

RESSALVA

Atendendo solicitação do(a)
autor(a), o texto completo desta
será disponibilizado somente a partir
de 31/01/2020.

ANDRÉ KIYOSHI COUTINHO SATO

**Gaseificação de coque na indústria de refino do petróleo: uma
análise termodinâmica e econômica**

André Kiyoshi Coutinho Sato

**Gaseificação de coque na indústria de refino do petróleo: uma
análise termodinâmica e econômica**

.

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica na área de Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira

Coorientador: Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna

S253g Sato, André Kiyoshi Coutinho
Gaseificação de coque na indústria de refino do petróleo: uma análise termodinâmica e econômica / André Kiyoshi Coutinho Sato – Guaratinguetá, 2019.
120 f : il.
Bibliografia: f. 116-120

Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2019.
Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira
Co-Orientador: Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna

1. Petróleo - Refinação. 2. Gaseificadores. 3. Energia elétrica – Produção. I. Título.

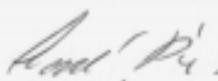
CDU 665.62(043)

ANDRÉ KIYOSHI COUTINHO SANTO

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

PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA: ENERGIA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO


Prof. Dr. Ivonete Ávila
Coordenadora

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. JOSÉ LUZ SILVEIRA
Orientador / UNESP-FEG


Prof. Dr. NESTOR PROENZA PÉREZ
CEFET/RJ


Prof. Dr. JÚLIO SANTANA ANTUNES
UNESP/FEG

DADOS CURRICULARES

ANDRÉ KIYOSHI COUTINHO SATO

NASCIMENTO	25.12.1985 – São José dos Campos / SP
FILIAÇÃO	Mario Yoshinobu Sato Joana D'arc Simões Coutinho Sato
2008/2013	Graduação em Engenharia Elétrica Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”
2017/2019	Pós-Graduação em Engenharia Mecânica na Área de Energia - Nível de Mestrado Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”

Dedico este trabalho em especial, aos meus pais, pelo apoio dado ao longo de toda a minha vida.

AGRADECIMENTOS

Meus mais sinceros agradecimentos e gratidão,
ao meu orientador e co-orientador, *Prof. Dr. José Luz Silveira e Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna* que jamais deixaram de me incentivar,
aos meus pais *Mario Sato e Joana Sato*, que apesar das dificuldades enfrentadas, sempre incentivaram meus estudos.

Aos funcionários da Petrobrás, em especial da Refinaria do Vale do Paraíba Henrique Lage, que em todos os momentos prestaram auxílio quando demandados e que trabalham seriamente em meio a tantas dificuldades para que o país continue desenvolvendo seu conhecimento técnico industrial e seu potencial na área de petróleo e gás.

RESUMO

As maiores restrições ambientais impostas por autoridades de todo o mundo, no sentido de buscar a redução dos níveis de emissões de poluentes, bem como a crescente escassez de recursos minerais como o petróleo, impõe a alguns países a real necessidade de investir em novas tecnologias que melhor aproveitem os recursos disponíveis com menos agressão ao meio ambiente aliado a maior geração de receita. Nesse sentido a tecnologia IGCC – *Integrated Gasification Combined Cycle* é apresentada como uma possibilidade para atingir estes objetivos, inclusive para países como o Brasil que dispõe de grandes reservas petrolíferas e que tem a necessidade de aumentar a produção de insumos como hidrogênio, vapor e energia elétrica. Este trabalho apresenta uma breve revisão da bibliografia sobre o refino de petróleo, sobre a gaseificação dos resíduos provenientes do refino e sobre a tecnologia IGCC em seus aspectos gerais, abordando os principais componentes do sistema e como esta tecnologia pode ser utilizada em uma planta de refino. Na sequência, as aplicações da tecnologia IGCC são exemplificadas com três exemplos reais em funcionamento no mundo. A refinaria do vale do Paraíba é utilizada como estudo de caso para a implantação de uma planta IGCC, utilizando 100% do coque verde de petróleo produzido como matéria prima para a gaseificação, tendo como objetivo a produção exclusiva de energia elétrica para a geração de dividendos à refinaria. A análise termodinâmica da planta apresentou eficiência líquida na produção de eletricidade de 41,2% com capacidade de produção de 260 MW. A análise econômica da planta constatou um custo de investimento específico de US\$ 2719,2/kW. Para o cálculo do custo de produção de energia, a análise levou em consideração os preços definidos pela ONS e comercializadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Constatou-se que a análise de viabilidade econômica deve levar em consideração diversas premissas como cotação da matéria prima, cotação do dólar americano e preço da energia elétrica. Para o valor médio da energia comercializada na região sudeste para o período de 2017 a 2019 o sistema não é viável economicamente. A viabilidade econômica é atingida no cenário B, onde o preço da energia elétrica é de US\$ 0,109/kWh. Neste caso, ainda com o coque na cotação de US\$ 120/t, o empreendimento obtém ganho financeiro após 8 anos de operação.

PALAVRAS-CHAVE: IGCC. Gaseificação. Coque verde de petróleo. Ciclo combinado.

ABSTRACT

The greater environmental restrictions imposed by authorities around the world, in the sense of seeking to reduce levels of pollutant emissions, as well as the growing scarcity of mineral resources such as oil, impose on some countries the real need to invest in new technologies that best utilize available resources with less aggression to the environment combined with greater revenue generation. In this sense the Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) technology is presented as a possibility to achieve these objectives, including for countries such as Brazil that has large oil reserves and that has the need to increase its production of inputs such as hydrogen, steam and electricity. This paper presents a brief review of the literature on oil refining, gasification of waste from refining and IGCC technology in its general aspects, addressing the main components of the system and how this technology can be used in a refining plant. Following, the applications of the IGCC technology are exemplified with three real examples in operation in the world. The Paraíba Valley Refinery is used as a case study for the implementation of an IGCC plant, using 100% of the Petcoke produced as a raw material for gasification, with the objective of producing exclusively electric energy for generation of dividends to the refinery. The thermodynamic analysis of the plant presented net efficiency in electricity production of 41,2% with a production capacity of 260 MW. The economic analysis of the plant found a specific investment cost of US\$ 2719,2/kW. For the calculation of the cost of energy production, the analysis took into account the prices defined by ONS and marketed in the Electric Energy Trading Chamber. It was verified that the economic viability analysis should take into account several assumptions such as raw material quotation, US dollar quotation and electric energy price. For the average value of energy traded in the southeast region for the period from 2017 to 2019 the system is not economically viable. Economic viability is achieved in scenario B, where the price of electricity is US\$ 0,109/kWh. In this case, even with coke at US\$ 120/t, the venture gets financial gain after 8 years of operation.

