

Estado-da-Arte da Tecnologia IGCC para a Utilização de Coque de Petróleo e Carvão Mineral

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

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

Considerando o atual cenário energético do Brasil e o aumento da produção de coque, bem como a concentração e dimensões das reservas de carvão mineral, torna-se importante realizar estudos que abordem de forma criteriosa a utilização deste recurso energético. Assim, o objetivo do presente trabalho é apresentar as diferentes variantes da tecnologia IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), a qual representa uma das formas mais modernas de geração de eletricidade, quando se utiliza como combustível o coque de petróleo e o carvão mineral. Além disso, são analisadas as possibilidades e opções esquemáticas para a captura e seqüestro de CO₂.

Index Terms--Carvão Mineral, Coque de Petróleo, Captura e seqüestro de CO₂, Gaseificação, Ciclos Combinados, IGCC.

I. NOMENCLATURA

ASU, unidade de separação de ar; CCGN, ciclo combinado a gás natural; CCU, unidade de ciclo combinado; COS, sulfuro de carbonilo; GHG, gases de efeito estufa; MDEA, metildietanolamina; HRSG, caldeira de recuperação; IGCC, gaseificação integrada em ciclo combinado; TG, turbina a gás; PCI, poder calorífico inferior; PCS, poder calorífico superior; PC, carvão pulverizado.

Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída - NEST, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, Av. BPS 1303, CP 50, Itajubá, MG, CEP 37 500-903, Brasil.

P. A. Silva, *NEST - UNIFEI* (e-mail: pablo.silvaortiz@unifei.edu.br).

O. J. Venturini, *NEST - UNIFEI* (e-mail: osvaldo@unifei.edu.br).

E. E. Silva, *NEST-UNIFEI* (e-mail: electo@unifei.edu.br).

II. INTRODUÇÃO

A pesquisa cujo resultado é apresentado neste trabalho aborda a combinação de duas tecnologias que incorporam as plantas IGCC: a análise do processo de gaseificação, que é utilizado para produzir um gás combustível limpo (gás sintético), e a análise do ciclo combinado, que constitui um dos métodos mais eficientes para a geração de eletricidade. Além disso, são analisados os principais esquemas e tipos de gaseificadores, o seu desempenho, e as possibilidades e opções esquemáticas para a captura do CO₂.

Atualmente se está incrementando a utilização de novas fontes de energia, como o gás natural e as renováveis não hidráulicas. No entanto grande parte da produção de energia elétrica ainda se baseia nos combustíveis fósseis, especificamente no petróleo e carvão mineral. A nível mundial se estima que do carvão se obtenha 39 % da eletricidade consumida e que essa proporção praticamente se manterá até o ano 2030. [1]

Dentro da matriz energética brasileira, o carvão mineral representa um pouco mais do 1% do total da energia primária produzida [2]. Este é o combustível fóssil mais abundante no Brasil, estimando-se as reservas suficientes para 200 anos de suprimento (contra 40 do petróleo, 60 do gás natural) [3]. Não obstante apesar de ser um recurso abundante devido a sua baixa qualidade ele ainda é pouco usado. As reservas brasileiras são de 32x10⁹ ton. As jazidas mais importantes do Brasil estão localizadas nos estados de Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. Esse combustível fóssil é classificado, de acordo 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%. Entre os carvões do Brasil, o mais competitivo para a produção de energia elétrica é o de Candiota, extraído no Rio Grande do Sul, tomando como referência sua baixa composição em cinzas e enxofre quando comparado aos outros tipos de carvão brasileiro. Estima-se que numa adequada escala de produção o custo de tonelada poderia estar entre \$5,00 USD e \$7,00 USD [4].

Os carvões brasileiros estão caracterizados por seu alto conteúdo de cinzas, componente que influi no desempenho de um sistema de geração baseado na combustão do carvão mineral. É por esta razão que em muitas aplicações se recomenda misturar o carvão mineral com coque de petróleo (com um conteúdo máximo de 20% de coque) [5], para melhorar as propriedades do combustível.

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 em função do tipo de petróleo do qual o coque se origine [6]. Devido às quantidades cada vez maiores de petróleos pesados processados, a produção de coque tem aumentado. A alta disponibilidade do coque de petróleo tornou este resíduo atraente para o setor industrial, principalmente para o setor de geração de energia elétrica [7].

O coque de petróleo brasileiro é considerado como BTE (baixo teor de enxofre), devido ao processamento de petróleos com baixo teor de enxofre, apresentando, em média, 0,8% de enxofre [8], enquanto alguns coques importados apresentam teor de enxofre da ordem de mais de 7% em peso [9].

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP [10], a produção brasileira de coque de petróleo, no ano 2007 foi 5.000.000 toneladas. A nível mundial a produção de coque de petróleo no ano 2007 foi 91 Mt (milhões de toneladas) [11]. O preço deste derivado do petróleo está relacionado ao preço internacional do carvão. Constata-se que o preço do coque de petróleo sempre foi inferior ao preço do carvão; não obstante, a partir de julho de 2004, a taxa de crescimento dos preços do coque de petróleo elevou o preço deste à valores cada vez mais próximos do preço do carvão. Em julho de 2006 e janeiro de 2007 o preço do coque de petróleo ultrapassou o preço do carvão. Por causa disso, a escolha entre o uso de carvão ou de coque de petróleo passou a ser técnica e não mais econômica [12].

