



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

P. A. SILVA<sup>1</sup>, O. J. VENTUNIRI<sup>1</sup> e E.E.SILVA<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI (Brasil), Faculdade de Engenharia Mecânica, Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída – NEST

e-mail: [pablo.silvaortiz@gmail.com](mailto:pablo.silvaortiz@gmail.com)

e-mail: [osvaldo@unifei.edu.br](mailto:osvaldo@unifei.edu.br)

e-mail: [electo@unifei.edu.br](mailto:electo@unifei.edu.br)

**RESUMO** – O desempenho de uma usina com ciclo combinado com gaseificação integrada é afetado por vários aspectos tecnológicos e operacionais, como a tecnologia e o agente de gaseificação, a classificação do carvão ou tipo de combustível empregado, as condições ambientais e a demanda de energia. Neste contexto, a investigação desenvolvida aborda o estudo do impacto ambiental de duas tecnologias que incorporam as plantas IGCC: o processo de gaseificação utilizado para criar o gás sintético e a análise do ciclo combinado. Além disso, são analisadas as possibilidades e as opções esquemáticas para a captura do CO<sub>2</sub>, considerando os benefícios ambientais obtidos em casos de sucesso em centrais IGCC a nível mundial e é realizada uma comparação com a performance das usinas convencionais para gerar energia elétrica.

**PALAVRAS-CHAVE:** Gaseificação, Ciclo combinado, Captura de CO<sub>2</sub>, IGCC, Geração de Energia.

### 1. INTRODUÇÃO

O desempenho ambiental é, de todas as externalidades que afetam a utilização dos combustíveis fósseis, o valor importante seguro para promover a implementação das usinas de geração de eletricidade a partir da gaseificação integrada a ciclo combinado. Nesta tecnologia o processo de preparação do gás e da gaseificação têm a capacidade de limitar as emissões de enxofre e de compostos de nitrogênio para valores muito baixos, em comparação com sistemas tradicionais de geração. Somando-se a estes fatores, a tecnologia de gaseificação permite a implementação de sistemas de captura de carbono de forma mais simples e econômica que as tecnologias concorrentes, aspecto este importante se considerada a evolução

das exigências ambientais com relação à emissão dos poluentes nas usinas termelétricas tradicionais. Além disso, evidencia-se a adequação da tecnologia IGCC nas normas regulamentadoras vigentes que apresentam novas restrições para as emissões de CO<sub>2</sub> (Van den Broek et al., 2009).

Neste contexto o trabalho realizado aborda a análise do processo de gaseificação e a análise do ciclo combinado através de ferramentas de simulação que permitem avaliar sistemas IGCC. Inicialmente foi realizada a análise da gaseificação utilizando o software CSFBM para determinar a composição do gás de síntese (syngas).



Numa fase seguinte, a composição do syngas é utilizada como dado no software GateCycle<sup>TM</sup> para analisar o desempenho do Ciclo Combinado. Posteriormente, os resultados obtidos através da interação dos softwares CSFBM e GateCycle, são avaliados considerando o comportamento da gaseificação e a eficiência do ciclo combinado, utilizando como referência a usina IGCC Polk Power Station nos Estados Unidos, usina reconhecida no mundo pela implementação da tecnologia IGCC, e esta caracteriza-se por utilizar como combustível carvão e coque de petróleo.

## 2. BENEFÍCIOS AMBIENTAIS DOS SISTEMAS IGCC

Na atualidade estão sendo alterados os regulamentos para integrar nos sistemas de geração de energia às limitações impostas pela emissão no meio ambiente de metais pesados, dioxinas, hidrocarbonetos não saturados, compostos aromáticos, além do dióxido de carbono no meio ambiente. Por outro lado, as limitações impostas para as turbinas a gás na filtragem e limpeza de gases são mais restritivas, em alguns casos, que a mesma regulação ambiental (Sekar et al. 2007). O fato de que a legislação ambiental seja cada vez mais rigorosa no mundo inteiro fomenta a implementação de sistemas IGCC, porque particularmente esta tecnologia oferece uma solução para o tratamento dos resíduos gerados pelo refino de petróleo bruto.

Na Europa e nos Estados Unidos as usinas IGCC já oferecem uma grande vantagem operacional e ambiental ao queimar praticamente qualquer tipo de combustível. Por exemplo, encontram-se misturas de carvão com biomassa, como acontece na usina de Buggenum na Holanda, ou carvão com coque de petróleo, combustível utilizado na usina ELCOLGAS Puertollano na Espanha, ou ainda resíduo

líquido de refino (asfalto), como ocorre em Priolo, Itália (Haupt, 2005).

Segundo Klimstra (2007), no futuro as usinas IGCC representarão um papel significativo em relação ao processamento de resíduos de petróleo, isto porque a gaseificação de combustíveis líquidos é mais econômica do que a transformação do carvão em gás. Estima-se que neste ano o mundo poderá gerar até 120 GW adicionais de energia com a modernização de termoeletricas antigas e com a implementação de novas usinas IGCC (Siemens, 2009). Na Figura 1 é apresentado o diagrama de blocos típico deste sistema.