KEYWORDS: IGCC. Gasification. Petcoke. Combined cycle.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Capacidade instalada do SIN até o final de Maio de 2018	23
Figura 2 - Evolução do consumo mundial de petróleo e derivados.....	24
Figura 3 - Evolução da produção nacional dos principais derivados de petróleo.	25
Figura 4 - Possíveis configurações de sistemas para diferentes aplicações de gaseificação	30
Figura 5 - Planta de gaseificação da FAFEN-PR	36
Figura 6 - Gaseificador de leito fixo.....	38
Figura 7 - Gaseificador de leito fluidizado.....	40
Figura 8 - Gaseificador de leito arrastado.	41
Figura 9 - Depósito de HCN no reboiler da destiladora de metanol (FAFEN-PR).....	44
Figura 10 – Diagrama de solventes comuns utilizados em sistemas AGR convencionais.....	47
Figura 11 - WGS antes da remoção de gás ácido	50
Figura 12 - WGS após a remoção de gás ácido.....	51
Figura 13 – Esquema básico de um ciclo combinado.	52
Figura 14 - Ciclo regenerativo de um ciclo Brayton.	52
Figura 15 – Unidade de Coqueamento Retardado.....	56
Figura 16 - Diagrama em blocos da unidade de desasfaltação.....	59
Figura 17 - Variação da viscosidade dos resíduos em função da temperatura.	61
Figura 18 - Gaseificação em modo Quench processando resíduos do refino – Desempenho em função da relação oxigênio/combustível.	62
Figura 19 - Esquema simplificado de uma planta IGCC.....	63
Figura 20 - Esquema simplificado da unidade IGCC em Shell Pernis.....	67
Figura 21 – Distribuição dos custos de investimento da planta IGCC de Neste Porvoo.	69
Figura 22 - Esquema simplificado de refino tipo C com IGCC integrado.....	73
Figura 23 – Sistema IGCC Proposto	76
Figura 24- Limites de controle no gaseificador de fluxo arrastado.....	80
Figura 25 - Gaseificador GE com sistema de resfriamento radiante e convectivo.....	82
Figura 26 - Correção da temperatura de pinch point.....	93
Figura 27 – Eficiência energética líquida para sistemas IGCC com e sem CCS.	97
Figura 28 - Diagrama de Sankey para a planta IGCC proposta	99
Figura 29 - Custo específico da produção de gás de síntese.	106
Figura 30 - Custo de produção de energia elétrica pelo sistema Turbina a gás.....	107
Figura 31 - Custo da produção de energia elétrica pelo sistema Turbina a vapor.	108

Figura 32 - Custo da produção de energia elétrica do sistema IGCC.....	108
Figura 33 - Série histórica dos preços de energia elétrica definidos pela ONS.....	110
Figura 34 - Média semestral dos preços de energia de 2017 a 2019.	110
Figura 35 – Custo da energia elétrica em comparação com os preços da série histórica.	111
Figura 36 - Ganho financeiro com a venda da energia elétrica para o Cenário A.....	112
Figura 37 – Ganho financeiro com a venda da energia elétrica para o Cenário B.	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Diferentes tipos de refinarias e grau de complexidade.....	29
Tabela 2 - Resumo das principais características dos gaseificadores.....	42
Tabela 3 - Composição típica do coque de petróleo.....	58
Tabela 4 - Composições típicas do resíduo de vácuo e resíduo asfáltico.....	60
Tabela 5- Desempenho geral da planta IGCC de Neste Porvoo.....	68
Tabela 6 - Composição média dos resíduos da refinaria de Saras.....	70
Tabela 7 - Desempenho geral da planta IGCC SARLUX.....	70
Tabela 8 - Melhor desempenho alcançado em emissões da planta e redução na refinaria.....	71
Tabela 9 - Exemplos de plantas que utilizam Coque como matéria prima.....	71
Tabela 10 - Projetos em planejamento que consideram o coque como matéria prima.....	72
Tabela 11 - Produção diária de Refinaria do Vale do Paraíba REVAP.....	72
Tabela 12- Características gerais do coque nacional.....	77
Tabela 13- Comparação do gás de síntese das plantas IGCC.....	78
Tabela 14 – Cálculo da massa molar do gás de síntese.....	78
Tabela 15 - Parâmetros operacionais do sistema de gaseificação.....	80
Tabela 16 - Volume de nitrogênio produzido pela ASU.....	84
Tabela 17 - Composição do gás de síntese após a diluição em N ₂	84
Tabela 18 - Constantes para o cálculo do calor específico dos gases.....	85
Tabela 19- Turbinas selecionadas do catálogo de fabricantes.....	87
Tabela 20 - Configurações de turbinas a gás selecionadas.....	88
Tabela 21 - Especificações do fabricante para a SGT-800 em comparação com o gás produzido.....	89
Tabela 22 - Correção dos parâmetros em função da localidade.....	90
Tabela 23 - Parâmetros da turbina escolhida na configuração de quatro turbinas.....	90
Tabela 24 - Composição corrigida dos gases de exaustão da turbina.....	90
Tabela 25 - Constantes consideradas para o dimensionamento.....	91
Tabela 26 - Especificações da turbina a vapor SST-600.....	94
Tabela 27 - Consumo da planta pelos equipamentos auxiliares.....	96
Tabela 28 - Pontos termodinâmicos do sistema IGCC.....	97
Tabela 29 – Resumo do sistema IGCC.....	100
Tabela 30 - Custos de investimento no sistema de gaseificação.....	102
Tabela 31 – Custos fixos de investimento do sistema IGCC.....	103

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AGR	Acid Gas Removal
ANP	Agencia Nacional do Petróleo
ASU	Air Separator Unit
BPD	Barril de Petróleo Diário
CAP	Cimento asfáltico
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCS	Carbon Capture and Sequestration
CCU	Combined Cycle Unit
COMPERJ	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro
DIPA	Diisopropanolamina
FAFEN PR	Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados do Paraná
FCICC	Fuel Cell Integrated Combined Cycle
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GT	Gas Turbine
HC	Hidroconversão
HCC	Hidrocraqueamento Catalítico
HCS	Hidrocraqueamento Severo
HDS	Hidrodessulfurização
HDT	Unidade de Hidrotratamento
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
MDEA	Metildietanolamina
MEA	Monoetanolamina
MHC	Hidrocraqueamento Moderado
NGCC	Natural Gas Combined Cycle
ODES	Óleo Desasfaltado
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PPU	Process Plan Unit
PSA	Pressure Swing Absorption
RASF	Resíduo Asfáltico
REVAP	Refinaria o Vale do Paraíba Henrique Lage
RNEST	Refinaria Abreu e Lima
RV	Resíduo de Vácuo
SGN	Substituto ao Gás Natural
SRU	Sulfur Removal Unit
ST	Steam Turbine
TG	Turbina a gás
TIT	Turbine Inlet Temperature
TV	Turbina a vapor
UCR	Unidade de Coqueamento Retardado
UDA	Unidade de Destilação Atmosférica
UDV	Unidade de Destilação a Vácuo
UFCC	Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido
WGS	Water Gas Shift