Posteriormente à descrição dentro do contexto energético do Brasil das principais características do coque de petróleo e o carvão mineral, os quais podem ser utilizados como combustíveis das centrais da IGCC, a seguir se abordam os aspectos mais representativos desta tecnologia.

Na figura 1 se mostra um esquema dos componentes principais de uma instalação de gaseificação integrada em ciclo combinado (IGCC).

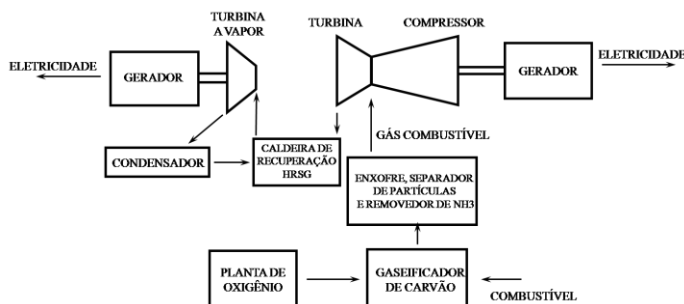


Fig. 1. Central de gaseificação integrada ao ciclo combinado

A gaseificação integrada em ciclo combinado utiliza gases derivados de carvão com um alto conteúdo de enxofre, resíduos pesados do petróleo ou a biomassa, como combustível para seus acionadores primários. A IGCC é uma tecnologia energética avançada que permite reduzir as emissões de NO_x , SO_2 e partículas em suspensão, melhorando a eficiência energética da utilização do carvão.

III. EVOLUÇÃO E PROSPECTIVA DA TECNOLOGIA IGCC

No planejamento do fornecimento futuro de eletricidade os fatores mais relevantes são a segurança de abastecimento, o impacto ambiental e o preço final da energia. Neste contexto deve-se analisar a tecnologia IGCC, sob a ótica de cada um destes fatores.

O futuro das centrais de IGCC está dirigido à melhora da eficiência e a diminuição dos custos de investimento. Além disso, se esperam uma redução das emissões, principalmente as de CO_2 . Na tabela 1 se ilustra o decréscimo do custo de investimento e aumento da eficiência térmica, a partir da experiência adquirida nas centrais IGCC desde 1997. Apresenta-se também uma projeção para os anos 2010 a 2015, com base na consolidação de centrais comerciais [13].

TABELA 1
DECREMENTO DO CUSTO DE INVESTIMENTO E INCREMENTO DA EFICIÊNCIA TÉRMICA

Ano	Custo de Investimento (USD/kW)	Eficiência (HHV,%)
1997	1450	39.6
2000	1250	42
2010	1000	52
2015	850	>60

Atualmente, está sendo construída ou adaptada uma grande quantidade de centrais de ciclo combinado em todo mundo, especialmente nos países desenvolvidos. Com relação as centrais IGCC existentes, a tabela 2 ilustra os principais projetos implementados a nível mundial [15].

Na figura 2, pode-se observar a evolução do desempenho e potencia instalada desta tecnologia [14], segundo o combustível empregado.

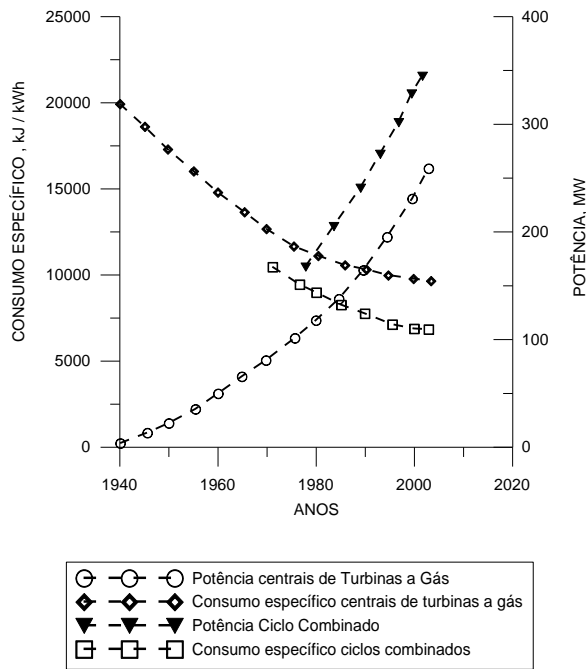


Fig. 2. Evolução de potência e consumo em TG e CCGN

TABELA 2
ALGUMAS DAS CENTRAIS IGCC INSTALADAS NO MUNDO

Projeto — Localização	Início	MW	Matérias Primas	Disponibilidade (hora/ano)
Cool Water-USA	1984	120	syngas/ carvão	
Bugghenum-Holanda	1994	250	carvão	6000-8000
Wabash-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 ₂	
ISAB: ERG/Mission-Itália	2000	510	asfalto	
Sarlux Saras-Itália	2001	545	vapor, H ₂	> 8000
ExxonChemical-Singapore	2001	160	etileno	
API Energia-Itália	2001	280	vapor	
Motiva LLC-USA	2002	160	coque	
Nippon Refining-Japão	2003	342	asfalto	

Com relação ao impacto e legislação ambiental é importante destacar que, qualquer que seja o combustível utilizado (coque de petróleo ou o carvão mineral), a tecnologia IGCC deverá ser implementada observando os padrões de emissão de contaminantes, principalmente em relação ao SO₂. Não obstante uma central IGCC, apresenta um bom comportamento quanto à emissão de contaminantes atmosféricos regulados (SO₂, NO_x, partículas). É possível estabelecer que o impacto contaminante global é limitado, os resíduos sólidos são subprodutos comerciais, e emitem menores quantidades de CO₂, mercúrio e metais pesados que outros processos baseados em carvão mineral.