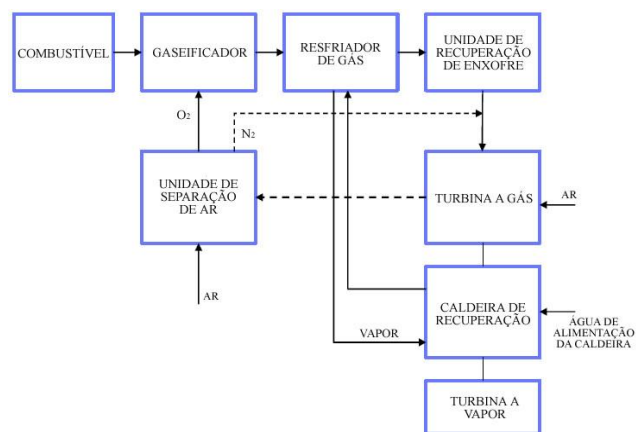


Figura 1 – Diagrama de blocos típico dos sistemas IGCC (Adaptado da EPRI, 2007).

De acordo com Everitt (2007), nas centrais IGCC as emissões de óxidos de enxofre tornam-se limitadas, com a redução das concentrações de  $H_2S$  e  $COS$  no gás de exaustão, após o processo de dessulfurização, para 25-70 ppmv.

O teor de compostos de nitrogênio no gás de síntese é praticamente zero, portanto, a produção de óxidos de nitrogênio é controlada através do projeto de queimadores e câmaras de combustão, além da saturação e diluição do gás. Na Figura 2, é apresentada uma comparação das usinas IGCC com centrais termelétricas convencionais a vapor, onde as primeiras



têm eficiência mais elevada e emissões mais baixas (BINE, 2008).

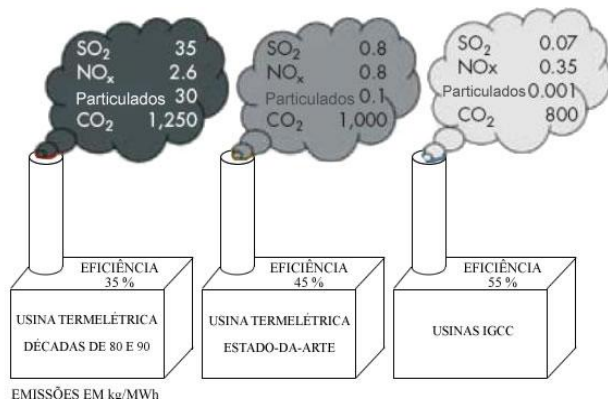


Figura 2 – Comparação entre os valores das emissões (Adaptado BINE, 2008).

Na Figura 3 são comparadas as emissões de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> dos sistemas IGCC com outras tecnologias, como CFBC, SCPF, PF e FGD.

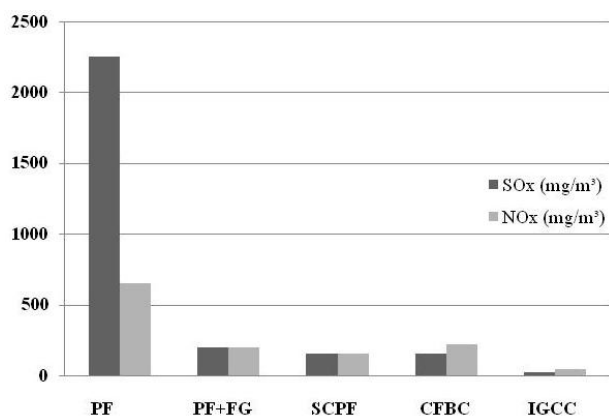
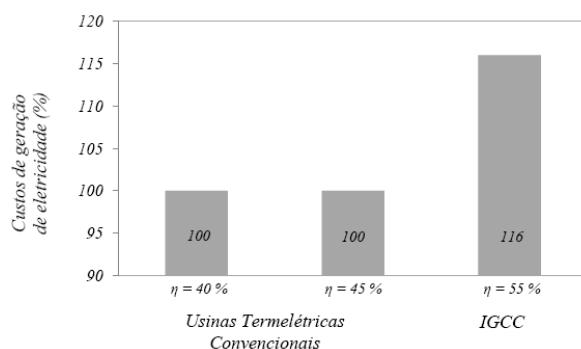
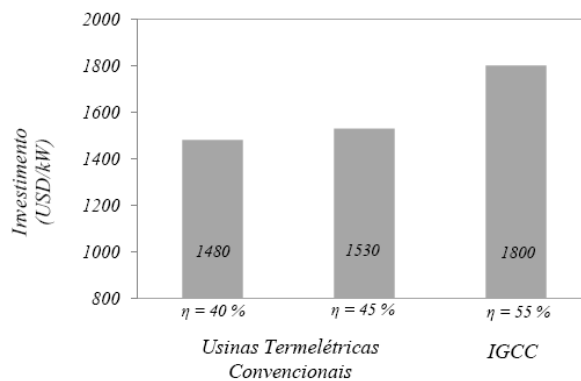


Figura 3 – Comparação das emissões SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>.

Nos sistemas IGCC, devido à utilização de um ciclo combinado (TG + TV) para a geração de eletricidade, pode-se atingir alta eficiência, chegando a valores acima de 50%. Enquanto usinas termelétricas modernas a vapor, que utilizam carvão do tipo linhito, podem alcançar uma eficiência de 43% (MIT, 2007).