LISTA DE SÍMBOLOS

$(\%)_{cinzas}$	Teor de cinzas do coque	[%]
$[CH_4]$	Concentração em massa do metano	[g/g]
$[H_2]$	Concentração em massa do hidrogênio	[g/g]
m'_{gas}	Vazão mássica de gás de combustão corrigido	[kg/s]
Δ_{pp}	Variação da temperatura de pinch point	[%]
h_{H_2O}	Entalpia da água	[kJ/kg]
h_{O_2}	Entalpia do oxigênio	[kJ/kg]
h'_8	Entalpia real do vapor na saída da turbina a vapor	[kJ/kg]
h_{gas}	Entalpia do gás de síntese bruto	[kJ/kg]
h_p	Entalpia do líquido saturado	[kJ/kg]
$C_{M(HRSG)}$	Custo de manutenção para a caldeira de recuperação	[USD/kWh]
$C_{M(TG)}$	Custo de manutenção para turbina a gás	[USD/kWh]
$C_{M(gaseificação)}$	Custos de manutenção do sistema de gaseificação	[USD/kWh]
$C_{M(TV)}$	Custo de manutenção da turbina a vapor	[USD/kWh]
$[CO]$	Concentração em massa do monóxido de carbono	[g/g]
$C_{el(TG)}$	Custo da eletricidade produzida na turbina a gás	[USD/kWh]
$C_{el(TV)}$	Custo de eletricidade produzida na turbina a vapor	[USD/kWh]
C_{el}	Custo final da produção de eletricidade	[USD/kWh]
$E_{comb (coque)}$	Calor de combustão do coque	[kW]
E_{comb}	Calor de combustão do gás de síntese	[kW]
$E_{p(TG)}$	Eletricidade produzida pela turbina a gás	[kW]
$E_{p(TV)}$	Eletricidade produzida na turbina a vapor	[kW]
E_p	Eletricidade total produzida	[kW]
G_{el}	Ganho com a venda da eletricidade produzida	[USD/kWh]
H_4	Fluxo de calor cedido	[kW]
H_p	Fluxo de calor recebido	[kW]
I_{CR}	Custo de investimento na caldeira de recuperação	[USD]
I_{GT}	Custo de investimento na turbina a gás	[USD]
I_{PI}	Custo de investimento na ilha de geração de energia	[USD]
I_{TV}	Custo de investimento na turbina a vapor	[USD]

I_{gaseif}	Custo de investimento no sistema de gaseificação	[USD]
$I_{s(TG)}$	Investimento no sistema da turbina a gás	[USD]
$I_{s(TV)}$	Investimento no sistema de turbina a vapor	[USD]
K_{WGS}	Constante de equilíbrio da reação de <i>shift</i>	[-]
M_{syngas}	Massa específica do gás de síntese	[kg/s]
PCI_{coque}	Poder calorífico inferior do coque	[MJ/kg]
$PCI_{gas\ dil}$	Poder calorífico inferior do gás de síntese diluído	[MJ/kg]
PCI_{gas}	Poder calorífico inferior do gás de síntese	[MJ/kg]
P_{el}	Preço da energia elétrica	[USD/kWh]
Q_{perdas}	Perdas totais no reator de gaseificação	[MW]
$Q_{sensivel}$	Calor sensível do gás de síntese	[MW]
R_{ac}	Constante universal para os gases	[kJ/kg.K]
R_g	Constante universal para os gases de exaustão da turbina	[kJ/kg.K]
T_{4m}	Temperatura média do gás de exaustão	[K]
W'_{TG}	Potência de eixo da turbina a gás corrigida	[MW]
W_{TG}	Potência de eixo da turbina a gás	[MW]
W_{TV}	Potência de eixo da turbina a vapor	[MW]
W_{aux}	Potência consumida pelos equipamentos auxiliares	[MW]
W_{eixo}	Potência de eixo de uma turbina a gás	[MW]
c_{comb}	Custo específico da produção de combustível	[USD/kWh]
c_{coque}	Custo específico do coque	[USD/kWh]
$c_{gas\ comb}$	Custo do gás que sai da câmara de combustão	[USD/kWh]
$c_p(gases)$	Calor específico dos gases	[kJ/kg.K]
$cp_{gases}(T)$	Calor específico dos gases após combustão	[kJ/kg.K]
$fc(T)_{W_{eixo}}$	Fator de correção para potência de eixo pela temperatura	[-]
$fc(T)_{m_{gases}}$	Fator de correção para vazão dos gases pela temperatura	[-]
$fc(T)_{HeatRate}$	Fator de correção para o <i>HeatRate</i> pela temperatura	[-]
m_{H_2O}	Vazão mássica de água	[kg/s]
m_{N_2}	Vazão mássica de nitrogênio	[kg/s]
m_{O_2}	Vazão mássica de oxigênio	[kg/s]
$m_{ar\ estequiométrico}$	Vazão mássica de ar estequiométrico	[kg/s]