EXPERIÊNCIA DAS CENTRAIS IGCC

A seguir se apresenta uma descrição da central ELCOGAS, ESPANHA [18]. No final deste trabalho na apêndice são mostradas as características de outras centrais representativas da tecnologia IGCC [19].

A Central IGCC de ELCOGAS, PUERTOLLANO tem 300 MW de potência líquida, e emprega uma mistura combustível com 50 % em peso de carvão e 50 % de coque de petróleo, com um consumo de 2.600 t/dia. O carvão é de tipo hulha, e se caracteriza por um alto conteúdo em cinzas (41-50 %), enquanto o coque de petróleo é um subproduto da refinaria de Repsol-YPF, e tem um elevado conteúdo em enxofre (5-6 %). Além disso, a central também pode operar com gás natural, que é o combustível utilizado em situações de partida e parada. Além do sistema de gaseificação, fornecido pela Krupp Koppers (Uhde), a central conta com uma planta ASU de alta pressão, fornecida pela Air Liquide, e um ciclo combinado com tecnologia Siemens, com turbina a gás V94.3, de duas câmaras de combustão laterais do tipo silo horizontal.

A característica principal desta central é a integração total entre a ASU e o ciclo combinado. Isto reduz a flexibilidade de operação, mas permite atingir uma eficiência líquida elevada: 42,2 % (PCI). Na Tabela 3 são apresentados os principais dados desta central.

TABELA 3
RESUMO DE PRINCIPAIS DADOS DA CENTRAL IGCC DE ELCOGAS

Potência Líquida	300 MW ISO		
Características do gás limpo	Poder calorífico (PCS, kJ/Nm ³) 10472		
	Composição (% vol): CO = 60,5; H ₂ = 22,1; CO ₂ = 3,9; N ₂ = 12,5; Ar = 1,0; CH ₄ = 0,01; S < 25 ppm		
Turbina a gás	Siemens V94.3, 200 MW ISO		
Controle de NO _x	Saturação do gás e mistura com nitrogênio		
Recuperação de enxofre	Planta Claus + Recirculação do gás de cola		
Combustível	Carvão	Coque de petróleo	Mistura
	13,10	31,99	22,55
PCI (MJ/kg)			
Potência elétrica (MW)	Turbina a gás	Turbina a vapor	Bruta total
Condições ISO	200	135	335
Condições do lugar	182,3	135,4	317,7
			282,7
Eficiência (PCI)	Bruta		Líquida
Eficiência térmica	47,12		42,2
Consumo específico (kJ/kWh)	7,647		8,538
Emissões			
Valores de projeto	g/kWh		Mg/Nm ³ (6 % de O ₂)
SO ₂	0,07		25
NO _x	0,40		150
Partículas	0,02		7,5

IV. BALANÇO ENERGÉTICO DA GASEIFICAÇÃO

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

A gaseificação do carvão permite eliminar certos elementos contaminantes antes da sua queima. No caso em análise, o gás produzido a partir da gaseificação do coque ou carvão é queimado nas turbinas a gás de uma central termelétrica de ciclo combinado. Como estas centrais possuem elevado rendimento, são reduzidas as emissões de CO_2 por unidade de energia elétrica produzida, o que deve ser ainda melhor nas futuras instalações IGCC. Um fator que se deve considerar em torno da gaseificação e ao processo de limpeza do gás são os custos associados na produção de energia [16].

O gás de síntese, isto é, o gás produzido a partir da gaseificação, contém a maior parte da energia química presente no combustível (carvão/coque) inicial. 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): 75 % do poder calorífico do carvão.
- Calor sensível no gás de síntese: 15 %. Esta energia se recupera no resfriamento do gás, mediante a produção de vapor.
- Energia do resíduo sólido (escória fundida e cinza seca), e perdas de calor para o ambiente: 10 %.

Na figura 3 são apresentadas as possibilidades existentes numa planta de gaseificação. A combinação de diferentes unidades produtivas, de forma modular, permite adaptar o projeto básico de uma central IGCC a uma configuração de planta multiprodutos, para que possa se ajustar de forma ótima às demandas do mercado em cada momento, para a obtenção de diferentes produtos, tais como:

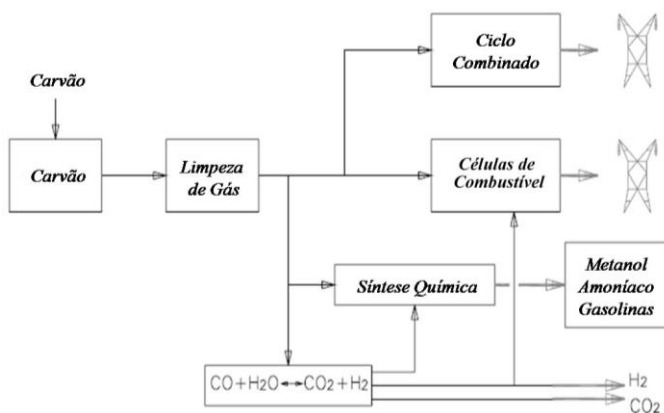


Fig. 3. Aplicações da gaseificação.

