,827	159,099	173,329	159,099	173,329	201,942

Tabela A.4.1 Análise Econômica - Cenário 1 (Continuação).

Preço do Combustível US\$/GJ	Fator de Capacidade de 60%			Fator de Capacidade de 50%		
	CC	CC	CM	CO	CM	CO
1	17,046	14,205	67,500	14,205	67,500	56,173
1,5	23,865	19,887	74,328	19,887	74,328	61,855
2	30,683	25,569	81,155	25,569	81,155	67,538
2,5	37,502	31,252	87,983	31,252	87,983	73,220
3	44,320	36,934	94,811	36,934	94,811	78,902
3,5	51,139	42,616	101,639	42,616	101,639	84,584
4	57,957	48,298	108,467	48,298	108,467	90,266
4,5	64,776	53,980	115,294	53,980	115,294	95,948
5	71,594	59,662	122,122	59,662	122,122	101,630
5,5	78,413	65,344	128,950	65,344	128,950	107,312
6	85,231	71,026	135,778	71,026	135,778	112,994
6,5	92,050	76,708	142,606	76,708	142,606	118,676
7	98,869	82,390	149,434	82,390	149,434	124,359
7,5	105,687	88,073	156,261	88,073	156,261	130,041
8	112,506	93,755	163,089	93,755	163,089	135,723
8,5	119,324	99,437	169,917	99,437	169,917	141,405
9	126,143	105,119	176,745	105,119	176,745	147,087
9,5	132,961	110,801	183,573	110,801	183,573	152,769
10	136,370	113,642	186,986	113,642	186,986	155,610

Tabela A.4.2 Análise Econômica - Cenário 2.

Capacidade MW	IGCC - Carvão				IGCC - Coque				IGCC - Mistura			
	183,87				185,98				184,12			
Fator de Capacidade	CI	CC	CO	EG	CI	CC	CO	EG	CI	CC	CO	EG
1%	103,998	0,279	9,247	16107,01	105,180	0,151	9,352	16290,10	104,010	0,215	9,259	16128,91
5%	105,380	1,396	9,511	80535,06	106,578	0,756	9,620	81450,48	104,873	1,075	9,514	80644,56
10%	107,104	2,792	9,840	161070,12	108,322	1,511	9,952	162900,96	105,950	2,150	9,832	161289,12
15%	108,829	4,188	10,168	241605,18	110,066	2,267	10,284	244351,44	107,027	3,226	10,150	241933,68
20%	110,553	5,584	10,496	322140,24	111,809	3,023	10,616	325801,92	108,104	4,301	10,467	322578,24
25%	112,277	6,980	10,825	402675,30	113,553	3,778	10,948	407252,40	109,181	5,376	10,785	403222,80
30%	114,002	8,376	11,153	483210,36	115,297	4,534	11,280	488702,88	110,258	6,451	11,103	483867,36
35%	115,726	9,772	11,481	563745,42	117,041	5,290	11,612	570153,36	111,335	7,526	11,421	564511,92
40%	117,450	11,168	11,810	644280,48	118,785	6,046	11,944	651603,84	112,412	8,602	11,739	645156,48
45%	119,175	12,564	12,138	724815,54	120,529	6,801	12,276	733054,32	113,489	9,677	12,057	725801,04
50%	120,899	13,960	12,466	805350,60	122,273	7,557	12,608	814504,80	114,566	10,752	12,375	806445,60
55%	122,623	15,356	12,795	885885,66	124,017	8,313	12,940	895955,28	115,643	11,827	12,693	887090,16
60%	124,348	16,752	13,123	966420,72	125,761	9,068	13,272	977405,76	116,720	12,902	13,011	967734,72
65%	126,072	18,148	13,451	1046955,78	127,505	9,824	13,604	1058856,24	117,797	13,977	13,329	1048379,28
70%	127,796	19,544	13,780	1127490,84	129,249	10,580	13,936	1140306,72	118,874	15,053	13,647	1129023,84
75%	129,520	20,940	14,108	1208025,90	130,993	11,335	14,268	1221757,20	119,951	16,128	13,965	1209668,40
80%	131,245	22,336	14,436	1288560,96	132,737	12,091	14,600	1303207,68	121,028	17,203	14,283	1290312,96
85%	132,969	23,732	14,765	1369096,02	134,481	12,847	14,932	1384658,16	122,105	18,278	14,601	1370957,52
90%	134,693	25,128	15,093	1449631,08	136,225	13,603	15,264	1466108,64	123,182	19,353	14,919	1451602,08
95%	136,418	26,524	15,421	1530166,14	137,968	14,358	15,597	1547559,12	124,259	20,429	15,237	1532246,64
99%	137,797	27,641	15,684	1594594,19	139,364	14,963	15,862	1612719,50	125,121	21,289	15,491	1596762,29

