FELIPE ALVES D'ALOIA

Análise exergética de sistemas de compressão de gás em plataformas
offshore de produção de petróleo

São Paulo
2017

FELIPE ALVES D'ALOIA

Análise exergética de sistemas de compressão de gás em plataformas
offshore de produção de petróleo

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Ciências, Programa de Engenharia
Mecânica

São Paulo
2017

FELIPE ALVES D'ALOIA

**Análise exergética de sistemas de compressão de gás em plataformas
offshore de produção de petróleo**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Ciências, Programa de Engenharia
Mecânica

Área de concentração:

Engenharia Mecânica de Energia de
Fluídos

Orientador:

Prof. Dr. Silvio de Oliveira Júnior

São Paulo

2017

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: Felipe Alves D'Aloia

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

D'Aloia, Felipe

Análise exergética de sistemas de compressão de gás em plataformas offshore de produção de petróleo / F. D'Aloia -- versão corr. -- São Paulo, 2017. 165 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.

1.Exergia (avaliação) 2.Plataforma offshore I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Mecânica II.t.

Dedico este trabalho à minha esposa, aos
meus pais e irmãos.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Silvio de Oliveira Junior, pela orientação e por todo conhecimento transmitido durante esse período.

Ao meu ex-gerente Maurício Figueiredo de Oliveira, pelo incentivo na realização do mestrado.

Aos colegas do LETE, em especial ao Yamid Carranza Sanchéz, pelo apoio e discussões que contribuíram decisivamente no resultado desse trabalho.

À minha esposa, Nelize Maria de Almeida Coelho, pela compreensão durante as horas de estudos.

À minha família, que são a base e modelo para todas minhas ações.

Insanidade é continuar fazendo sempre a mesma coisa e esperar resultados diferentes.

(Albert Einstein)

RESUMO

A utilização racional e otimização de recursos energéticos é tema cada vez mais presente na indústria, e busca atender a critérios normativos e aspectos econômicos. Entre os métodos de análise utilizados para verificação e melhoria de eficiência energética, nas últimas décadas a Exergia vem se destacando como a ferramenta mais indicada para esse tipo de avaliação. Esse estudo realiza análise exergética em uma planta de processamento típica de uma plataforma do tipo FPSO operando em águas do litoral brasileiro. Atenção especial é dispensada à planta de compressão de gás, que possui sistema de remoção de CO₂ do gás através de membranas. Conforme composição dos poços e/ou restrições operacionais, o fluxo de gás pode ser desviado do sistema de remoção de CO₂, criando *modos de operação*. No modo de operação A todo gás do sistema de remoção de CO₂ é desviado, de forma que seja possível apenas a injeção desse gás. O modo B utiliza plenamente o sistema de remoção de forma a permitir exportação máxima de gás. Já o modo de operação C trata parcialmente o gás através desse sistema, de forma a permitir exportação e injeção parciais de gás. Além dos modos de operação, são estudados também os efeitos da variação da vazão de gás exportado e da composição do petróleo (teor de CO₂ e BS&W) no balanço exergético da plataforma. A combinação dessas três variáveis (modos de operação, vazão de gás exportado e composição do petróleo) representa 177 *cenários de produção*. O estudo desses cenários de produção por meio de determinados parâmetros (eficiência exergética, consumo específico de exergia, emissões de CO₂, emissões específicas de CO₂ e índice de renovabilidade exergética) permite verificar a influência de cada variável na performance da planta.

Palavras chave: Exergia. Análise exergética. Plataformas offshore. Petróleo.

ABSTRACT

The rational use of energy resources is a theme increasingly discussed at the Industry, and the energetic optimization of processes is necessary in order to fulfill normative, as well as economic criteria. Among the analysis methods in use for verifying and improving the energetic efficiency, during last decades the Exergy has been highlighted as the most appropriated tool for these evaluations. This study performs exergetic analysis in a typical process plant in a FPSO operating in the Brazilian shore waters. Special attention is given to the gas compression process plant, which has a CO₂ membranes gas removal system. According to composition of well and/or operational restrictions, the gas flow can be deviated from the CO₂ gas removal system, creating the *operational modes*. The operational mode A deviates all the gas from the CO₂ gas removal system, allowing just its injection into the reservoir. The mode B uses entirely the CO₂ removal system in a way that a maximum of gas exportation is possible. And the operational mode C treats partially the gas through the system, allowing partial exportation and re-injection of the gas. Besides the operational modes, the influence of export gas flow and well fluid composition (CO₂ and BS&W content) in the exergy balance are also evaluated. The combination of these three variables (operational modes, export gas flow rate and well fluids composition) represents 177 *production scenarios*. The evaluation of these production scenarios affecting specific parameters (exergy efficiency, specific exergetic consumption, CO₂ emissions, CO₂ specific emissions and exergetic renewability index) allows to identify the importance of each variable in process plant performance.

Keywords: Exergy. Exergy analysis. Offshore platforms. Oil.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da produção de petróleo no Brasil, por localização	26
Figura 2 – Detalhamento da taxa de exergia destruída por sistema.....	51
Figura 3 – Arranjo submarino de um FPSO com linhas de ancoragem (amarelo) e risers (vermelho).....	56
Figura 4 - Esquema do separador gravitacional trifásico	58
Figura 5 – Fluxograma simplificado de processo do sistema de separação primária de petróleo.....	59
Figura 6 – Estrutura interna do tratador eletrostático.....	60
Figura 7 – Fluxograma simplificado da planta de compressão e tratamento de gás do FPSO	63
Figura 8 - Esquema típico de um vaso scrubber	65
Figura 9 – Variáveis analisadas a fim de verificar sua influência na análise exérgica da plataforma. As combinações formadas entre elas geram distintos cenários de produção.....	71
Figura 10 – Diagrama simplificado da planta de processamento do FPSO.....	77
Figura 11 – Fluxograma do sistema manifold de produção	79
Figura 12 – Fluxograma do sistema de separação primária do petróleo	82
Figura 13 – Fluxograma do sistema da Unidade de Recuperação de Vapor (URV). 84	
Figura 14 – Fluxograma do sistema de compressão principal.....	85
Figura 15 – Fluxograma do grupo de sistemas de tratamento de gás composto pelo sistema de desidratação de gás, sistema de ajuste de ponto de orvalho e sistema de remoção de CO ₂	86
Figura 16 – Fluxograma do sistema de compressão de CO ₂	87
Figura 17 – Fluxograma do sistema de compressão de exportação	89
Figura 18 – Fluxograma do sistema de compressão de injeção.....	90
Figura 19 – Fluxogramas dos sistemas de gás combustível e de geração principal	90