O potencial a médio prazo das usinas de vapor que utilizam carvão linhito e que implementarão a tecnologia de pré-secagem, na faixa de 700°C, é de até 50% de eficiência. Assim, a tecnologia IGCC comparada a outros processos avançados de geração de energia, exibe a maior eficiência, podendo-se ressaltar ainda a existência de alternativas para a captura e seqüestro de CO<sub>2</sub>.

Para atingir a redução nas emissões para o meio ambiente os sistemas IGCC precisam de estruturas mais complexas do que as usinas termelétricas convencionais a vapor. Assim, os custos de investimento das usinas IGCC são superiores (Franco e Diaz, 2009). Devido a este fato, os custos de geração resultante são também superiores aos das usinas a vapor, porém com sistemas IGCC devido à maior eficiência, a proporção dos custos totais contabilizados em relação ao custo de combustível será menor, conforme mostrado nas Figuras 4 e 5.





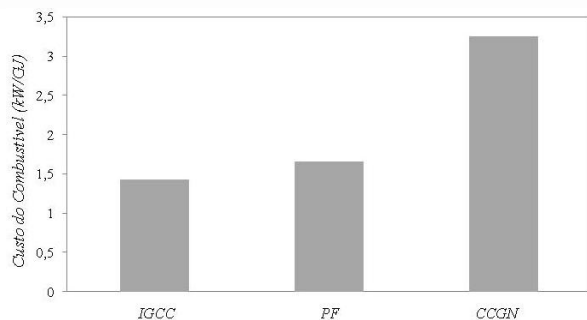


Figura 4 – Comparação dos valores de emissões e investimento entre as usinas termelétricas e os sistemas IGCC.

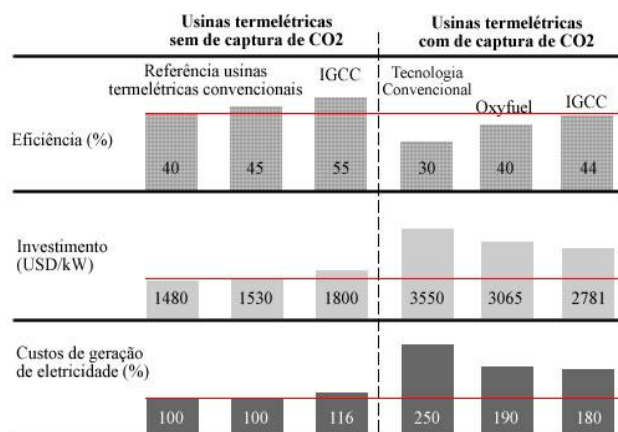


Figura 5 – Comparação entre a eficiência, investimento e custos de geração dos sistemas IGCC com relação a outras tecnologias de geração de eletricidade (Adaptado BINE, 2008).

Apesar das usinas IGCC com eficiências maiores que 50% já podem ser construídas com a tecnologia de hoje, um aumento da eficiência ainda está sendo buscado através da otimização dos processos de gaseificação, a integração de processos e da implementação de novos processos de purificação de gases, como a dessulfuração do gás quente e os processos de membrana. Em paralelo, uma busca intensiva das possibilidades para redução de custos está sendo trabalhada.

Segundo COOREFF (2009) o projeto de pesquisa "55%-Plus IGCC Power Plant", teve êxito do desenvolvimento de conceitos

avancados sobre sistemas IGCC com eficiências superiores a 55%, e baixos custos de produção de eletricidade na ordem de 54 USD/MWh. Por outro lado, outros projetos envolvem novos conceitos para processos de dessulfuração, ou de redução de CO<sub>2</sub> através de uma maior eficiência das TG. Por exemplo, nos projetos europeus Dynamis e Hypogen, a produção de hidrogênio, em particular, está sendo promovida (BINE, 2008).

### 3. PERSPECTIVAS E POTENCIALIDADES

No mundo, cinco usinas IGCC baseadas no carvão, foram construídas entre 1990 e 2000. Duas dessas usinas estão nos Estados Unidos e três na Europa. Além disso, algumas refinarias foram repotencializadas para IGCC, as quais são operadas com resíduos de petróleo e que, juntamente com a eletricidade, produzem hidrogênio. Pesquisas de centros de desenvolvimento incluem a qualificação do combustível, a melhoria da relação custo-eficiência aumentando a disponibilidade do sistema, o desenvolvimento utilizando gás de síntese e hidrogênio, assim como a análise de cinzas e escória. Por outro lado, com base na tecnologia de gaseificação utilizada para geração de eletricidade, é possível também produzir combustíveis gasosos e líquidos, assim como outros produtos químicos (química do carvão).

Durante a próxima década espera-se implementar projetos avançados em sistema IGCC, os ganhos são esperados nas seguintes cinco áreas (Chen, 2009).

- Avanços no processo de gaseificação com maior eficiência e confiabilidade, podendo atingir uma maior pressão de operação para capturar CO<sub>2</sub> de forma mais econômica.



- Avanços na unidade de separação de ar com uma melhor integração térmica com os sistemas IGCC.
- Processos de limpeza do syngas com sistemas de remoção de partículas mais econômicos, incluindo a filtração dos gases quentes.
- TG com eficiência superior e com capacidade de queima do syngas e combustíveis ricos em hidrogênio.
- Integração ótima do sistema com as novas tecnologias e componentes.