- Eletricidade, de forma limpa e altamente eficiente, mediante a utilização do gás de síntese substituindo o gás natural em ciclos combinados (centrais IGCC), ou inclusive em células de combustível de alta temperatura.
- Produção de hidrogênio, consumido em refinarias e, no futuro, em células de combustível para locomoção e produção de eletricidade.

- Produtos químicos. O gás de síntese se emprega para a obtenção de amônia (NH_3) (produto base para a fabricação de fertilizantes), uréia, metanol e, através do processo Fischer-Tropsch, para a obtenção direta de gasolinas.

Na atualidade existem mais de 130 plantas de gaseificação no mundo, com uma capacidade de produção superior a 400 milhões de Nm^3 de gás de síntese, o que equivale a mais de 43.000 MW térmicos [17].

UNIDADE DE FRACIONAMENTO DE AR – ASU, Nas centrais IGCC, as ASU representam 10-15 % do custo de investimento total, e seus aspectos relevantes são os consumos elétricos dos compressores de ar e produtos. Eles também constituem a maior percentagem dos custos de operação da ASU, e representam 50-90% do consumo total dos auxiliares.

Outro fator a considerar durante o processo da gaseificação é que para manter as altas temperaturas necessárias em todo o processo, se requer um agente oxidante, que pode ser ar, oxigênio ou ar enriquecido em oxigênio. Atualmente, os gaseificadores empregam oxigênio, pois sob aspectos econômicos e de operação isto tem uma série de vantagens:

- Poder calorífico do gás de síntese muito superior (9-13 MJ/Nm^3).
- Ao não estar diluído com N_2 , o volume de gás de síntese é muito menor (50 % aprox.), reduzindo-se por tanto radicalmente as dimensões e os custos das unidades de recuperação de calor e limpeza do gás.

TIPOS DE GASEIFICADORES

A gaseificação em leito arrastado pressurizado, com alimentação úmida, é realizada utilizando oxigênio em pressões próximas de 30 bar e temperatura entre 1.250 e 1.450°C, com a câmara de reação envolta em paredes de tijolos refratários. A alimentação do carvão é do tipo úmido, em mistura com água, e se realiza através de queimadores situados na parte superior do gasificador.

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, se desenvolve em duas etapas, para o qual o gaseificador conta com uma câmara inferior, na qual a escória fundida é separada e uma zona superior que é operada em condições redutoras, com uma temperatura final do gás de 1.100 °C, aproximadamente.

Esta baixa temperatura simplifica o sistema de resfriamento e recuperação de calor, mas supõe uma baixa conversão, com produção de alcatrões e cinzas com alto conteúdo em carbono, que devem ser separadas 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 numa central IGCC de 250 MW em Nakoso, Japão. [19].

Por último, a gaseificação em leito fluidizado pressurizado acontece em pressões entre 10 e 30 bar, empregando ar ou oxigênio como agentes gaseificadores. O carvão, normalmente linhito, é fornecido ao leito de forma seca, com um tamanho de partícula inferior a 6 mm. O reator é uma recipiente metálico recoberto de material refratário, e conta com um sistema de refrigeração a água. A temperatura de operação é de 800 a 1.000 °C, sempre inferior à de fusão das cinzas. A baixa temperatura do processo supõe uma baixa eficiência, com elevada produção de alcatrões e não combustíveis, que são separados num ciclone e recirculados ao reator. A presença destes contaminantes é também crítica para os sistemas de recuperação de calor do gás de síntese, por ser causa de problemas de incrustamento e corrosão dos trocadores utilizados neste processo.

Os três tipos de gaseificadores: leito fixo, leito fluído e leito arrastado, podem operar nas condições citadas anteriormente, permitindo a produção de um gás de síntese apto para a utilização em instalações IGCC a partir de praticamente qualquer tipo de carvão. No entanto, dentro dessa flexibilidade geral, as características particulares de cada carvão, junto com a escala da planta, fazem preferível a eleição de uma determinada tecnologia para sua gaseificação, como se apresenta na Tabela 4 [16].

TABELA 4
COMBUSTÍVEL E APLICAÇÃO PREFERÍVEL
DE DIFERENTES TIPOS DE GASEIFICADOR

Tipo de gaseificador e características	Combustível e aplicação mais indicada
Leito fixo <ul style="list-style-type: none"> Alto tempo de residência entre 15 e 60 min. Combustível, 5-30 mm. Alta eficiência. Baixa temperatura do gás (400-500 °C) produz alcatrões e hidrocarbonetos. Elevado conteúdo de CH₄ no gás de síntese. 	<ul style="list-style-type: none"> Flexível, ampla casta de carvões, exceto aqueles com tendência a produzir finos. Indicado para combustíveis dificilmente pulverizáveis: biomassa, resíduos. Melhor nas aplicações de síntese química, nas que os hidrocarbonetos produzidos sejam úteis. Limita as opções de co-produzir H₂.
Leito fluído <ul style="list-style-type: none"> Temperatura 800-1050 °C. Combustível tamizado, < 5 mm. Baixa eficiência não combustível. Temperatura de residência média. 	<ul style="list-style-type: none"> Requer carvões muito reativos (linhitos), biomassa. Indicado para utilizar carvões com alto conteúdo em cinzas ou com cinzas de alto ponto de fusão (Índia, Austrália, África do Sul). Mais indicado para IGCC a escala pequena- média.
Leito arrastado <ul style="list-style-type: none"> As cinzas se extraem como escória fundida. Combustível pulverizado, < 100 µm. Alta temperatura do gás 1000-1600 °C. Tempo baixo de residência de 1 a 5 s. Elevada eficiência. Não produz alcatrões nem hidrocarbonetos. 	<p>O mais versátil, mesmo que não seja recomendável carvão com as seguintes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> Com cinzas de alto ponto de fusão. Muito alto conteúdo em cinzas (> 25 %). São gaseificáveis mas implicam menor eficiência e maiores custos. Alto conteúdo em cloro (> 0,5 %)- Grande capacidade unitária e eficiência, pelo que é o mais adequado para grandes centrais IGCC.