Figura 20 – Fluxograma do sistema de injeção de água	93
Figura 21 - Legenda dos gráficos de resultados	95
Figura 22 – Consumo de energia elétrica por sistema – cenários de produção A000BB, B000BB e C000BB.....	98
Figura 23 – Eficiência exergética em função da vazão de gás exportado – V.C.: FPSO.	100
Figura 24 – Consumo específico de exergia em função da vazão de gás exportado – V.C.: FPSO.....	100
Figura 25 – Emissões de CO ₂ em função da vazão de gás exportado – V.C.: FPSO.	101
Figura 26 – Emissões de CO ₂ por exergia produzida em função da vazão de gás exportado – V.C.: FPSO.....	101
Figura 27 – Índice exergético de renovabilidade em função da vazão de gás exportado – V.C.: FPSO.....	101
Figura 28 – Consumo de energia elétrica por sistema – cenários de produção B000BB, B125BB, C000BB e C125BB (barras com preenchimento sólido correspondem aos cenários com vazão de gás exportado de 1,25 SM ³ /d).	103
Figura 29 - Eficiência exergética em função do nível de BS&W no petróleo – cenários com teor de CO ₂ (a) baixo, (b) médio, e (c) alto – V.C.: FPSO.	107
Figura 30 – Consumo específico de exergia em função do nível de BS&W no petróleo - V.C.: FPSO	108
Figura 31 – Emissões de CO ₂ em função do nível de BS&W no petróleo - V.C.: FPSO	108
Figura 32 – Emissões específicas de CO ₂ em função do nível de BS&W no petróleo – cenários com teor de CO ₂ (a) baixo, (b) médio, e (c) alto – V.C.: FPSO.....	109
Figura 33 – Índice de renovabilidade exergética em função do nível de BS&W no petróleo – cenários com teor de CO ₂ (a) baixo, (b) médio, e (c) alto – V.C.: FPSO.	109

Figura 34 – Rendimento exergético em função do teor de CO ₂ no petróleo – cenários com teor de BS&W (a) baixo, (b) médio, e (c) alto – V.C.: FPSO.....	110
Figura 35 – Consumo específico de exergia em função do teor de CO ₂ no petróleo - V.C.: FPSO	110
Figura 36 – Emissões de CO ₂ em função do teor de CO ₂ no petróleo - V.C.: FPSO	111
Figura 37 – Emissões específicas de CO ₂ em função do teor de CO ₂ no petróleo; – cenários com teor de BS&W (a) baixo, (b) médio, e (c) alto – V.C.: FPSO.	111
Figura 38 – Índice exergético de renovabilidade em função do teor de CO ₂ no petróleo; – cenários com teor de BS&W (a) baixo, (b) médio, e (c) alto – V.C.: FPSO.	112
Figura 39 – Comportamento dos termos exergéticos B_{prod} e $B_{gás comb}$, em função da vazão de gás exportado.....	153
Figura 40 – Comportamento das curvas de exergias das correntes de gás injetado, gás exportado e gás combustível em função da vazão de gás exportado.....	154
Figura 41 – Comportamento da parcela composta pelas exergias de gás injetado, gás exportado e gás combustível em função da vazão de gás exportado.	155
Figura 42 – Comportamento da parcela de exergia física nas correntes de gás injetado, gás exportado e gás combustível; além de somatória das parcelas.....	155
Figura 43 – Comportamento da parcela de exergia química molar nas correntes de gás injetado, gás exportado e gás combustível; além de somatória das parcelas.	155
Figura 44 – Comportamento da parcela de exergia química de mistura nas correntes de gás injetado, gás exportado e gás combustível; além de somatória das parcelas.	156
Figura 45 – (a) Função $fx = ixilnxi$ para $i = 1$, $0 < x < 1$; (b) Função $fx = ixilnxi$ para $i = 1, 3$ e 6 , $0 < x < 1$;	156
Figura 46 – (a) Função $gx = ix - 1lnxi - 1$ para $i = 1$, $0 < x < 1$; (b) Função $hx = fx + g(x)$	157
Figura 47 – (a) Função $jx = ixilnxi + ix - 1lnxi - 1 + a.x$, com curvas (I) $a = -2,5$; (II) $a = +2,5$; (III) $a = +5,0$; (b) Comportamento da curva de exergia total das correntes de gás injetado e gás exportado.....	159

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Evolução histórica do termo Exergia	32
Tabela 2 – Lista de trabalhos consultados sobre análise exergética aplicada à indústria de petróleo	47
Tabela 3 – Reprodução da tabela de resultados do artigo apresentado por Carranza Sánchez e Oliveira Jr. (2015b)	54
Tabela 4 – Matriz de cenários de produção para estudo da influência dos modos de operação e níveis de vazão de gás exportado no balanço exergético.	72
Tabela 5 – Matriz completa de cenários de produção, considerando variação de modos de operação, vazão de gás exportado e composição do petróleo – Cenários hachurados em cinza correspondem àqueles não factíveis (e portanto, não simulados).	74
Tabela 6 – Capacidades da plataforma.....	78
Tabela 7 – Dados do manifold de produção.....	79
Tabela 8 – Composição molar (%) de entrada do petróleo na plataforma considerando os três patamares de CO ₂	80
Tabela 9 – Dados do sistema de separação primária de petróleo	81
Tabela 10 – Dados dos compressores dos sistemas de compressão da plataforma	83
Tabela 11 – Parâmetros utilizados em simulação para os sistemas de compressão	84
Tabela 12 – Dados do sistema de remoção de CO ₂ através de membranas.....	86
Tabela 13 – Valores (em % de fração molar) utilizados em simulação para divisão entre corrente de gás tratado e gás permeado através das membranas de remoção de CO ₂	87
Tabela 14 – Dados do sistema de compressão de CO ₂	88
Tabela 15 – Dados do sistema de compressão de exportação.....	89
Tabela 16 – Dados do sistema de compressão de injeção	90
Tabela 17 – Dados do sistema de geração principal.....	91

Tabela 18 – Dados do sistema de injeção de água	93
Tabela 19 – Balanço exergético do FPSO para os cenários de produção A000BB, B000BB e C000BB (valores em kW)	96
Tabela 20 – Parâmetros exergéticos – V.C. FPSO	96
Tabela 21 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – Cenário de produção A000BB.....	97
Tabela 22 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – Cenário de produção B000BB.....	97
Tabela 23 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – Cenário de produção C000BB	97
Tabela 24 – Taxa de exergia destruída (% em relação ao total) por sistema de compressão e tratamento de gás – Cenários A000BB, B000BB e C000BB.....	98
Tabela 25 – Parâmetros exergéticos do grupo de cenários de produção com variação de modos de operação e vazão de gás exportado. V.C. FPSO.	99
Tabela 26 – Taxa de exergia destruída (%) por sistema – Análise de cenários de produção sem e com vazão de gás exportado	102
Tabela 27 – Taxa de exergia destruída (% em relação ao total) por sistema de compressão e tratamento de gás – Cenários B000BB, B125BB, C000BB e C125BB.	103
Tabela 28 – Valores do parâmetro Rendimento exergético (%) – V.C.: FPSO.....	104
Tabela 29 – Valores do parâmetro SEC_{volume} (kJ_b/m^3) – V.C.: FPSO	105
Tabela 30 – Valores do parâmetro emissões de CO_2 (t/h) – V.C.: FPSO.....	105
Tabela 31 – Valores do parâmetro emissões de CO_2 por exergia produzida (kg/GJ) – V.C.: FPSO	106
Tabela 32 – Valores do parâmetro índice exergético de renovabilidade – V.C.: FPSO	106
Tabela 33 – Taxa de exergia destruída (%) por sistema em função do teor de BS&W e CO_2 , modo de operação A.....	112