m'_{gas}	Vazão mássica do gás após queima e corrigido	[kg/s]
m_{coque}	Vazão mássica do coque	[kg/s]
$m_{demandado}$	Vazão mássica de combustível demandado	[kg/s]
$m_{excesso\ de\ ar}$	Vazão mássica de excesso de ar	[kg/s]
$m_{gas\ dil}$	Vazão mássica do gás de síntese diluído com N_2	[kg/s]
m_{gas}	Vazão mássica do gás de síntese	[kg/s]
$m_{gases\ exaustão}$	Vazão mássica dos gases após queima	[kg/s]
$m_v\ (total)$	Vazão mássica total de vapor produzida no sistema	[kg/s]
$m_v\ (coolers)$	Vazão mássica de vapor pelos trocadores de calor	[kg/s]
$m_v\ (HRSG)$	Vazão mássica de vapor produzido na caldeira	[kg/s]
δ_a	Relação entre calores específicos (ar)	[-]
δ_g	Relação entre calores específicos (gases)	[-]
η_{CR}	Rendimento da caldeira de recuperação	[%]
η_{GT}	Rendimento da turbina a gás	[%]
$\eta_{IGCC}\ (bruta)$	Eficiência bruta do sistema IGCC	[%]
$\eta_{IGCC}\ (líquida)$	Eficiência líquida do sistema IGCC	[%]
η_{ac}	Rendimento isoentrópico do compressor do TG	[-]
η_{cooler}	Eficiência do trocador de calor	[%]
η_e	Eficiência do gerador elétrico	[%]
η_{frio}	Rendimento a frio da gaseificação	[%]
η_{ge}	Eficiência da geração elétrica do sistema IGCC	[-]
η_{gt}	Rendimento isoentrópico da turbina a gás	[-]
η_{gtv}	Rendimento isoentrópico da turbina a vapor	[-]
η_{tg}	Rendimento da turbina a gás	[-]
$[\%m_{espécie}]$	Concentração em massa da espécie química	[g/g]
$\Delta H_{combustão}$	Variação de entalpia da reação de combustão	[kJ/mol]
ΔP_{CR}	Queda de pressão na caldeira de recuperação	[%]
ΔP_{cc}	Queda de pressão na câmara de combustão	[%]
ΔH°	Variação de entalpia da reação	[MJ/kmol]
K	Período de amortização	[anos]
r	Taxa de juros	[%]
ΔP_{CR}	Queda de pressão na caldeira de recuperação	[%]

H	Período equivalente de produção	[h/ano]
P	Pressão	[MPa]
R	Constante universal dos gases	[J/mol.K]
T	Temperatura	[K]
V	Volume	[m ³]
f	Fator de anuidade	[1/ano]
n	Número de mols	[-]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	19
1.2	JUSTIFICATIVA	20
1.3	OBJETIVOS	21
1.3.1	Objetivos gerais	21
1.3.2	Objetivos Específicos	21
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	22
2	PANORAMA ENERGÉTICO NACIONAL	23
2.1	A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	23
2.2	O CONTEXTO DA UTILIZAÇÃO DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS.....	24
2.3	NOÇÕES DE PROCESSO DE REFINO DE PETRÓLEO	26
2.3.1	Flexibilidade operacional das refinarias	28
3	GASEIFICAÇÃO INTEGRADA A UM CICLO COMBINADO	30
3.1	O PROCESSO DE GASEIFICAÇÃO	30
3.1.1	Pirólise	31
3.1.2	Desvolatização	32
3.1.3	Craqueamento de voláteis	33
3.1.4	Processo endotérmico vapor-carbono e dióxido de carbono-carbono	33
3.1.5	Deslocamento água-gás (water-gas shift) dentro dos gaseificadores	34
3.1.6	Metanação	35
3.2	COMPONENTES DO SISTEMA IGCC	35
3.2.1	Gaseificadores	35
3.2.1.1	Gaseificadores de leito fixo (<i>Updraft</i>).....	37
3.2.1.2	Gaseificadores de leito fixo (<i>Downdraft</i>)	38
3.2.1.3	Gaseificadores de leito fluidizado (<i>Fluid Bed Gasifiers</i>)	38
3.2.1.4	Gaseificadores de fluxo arrastado (<i>Entrained flow gasifiers</i>)	40
3.2.2	Sistema de resfriamento do syngas	42
3.2.3	Sistema de purificação do syngas	44
3.2.3.1	Remoção de particulados.....	44
3.2.3.2	Remoção de mercúrio	45
3.2.3.3	Remoção de gás ácido	45
3.2.3.4	Remoção de enxofre	46

3.2.3.5	Recuperação de enxofre.....	48
3.2.4	WGS para captura de CO₂ pré-combustão.....	48
3.2.4.1	CCS em Deslocamento ácido (<i>Sour-shift</i>).....	49
3.2.4.2	CCS em Deslocamento doce (<i>Sweet-shift</i>).....	50
3.2.5	Ilha de geração de energia - Ciclo combinado.....	51
3.2.6	Possibilidades de integração em sistemas IGCC.....	53
3.3	OS RESÍDUOS DO REFINO.....	54
3.3.1	Coque de petróleo.....	55
3.3.2	Resíduo de vácuo e resíduo asfáltico.....	58
3.3.3	Condições de operação para a gaseificação.....	60
3.3.3.1	Variação da viscosidade com a temperatura.....	60
3.3.3.2	A conversão de carbono e formação de fuligem.....	61
4	SISTEMA IGCC EM REFINARIAS.....	63
4.1	EXEMPLOS DE SISTEMAS IGCC EM REFINARIAS.....	65
4.1.1	Shell Pernis.....	65
4.1.1.1	Características do sistema Shell Pernis.....	66
4.1.2	Refinaria Neste Porvoo.....	67
4.1.2.1	Características do sistema Neste Porvoo.....	67
4.1.3	Complexo SARLUX IGCC.....	69
4.1.3.1	Características do sistema.....	70
4.2	SISTEMAS IGCC QUE UTILIZAM COQUE E NOVOS PROJETOS.....	71
4.3	A REFINARIA DO VALE DO PARAIBA.....	72
4.3.1	Proposição do sistema IGCC integrado a REVAP.....	73
5	ANÁLISE ENERGÉTICA DA PLANTA.....	75
5.3	INTEGRAÇÃO DO SISTEMA.....	75
5.4	SISTEMA DE GASEIFICAÇÃO.....	76
5.5	RESFRIAMENTO E SISTEMA DE LIMPEZA.....	82
5.6	UNIDADE DE GERAÇÃO DE ENERGIA.....	83
5.6.1	Cálculo do calor específico dos gases.....	84
5.6.2	Cálculo da quantidade estequiométrica do ar para combustão.....	85
5.6.3	Metodologia para a seleção da turbina a gás.....	86
5.6.4	Fatores de correção em função da localidade da planta.....	89
5.6.5	Dimensionamento do sistema.....	91
5.6.5.1	Correção da temperatura T5 pelo pinch point.....	92

5.6.5.2	Escolha da turbina a vapor.....	94
5.6.6	Eficiência do sistema IGCC	95
6	ANÁLISE ECONÔMICA	101
6.3	CUSTOS DE INVESTIMENTOS.....	101
6.4	CUSTOS DE PRODUÇÃO.....	104
6.5	RECEITA ANUAL ESPERADA.....	109
6.5.1	O mercado de energia elétrica	109
6.5.2	Metodologia de cálculo.....	111
7	CONCLUSÕES	114
	REFERÊNCIAS.....	116

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A busca pelo desenvolvimento de tecnologias que aproveitem melhor os recursos disponíveis, e que ao mesmo tempo, correspondam às expectativas de compromissos internacionais firmados para a redução de gases do efeito estufa tem como principais motivações: a redução da oferta disponível de recursos energéticos dos quais alguns países não têm disponibilidade imediata como o carvão mineral e o petróleo (ABAS, KALAIR e KHAN, 2015); o crescente aumento na demanda de energia elétrica (LIU, NI, *et al.*, 2007); as maiores restrições ambientais por parte das autoridades competentes e a preocupação com o aquecimento global (GHARAIE, JOBSON, *et al.*, 2013).