### 3.1 Seqüestro de Carbono

Uma integração ótima em sistemas IGCC, permite a captura e seqüestro de CO<sub>2</sub>. Este processo consiste na captura das emissões gasosas provenientes das usinas termelétricas 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, 2007).

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 para a produção do gás de síntese, combustíveis líquidos e químicos (WCI, 2007). Atualmente, encontram-se disponíveis três processos de captura e seqüestro de CO<sub>2</sub> aplicáveis as usinas termelétricas conforme apresentado na Figura 6.

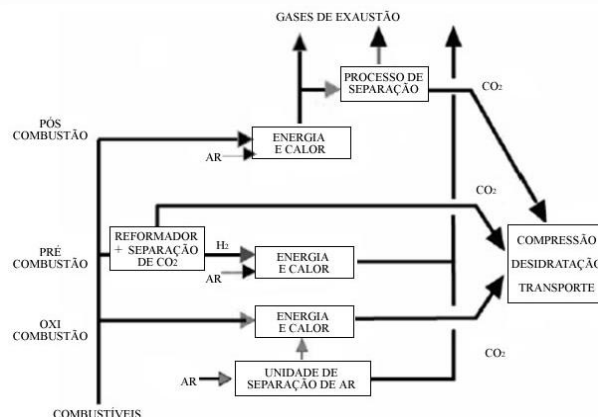


Figura 6 – Rotas tecnológicas para a CSS

Os sistemas de captura com pré-combustão, conforme mostrado na Figura 7, convertem o syngas produzido na gaseificação, através de uma reação química com vapor, em fluxos de CO<sub>2</sub> e hidrogênio. 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 turbina a gás avançada ou através de células combustíveis (Haupt, 2005).

Os sistemas 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 apresentado na Figura 8 é o que se encontra mais próximo para aplicação em larga escala comercial na geração de eletricidade. Porém, devido aos seus elevados custos, principalmente pela grande demanda de energia, ainda carece de certo desenvolvimento (Rubin et al., 2007).

O processo de combustão Oxyfuel (Oxicombustão), consiste na combustão do carvão com oxigênio puro ao invés do ar, para suprir uma turbina a vapor convencional, conforme mostrada a Figura 9. Ao evitar a introdução de nitrogênio no ciclo de combustão, a quantidade de CO<sub>2</sub> nos gases de exaustão é altamente concentrada, tornando-o fácil de se capturar e comprimir (Collot, 2006).



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, logo se encontra ainda na fase de demonstração em pequena escala.

Alguns projetos como COORIVA (Redução de CO<sub>2</sub> através de gaseificação integrada e Separação) e ENCAP (Captura melhorada de CO<sub>2</sub>) estão fazendo uma contribuição significativa para o desenvolvimento e construção de usinas livres de CO<sub>2</sub>, baseadas no conceito da tecnologia de gaseificação (BINE, 2008).



Figura 7 – Pré-Combustão.



Figura 8 – Pós-Combustão.



Figura 9 – Combustão Oxyfuel.

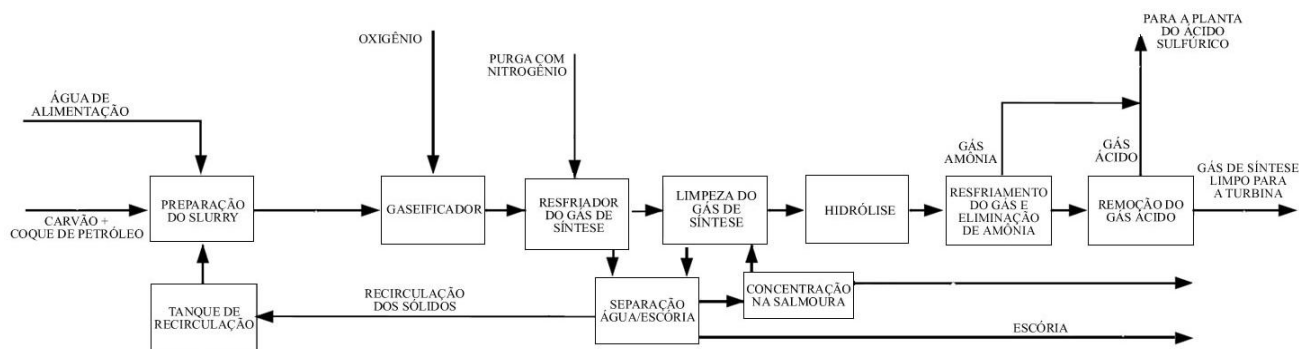


Figura 10 – Diagrama de blocos do processo da usina IGCC Polk County.

## 4. AVALIAÇÃO DA USINA IGCC

A usina Polk County localizada no estado da Florida nos Estados Unidos foi escolhida para avaliar um sistema IGCC. É uma das usinas que representa maior numero de horas de operação com a tecnologia IGCC. Se caracteriza por utilizar carvão e coque de petróleo como combustível.

A Figura 10 apresenta o diagrama de blocos dos processos da usina. Esta central tem uma capacidade líquida de 250 MWe, onde seu ciclo combinado tem uma capacidade instalada de 315 MW (192 MW em turbinas a gás e 123 MW de turbina a vapor), dos quais 55 MW são destinados para seu consumo interno, especificamente, para a planta de separação de ar e equipamentos auxiliares.