Tabela 34 – Taxa de exergia destruída (%) por sistema em função do teor de BS&W e CO ₂ , modo de operação B.	113
Tabela 35 – Taxa de exergia destruída (%) por sistema em função do teor de BS&W e CO ₂ , modo de operação C.	113
Tabela 36 – Valores dos componentes de exergia (kW) dos termos exergia dos produtos e exergia do combustível – Cenários A000BB, B000BB e C000BB.	116
Tabela 37 – Exergia química molar dos componentes do petróleo em estudo.	132
Tabela 38 – Componentes e parâmetros de exergia – V.C.: FPSO.....	135
Tabela 39 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – V.C.: Manifold de produção	138
Tabela 40 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – V.C.: Sep.Primária de Petróleo.....	141
Tabela 41 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – V.C.: Comp e tratamento de gás	144
Tabela 42 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – V.C. Geração Principal	147
Tabela 43 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – V.C.: Injeção de água	150

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo
boed	barris de óleo equivalente por dia
BS&W	<i>Base Sediments and Water</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (despesas de capital)
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IPIECA	<i>International Petroleum Industry Environmental Conservation Association</i>
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
ORC	<i>Organic Rankine Cycle</i> (Ciclo Rankine Orgânico)
PCI	Poder Calorífico Inferior
RGO	Razão Gás Óleo
SE	<i>Specific Emissions</i> (emissões específicas)
SEC	<i>Specific Exergy Consumption</i> (consumo específico de exergia)
SG	<i>Specific Gravity</i> (gravidade específica)
TOG	Teor de Óleo e Graxa
WHRU	<i>Waste Heat Recovery Unit</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

P	pressão (kPa)
V ou $\forall$	volume (m ³)
q	calor específico (kJ/kg)
h	entalpia específica (kJ/kg)
w	trabalho específico (kJ/kg)
s	entropia específica (kJ/kg.K)
Q	calor (W)
T	temperatura (K)
η	rendimento termodinâmico
b	exergia específica (kJ/kg)
U	energia interna (W)
B	exergia (W)
W	trabalho (W)
S	entropia (W/K)
m	massa (kg)
v	velocidade (ref.: energia/exergia cinética) (m/s)
g	aceleração da gravidade (m/s ²)
z	altura (m)

c_p	calor específico a pressão constante (kJ/kmol.K)
R	constante universal dos gases (kJ/kmol.K)
p_0	pressão parcial do gás (kPa)
p_{00}	pressão parcial do gás no meio ambiente de referência (kPa)
ΔG_0	função de Gibbs (kJ/kmol)
x	fração molar
ν	coeficiente estequiométrico (ref.: exergia química)
Δg	energia livre de Gibbs em base molar (kJ/kmol)
γ	coeficiente de atividade
$\dot{q}$	vazão (m ³ /h)
$\dot{m}_{emis_CO2}$	taxa de emissão de CO ₂ (t/h)
λ	índice exergético de renovabilidade
δ	<i>efficiency defect</i> (redução de eficiência)
γ_{dest}^*	exergia destruída específica

LISTA DE SÍMBOLOS

Subscritos

<i>0</i>	estado de referência
<i>s</i>	saída
<i>e</i>	entrada
<i>ger</i>	gerado
<i>máx</i>	máximo
<i>mr</i>	motor reversível
<i>i</i>	“i-ésimo” componente/estado
<i>dest</i>	destruída
<i>cin</i>	cinética
<i>pot</i>	potencial
<i>f</i>	física
<i>ch</i>	química
<i>k</i>	reagentes (em reações químicas)
<i>j</i>	produtos (em reações químicas)
<i>prod</i>	produto
<i>reag</i>	reagente
<i>mist</i>	mistura
<i>pseudo</i>	pseudo-componente

<i>razão mássica</i>	razão mássica
<i>b</i>	exergia
<i>comb</i>	combustível
<i>óleo equiv.</i>	óleo equivalente
<i>não renovável</i>	não renovável (ref. exergia)
<i>desat</i>	desativação
<i>emissões</i>	emissões
<i>resíduos</i>	resíduos
[FPSO]	FPSO (ref. volume de controle)
<i>óleo</i>	óleo para tanques
<i>água</i>	água produzida
<i>gás inj</i>	gás injetado
<i>gás exp</i>	gás exportado
<i>água inj_s</i>	água injetada (corrente de saída)
<i>gás comb</i>	gás combustível
<i>petróleo (mist)</i>	petróleo (corrente de entrada no volume de controle “FPSO”)
<i>água inj_e</i>	água injetada (corrente de entrada)
[proc_sep]	processos de separação de fluídos (ref. volume de controle)
[comp_bomb]	sistemas de compressão e bombeamento (ref. volume de controle)
<i>aquec</i>	aquecimento
<i>Q</i>	Calor

[ger_energia] sistemas de geração de energia (ref. volume de controle)

calor associado à transferência de calor (ref. exergia)

ebul Ebulição (ref. temperatura)

SUMÁRIO

1	Introdução.....	25
1.1	Motivação	25
1.2	Objetivo	28
1.3	Organização	29
2	Revisão Bibliográfica	30
2.1	Histórico.....	30
2.2	Classificação das fontes de energia	34
2.3	Conceito de exergia.....	35
2.4	Estado de referência – Meio ambiente	35
2.5	Balanco de exergia	36
2.6	Componentes da exergia.....	40
2.7	Critérios de performance	43
2.7.1	Eficiência exergetica	43
2.7.2	Consumo específico de exergia	44
2.7.3	Taxa de emissão de CO ₂	44
2.7.4	Emissão específica de CO ₂	45
2.7.5	Índice exergetico de renovabilidade.....	45
2.7.6	Taxa de exergia destruída.....	45
2.8	Análise exergetica aplicada à indústria de petróleo.....	46
2.9	FPSO – Conceitos Básicos	55
2.9.1	Sistema de separação primária do petróleo.....	57
2.9.2	Sistema de tratamento de água produzida.....	61
2.9.3	Sistemas de tratamento e compressão de gás	62
2.9.4	Sistema de injeção de água	68

2.9.5	Sistemas de utilidades e auxiliares.....	68
2.9.6	Modos de operação da planta de processamento de gás	68
3	Simulações e parâmetros de modelagem	70
3.1	Cenários de produção	70
3.2	Determinação do volume de controle.....	75
3.3	Parâmetros de modelagem e características dos sistemas	78
3.3.1	Manifold de produção	79
3.3.2	Sistema de separação primária de petróleo	81
3.3.3	Unidade de recuperação de vapor.....	83
3.3.4	Sistema de compressão principal	84
3.3.5	Sistemas de tratamento de gás	85
3.3.6	Sistemas de compressão de CO ₂	87
3.3.7	Sistemas de compressão de exportação.....	88
3.3.8	Sistemas de compressão de injeção	89
3.3.9	Sistemas de gás combustível e geração principal.....	90
3.3.10	Sistema de injeção de água	92
3.4	Cálculo da exergia.....	93
3.5	Análise exergética	93
3.5.1	Rendimento exergético do FPSO e seus sistemas.....	93
4	Resultados	95
4.1	Análise exergética considerando diferentes modos de operação	95
4.2	Análise exergética considerando diferentes modos de operação e vazões de gás exportado	99
4.3	Análise exergética considerando diferentes modos de operação, vazões de gás exportado e composições de petróleo	104
5	Discussões.....	114

5.1	Análise exergética considerando diferentes modos de operação.....	114
5.2	Análise exergética considerando diferentes modos de operação e vazões de gás exportado	119
5.3	Análise exergética considerando diferentes modos de operação, vazões de gás exportado e composições de petróleo.....	120
6	Conclusões.....	124
	Referências Bibliográficas	127
	Apêndices.....	132
	APÊNDICE A – Exergia química molar dos componentes do petróleo	132
	APÊNDICE B – Resultados detalhados da análise exergética	134
	APÊNDICE C – Demonstração matemática do comportamento das curvas dos parâmetros exergéticos em função da vazão de gás exportado	153
	Anexos.....	161
	Código para cálculo de exergia no Aspen Hysys®	161

1 Introdução

O desenvolvimento do ser humano pode ser relacionado diretamente com o uso cada vez mais intenso de energia. A partir da Primeira Revolução Industrial, a exploração da energia ganha contornos econômicos, onde sua utilização de forma racional significava vantagem competitiva em relação à concorrência. Desde então a busca pelo aumento da produtividade torna-se o paradigma da atividade industrial. Nas últimas décadas, com as crescentes discussões a respeito do impacto que a atividade industrial possa gerar para as futuras gerações, o aspecto ambiental entra em foco. A partir disso, não mais se observa uma Indústria que desenvolva sua atividade sem o alinhamento de questões econômicas e ambientais.