É nesse contexto em que a tecnologia de gaseificação integrada à ciclos combinados (IGCC) surge como uma via alternativa para o incremento da oferta de energia elétrica por meio do aproveitamento de resíduos seja de origem fóssil como o carvão mineral ou de origem biológica como a biomassa.

A tecnologia IGCC é o acrônimo para *Integrated Gasification Combined Cycle*. Esta tecnologia consiste na produção de um gás de síntese a partir da oxidação incompleta de alguma matéria prima. O produto da gaseificação, o gás de síntese bruto, é tratado para a remoção de material particulado e contaminantes como o enxofre e mercúrio, e então é utilizado como combustível para a produção de energia elétrica e vapor em um ciclo combinado. Além disso, o gás de síntese pode ser utilizado para a produção de hidrogênio e outros compostos químicos para a indústria como metanol e amônia (CORMOS, 2017).

Apesar de a tecnologia IGCC ser explorada há algumas décadas, ela ainda não é uma tecnologia consolidada no mercado, e, portanto, possui custo elevado de investimento. No entanto, com o aumento dos preços de *commodities* tradicionais como o petróleo, carvão e o gás natural, a sua viabilidade econômica é possível. Além disso, países onde houve avanço na legislação ambiental, a tecnologia IGCC se torna muito atrativa, já que esta permite a captura de carbono pré-combustão e, neste caso, torna a tecnologia IGCC mais barata e mais simples que sistemas com captura pós-combustão (AHMED, ZAHID e HAN, 2015).

Diversos pesquisadores tem procurado estudar os aspectos técnicos e econômicos de sistemas IGCC que utilizam biomassa como matéria prima. No Brasil, estudos recentes como o de Diniz (2014) e Rey (2018), comprovaram a viabilidade da incorporação de gaseificadores de bagaço cana de açúcar à ciclos combinados para produção de energia

elétrica e vapor na indústria sucroalcoeira.

Outros pesquisadores compararam a eficiência energética de sistemas IGCC à carvão mineral com sistemas de gaseificação de coque em diferentes proporções como Muda e Boorsoh (2013) e Lee et. al. (2010) ou então estudando a co-gaseificação do coque com biomassa como Nemanova et. al. (2014).

Dentre diversos tipos de matéria prima, o coque verde de petróleo tem se destacado no cenário de gaseificação para a produção de energia. Sendo um subproduto do processo de refino do petróleo, o coque é uma matéria prima barata, com alto conteúdo de carbono, baixo conteúdo de cinzas e poder calorífico superior ao do carvão mineral (LIU, XUE e XU, 2016).

Tradicionalmente, o coque verde de petróleo possui aplicações na indústria de fabricação de cimento, sobre tudo com as altas taxas de crescimento dos países emergentes como Índia, China, México e Brasil. Mas também possui aplicações em usinas de energia, tijolo e vidro, fundições, aço, papel e celulose (SAVANT, 2018).

Embora tão poluente quando o carvão mineral quando queimado diretamente em fornos e caldeiras, o coque como matéria prima tem tido destaque na aplicação em sistemas IGCC em refinarias de petróleo. A gaseificação do coque permite a produção de energia elétrica e diversos insumos para a atividade do refino de forma eficiente, econômica e ambientalmente segura (MURTHY, SAWARKAT, *et al.*, 2014).

1.2 JUSTIFICATIVA

Com a descoberta do pré-sal, a utilização dos combustíveis fósseis se tornou uma questão estratégica para o país, que projeta grande parte do seu desenvolvimento no setor de óleo e gás. No ano de 2018, o país produziu um total de 4.658.572 m³ de coque. Desse total, a Refinaria Henrique Lage – REVAP foi responsável por 12,65% (ANP, 2019).

Atualmente o coque tem sido visto como uma matéria prima de grande potencial para a produção de gás de síntese em detrimento da sua queima em caldeiras. Em especial, em sistemas IGCC associados às refinarias de petróleo, de forma a agregar valor ao resíduo gerado, produzindo insumos como hidrogênio, vapor, energia elétrica, amônia dentre outros produtos químicos. Além disso, a gaseificação do coque em sistemas IGCC em refinarias resolveria boa parte do problema da disposição de resíduos produzidos no refino (FURIMSKY, 1999).

Existem diversas plantas IGCC que gaseificam coque de petróleo para a produção de energia elétrica. Dentre elas podem-se citar as plantas de UBE City CO Plant (Japão), Wabash

River Energy e Coffeyville Syngas Plant (EUA) e outras que utilizam o coque de maneira combinada com outra matéria prima como a planta de Tampa Polk e Lima Energy (EUA) e Puertollano (Espanha). (MURTHY, SAWARKAT, *et al.*, 2014).

Ainda não existem no Brasil plantas IGCC para gaseificação do coque produzido nas refinarias. O estudo do processo de gaseificação do coque para investigar a viabilidade técnica e econômica na produção de energia elétrica através da sua integração a um ciclo combinado poderá contribuir para a existência de uma rota alternativa na produção de energia sustentável, diversificando a matriz energética nacional e aperfeiçoando o aproveitamento dos recursos disponíveis de forma rentável ao produtor.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivos gerais

Este trabalho tem como objetivo principal propor um sistema IGCC para a produção de energia elétrica a partir da gaseificação da totalidade do coque verde de petróleo produzido na REVAP e assim estudar a sua viabilidade técnica e econômica como via alternativa para o incremento da oferta de eletricidade no setor elétrico nacional.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Pesquisar sobre o processo de refino, avaliar quais os resíduos gerados e como os sistemas IGCC podem contribuir para a otimização dos processos e geração de valor nas refinarias.
- Realizar um estudo sobre o tema da gaseificação e de sistemas IGCC com enfoque teórico, avaliando o estado da arte dessa tecnologia na produção de energia.
- Propor para o caso específico de uma refinaria brasileira a implantação de uma planta IGCC utilizando como matéria prima o coque produzido, avaliando os seus aspectos termodinâmicos.
- Estudar a viabilidade econômica do empreendimento, levando em consideração a atual cotação do dólar, o preço da energia elétrica determinado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e o preço de venda do coque em três valores distintos, levando em consideração o custo específico da energia produzida.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho de dissertação foi dividido em sete capítulos. Dos quais:

O Capítulo 1 é o capítulo introdutório que traz o leitor ao contexto da proposta de gaseificação do coque para a produção de energia elétrica, explicitando os objetivos do trabalho bem como a sua motivação.