A partir da experiência das centrais IGCC que utilizam carvão como combustível se observou que para alimentar a turbina a gás de um ciclo combinado, requer-se um gás de síntese com alta pressão (entre 15 e 20 bar), e que se encontre praticamente isento de partículas e contaminantes.

Por isso, para a aplicação IGCC se requer geralmente, gaseificação sob pressão, para reduzir as dimensões dos sistemas de gaseificação e limpeza do gás, bem como evitar o excessivo consumo auxiliar elétrico para comprimir o gás de síntese até a pressão requerida pela turbina a gás. Deve-se considerar também a utilização de gaseificação com oxigênio puro, ou ao menos com ar enriquecido, para reduzir o custo das unidades de resfriamento e limpeza de gás, obtendo-se maiores rendimentos.

V. CAPTURA E SEQÜESTRO DE CO₂

Atualmente existem vários métodos viáveis de captura do CO₂ para os setores energéticos e industriais, sendo possível a absorção por métodos químicos ou por métodos físicos. Ambos se podem levar a cabo mediante tecnologias de pré-combustão, pós-combustão e oxi-combustão. A tecnologia por absorção química está bem desenvolvida, está em uso por vários anos e utiliza-se em geração elétrica (carvão, gás), plantas químicas, produção de fertilizantes, etc., e atinge uma absorção de 99 % de CO₂.

A tecnologia de absorção física é mais inovadora e se utiliza preferencialmente a altas pressões. Na IGCC pode-se utilizar tanto em pré-combustão como em pós-combustão. A captura de CO₂ nos sistemas de pré-combustão está comercialmente disponível, no entanto não se construiu ainda nenhuma planta IGCC que incorpore a captura de CO₂.

O principal inconveniente dos sistemas de captura de CO₂ é a forte penalização energética que implicam. Está penalização costuma ser medida como a energia adicional necessária para produzir 1 kWh numa central onde se tenha instalado um sistema de captura [20], frente ao mesmo consumo de energia para uma central sem esse sistema de captura de CO₂. Este incremento de energia (1) pode ser relacionado com as eficiências globais da planta, com e sem o sistema de captura de CO₂, segundo a seguinte expressão:

$$\Delta E = \frac{(\eta_{ref} - \eta_{captura})}{\eta_{captura}} \quad (1)$$

Essa energia adicional é muito maior do que a requerida para o funcionamento dos sistemas de redução de outras emissões das centrais.

Com a tecnologia disponível, a média estimada da penalização energética e o impacto da utilização de combustível com eliminação de CO₂ é comparável a outros sistemas de captura, como se ilustra nas figuras 4 e 5.

Há que se ter em conta que o incremento energético não só supõe um maior consumo de combustível, água e produtos químicos, com também um aumento dos resíduos sólidos, líquidos e contaminantes do ar que não são capturados pelo sistema de captura do CO₂.

Na tabela 5 são mostrados os valores deste incremento energético, considerando centrais elétricas dotadas da tecnologia disponível atualmente.

TABELA 5
PENALIZAÇÃO ENERGÉTICA SEGUNDO O TIPO DE CENTRAL

Tipo de planta	ΔE, %
PC	24-40
CCGN	11-22
IGCC	14-25

As eficiências dos diferentes tipos de centrais sem captura e com diferentes tecnologias de captura são mostradas na figura 4, com base nos estudos publicados em 2004 pela IEA Greenhouse Gas (GHG) [23]. As plantas a vapor, incluídas as de captura de pós-combustão e oxi-combustão, possuem parâmetros supercríticos (290 bar, superaquecido 600 °C, reaquecido 620 °C). As plantas com captura pré e pós-combustão, tanto de IGCC como de gás natural correspondem a ciclos combinados com turbina a gás GE 9FA.

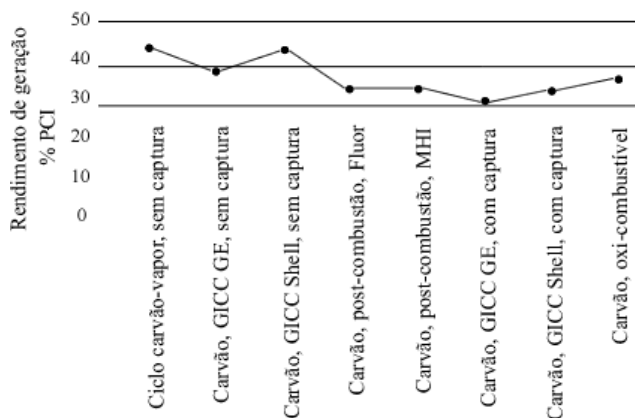


Fig. 4. Rendimentos térmicos de centrais com e sem captura de CO₂ (IEA - GHG)

Também é interessante comparar o incremento de consumo de combustível por kWh de eletricidade produzido entre centrais com e sem captura de CO₂. Esta comparação pode ser observada na figura 5, para diferentes tipos de centrais termelétricas.