CI	Custo de Investimento (MUSS/ano)
CC	Custo Combustível (MUSS)
CO	Custo Operação (MUSS)
EG	Energia Gerada (MWh/ano)

Tabela A.4.3 Análise Econômica - Cenário 3.

CAPACIDADE (MW)													
190		CI	Custo de Investimento (MUS\$/ano)										
		CC	Custo Combustível (MUS\$)										
		CO	Custo Operação (MUS\$)										
		Gás Natural			IGCC - Carvão			IGCC - Coque			IGCC - Mistura		
Fator de Capacidade	MWh/ano	CI	CC	CO	CI	CC	CO	CI	CC	CO	CI	CC	CO
1%	16644	41,240	1,416	3,040	107,465	0,289	9,555	107,465	0,154	9,555	107,331	0,222	9,555
5%	83220	47,079	7,080	3,215	108,893	1,443	9,829	108,893	0,772	9,829	108,223	1,110	9,817
10%	166440	54,378	14,160	3,434	110,675	2,885	10,168	110,675	1,544	10,168	109,334	2,219	10,146
15%	249660	61,677	21,240	3,653	112,457	4,328	10,507	112,457	2,316	10,507	110,445	3,329	10,474
20%	332880	68,975	28,320	3,872	114,239	5,770	10,846	114,239	3,088	10,846	111,557	4,438	10,802
25%	416100	76,274	35,399	4,090	116,020	7,213	11,186	116,020	3,861	11,186	112,668	5,548	11,130
30%	499320	83,572	42,479	4,309	117,802	8,655	11,525	117,802	4,633	11,525	113,780	6,657	11,458
35%	582540	90,871	49,559	4,528	119,584	10,098	11,864	119,584	5,405	11,864	114,891	7,767	11,786
40%	665760	98,170	56,639	4,747	121,366	11,540	12,203	121,366	6,177	12,203	116,002	8,876	12,114
45%	748980	105,468	63,719	4,965	123,148	12,983	12,543	123,148	6,949	12,543	117,114	9,986	12,442
50%	832200	112,767	70,799	5,184	124,929	14,426	12,882	124,929	7,721	12,882	118,225	11,095	12,771
55%	915420	120,066	77,879	5,403	126,711	15,868	13,221	126,711	8,493	13,221	119,336	12,205	13,099
60%	998640	127,364	84,959	5,622	128,493	17,311	13,560	128,493	9,265	13,560	120,448	13,314	13,427
65%	1081860	134,663	92,039	5,840	130,275	18,753	13,900	130,275	10,038	13,900	121,559	14,424	13,755
70%	1165080	141,962	99,119	6,059	132,057	20,196	14,239	132,057	10,810	14,239	122,671	15,533	14,083
75%	1248300	149,260	106,198	6,278	133,839	21,638	14,578	133,839	11,582	14,578	123,782	16,643	14,411
80%	1331520	156,559	113,278	6,497	135,620	23,081	14,918	135,620	12,354	14,918	124,893	17,752	14,739
85%	1414740	163,858	120,358	6,715	137,402	24,523	15,257	137,402	13,126	15,257	126,005	18,862	15,067
90%	1497960	171,156	127,438	6,934	139,184	25,966	15,596	139,184	13,898	15,596	127,116	19,971	15,396
95%	1581180	178,455	134,518	7,153	140,966	27,408	15,935	140,966	14,670	15,935	128,228	21,081	15,724
99%	1647756	184,294	140,182	7,328	142,391	28,563	16,207	142,391	15,288	16,207	129,117	21,969	15,986