O capítulo 2 é dedicado a um panorama da questão da utilização dos combustíveis fósseis no Brasil, a sua atual situação energética e uma breve descrição sobre os processos de refino de petróleo.

No capítulo 3 a teoria da gaseificação é abordada de maneira sucinta, mostrando as tecnologias de gaseificação e tipos de resíduos para a produção do gás de síntese no caso da indústria de refino.

O capítulo 4 aborda de forma mais específica a tecnologia IGCC na indústria do refino e ilustra alguns exemplos reais de sistemas instalados ao redor do mundo, citando inclusive alguns projetos futuros.

Os capítulos 5 e 6 são dedicados às análises termodinâmica e econômica do sistema IGCC proposto. Neles serão explicitados os resultados dos estudos do ponto de vista de eficiência energética e também, discutida a sua viabilidade econômica frente ao cenário energético nacional.

O capítulo 7 é o capítulo conclusivo do trabalho onde se exibem as conclusões dos principais pontos do trabalho e onde serão propostos trabalhos futuros que complementem a análise do tema escolhido.

7 CONCLUSÕES

A revisão bibliográfica proporcionou o entendimento de que a tecnologia de gaseificação já possui maturidade técnica para a sua aplicação ao coque de petróleo na indústria do refino de petróleo que, apesar de subutilizada no Brasil, pode contribuir significativamente para a produção de diversos insumos da indústria, em especial a de fertilizantes nitrogenados e hidrogênio.

Quanto aos sistemas IGCC, pode-se dizer que a tecnologia ainda está em fase de desenvolvimento, caminhando na direção da maturidade do ponto de vista energético e econômico, visto que o seu alto custo de implantação é um fator limitante a entrada de novos empreendimentos comerciais. Observou-se que diversos estudos dedicam-se ao aprimoramento dos sistemas, aumentando os níveis de integração de forma atingir uma eficiência energética comparável aos sistemas NGCC.

Com o desenvolvimento da análise termodinâmica observou-se que a modelagem dos cálculos apresentada comprovou que o coque como matéria prima para gaseificação é uma possibilidade viável para a produção de energia elétrica, atingindo um rendimento global de 41,2%, estando em linha com outros estudos similares de gaseificação de coque com gaseificadores de fluxo arrastado, inclusive, simulados computacionalmente. Além disso, o sistema proposto proporciona flexibilidade operacional operando com quatro turbinas a gás.

A eficiência energética global de 41,2% foi conseguida através da recuperação do calor sensível do gás de síntese bruto que gerou 28,3% de todo o vapor produzido no sistema. Sem este aproveitamento a eficiência global do sistema cairia em 5,45%. Também houve um ganho de eficiência significativo quando se optou pela integração da ASU com as turbinas a gás, onde se economizou 17MW de consumo sobre a produção da planta.

O sistema foi designado para a produção exclusiva de energia elétrica devido ao fato de que no caso estudado, a refinaria não necessita e não projeta aumento da demanda de hidrogênio para a produção de combustíveis derivados. Se fosse este o caso, a gaseificação do coque seria capaz de suprir a planta com até 4,76 t/h considerando uma capacidade de recuperação de hidrogênio de 90%.

Para a análise econômica primeiramente foram levantados os custos de investimentos para todo o sistema através dos valores em dólar americano corrigidos pela inflação desde o período de origem da referência. Constatou-se que o custo de investimento específico do sistema foi de US\$ 2719,2/kW. Este custo de investimento encontra-se em linha com outros

estudos sobre empreendimentos similares.

Em seguida, estudou-se o mercado de energia elétrica, onde os preços são definidos pelo ONS baseados em estudos e previsões com auxílio de modelos computacionais como NEWAVE e DECOMP. Com a análise viu-se que existe grande flutuação nos preços da energia elétrica, o que dificulta a análise. Isso se deve ao fato do regime de chuvas que afetam diretamente a produção de energia pelas usinas hidrelétricas que reduzem o preço final. Baseado em três valores distintos para o preço de venda do coque, viu-se que viabilidade econômica do projeto é fortemente influenciada pelo valor da energia elétrica negociado na câmara de comercialização de energia e pela cotação do dólar americano, sendo o preço do coque menos importante.

Considerando uma taxa de juros de 8% produziram-se gráficos para análise comparativa do custo de produção com o valor médio de mercado da energia elétrica praticado entre o período de 2017 a 2019 para a região Sudeste/Centro-oeste. A análise gráfica da Figura 35 mostra que para o preço atual de venda do coque (120,00US\$/t), o custo da produção de energia tende a se estabilizar em US\$ 0,083/kW.

Em seguida optou-se por analisar dois cenários distintos de tarifas de energia elétrica. A análise mostra que para a tarifa média semestral de 2017 a 2019, isto é, US\$ 0,065/kWh, o sistema não é viável economicamente. No entanto, com a tarifa média semestral de US\$ 0,109/kWh, tal como praticada no segundo semestre de 2017, o sistema IGCC apresenta ganho financeiro após 8 anos de operação, mostrando que nestas condições o sistema é viável economicamente.

Finalmente, como sugestão para trabalhos futuros, espera-se que o sistema IGCC proposto tenha uma análise ambiental que avalie sua eficiência ambiental, onde sejam medidos seus níveis de emissões de CO_2 para atmosfera, com e sem sistema de captura de carbono, emissões de material particulado, NO_x e níveis de emissões de SO_x , que avaliaria a eficiência do sistema de remoção de enxofre da unidade.

Além disso, sugere-se a avaliação do sistema para o fornecimento de hidrogênio, em comparação com a reforma a vapor do gás natural.