A tecnologia da gaseificação utilizada na usina foi desenvolvida pela Texaco e utiliza um gaseificador tipo arrastado, onde o fluxo é ascendente e o combustível seco é alimentando usando nitrogênio.

Esta usina dispõe também de uma caldeira de recuperação de calor, usada para recobrar o calor dos gases de exaustão da turbina e para o resfriamento do gás de síntese resultante. Na Tabela 1 apresenta-se a descrição técnica da usina (Tampa Electric, 2004).





Tabela 1 – Características técnicas ou descrição técnica da usina

Sistema	Variável		Valor
Condições Ambientais Locais	Temperatura [°C]		15
	Umidade [%]		0,8
	Pressão [atm.]		1
HRSG	Vapor	Alta / Baixa pressão [bar]	98 / 6,2
Turbina a gás	Potencia [MW]		192
	Fluxo de massa de ar [kg/s]		520
	Compressão		14:1
	Eficiência térmica [%]		35,4
Turbina a vapor	Potencia [MW]		123
	Vapor superaquecido da alta pressão	Pressão [bar]	120
		Temp. [°C]	500
Unidade Separação de Ar	Fluxo de ar [kg/s]		97
Ciclo combinado	Potencia neta [MW]		250
	Eficiência [%]		45,4
	Heat Rate [kJ/KWh]		10180

#### 4.1 Simulação do processo de gaseificação com o software CSFBM

Atualmente, existem diversos softwares disponíveis para simulação de processos químicos, mas foi utilizado o software CSFBM, em função de seu banco de dados que contém os principais componentes para a simulação de um gaseificador. O CSFBM é um programa de simulação baseado em modelos matemáticos para a análise de leitos fluidizados borbulhante ou circulante, bem como para equipamentos de leito móvel updraft e downdraft. Entre esses equipamentos, encontram-se fornos, caldeiras, gaseificadores, secadores e reatores (De Souza, 2009).

Nas Tabelas 2 e 3 apresentam-se as principais características (composição química) dos combustíveis utilizados na simulação do processo da gaseificação, a partir da análise elementar e a análise imediata do combustível considerado (em porcentagem de peso, pp. %), segundo a caracterização desenvolvida pelo U.S. DOE, 2002.

Tabela 2 – CASO 1: Carvão, Tipo Pittsburgh #8, usado como combustível

Análise elementar		Análise imediata (pp. %)	
Carbono (%)	76,60	Umidade (%)	5,87
Hidrogênio (%)	4,90	Volátil	35,41
Nitrogênio (%)	1,58	Carbono fixo	50,12
Oxigênio (%)	5,91	Cinza (%)	8,60
Enxofre (%)	1,87		
Cinza (%)	9,14		
HHV (MJ/kg)	28,17		

Tabela 3 – CASO 2: Coque de Petróleo, (Refinaria Chalmette) usado como combustível

Análise elementar		Análise imediata (pp. %)	
Carbono (%)	86,71	Umidade (%)	10,0
Hidrogênio (%)	4,27	Volátil	10,69
Nitrogênio (%)	2,74	Carbono fixo	78,82
Oxigênio (%)	0,63	Cinza (%)	0,49
Enxofre (%)	5,11		
Cinza (%)	0,54		
HHV (MJ/kg)	32,01		



A Figura 11 mostra a interface de CSFMB para o caso 1, onde é introduzida a caracterização de fluxo e composição do combustível (Carvão Pittsburgh #8), 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 Pittsburgh #8.

The screenshot shows the CSFMB software interface with the following data entered:

- Stream Characterization - Solids and Fuel Feeding**
  - Kind of carbonaceous fuel feeding (MTKIND): Bituminous Coal
  - HHV of inlet carbonaceous fuel (dry basis), MJ/kg (HHVDB): 28.17
  - Guessed value for HHV of released tar, MJ/kg (HHVTAR): 0
  - Stream: Operating Mode (BATCH), Load (batch only), kg (AMASS)
  - Absorbent: 0, Inert: 0
  - Carbonaceous: 22.0, Absorbent: 0, Inert: 0
  - Inlet mass flow rate, kg/s (FMTEs): 22.0
  - Inlet temperature, K (TPES): 290
- Stream Characterization - Analysis**

Proximate Analysis (Carbonaceous)	Mass Percent (Wet Basis)	Ultimate Analysis (Carbonaceous)	Mass Percent (Dry Basis)
Moisture (AMTPES(1))	5.87	Carbon (C) (PWPOB(1.1))	76.60
Volatile (VOLAT)	36.41	Hydrogen (H) (PWPOB(1.2))	4.90
Fixed carbon (CARFDC)	50.12	Nitrogen (N) (PWPOB(1.3))	1.58
Ash (ASHES)	8.60	Oxygen (O) (PWPOB(1.4))	5.91
		Sulfur (S) (PWPOB(1.5))	1.87
		Ash (PWPOB(1.6))	9.14

Figura 11 – Interface simplificada do programa CSFMB.

A Tabela 4 lista os principais parâmetros necessários pelo software CSFMB para a simulação do processo da gaseificação. Onde os valores representam as condições necessárias para atingir a potência requerida pelo ciclo combinado.

Tabela 4 – Principais características do gaseificador gerado pelo software CSFMB.