1.1 Motivação

De acordo com o relatório *World Energy Outlook* (2014), a demanda global de energia até 2040 sofrerá um aumento de 37%. A matriz energética se altera com participação mais efetiva de energia gerada a partir de fontes renováveis ao custo da redução do uso de carvão. Já a demanda atendida pela exploração de óleo e gás se mantém praticamente estável, saindo dos atuais 52%, para 50% em 2040 (IEA, 2014). Apesar das recentes quedas do preço do barril de petróleo, o relatório *World Energy Outlook* (2015) estima em seu cenário central que o preço da *commodity* alcance US\$80 em 2020, com incrementos subsequentes até 2040. A política implementada recentemente pelos países membros da OPEP é vista como uma ação autodestrutiva. Essa política visa barrar a entrada do *tight oil*¹ americano no mercado através da redução do preço do barril, entretanto ela induz a um pequeno aumento no consumo de óleo, o que ao final acaba por pressionar o valor do barril (IEA, 2015).

No Brasil, a evolução da produção de petróleo nos últimos anos mostra uma curva crescente, sendo que a partir de 2008 inicia-se a produção de campos do pré-sal, com parcela cada vez mais presente no volume total produzido, conforme observa-se na Figura 1.

¹ Também conhecido como *shale oil*, ou conforme nomenclatura recomendada pela IEA, *light tight oil* (LTO). Consiste em óleo leve contido em formações de baixa permeabilidade, geralmente arenito ou xisto, e que por esse motivo necessita de fraturamento hidráulico para ser explorado.

Figura 1 – Evolução da produção de petróleo no Brasil, por localização

Fonte: adaptado de ANP (2016)

Sob o ponto de vista ambiental, existem cerca de 20 políticas de custeio de emissões de CO₂ já implementadas em diversas regiões, como em algumas províncias da China e no estado da Califórnia nos EUA. O custo atual por tonelada de CO₂ gerado deve saltar dos atuais US\$ 6 para US\$ 50 em 2040. No mar do Norte, por exemplo, a Noruega decidiu aumentar a taxa de emissão por tonelada de CO₂ de 28€ para 55€ já em 2013 (OFFSHORETECHNOLOGY.COM, 2012). Considerando as projeções referentes às emissões de gases geradores do efeito estufa, a Comissão Europeia propôs em janeiro de 2014 metas ambiciosas visando redução de 40% para 2030 e 80% para 2050 em relação aos níveis atuais; em junho de 2014 a Agência de Proteção Ambiental americana (EPA) propôs o *Clean Power Plan*, que visa reduzir as emissões no setor de energia em 30% até 2030, com relação aos níveis verificados em 2005. Destaca-se que a eficiência energética é uma ferramenta crítica para aliviar as pressões sob o fornecimento energético e ajuda a mitigar impactos na competição de preços. Esse cenário reforça a exploração de petróleo como uma atividade economicamente interessante ainda a médio/longo prazo, e pontua novos desafios para a indústria, como o esforço global para redução do impacto ambiental com consequências que atingem inclusive a competitividade econômica da atividade (IEA, 2014).

Com as recentes descobertas de novos campos de hidrocarbonetos na sub-camada do pré-sal do litoral sudeste do Brasil, houve a necessidade de instalação de novas plataformas de exploração e produção do tipo FPSO com objetivo de monetizar as jazidas de óleo e gás.

Esses campos são caracterizados por (i) alta RGO (razão gás-óleo), que implica maiores porções de gás para uma determinada quantidade de óleo extraído, (ii) altas pressões de reservatório e (iii) elevados teores de CO₂ presentes no gás. Com isso, as plantas de processamento a serem utilizadas para exploração e produção aumentam sua complexidade e porte, especificamente na parte de tratamento e compressão de gás.

A redução dos teores de CO₂ do gás produzido é necessária para que ele possa ser explorado economicamente. Por esse motivo, essas plataformas possuem um sistema de remoção de CO₂ do gás através de membranas. Porém, conforme composição dos poços e/ou restrições operacionais, as membranas de remoção de CO₂ podem não ser utilizadas em determinados casos, com o fluxo de gás sendo desviado desse sistema, criando então os *modos de operação*. O modo de operação A desvia todo gás do sistema de remoção de CO₂, impedindo dessa forma sua exportação para consumo, e com todo volume de gás sendo obrigatoriamente encaminhado para injeção no reservatório através de poços injetores. O modo B utiliza plenamente o sistema de remoção, e com o tratamento do gás torna-se possível realizar exportação máxima de gás. Já o modo de operação C trata parcialmente o gás através desse sistema, de forma a permitir exportação e injeção parciais de gás.

Sob o aspecto ambiental, a legislação atual impõe novos desafios à exploração de petróleo, limitando a níveis inéditos a queima autorizada de gás; e estabelecendo ainda penalizações financeiras para as parcelas de gás efetivamente queimadas, utilizadas dentro da cota limite. Com isso, a redução de emissões de gases geradores de efeito estufa possui papel cada vez mais relevante na atividade de exploração de petróleo (ANP, 2000).

A utilização intensiva de energia nesses processos também é ponto marcante nas plantas de processamento em plataformas de petróleo. Especialmente nos campos explorados na sub-camada do pré-sal, verificam-se altas pressões de reservatório. Essas pressões precisam ser superadas pelos compressores e bombas nos casos de injeção de gás e/ou água, aumentando substancialmente o consumo de energia elétrica. Uma maior demanda elétrica implica maior consumo de gás para sua geração através de turbinas a gás. Dessa forma, reduz-se a parcela de gás que poderia ser exportado, reduzindo assim o retorno financeiro. Uma alternativa a fim de contornar

essa situação é a realização de uma análise de rendimento energético da planta e de seus sistemas, de forma a identificar possíveis pontos de melhoria de eficiência.

Atualmente, a ferramenta mais indicada e utilizada para determinação de eficiência energética em processos produtivos é a Exergia, já que ela permite a identificação correta da capacidade de realização de trabalho do sistema e seus componentes (informação que não era obtida através do balanço de energia baseado em Primeira Lei). Ela une o conceito de aumento de entropia existente na Segunda Lei da Termodinâmica com o balanço de energia baseado na Primeira Lei, estabelecendo o método da análise exergética. A diferença fundamental neste caso consiste na ideia de utilidade da energia oferecida ao usuário final.