REFERÊNCIAS

- ABADIE, E. *et al.* **Processamento de petróleo e gás**. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014, p. 274.
- ABAS, N.; KALAIR, A.; KHAN, N. Review of fossil fuels and future energy technologies. **Futures**, Islamabad, p. 31-49, mar. 2015.
- ABDOULMOUMINE, N. *et al.* A review on biomass gasification syngas cleanup. **Applied Energy**, Knoxville, p. 294-307, jun. 2015.
- AHMED, U. *et al.* IGCC process intensification for simultaneous power generation and CO₂ capture. **Chemical Engineering and Processing: process intensification**, Seul, p. 72-86, dez. 2015.
- AHMED, U.; ZAHID, U.; HAN, C. IGCC modelling for simultaneous power generation and CO₂ capture. *In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON PROCESS SYSTEMS ENGINEERING*, 12., 2015, Copenhagen. **Proceedings** [...]. Copenhagen, 2015. p. 2381-2386.
- ALLEVI, C.; COLLODI, G. Case study: Sarlux IGCC power plant, Italy. *In: WANG, T.; STIEGEL, G. Integrated gasification combined (IGCC) technologies*. Cambridge: Woodhead Publishing, 2017. cap. 21, p. 777-797.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo. **Produção de derivados (metros cúbicos) 2019**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/dados-abertos-anp>. Acesso em: 03 fev. 2019.
- ANTUNES, J. S. **Código computacional para análise de sistemas de cogeração com turbinas a gás**. 1999. 196 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 1999.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO CARVÃO MINERAL. **Gaseificação**. Disponível em: http://www.carvaomineral.com.br/interna_conteudo.php?i_subarea=16&i_area=2. Acesso em: 17 dez. 2018.
- BACEN - Banco Central do Brasil. **Dólar americano**. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/estabilidade/financeira/fechamentodolar>. Acesso em: 24 jun. 2019.
- BHATTACHARYYA, D.; TURTON, R.; ZITNEY, S. E. Acid gas removal from syngas in IGCC plants. *In: WANG, T.; STIEGEL, G. Integrated gasification combined (IGCC) technologies*. Cambridge: Woodhead Publishing, 2017. cap. 11, p. 385-418.
- BOYCE, M. P. **Combined cycle systems for near-zero emission**. Cambridge: Woodhead Publishing, 2012. 360 p.
- BRASIL CARBONOS. **Unidade Taubaté**. Disponível em: <http://www.brasilcarbonos.com.br>. Acesso em: 10 jun. 2019.

BRIZI, F. *et al.* Energetic and economic analysis of Brazilian compact cogeneration system: comparison between natural gas and biogas. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Perugia, p. 193-211, jun. 2014.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Preços**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos. Acesso em: 27 maio 2019.

COLLODI, G.; JONES, R. M. The Sarlux IGCC project: an outline of the construction and commissioning activities. *In.*: GASIFICATION TECHNOLOGIES CONFERENCE, 1999, San Francisco. **Proceedings** [...]. São Francisco, 1999. Disponível em: <https://www.globalsyngas.org/uploads/eventLibrary/GTC99100.pdf>. Acesso em: 23 set. 2019.

CORMOS, C. C. IGCC With carbon capture and storage. *In.*: ABRAHAM, M. A. **Encyclopedia of sustainable technologies**. Cluj-Napoca: Elsevier, 2017. cap. 4, p. 2262.

CORMOS, C.C. Integrated assessment of IGCC power generation technology with carbon capture and storage (CCS). **Energy**, Cluj-Napoca, p. 434-445, apr. 2012.

DIJK, H. A. J. V. *et al.* Water-gas shift (WGS) operation of pre-combustion CO₂ capture pilot plant at the Buggenum IGCC. **Energy Procedia**, Petten, p. 2008-2015, 2014.

DONGEN, F. G. V. *et al.* Initial operation of the shell pernis residue gasification project. *In.*: GASIFICATION TECHNOLOGIES CONFERENCE, 1998, San Francisco. **Proceedings** [...]. São Francisco, 1998. Disponível em: <https://www.globalsyngas.org/uploads/eventLibrary/gtc9806p.pdf>. Acesso em: 23 set. 2019.

EASTMAN CHEMICAL COMPANY AND AIR PRODUCTS AND CHEMICALS. **Project data on eastman chemical company's chemicals from coal complex in Kingsport**. Kingsport: United States Department of Energy, 2003. p. 1-30. Disponível em: <https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/Eastman-Chemicals-from-Coal-Complex.pdf>. Acesso em: 23 set. 2019.

EIA - U.S. Energy Information Administration. **Average construction cost 2017**. Disponível em: <https://www.eia.gov/electricity/generatorcosts/>. Acesso em: 03 set. 2019.

EPE. **Plano decenal de energia 2027**. Brasília: Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética, 2018. 341 p.

FURIMSKY, E. Gasification in petroleum refinery of 21st century. **Oil & Gas Science and Technology**, Ottawa, p. 597-618, 1999.

GHARAIE, M. *et al.* Techno-economic optimization of IGCC integrated with utility system for CO₂ emissions reduction: maximum power production in IGCC. **Chemical Engineering Research and Design**, Manchester, p. 1403-1410, jun. 2013.

GIUFFRIDA, A.; ROMANO, M. C.; LOZZA, G. G. Thermodynamic assessment of IGCC power plants with hot fuel gas desulfurization. **Applied Energy**, Milão, p. 3374-3383, jul. 2010.

GLAUCO, C. S. **Estudo da volatilização e da gaseificação de biomassa**. 1994. 175 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1994.

GRAY, D. Major gasifiers for IGCC systems. *In*: WANG, T.; STIEGEL, G. **Integrated gasification combined (IGCC) technologies**. Cambridge: Woodhead Publishing, 2017. cap. 8, p. 305-355.

HAN, L. *et al.* Influences of syngas pretreatment on the performance and energy distribution in an IGCC power plant. **Chemical engineering research and design**, Zhejiang, v. 131, p. 117-126, dez. 2017.

HIGMAN, C. Gasification. *In*: MILLER, B.; TILLMAN, D. **Combustion engineering issues for solid fuel systems**. Easton: Academic Press, 2008. cap. 11, p. 528.

HOLOPAINEN, O. IGCC plant employing heavy-petroleum residues. **Bioresource technology**, Porvoo, v. 46, p. 125-128, 1993.

INFLATION TOOL. **Inflation calculator**. Disponível em: <https://www.inflationtool.com>. Acesso em: 25 maio 2019.

JONES, R. M.; SHILING, N. Z. **IGCC gas turbines for refinery applications**. GE Power Systems. Schenectady. 2003. Disponível em: https://www.ge.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/documents/technical/ger/ger-4219-igcc-gas-turbines-for-refinery-applications.pdf. Acesso em: 23 set. 2019.

LEE, S. H. *et al.* Gasification characteristics of coke and mixture with coal in an entrained-flow gasifier. **Energy**, Daejeon, v. 35, p. 3239-3244, jun. 2010.