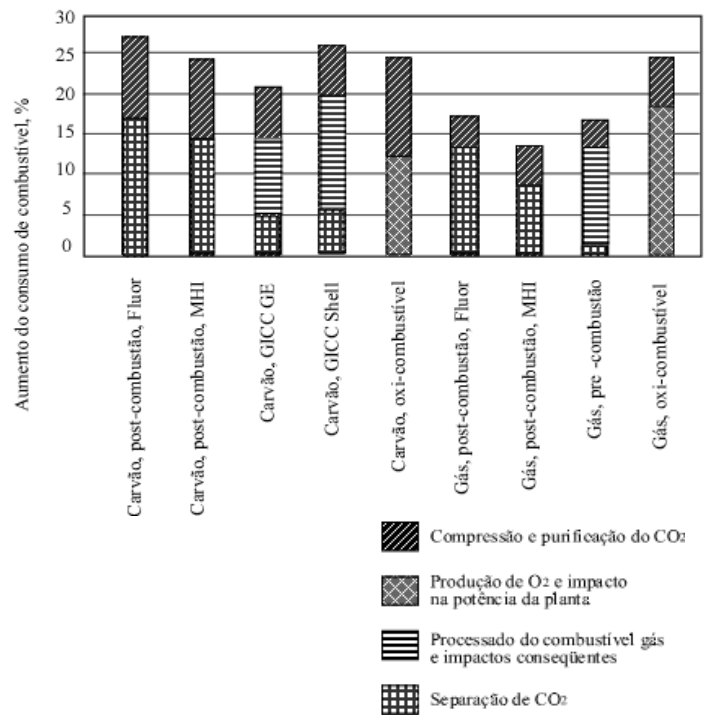


Fig. 5. Aumento em % do consumo de combustível por kWh produzido devido à captura de CO₂ (IEA - GHG)

A partir da Figura 5, pode se constatar que os sistemas de captura baseados na pós-combustão têm dois consumos energéticos importantes, a separação e a purificação e compressão de CO₂.

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. Finalmente, os sistemas baseados na oxi-combustão apresentam um importante consumo energético na fase de produção de oxigênio para a combustão.

CUSTOS DA CAPTURA DE CO₂

O custo da eletricidade aumenta de 20 a 55 % para centrais IGCC, de 35 a 70 % para centrais de ciclo combinado a gás natural, de 40 a 85 % para centrais de carvão pulverizado, quando se utiliza a captura de CO₂ [21]. Quanto às centrais já existentes, as opções de captura de CO₂ e seus respectivos custos são extremamente dependentes da localização. Para cada central termelétrica os fatores que afetam o custo da captura estão caracterizados pela definição do marco temporário, da tecnologia utilizada e sua maturidade, além da fronteira do sistema do qual se considerará o custo [22].

Existem diversos indicadores do custo da captura do CO₂ (custo de investimento, custo da eletricidade, custo do CO₂ evitado ou custo do CO₂ capturado ou eliminado).

Dentro das tecnologias emergentes para a captura do CO₂, tanto para a gaseificação do carvão como para o reforma do gás natural, incorporam-se sistemas inovadores que combinam reação e separação, tais como a reforma com reação dessorção melhorada, a reação shift com água e reação dessorção melhorada, a reforma com membranas e a reação shift com água e membranas.

VI. APÊNDICES

EXPERIÊNCIA DAS CENTRAIS IGCC

WABASH RIVER ENERGY, TERRE HAUTE

Descrição da central	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. O oxigênio tem uma pureza de 95%. Uma corrente pequena de nitrogênio puro é gerada para a purga da planta.
Eliminação de gases ácidos	Consiste na hidrólise de sulfuro de carbonilo (COS), e uma lavagem do (MDEA). O gás (H ₂ S) é transformado em líquido, numa unidade Claus e na saída o gás é hidrolizado e reciclado ao reator da gaseificação.
Gaseificação de carvão	O gaseificador é de duas etapas. A massa de carvão pulverizado alimenta a unidade E-Gás. Opera a 27,6 bar a uma temperatura de 1425 °C, na primeira etapa, e 1040 °C na saída da segunda etapa.
CCU	Turbina a gás GE 7FA. A redução dos NOx se consegue saturando o gás de síntese com o vapor de água sem a adição de nitrogênio. A saturação se leva a cabo numa coluna de saturação que utiliza o baixo nível de calor na central.

TAMPA ELECTRIC COMPANY, POLK POWER STATION

Descrição da central	Com 250 MW de capacidade de geração. Esta central elétrica está localizada na Florida-USA, e foi o segundo projeto IGCC apoiado pela US-DOE. Entrou em funcionamento em Setembro de 1996.
ASU	Opera com coque de petróleo desde 2005. A pureza do oxigênio é de 95%. Os resíduos do nitrogênio da ASU se utilizam na turbina a gás para a redução de óxidos de nitrogênio (NOx). Uma pequena corrente de nitrogênio puro (50 ppm de O ₂) é utilizada para fins de purga.
Eliminação de gases ácidos	Consiste na hidrólise de COS e uma lavagem do MDEA. O gás é transformado diretamente em ácido sulfúrico (H ₂ S) para abastecer a indústria local de fertilizantes de fosfato.
Gaseificação de carvão	O gaseificador é de uma etapa. A massa de carvão pulverizado alimenta o resfriador radiante.
CCU	Turbina a gás GE 7FA. Originalmente só a adição de nitrogênio era utilizada para a redução dos NOx. Em 2001 se adicionou um saturador em resposta à exigência de reduzir as emissões de NOx de 25 a 15 ppm.