1.2 Objetivo

O objetivo deste estudo consiste em realizar análise exergética de uma planta de tratamento e compressão de gás instalada em uma plataforma de produção de petróleo *offshore* do tipo FPSO operando na camada do pré-sal do litoral do Brasil. Os efeitos causados pelos diferentes modos de operação gerados a partir da utilização do sistema de remoção de CO₂ do gás por membranas são avaliados. Além disso, são estudados cenários de produção distintos dentro de cada modo de operação, criados a partir da variação da vazão de gás exportado e da composição do petróleo oriunda dos poços (diferentes teores de CO₂ e BS&W). Os resultados são avaliados a partir de parâmetros exergéticos como eficiência exergética, consumo específico de exergia, emissões de CO₂, emissões específicas de CO₂ e índice de renovabilidade de exergia.

As etapas desenvolvidas nesse trabalho são destacadas abaixo:

- 1 – Desenvolver um modelo de simulação do volume de controle considerado, capaz de permitir análise do processo conforme são alterados parâmetros de entrada, respeitando as restrições da planta.
- 2 – Executar a análise exergética para cada cenário.
- 3 – Analisar os efeitos de cada variável (modos de operação, vazão de gás exportado e composição do petróleo) no balanço exergético da plataforma.

1.3 Organização

No capítulo 2 é apresentada a revisão bibliográfica, onde são relacionados os conceitos principais e base teórica. São destacados os conceitos de exergia e estudos específicos sobre análise exergética aplicados à indústria de óleo e gás. Por fim, são apresentados os conceitos básicos de operação de um FPSO.

No capítulo 3 são definidos o volume de controle e os parâmetros utilizados para modelagem do FPSO. Por fim são apresentados os cenários de produção previstos para análise.

No capítulo 4 são apresentados os resultados da análise exergética aplicada à planta de processamento de óleo e gás, bem como dos parâmetros de exergia utilizados nesse trabalho. As Discussões a respeito dos resultados obtidos são apresentadas no capítulo 5.

No capítulo 6 são pontuadas as contribuições decorrentes deste trabalho, com sugestões para futuros trabalhos que podem ser desenvolvidos na área.

2 Revisão Bibliográfica

Nesse capítulo é apresentada a revisão da bibliografia referente a exergia, e uma revisão de conceitos básicos de operação de plataformas do tipo FPSO. Apresenta-se um sub-item específico referente a trabalhos publicados sobre análise exérgica aplicada à indústria de óleo & gás, mais especificamente na exploração de petróleo *offshore*.

2.1 Histórico

Uma das principais aplicações da termodinâmica é estudar a eficiência de processos. A técnica tradicional para verificá-la consiste em utilizar um balanço de energia do sistema em questão, e através dele obter um rendimento termodinâmico. Entretanto há problemas nessa abordagem tradicional.

O balanço de energia é baseado na Primeira Lei da Termodinâmica e considera todas as formas de energia como equivalentes. Não há distinção, por exemplo, entre 100J armazenados na forma de energia elétrica e 100J armazenados na forma de calor a uma temperatura de 1000K. Além disso, não se obtém informações sobre perdas internas; um balanço de energia em um trocador de calor, por exemplo, concluirá de forma incorreta que o sistema não possui perdas. O cálculo do rendimento termodinâmico é útil para obter o grau de perfeição termodinâmica, entretanto ele é incompleto ou insatisfatório, pois não considera efeitos de irreversibilidades termodinâmicas e não retrata o potencial de um sistema realizar trabalho (KOTAS, 1995).

A inclusão da Segunda Lei da Termodinâmica permite complementar essa análise, resultando no cálculo de um rendimento racional para os sistemas, que qualifique cada parcela de energia e inclua todas as irreversibilidades inerentes a ele. A primeira pessoa a pensar sob essa nova ótica, ainda que não de forma explícita em termos de um novo conceito, foi o engenheiro militar francês Nicolas Léonard Sadi Carnot (1796-1832). Mais precisamente em 1824, Carnot diz que “o trabalho que pode ser extraído de um motor térmico é proporcional à diferença de temperatura entre os reservatórios quente e frio”.

Maxwell (1871) e Lorenz (1894) apresentaram algumas aplicações para avaliação de processos térmicos com base na entropia, entretanto nenhum deles menciona de

forma explícita a *função disponibilidade*. Em 1873, Gibbs introduz de forma explícita o conceito de *trabalho disponível* ou *disponibilidade*. Gouy (1889) e Stodola (1898) chegaram de maneira independente ao mesmo conceito de *energia útil* (TSATSARONIS, 1993), caracterizada pelo máximo potencial de um sistema realizar trabalho em função de sua energia interna e das condições do meio ambiente.

Jouget publicou uma série de trabalhos entre 1906 e 1909 onde aplicou o conceito de *trabalho dissipado* (termo que seria conhecido posteriormente como *exergia destruída*) em máquinas térmicas. Considerações semelhantes a essas, que criticam a eficiência baseada na Primeira Lei da Termodinâmica, foram feitas nos EUA por Goodenough (1911) e de Baufre (1925), na Alemanha por Born (1921), e na França por Darrieus (1930, 1931) e Lerberghe & Glansdorff (1932). Durante esse período, J.H. Keenan expandiu e elucidou o conceito de *disponibilidade* por meio de uma série de trabalhos. Seu livro-texto em termodinâmica publicado em 1941 exerceu forte influência sobre os estudiosos da época, e contribuiu decisivamente na divulgação e consolidação dos conceitos de análise baseada na Segunda Lei da Termodinâmica e disponibilidade. Atribui-se a Keenan (1932) a primeira aplicação de partição de custos associada à análise exérgica ao realizar a atribuição de custos para uma planta de cogeração.

Fran Bošnjakovic (1935, 1938) estabeleceu os fundamentos para a escola alemã de Termodinâmica teórica e prática, que iriam determinar os conceitos de exergia duas décadas mais tarde. Ele contribuiu com publicações que identificavam as irreversibilidades de processos por meio de uma análise utilizando a Segunda Lei da Termodinâmica, e aprofundou os estudos na chamada *disponibilidade* citada por Gibbs. A essa disponibilidade, Bošnjakovic deu o nome de *potencial de trabalho* (*Arbeitsfähigkeit*, em alemão). Rosin e Fehling (1929) estabeleceram fundamentos para o cálculo da exergia de combustíveis. Emden (1938) e Rant (1947) propuseram a primeira análise exérgica de um processo químico.

Nesse período já havia decorrido mais de um século desde os primeiros estudos de Carnot sobre o assunto, entretanto nota-se que há uma variação de termos muito grande para se referir ao mesmo conceito. Considerando apenas os termos mencionados nesse texto, pode-se citar *trabalho disponível*, *disponibilidade*, *energia*

útil, e *potencial de trabalho* (e além dessas, ainda é possível citar *energia disponível* e *entropia potencial* como termos utilizados em trabalhos científicos à época).

Finalmente em 1953, durante um congresso, Zoran Rant sugeriu o uso do termo *exergia*, que posteriormente viria constar em seu ensaio linguístico no qual eram listados nomes equivalentes para *exergia* em diversos idiomas (RANT, 1956). A Tabela 1 apresenta lista dos principais autores e respectivas expressões utilizadas até a criação do termo definitivo *Exergia* em 1956. Na prática se passaram 50 anos para que o termo proposto por Rant fosse aceito em todo mundo; mesmo assim, ainda hoje nos EUA, alguns autores (como os pesquisadores do MIT) utilizam a terminologia obsoleta *disponibilidade*.