Parâmetros	Variável	Valor	Unidades
<b>CHARACTERIZAÇÃO DE FLUXOS SÓLIDOS E DO COMBUSTÍVEL ALIMENTAÇÃO</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 da biomassa	FMTEs (1)	22,0	kg/s
Temperatura de injeção do combustível	TPES (1)	298	K
<b>DADOS EQUIPAMENTO GEOMETRIA BÁSICA Gaseificador</b>			
Diâmetro equivalente da zona densa	DD	3,25	m
Diâmetro equivalente da zona diluída	DF	3,25	m
Altura do gaseificador	ZF	9,5	m
Ponto de injeção da biomassa	ZFEED (1)	0,77	m
<b>Distribuidor</b>			
Número de orifícios no distribuidor	NOD	30000	-
Diâmetro dos orifícios	DOD	0.002	m
<b>CICLONE E RECIRCULAÇÃO</b>			
Diâmetro do ciclone	DCY	0,187	m
Altura da seção cilíndrica do ciclone	HCY	0,464	m
Altura da seção cônica do ciclone	HCYC	0,305	m
Posição do ponto de recirculação	ZRCY	0,49	m
<b>CHARACTERIZAÇÃO DE FLUXOS DE GÁS ATRAVES DO DISTRIBUIDOR</b>			
<b>Agente de gaseificação</b>			
Ar			
Temperatura de injeção	TEGID	435	K
Pressão de injeção	PEGID	110	kPa (abs.)
Outros Dados	POPER	105	kPa (abs.)
<b>Pressão média no equipamento</b>			
<b>Condições ambientais locais</b>			
AVG	TAMB	290	K
Velocidade do vento	VV	2	m/s

## 4.2 Simulação do ciclo combinado com o software GateCycle

Neste trabalho, a simulação do ciclo combinado foi realizada com base nas informações apresentadas na Tabela 1, usando um modelo desenvolvido no software GateCycle, conforme apresenta-se na Figura 12.



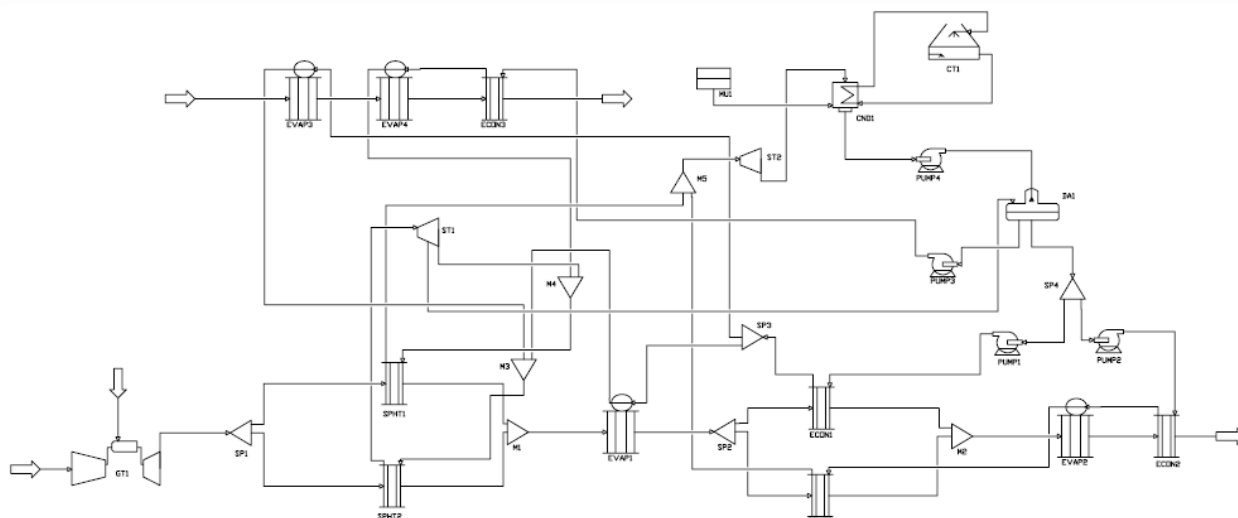


Figura 12 – Modelo desenvolvido no GateCycle.

Este modelo está caracterizado pela integração dos ciclos termodinâmicos, Brayton e Rankine, o primeiro deles descreve o funcionamento da turbina a gás (ciclo de potência) e o segundo descreve o funcionamento de um ciclo a vapor. Na simulação são consideradas as condições ISO (Pressão,  $P = 1$  atm, Temperatura,  $T = 15^{\circ}\text{C}$  e Umidade Relativa,  $UR = 60\%$ ). O gás de síntese resultante, conforme mostra a Tabela 5, é utilizado como combustível da TG.

O modelo implementado no GateCycle utilizam dois fluxos de gás de síntese os quais foram utilizados no bloco de recuperação de calor do syngas e para considerar a alimentação de turbinas a gás. A temperatura, a pressão, a composição do gás de síntese limpo e o seu fluxo de mássico representam os parâmetros iniciais dos equipamentos da TG. Posteriormente os gases de combustão vão para os equipamentos da caldeira de recuperação, que têm 3 níveis de pressão para a produção de vapor, o qual é expandido uma turbina para produzir eletricidade. Determina-se assim a energia elétrica gerada, a taxa de calor (heat rate) e a eficiência do ciclo combinado, parâmetros que foram utilizados para validar as simulações termodinâmicas.