SHELL, PERNIS

Descrição da central	A planta serve para gaseificar resíduos da refinaria de Shell em Rotterdam. Produz simultaneamente hidrogênio para a refinaria e gera 130 MW de energia elétrica.
ASU	O oxigênio é gerado numa ASU, da Air Products, em Rozenberg, a aproximadamente 7 km do lugar de gaseificação. Não há integração de ar ou nitrogênio na turbina de gás. Uma pequena quantidade de nitrogênio de alta pureza é fornecida principalmente para a purga.
Eliminação de gases ácidos	Compõe-se de duas etapas, uma unidade de lavagem Rectisol com uma mudança de CO (para a produção de hidrogênio) entre a etapa de H ₂ S/COS e a etapa de CO ₂ . Esta unidade atinge a dessulfurização necessária para a produção de hidrogênio (<0,1 ppm), sem a necessidade de incluir uma hidrólise de COS. O gás de síntese fornecido a turbina a gás é somente lavado para extração de o enxofre a aproximadamente 20 ppm.
Gaseificação de carvão	Conta com de três gaseificadores de petróleo Shell SGP 33 1/3% que operam a 60 bar e uma temperatura a 1300 °C. A matéria prima é oriunda do craqueamento térmico. A conversão do carbono é de 99,5%. O resfriamento do gás de síntese é efetuado numa caldeira flamotubular, auxiliando a produção de vapor.
CCU	Baseia-se em duas turbinas a gás GE MS 6541 B, com duas caldeiras de recuperação HRSG, e duas turbinas de vapor. Dado que o nitrogênio não está disponível em grandes quantidades, a redução de NOx se realiza por injeção de vapor. Também é utilizada uma corrente rica em CO ₂ com baixo valor de calefação da unidade Rectisol.

NIPPON OIL, NEGISHI, JAPÃO

Descrição da central	Na planta de energia IGCC de 350 MW se gaseificam os resíduos da refinaria NOC em Negishi (Yokohama). Opera comercialmente desde junho de 2003.
ASU	O oxigênio é produzido numa planta de oxigênio de 2300 t/d. A planta não tem integração de ar com a turbina de gás.
Eliminação de gases ácidos	A eliminação de gases ácidos consiste na hidrólise COS / HCN, e lavagem com amônia (NH ₃). Também uma lavagem com aminas (Amine di-isopropanol - ADIP) é utilizada para a dessulfurização (adoçamento de gás). O gás de síntese limpo é utilizado como combustível das turbinas a gás, e tem teor de enxofre residual de ao redor de 15 ppm.
Gaseificação de carvão	A planta 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 baixo conteúdo de enxofre do combustível se utiliza para a partida e parada para minimizar as emissões de enxofre. O gasificador opera a 70 bar e temperatura entre 1300 °C. A conversão do carbono é de aproximadamente 99,5%.

CCU	Turbina a gás 701F Mitsubishi com caldeira de recuperação (HRSG) e uma turbina a vapor. O nitrogênio, adiciona-se ao gás de síntese para efeitos da redução de NOx. A caldeira de recuperação está equipada com um sistema de redução catalítica seletiva (SCR) para a redução de NOx.
-----	--

VII. CONCLUSÕES

A tecnologia da gaseificação integrada ao ciclo combinado é perfeitamente aplicável. Resulta particularmente atraente para cogeração em refinarias de petróleo. A IGCC deve ser contemplada já nos planos de expansão da infra-estrutura energética do Brasil, mediante planos de desenvolvimento no curto, médio e longo prazo. A partir da revisão do estado-da-arte se consegue estabelecer que a nível mundial a maiores pesquisas e desenvolvimento nesta área na atualidade se dão no EE, UU e Japão.

Um dos fatores mais relevantes dos custos de geração das centrais de IGCC são os custos variáveis do combustível empregado, carvão, coque de petróleo ou algum outro combustível de baixa qualidade. A tecnologia IGCC compete diretamente com as centrais de ciclo combinado de gás natural e a concorrência se reduz aos custos do combustível.

Por outra parte, as variáveis econômicas e financeiras envolvidas com projetos de investimento no setor elétrico, requerem de um minucioso estudo que as avalie, conjuntamente com os benefícios ambientais e sociais.

Com relação ao tipo de combustível empregado nas centrais IGCC, deve-se ter em conta a possibilidade de mistura com carvões de baixo conteúdo de enxofre, procurando atingir o importante mercado consumidor das termoeletricas. Deste modo, poderá ter equilíbrio entre a produção e o consumo desse resíduo do processamento do petróleo.

Quanto à redução de emissões de CO₂, em todos os sistemas, não há rota claramente definida. Os problemas maiores são: a redução de eficiência de conversão do ciclo com a incorporação dos processos de separação de CO₂; a dificuldade de realizar estes processos nos volumes requeridos; a incerteza quanto às possibilidades de dispor do CO₂ seqüestrado.