LIU, H. *et al.* Strategic thinking on IGCC development in China. **Energy policy**, Beijing, v. 36, p. 1-11, out. 2007.

LIU, H.; XUE, L.; XU, D. Research on IGCC power generation technology using high sulfur petcoke. **International conference on energy, power and electrical engineering (EPEE 2016)**. Shenzhen, p. 82-84, 2016. Disponível em: <https://www.atlantispress.com/proceedings/epee-16/25864787>. Acesso em: 24 set. 2019.

LOZZA, G. Syngas cooling in IGCC systems. *In*: WANG, T.; STIEGEL, G. **Integrated gasification combined cycle (IGCC) technologies**. Cambridge: Elsevier, 2017. cap. 9, p. 357-371.

MAHINPEY, N.; GOMEZ, A. Review of gasification fundamentals and new findings: Reactors, feedstock and kinetic studies. **Chemical engineering science**, Calgary, p. 14-31, mar. 2016.

MANCUSO, L.; ARIENTI, S. Petroleum coke (Petcoke) and refinery residues. *In*: WANG, T.; STIEGEL, G. **Integrated gasification combined (IGCC) technologies**. Cambridge: Woodhead Publishing, 2017. cap. 3, p. 121-144.

- MOHAMMED, I. Y. *et al.* Comparison of Selexol™ and Rectisol® technologies in an Integrated gasification combined cycle (IGCC) plant for clean energy production. **International journal of engineering research**, Bauchi, v. 3, n. 12, p. 742-744, dez. 2014. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/274075292_Comparison_of_SelexolTM_and_RectisolR_Technologies_in_an_Integrated_Gasification_Combined_Cycle_IGCC_Plant_for_Clean_Energy_Production. Acesso em: 25 set. 2019.
- MORAN, M. J. *et al.* **Fundamentals of Engineering Thermodynamics**. 7. ed. Hoboken: Wiley, 2011, 997 p.
- MURTHY, B. N. *et al.* Petroleum coke gasification: a review. **The Canadian Journal Of Chemical Engineering**, Mumbai, p. 441-468, mar. 2014.
- OLIVEIRA, J. D. M. D. **Estudo da relação do poder calorífico e a formação de cinzas do coque de petróleo utilizado como combustível no processo de calcinação**. 2018. 44 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) - Centro Universitário de Formiga, Formiga, 2018.
- ORDORICA-GARCIA, G. *et al.* Theco-economic evaluation of igcc power plants with CO2 capture. **Greenhouse gas control technologies**, Waterloo, Ontario Canadá, p.1193-1197, 2005.
- ORHAN, O. Y.; IS, G.; ALPER, E. Gasification of oil refinery waste for power and hydrogen production. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRIAL ENGINEERING AND OPERATIONS MANAGEMENT, 2014, Bali. **Proceedings** [...]. Bali: [s.n.]. p. 1404-1414, 2014.
- PERA, H. **Geradores de vapor**. 2. ed. Curitiba: Fama, 1980.
- PETROBRAS. **Coque informações técnicas (Versão 1.0)**. Rio de Janeiro: Recursos Humanos/ Escola de Ciências e Tecnologias de Abastecimento/Universidade Petrobras, 2015. p. 8.
- PETROBRAS. **Refinara Henrique Lage – REVAP**. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-henrique-lage-revap.htm>. Acesso em: 8 jun. 2019.
- PETROBRAS DISTRIBUIDORA. **Coque verde de petróleo**. Disponível em: <http://www.br.com.br/pc/produtos-e-servicos/para-industrias/coqueverdedepetroleo>. Acesso em: 11 mar. 2019.
- PRESTON, B.; BURNS, D. GSTC. **Global syngas technologies council**. Disponível em: <https://www.globalsyngas.org/>. Acesso em: 31 ago. 2019.
- REDDY, G. K.; SMIRNIOTIS, P. G. **Water gas shift reaction: research developments and applications**. Amsterdam: Elsevier B.V., 2015. 261 p.
- REZAIYAN, J.; CHEREMISINOFF, N. P. **Gasification technologies: a primer for engineers and scientists**. Abingdon: Taylor & Francis group, 2005. 360 p.

SANCHEZ, J. E. M.; TORAL, M. A. R. An estimation of cogeneration potencial by using refinery residuals in Mexico. **Energy Policy**, Mexico D. F.,v. 35, p. 5876-5891, ago. 2007.

SASSI, M.; GUPTA, A. K. Sulfur recovery from acid gas using the claus process and high temperature air combustion technology. **American Journal of Environmental Sciences**, Abu Dhabi, v. 92, p. 502-511, 2008.

SAVANT, A. Reuters. **Reuters brand future**, 2018. Disponível em: <https://www.reuters.com/brandfeatures/venture-capital/article?id=61034>. Acesso em: 02 dez. 2018.

SHADLE, L. J.; BREAUULT, R. W. Integrated gasification combined cycle (IGCC). *In*: SHADLE, L. J.; BREAUULT, R. W. **Handbook of climate change mitigation**. Nova Iorque: Springer, 2012. v. 1.

SIEMENS. **SGT-800 industrial gas turbine**. Disponível em: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/power-generation/gas-turbines/sgt-800.html>. Acesso em: 20 abr. 2019.

SPEIGHT, J. G. **Gasification of unconventional feedstocks**. Laramie Wyoming: Elsevier, 2014. p. 162.

VILLELA, I. A. D. C.; SILVEIRA, J. L. Ecological efficiency in thermoelectric power plants. **Applied thermal engineering**, p. 840-847, abr. 2007.

WANG, T. An overview of IGCC systems. *In*: WANG, T.; STIEGEL, G. **Integrated gasification combined cycle (IGCC) technologies**. Cambridge: Woodhead Publishing, 2017. cap. 1, p. 1-80.

WANG, T.; STIEGEL, G. **Integrated gasification combined cycle (IGCC) technologies**. Cambridge: Woodhead Publishing, 2017, v. 1, p. 928.

WANG, Y. *et al.* Performance of an integrated gasification combined cycle system with different system integration options. **Energy&fuels**, Heilongjiang, p. 1925-1930, jan. 2010.

WELFLE, A. Balancing growing global bioenergy resource demands - Brazil's biomass potential and the availability of resource for trade. **Biomass and bioenergy**, Manchester, p. 83-95, jul. 2017.

YILMAZOGLU, Z. M.; DURMAZ, A. Thermodynamic analysis of an integrated gasification combined cycle power plant. **Journal of thermal science and technology**, Maltepe, v. 32, n. 2, p. 43-53, 2012.