Os modelos disponíveis no GateCycle para os equipamentos usados nos sistemas do ciclo combinado (TG e vapor, evaporadores, trocador de calor, caldeira de recuperação, condensador, torre de resfriamento, etc.) são validadas através da sua comparação com dados da usina IGCC Polk County.

## 5. RESULTADOS

### 5.1 Processo de gaseificação

A simulação do processo de gaseificação foi realizada empregando o carvão e o coque de petróleo como combustíveis, estes foram caracterizados nas Tabelas 2 e 3. O tipo de gaseificador de leito fluidizado circulante utilizando ar como agente de gaseificação foi escolhido neste processo para ser usado como base nas simulações no software CSFMB, já que neste tipo de equipamento é possível atingir a maior faixa de potencia neste programa. A Tabela 5 mostra a porcentagem dos principais compostos do gás de síntese.



Tabela 5 – Composição do gás de síntese

	CASO 1 Carvão	CASO 2 Coque
CO <sub>2</sub>	15,55	22,73
CO	17,08	4,6
CH <sub>4</sub>	0,20	0,05
H <sub>2</sub> O	7,23	8,14
H <sub>2</sub>	0,65	0,51
N <sub>2</sub>	59,29	63,97
HHV (MJ/kg)	4,79	5,34

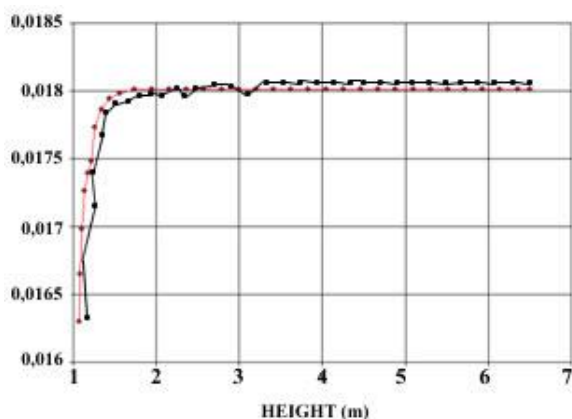


Figura 13 – Fluxo de mássico de gás produzido.

Na Figura 13 é apresentado o fluxo mássico (kg/s), onde a linha vermelha apresenta o gás de síntese resultante empregando carvão e a linha preta apresenta o gás de síntese produzido ao utilizar coque como combustível.

A partir dos dados obtidos mostra-se que o software CSFBM é uma ferramenta adequada para a simulação do processo da gaseificação utilizando um gaseificador de tipo leito fluidizado circulante, fazendo possível estimar a composição do gás de síntese para diferentes tipos de combustível.

No processo de gaseificação usa-se ar como agente de gaseificação, dado que o teor de partículas de alcatrão e do gás de síntese resultante é baixo para o gaseificador selecionado. Na prática, a seleção de 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.

## 5.2 Ciclo combinado

A Tabela 6 mostra os resultados das simulações do ciclo combinado utilizando os gases de síntese, cujas composições foram determinadas através do software CSFMB, como combustível. Com esta integração foi possível avaliar o sistema IGCC. As simulações foram realizadas considerando a TG GE-7FA da General Electric.

Tabela 6 – Resultados obtidos na simulação do sistema IGCC utilizando o GateCycle.

Variável	Dado Usina Polk	Tipo de combustível	Resultado GateCycle
Potência líquida do ciclo combinado [MW]	250	Caso 1	237,96
		Caso 2	241,03
Eficiência global do ciclo combinado [%]	45,4	Caso 1	39,93
		Caso 2	42,06
Heat Rate do ciclo combinado [kJ/KWh]	10180	Case 1	9745,69
		Case 2	9900,54

Os resultados obtidos a partir dos modelos, utilizando a composição de gás de síntese para cada um dos combustíveis mencionados, são comparados com as informações operacionais da usina Polk County, conforme mostrado na Tabela 6.



A partir destes dados mostra-se que o software GateCycle<sup>TM</sup> é uma ferramenta adequada para a simulação do desempenho de centrais IGCC. A base de dados dos parâmetros técnicos necessários para a comparação dos diagramas de fluxo das diferentes centrais, pode ser gerada em um tempo relativamente curto. Isto inclui os parâmetros de desempenho, tais como a potência útil gerada e a energia consumida na usina, bem como a eficiência global térmica.

## 6. CONCLUSÕES

A tecnologia IGCC é, entre os sistemas de geração de energia, a que melhor aproveita combustíveis residuais ou carvão, e a que gera menos emissões para a atmosfera, sendo suas emissões equivalentes a de um ciclo combinado que utiliza gás natural, apresentando significativas reduções nas emissões de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e particulados, em comparação com as de outras usinas.

A redução dos gases que causam o efeito estufa das emissões que penalizam a produção de eletricidade está diretamente relacionada com a melhoria da eficiência em usinas com a tecnologia IGCC, que em comparação com os ciclos convencionais supõe uma redução de 10 para 15%. Por outro lado, a possibilidade de se introduzir posteriormente o sistema CCS minimiza os riscos de não atender uma legislação mais restrita no futuro.