Tabela 1 – Evolução histórica do termo Exergia

Ano	Autor	Termo
1824	Carnot	<i>Puissance motrice du feu</i>
1872	Thomson (Kelvin)	<i>Motivity</i>
1873	Gibbs	<i>Available energy of the body and medium</i>
1881	Gouy	<i>Energie utilisable</i>
1898	Stodola	<i>Freie technische Energie</i>
1925	Debaufre	<i>Available energy</i>
1935	Bošnjakovic	<i>Technische Arbeitsfähigkeit</i>
1944	Thring	<i>Virtue of energy</i>
1953	Schmidt	<i>Technische maximale Arbeit</i>
1955	Gibert	<i>Energie non dégradée</i>
1956	Grigull	<i>Ekthalpie</i>
1956	Rant	<i>Exergie</i>

(OLIVEIRA JR.,2013)

Ao final da década de 60, pode-se dizer que a teoria da *exergia* e todas as definições necessárias já haviam sido concluídas quase em sua totalidade. Entretanto a aplicação prática desses conceitos na indústria ainda era insignificante, para não dizer ausente. Foi a partir da década de 70 que ocorreu uma grande expansão da teoria da *exergia*, devido a dois motivos em especial. O primeiro remete às grandes discussões abertas por diversos autores na década anterior; isso incentivou o surgimento de uma

nova geração de estudantes de engenharia termodinâmica que viria a se aprofundar no campo da exergia. O segundo motivo tem relação com a crise do petróleo ocorrida em 1973, que forçou empresas e agências governamentais a focar em “economia de energia”. Esse segundo agente motivador foi importante para iniciar a aplicação prática na indústria de todo conceito de exergia desenvolvido até então, e ele norteou a publicação de trabalhos até a década de 90, período no qual a otimização de processos foi foco principal (SCIUBBA; WALL, 2007).

Durante os anos 60, R. B. Evans, Y. M. El-Sayed, R. A. Gaggioli, e M. Tribus conduziram estudos pioneiros em termoeconomia, que une análise termodinâmica de segunda lei (ou análises exergéticas) e aspectos econômicos; todavia a aplicação sistemática da termoeconomia nas análises de sistemas não ocorreu até os anos 80.

A fim de utilizar um termo mais preciso e que diferenciasse análises termoeconômicas baseadas em Primeira ou Segunda Lei, em 1983 Tsatsaronis cunhou o termo *exergoeconomia* para se referir à união das análises exérgica e econômica (TSATSARONIS, 1993), sendo que ainda hoje é comum o uso de ambos os termos.

A existência de inúmeras metodologias exergoeconômicas, bem como conceitos e nomenclaturas retardou um desenvolvimento mais rápido dessa área (ERLACH; SERRA; VALERO, 1999). Em 1990, um grupo de especialistas na área formado por C. Frangopoulos, G. Tsatsaronis, A. Valero, e M. von Spakovsky decidiram comparar suas metodologias resolvendo um problema simples e pré-definido de otimização. Esse problema ficou conhecido como problema CGAM (em referência às iniciais de cada um dos pesquisadores) e seu objetivo foi mostrar como cada metodologia era aplicada; e ao final, unificar a metodologia de análise termoeconômica (VALERO et al, 1994).

Essa ligação entre energia e economia foi muito explorada durante toda a década de 70 e início da década de 80. A partir da década de 90, além do caráter econômico, torna-se importante a busca por combustíveis mais limpos, processos de conversão que possibilitem maiores eficiências e que gerem menos impactos no ambiente. Torna-se cada vez mais urgente quantificar o impacto dos processos industriais no meio ambiente, e diversos autores apontam a exergia como a propriedade ideal para esse fim. Isso porque o aumento da eficiência exérgica significa utilização de menor quantidade de recursos, bem como redução das emissões e impacto ao meio

ambiente (ROSEN; DINCER, 2001). A partir de 1986, diversos conceitos que envolvem exergia e meio ambiente são criados: análise exergoecológica, consumo cumulativo de exergia, contabilidade estendida de exergia, análise do ciclo de vida exergético, análise exergoambiental e método ambieconômico. Em 2013 é apresentado o primeiro método que considera o impacto da atividade industrial não em nível global, mas sim avaliando as emissões em nível local (CASSETTI; COLOMBO, 2013).

Alguns autores ressaltam que a ideia de exergia ainda é desconhecida pelo grande público; em algumas situações nota-se que o conhecimento está presente no senso comum; interpretado, entretanto, como conceito de energia. Um importante passo a ser dado em um futuro próximo seria o de extensão do conhecimento de exergia ao grande público. Isso facilitaria inclusive a adoção de políticas públicas pelos governos quando estes visualizam maior receptividade e entendimento da população com relação ao tema (ROSEN, 2002). A disseminação desses conceitos que envolvem exergia e impacto ambiental entre o grande público é fator condicionante à utilização dos mesmos na orientação de políticas públicas de preservação do meio ambiente (ROSEN; DINCER; KANOGLU, 2008).

Estudos que relacionam níveis de eficiência exergética com critérios de operacionalidade e manutenibilidade podem indicar um novo caminho para aplicação da exergia em processos industriais (CASSETTI; ROCCO; COLOMBO, 2014). Tapan et al. (2010) realizaram análise exergética em turbina a vapor e relacionaram os resultados com tomadas de decisão em níveis operacionais e de manutenção; com o custo de manutenção sendo associada à perda financeira gerada por uma maior perda de exergia do equipamento operando fora das condições de projeto (TAPAN et al., 2010). Cassetti, Aguti e Colombo (2015) sugerem associar a otimização exergética do sistema com a redução de exposição a riscos, sendo possível avaliar questões relacionadas à Segurança Operacional (CASSETTI; AGUTI; COLOMBO, 2015).

2.2 Classificação das fontes de energia

Como mencionado na seção anterior, valores de energia não são suficientes para retratar sua capacidade em realizar trabalho, já que nesse caso a forma como elas estão armazenadas influi decisivamente.

Os conceitos de *energia ordenada* e *energia desordenada* são úteis para determinar a qualidade da energia em suas diferentes formas. No grupo das energias ordenadas estão a energia potencial, que pode ser armazenada em campos gravitacionais, elétricos, magnéticos, ou energia potencial de mola, e a energia cinética organizada. As energias ordenadas permitem conversão completa para outras formas de energia, e as interações entre os sistemas se manifestam sempre na forma de trabalho (e nunca na forma de calor). Em processos reversíveis, essas transferências de energia não geram alterações de entropia, e podem ser analisadas utilizando-se apenas a Primeira Lei da Termodinâmica. Além disso, é importante ressaltar que as informações do meio externo (pressão, temperatura e composição química) não afetam cálculos envolvendo energias ordenadas.

Já no conjunto das energias desordenadas estão a energia interna das substâncias, radiação térmica e energia química. Energias desordenadas não podem ser convertidas em outros tipos de energia (sejam elas ordenadas ou desordenadas) sem que ocorram perdas. Durante essas interações ocorre geração de entropia, de forma que a análise desse tipo de processo deve envolver o uso da Segunda Lei da Termodinâmica. Por fim, outra característica muito importante em processos com energias desordenadas é o fato que o limite teórico de conversão de energia é impactado pelas condições ambientais externas.

Ambos conceitos mostram que existe certa *qualidade* (capacidade de gerar mudança) nos diferentes tipos de energia.