## **Anexo A4. Artigos derivados do presente trabalho.**

### ***TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF IGCC SYSTEMS USING COAL AND PETROLEUM COKE CONSIDERING THE BRAZILIAN SCENARIO***

Pablo Andrés Silva Ortiz, Osvaldo José Venturini, Electo Eduardo Silva Lora  
ASME Turbo Expo 2011 – GT2011  
June 6-10<sup>th</sup> 2011, Vancouver – Canada

### ***TECHNICAL COMPARISON BETWEEN IGCC AND NGCC POWER PLANTS***

Pablo A. Silva, Osvaldo J. Venturini, Electo E. Silva  
13<sup>th</sup> Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering – ENCIT 2010  
December 05-10<sup>th</sup> 2010, Uberlandia – Brazil

### ***TECHNICAL ASSESSMENT FOR IGCC SYSTEM USING BRAZILIAN COAL AND PETROLEUM COKE MIXTURE: Environments impacts, challengers and possibilities to CCS***

Pablo A. Silva, Osvaldo J. Venturini, Electo E. Silva  
X International Congress of the Mexican Society of Hydrogen "Renewable Energies"  
IV International Congress of Rational and Efficient Use of Energy – CIUREE 2010  
September 27-October 1<sup>th</sup> 2010, Toluca – Mexico

### ***ESTUDO DO IMPACTO AMBIENTAL PARA A GERAÇÃO COM CICLO COMBINADO DE GASEIFICAÇÃO INTEGRADA***

Pablo A. Silva, Osvaldo J. Venturini, Electo E. Silva  
XVIII Congresso Brasileiro de Engenharia Química – COBEQ 2010  
September 19-22<sup>th</sup> 2010, Foz do Iguaçu – Brazil

### ***AVALIAÇÃO TÉCNICA DA TECNOLOGIA DE GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA INTEGRADA A CICLOS COMBINADOS UTILIZADO BAGAÇO COMO COMBUSTÍVEL***

Pablo A. Silva, Osvaldo J. Venturini, Electo E. Silva, Andrés A. Pérez  
VII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – Energia 2030: Desafios para uma nova Matriz Energética  
September 8-10<sup>th</sup> 2010, São Paulo – Brazil

***TECHNICAL EVALUATION OF IGCC SYSTEM FOR BRAZILIAN COAL AND PETROLEUM COKE***

Pablo A. Silva, Osvaldo J. Venturini, Electo E. Silva, Maria L. Grillo

23<sup>RD</sup> International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems – ECOS 2010

June 14-17<sup>th</sup> 2010, Lausanne – Switzerland

***THE STATUS AND DEVELOPMENT TRENDS OF IGCC SYSTEMS WITH CAPTURE OF CO<sub>2</sub>***

Pablo A. Silva, Osvaldo J. Venturini, Electo E. Silva

The 8<sup>th</sup> National and 3rd International Conference of Science and Technology of Coal and Alternative Fuels

November 12–14<sup>th</sup>, 2009, Bogotá – Colombia

***ESTADO-DA-ARTE DA TECNOLOGIA IGCC PARA A UTILIZAÇÃO DE COQUE DE PETRÓLEO E CARVÃO MINERAL***

Pablo A. Silva, Osvaldo J. Venturini, Electo E. Silva

The 8<sup>th</sup> Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE

October 18-22<sup>th</sup> 2009, Ubatuba – Brazil