A partir dos dados obtidos na avaliação da usina IGCC e apresentados na seção de resultados, pode-se determinar que o erro relativo nas simulações no sistema IGCC proposto é da ordem de 10 a 12%. Tendo em conta que a tecnologia de gaseificação empregada pela usina Polk County é de leito arrastado com oxigênio e vapor e que a análise feita utilizou um

gaseificador de leito fluidizado circulante, é possível concluir através deste erro, que o modelo pode ser utilizado para a análise da avaliação técnica dos sistemas IGCC. Observa-se que a diminuição da porcentagem de nitrogênio presente no gás de síntese, aumenta o poder calorífico e a eficiência da usina. Evidenciando que o desempenho global das centrais IGCC depende das propriedades das matérias-primas, particularmente do poder calorífico e das análises elementar e imediata. Trabalha-se atualmente na implementação da modelagem da gaseificação com misturas de oxigênio e vapor.

## 7. AGRADECIMENTOS

Ao apoio financeiro das seguintes entidades: CNPq: Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, FAPEMIG: Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais e CAPES: Coordenação de aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior. Os autores também agradecem ao Prof. Dr. Marcio L. de Souza-Santos pelo apoio na modelagem do processo da gaseificação.

## 8. NOMENCLATURA

CCS: Seqüestro de Carbono,  
CFBC: Combustão Leito Fluidizado Circulante,  
CO: Monóxido de Carbono,  
CO<sub>2</sub>: Dióxido de Carbono,  
COS: Sulfeto de Carbonila,  
CSFBM: Comprehensive Simulator of Fluidized and Moving Bed Equipment,  
FGD: Dessulfurador dos Gases de Combustão,  
HRSG: Caldeira de Recuperação de Calor,  
H<sub>2</sub>S: Gás Sulfídrico,  
IGCC: Ciclo Combinado de Gaseificação Integrada,  
NO<sub>x</sub>: Óxidos de Nitrogênio,  
PF: Combustível Pulverizado,  
SCPF: Carvão Pulverizado Supercrítico,  
SO<sub>2</sub>: Dióxido de Enxofre,  
TG: Turbinas a Gás,  
TV: Turbinas a Vapor.





## 9. REFERÊNCIAS

BINE. Power plants with coal gasification, Informationsdienst Projekt-Info 09/06, Germany, 2007.

COLLOT, A. G. Matching gasification technologies to coal properties, *Int. J. Coal Geo.* United Kingdom, v. 65, p. 191–212, 2006.

COOREFF. Stands for CO<sub>2</sub> reduction technologies for fossil-fired power plants, Federal Ministry of Economics and Technology (BMWi). Germany, 2009. [Online]. Disponível em: <http://www.cooretec.de/index.php?index=21> Acessado em: Março de 2010

CHEN, C. & RUBIN, E. S. CO<sub>2</sub> control technology effects on IGCC plant performance and cost. *Energy Policy*, v. 37, p. 915-924, 2009.

DE SOUZA SANTOS, M. A new version of CSFB comprehensive simulator for fluidised bed equipment. *Fuel*. Brazil, v. 88, p. 826–833, 2009.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Design Considerations for High Availability. USA, V. 1; Lessons from Existing Operations, 2007.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), Ministério de Minas e Energia, Índice de custo benefício (ICB) de empreendimentos de geração termelétrica. 2008 [Online]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br> Acessado em: Março de 2010

EVERITT, E. National Energy Technology Laboratory (NETL), Gasification and IGCC: Status and Readiness, Wyoming Coal Gasification Symposium. USA, 2007.

FRANCO, A; DIAZ, A. D. The future challenges for “clean coal technologies”: Joining efficiency increase and pollutant emission control. *Energy. Italy*, v. 34, p.348–354, 2009.

HAUPT, Combined Cycles Using Hydrogen, SIEMENS, 2005.

KLIMSTRA, J. The Need for a Higher Fuel Efficiency of the Electricity Sector – An Analysis of Opportunities and Barriers. World Energy Conference, Italy, 2007.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT). The future of coal, options for a carbon-constrained world, USA, 2007.

RUBIN, E.; CHEN, C.; RAO, A. Cost and performance of fossil fuel power plants with CO<sub>2</sub> capture and storage, *Energy Policy. USA*, v. 35, p. 4444–4454, 2007.

SEKAR, R.; PARSONS, J.; HERZOG, H.; JACOBY, H. Future carbon regulations and current investments in alternative coal fired power plant technologies. *Energy Policy. USA*, v. 35, p. 1064–1074, 2007.

SIEMENS, Geração de energia fóssil, 2009. [Online]. Disponível em: <http://www.siemens.com/entry/br/pt/> Acessado em: Março de 2010

TAMPA ELECTRIC. Integrated gasification combined cycle, Project performance summary, Clean coal technology demonstration program. Advanced electric power generation, DOE/FE-0469, 2004.

U.S. DOE DEPARTMENT OF ENERGY, Tampa electric Polk power station integrated gasification combined cycle project. Final Technical Report. USA, 2002.

VAN DEN BROEK, M.; HOEFNAGELS, R.; RUBIN, E.; TURKENBURG, W.; FAAIJ. A. Effects of technological learning on future cost and performance of power plants with CO<sub>2</sub> capture, *Prog. in Energy and Comb.Science*, v. 35, p. 457–480, 2009.

WORLD COAL INSTITUTE (WCI), Coal: delivering sustainable development, 2009. [Online]. Disponível em: <http://www.worldcoal.org/> Acessado em: Março de 2010