2.3 Conceito de exergia

Para contabilizar a variação de qualidade das diferentes formas de energia, é necessário se estabelecer um padrão universal. E o padrão mais natural e conveniente seria considerar o máximo trabalho útil que se pode obter de uma dada forma de energia, considerando os parâmetros ambientais como estado de referência. A esse padrão de qualidade de energia chama-se *exergia* (KOTAS, 1995).

2.4 Estado de referência – Meio ambiente

Conforme mencionado, as condições do meio ambiente têm influência direta no cálculo da exergia, já que estabelecem um padrão de referência. O meio ambiente,

do ponto de vista exergético, corresponde a um corpo extenso em equilíbrio termodinâmico que não apresenta, basicamente, gradientes ou diferenças de pressão, temperatura e composição química. Funciona como um reservatório térmico com o qual sistemas podem efetuar trocas térmicas sem que ocorra alteração significativa em sua temperatura. O meio ambiente também é considerado um reservatório de trabalho não-útil; essa característica é relevante quando os sistemas em estudo passam por alteração de volume durante o processo, pois no caso da expansão do sistema, há trabalho $P_0\Delta V$ sendo realizado na atmosfera, e esse trabalho não pode ser aproveitado; entretanto pode ser recuperado quando o sistema retorna ao seu volume inicial. Por fim, ele é concebido como um reservatório de substâncias de baixo potencial químico e em equilíbrio estático.

Denomina-se *equilíbrio restrito* quando o sistema está em equilíbrio térmico e mecânico com o meio ambiente, e para isso é necessário que temperatura e pressão do sistema e do meio ambiente sejam iguais. Não há, entretanto, qualquer condição de equilíbrio químico nesse caso. Essa condição de equilíbrio restrito com o ambiente é chamada também de *estado de referência*.

Caso um sistema apresente valores iguais de temperatura, pressão e adicionalmente de composição química com o ambiente, denomina-se que o sistema está em *estado morto*. Define-se que um sistema em estado morto possui exergia igual a zero, já que seu potencial de realizar trabalho é nulo.

A fim de estabelecer um meio ambiente padrão a ser considerado em cálculos exergéticos, atualmente é amplamente utilizado o modelo de meio ambiente com temperatura igual a 298,15 K, pressão 101,325 kPa, e composição química padrão formada pelos gases e suas respectivas pressões parciais presentes na atmosfera (O_2 , N_2 , CO_2 , H_2O , D_2O , Ar, He, Ne, Kr, Xe), substâncias sólidas de referência na crosta terrestre, e substâncias de referência iônicas e moleculares (não-ionizáveis) nos mares (SZARGUT; MORRIS; STEWARD, 1988).

2.5 Balanço de exergia

A formulação do balanço exergético pode ser feita por meio de uma combinação linear do balanço de energia com o balanço de entropia (OLIVEIRA JR., 2006). Considera-se um volume de controle com uma entrada e uma saída, em regime permanente,

onde serão desprezados inicialmente os termos de energia cinética, potencial, efeitos elétricos e magnéticos. Os balanços de energia (Primeira Lei) e entropia (Segunda Lei) por unidade de vazão mássica seguem nas equações (1) e (2).

$$q = h_s - h_e + w \quad (1)$$

$$s_s - s_e = \int \frac{\delta Q}{T} + s_{ger} \quad (2)$$

Considera-se inicialmente que todos os processos que ocorrem no interior do volume de controle sejam reversíveis, com isso obtém-se o máximo trabalho que poderia ser realizado pelo volume de controle. Nesse caso, o calor deve ser rejeitado pelo volume de controle por meio de um motor de Carnot (motor reversível) operando entre os níveis de temperatura T_e e T_s , e a temperatura de referência onde o volume de controle está inserido (T_0). Considerando-se um novo volume de controle que contenha o volume de controle original e o motor de Carnot mencionado acima, os balanços de energia e entropia por unidade de vazão mássica ficam agora definidos pelas equações (3) e (4).

$$q_0 = h_s - h_e + w_{m\acute{a}x} \quad (3)$$

$$s_s - s_e = \frac{q_0}{T_0} \quad (4)$$

Substituindo-se q_0 da equação (4), em (3), tem-se a expressão de potencial de trabalho máximo do volume de controle entre os estados de entrada e saída; equação (5).

$$w_{m\acute{a}x} = h_e - h_s - T_0(s_e - s_s) \quad (5)$$

Tal dedução pode ser estendida para um volume de controle com processos reais (não-reversíveis). Para processos reais, o incremento de trabalho pode ser obtido introduzindo-se um motor reversível entre T_e , T_s e T_0 . Para o motor reversível, pode-se escrever conforme equação (6).

$$\oint \frac{\delta Q}{T} = 0 = \int_{T_e}^{T_s} \left(\frac{\delta Q}{T} \right) + \int_2^1 \left(\frac{\delta Q_0}{T_0} \right) \quad (6)$$

Utilizando a equação (6) na expressão do balanço de entropia do volume de controle $s_s - s_e = q_0/T_0 + s_{ger}$, sabendo que $w_{mr} = q - q_0$, pode-se escrever o balanço de energia que englobe o motor reversível e o volume de controle original, conforme equação (7).

$$q_0 = h_s - h_e + w + w_{mr} \quad (7)$$

Substituindo-se q_0 e w_{mr} , chega-se à expressão (8).

$$h_e - h_s - T_0(s_e - s_s) = w - q \cdot \eta_{mr} + T_0 s_{ger} \quad (8)$$

O rendimento do motor reversível é dado pela equação (9).

$$\eta_{mr} = 1 - \frac{T_0}{q} \int_{T_e}^{T_s} \left(\frac{\delta Q}{T} \right) \quad (9)$$

Obtém-se, por fim, a expressão do balanço de exergia para um volume de controle – equação (10).

$$[h_e - h_s - T_0(s_e - s_s)] = w - q \left[1 - \frac{T_0}{q} \int_{T_e}^{T_s} \left(\frac{\delta Q}{T} \right) \right] + T_0 s_{ger} \quad (10)$$

No caso de todos os processos no interior do volume de controle serem reversíveis e a vazão mássica na seção de saída estar em equilíbrio termodinâmico com o meio ambiente ($h_s = h_0$ e $s_s = s_0$), resulta a expressão do trabalho máximo reversível associado ao fluxo mássico na entrada do volume de controle, equação (11).

$$[h_e - h_0 - T_0(s_e - s_0)] = w - q \left[1 - \frac{T_0}{q} \int_{T_e}^{T_0} \left(\frac{\delta Q}{T} \right) \right] = w_{m\acute{a}x} \quad (11)$$

A esse trabalho máximo reversível, denomina-se *exergia específica* da vazão mássica de entrada, equação (12).

$$b = [h_e - h_0 - T_0(s_e - s_0)] \quad (12)$$

A exergia específica é função de propriedades de dois estados termodinâmicos: aquele em que o fluxo mássico se encontra e o estado morto. Dessa forma a exergia específica é uma propriedade termodinâmica, pois se trata de um potencial de realização de trabalho.