Várias configurações são propostas, sendo que há cinco em operação (< 300 MW). Os desempenhos dos sistemas são dependentes do grau do desenvolvimento das turbinas a gás; note-se que a partir de turbinas classe F, a eficiência entre varia 42 - 43%; e com turbinas classe H (2020), até 50%.

VIII. REFERÊNCIAS

- [1] BP Statistical Review of World Energy (2008, Jun.). [Online]. Available: <http://www.bp.com/>
- [2] Balanço Energético Nacional (2008). Sumário Executivo 2008 - [Online]. Available: <https://ben.epe.gov.br/>
- [3] I. Carvalho, "Estado da arte e tendências tecnológicas para energia", CTEnrg, Jan 2003.
- [4] M. T. Tolmasquim, Geração de Energia Elétrica no Brasil, INTERCIÊNCIA 2005.
- [5] O Conselho Mundial de Energia (2007), WEC Statement. [Online]. Available: <http://www.worldenergy.org/>
- [6] Speight, J.G.; New Approaches to Hydroprocessing, Catalysis Today, 98 (1-2), 55 - 60 (2004).
- [7] Wang, J., E.J. Anthony y J.C. Abanades; Clean and efficient use of petroleum coke for combustion and power generation: Fuel 83, 1341 - 1348 (2004).
- [8] Barros, F.C.C., W. Lázaro y C.N. Borges; Coking Considerations, Hydrocarbon Engineering: June, 61 - 65 (2003).
- [9] Salvador, S., J.M. Commandré y B.R. Stanmore; Reaction rates for the oxidation of highly sulphurized petroleum cokes: the influence of thermogravimetric conditions and some coke properties, Fuel, 82, 715 - 720 (2003).
- [10] Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP (2007), [Online]. Available: <http://www.anp.gov.br/>
- [11] Energy Information Administration EIA (2008), Annual Energy Outlook 2008. US Department of Energy (DOE). [Online]. Available: <http://www.eia.doe.gov/>
- [12] SANTOS, Aldo R y SILVA, Rogério J. Análisis del Consumo de Coque de Petróleo en Algunos Sectores Industriales. Inf. tecnol. [online]. 2008, vol.19, n.2, pp. 93-101. ISSN 0718-0764.
- [13] Federal energy technology center. U. S. DOE. [Online]. Available: <http://www.netl.doe.gov/>
- [14] ASME Coal pulverizers. Supplement to performance test code for steam generating units, PTC 4.1.
- [15] A. Franco and A. Diaz, "The future challenges for "clean coal technologies": Joining efficiency increase and pollutant emission control". Energy 34 (2009)348-354.
- [16] I. P. Fernández, Geração termelétrica, Universidade de Oviedo (2006).
- [17] A. M. Peñalver. Análise da situação atual e o potencial do hidrogênio como vetor energético no futuro. Escola técnica superior de engenharia (2008).
- [18] García Peña, F., "Operating Experience and Current Status of Puertollano IGCC Power Plant", International Freiberg Conference on IGCC & Xtl Technologies, (2005).
- [19] EPRI, Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC), Design Considerations for High Availability, Volume 1: Lessons from Existing Operations, (2006).
- [20] Yagi, Y.; Mimura, T.; Yonekawa, T.; Yoshiyama, R. (2006). Development and Improvement of CO₂-Capture system. 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies.
- [21] US Department of Energy (2006). CO₂ Capture: Comparison of Cost & Performance of Gasification and Combustion-based Plants.
- [22] Gibbins et al. (2006). Capture ready fossil fuel plants: definitions, technology options and economics. 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies.
- [23] I. P. Fernández, Captura y almacenamiento de CO₂ procedente de instalaciones de combustión para la generación de energía eléctrica, Universidad de Oviedo (2006).

IX. BIOGRAFIAS



Pablo A. Silva Ortiz graduado em Engenharia em Energia pela Universidade Autônoma de Bucaramanga - UNAB na Colômbia (2006) e especialização em Gerencia em Recursos Energéticos (2007). Atualmente é membro do Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída – NEST e estudante de mestrado em Engenharia Mecânica, com ênfase em conversão de energia na Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI.



Electo E. S. Lora Phd pela Universidade Técnica de São Petersburgo na Rússia em 1987. Atualmente é professor na Universidade Federal de Itajubá no Brasil e Coordenador do Grupo de Excelência em Geração Térmica e Distribuída – NEST. Especialista em geração termelétrica, cogeração, combustão e controle de poluição e leva a cabo pesquisas em gaseificação e combustão de biomassa também em análise de ciclo de vida – LCA de biocombustíveis. Durante a sua vida profissional publicou 11 livros, 50 artigos em revistas internacionais e 87 trabalhos em anais de conferências. Tem orientado 6 teses de doutorado e 27 dissertações de mestrado.



Osvaldo J. Venturini graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Itajubá (1993) e doutorado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Itajubá (2001). Atualmente é professor adjunto III da Universidade Federal de Itajubá. Tem experiência na área de Engenharia Mecânica, com ênfase em conversão de energia, atuando principalmente nos seguintes temas: ar condicionado, cogeração, refrigeração, termoacumulação, turbinas a gás. É membro do Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída, onde participa de diversos projetos de pesquisa e desenvolvimento. Possui diversas publicações em anais de congressos, periódicos e é autor de 2 livros, além de capítulos em outros livros na sua área de atuação.