Considerando uma situação mais geral, em que há várias entradas e saídas, trocas de calor a diferentes temperaturas T_i , regime variável e volume de controle deformável, a equação de balanço de exergia fica conforme (13).

$$\frac{d}{dt}(U + p_0 V - T_0 S) = \frac{dB}{dt} = \sum \left(1 - \frac{T_0}{T_i}\right) Q_i - W + \sum m_e(h - T_0 s)_e - \sum m_s(h - T_0 s)_s - T_0 S_{ger} \quad (13)$$

O termo dB/dt corresponde à variação temporal da exergia do volume de controle. O termo $\sum m_e(h - T_0 s)_e - \sum m_s(h - T_0 s)_s$ corresponde à variação de exergia entre os fluxos das seções de entrada e saída do volume de controle. O termo $\sum (1 - T_0/T_i) Q_i$ corresponde à exergia associada ao calor trocado, e equivale ao trabalho que seria obtido de motores térmicos reversíveis operando entre os níveis de temperatura T_i e T_0 , recebendo Q_i e rejeitando calor para o meio ambiente (T_0). Esse termo também é chamado de *exergia térmica*. O termo W corresponde ao trabalho efetivamente realizado pelo volume de controle. O termo $T_0 S_{ger}$ é chamado de *exergia destruída* (B_{dest}) e corresponde ao trabalho disponível destruído devido à existência de processos irreversíveis.

Finalizando a discussão sobre balanço de exergia, é importante salientar que a diferença fundamental entre balanços de energia e exergia é que, enquanto o balanço de energia estabelece uma lei de conservação de energia, o balanço de exergia – equação (13) – pode ser encarado como uma lei de degradação de energia (KOTAS, 1995); uma vez que permite quantificar a redução da capacidade de realização de trabalho devido à ocorrência de processos irreversíveis dentro do volume de controle.

2.6 Componentes da exergia

Considerando novamente a equação da exergia específica (12), é possível dividi-la em alguns componentes. Desconsiderando efeitos radioativos, magnéticos, elétricos e de tensão superficial, a exergia específica (b) pode ser definida conforme equação (14).

$$b = b_{cin} + b_{pot} + b_f + b_{ch} \quad (14)$$

Os termos b_{cin} e b_{pot} correspondem às exergias cinética e potencial específicas, respectivamente. Vale lembrar que tanto a energia cinética quanto a energia potencial são consideradas formas de energia organizadas, de forma que podem ser completamente convertidas em trabalho. Logo, as exergias cinética e potencial específicas são iguais às energias cinética e potencial específicas: $v^2/2$ e gz , respectivamente.

Os termos b_f e b_{ch} correspondem às exergias física e química específicas, respectivamente. Originam-se de energias desordenadas, que dependem de análise de entropia, e que são definidas por meio de propriedades obtidas em dois estados (o estado em que a fronteira do volume de controle se encontra e o estado de referência).

A exergia física é igual ao máximo de trabalho possível a ser obtido quando a vazão mássica é levada de seu estado inicial até o estado restrito definido por P_0 e T_0 , por meio de processos físicos envolvendo interações térmicas e mecânicas com o meio ambiente. A equação de exergia física específica para um volume de controle é dada pela equação (15). E para gases perfeitos, admitindo c_p constante, é dada pela equação (16).

$$b_f = [h - h_0 - T_0(s - s_0)] \quad (15)$$

$$b_f = c_p \left[(T - T_0) - T_0 \ln \left(\frac{T}{T_0} \right) \right] + RT_0 \ln \left(\frac{P}{P_0} \right) \quad (16)$$

A exergia química é o máximo trabalho possível de se obter quando um volume de controle é levado do estado restrito ao estado morto através de processos envolvendo transferência de calor e troca de substâncias apenas com o meio ambiente. Considerando o conceito de reversibilidade, é possível utilizar uma definição alternativa: exergia química é igual ao trabalho mínimo necessário para sintetizar e

entregar a substância em questão ao meio de referência a partir de substâncias presentes no meio ambiente, envolvendo processos de transferência de calor e troca de substâncias (KOTAS, 1995).

A equação (17) corresponde à exergia química de gases de referência (aqueles que compõem a atmosfera de referência). Determina-se o trabalho de expansão isotérmica em uma turbina que troca calor com o meio a P_0 e leva o gás da pressão P_0 até a pressão parcial do gás na atmosfera de referência (P_{00}).

$$b_{ch} = RT_0 \ln \left(\frac{p_0}{p_{00}} \right) \quad (17)$$

Para o cálculo de exergia química de componentes que não existem naturalmente no estado de referência é necessário considerar dois processos reversíveis: uma reação de referência que ocorre a P_0 e T_0 com substâncias trazidas do meio ambiente (co-reagentes), e uma mudança de concentração dos produtos (substâncias que existem no meio ambiente) e co-reagentes. Nesse caso, a exergia é calculada pela equação (18).

$$b_{ch} = -\Delta G_0 - \left[\sum_i x_i b_{ch,i}^e \right]_{co-reagentes} + \left[\sum_i x_i b_{ch,i}^e \right]_{produtos} \quad (18)$$

Onde ΔG_0 corresponde à variação da função de Gibbs, dada pela equação (19).

$$\Delta G_0 = \sum_{prod} v_k \Delta g_k - \sum_{reag} v_j \Delta g_j \quad (19)$$

Para misturas de composição conhecida, a exergia pode ser calculada pela equação (20). O segundo termo da equação é chamado de *exergia de composição*. O coeficiente de atividade (γ) para mistura de hidrocarbonetos pode ser obtido por meio do modelo de Scathard-Hildebrand (1962), todavia é comum considera-lo como 1. O erro no valor final da exergia química assumindo tal simplificação é desprezível, sendo menor que 0,01% (RIVERO, RENDON, MONROY, 1999).

$$b_{ch,mist} = \sum_i x_i b_{ch,i} + RT_0 \sum_i x_i \ln \gamma_i x_i \quad (20)$$

A exergia química de combustíveis com composição complexa pode ser estimada de forma alternativa utilizando-se o poder calorífico do mesmo, conforme equação (21). Como referência, a literatura apresenta valores de φ para gás natural de cerca de 1,04 (KOTAS, 1995), e para petróleo cerca de 1,08 (RIVERO, RENDON, MONROY, 1999). Ressalta-se, entretanto, que este trabalho não adotou tais valores para o cálculo da exergia química.

$$b_{ch} = \varphi(PCI) \quad (21)$$

Tratando-se especificamente de combustíveis fósseis, existe uma série de correlações criadas para auxiliar no cálculo da exergia química desses componentes. Em seu estudo, Silva et al. comparam as correlações de Kotas (KOTAS, 1995), Stepanov (STEPANOV, 1995) e Channiwala e Parikh (CHANNIWALA E PARIKH, 2002), a fim de avaliar as vantagens e desvantagens relativas entre elas. E apontam a correlação desenvolvida por Kotas – e apresentada na equação (22) – como a que apresenta menor desvio médio, 0,38% (SILVA et al., 2012).

$$\varphi = 1,0401 + 0,1728 \frac{x_H}{x_C} + 0,0432 \frac{x_O}{x_C} + 0,2169 \frac{x_S}{x_C} \left(1 - 2,0628 \frac{x_H}{x_C} \right) \quad (22)$$

Além da definição da exergia química de hidrocarbonetos com a utilização do fator φ , pode-se caracterizá-lo por meio de sua composição exata obtida através de ensaios. Em geral, as frações mais leves (com baixo número de carbono) são discriminadas utilizando-se métodos de destilação. Porém, é comum agrupar componentes mais pesados em grupos do tipo “C10+” ou “C20+”, por exemplo, já que seria impraticável seguir indefinidamente caracterizando cada fração da mistura. Para determinar essas frações pesadas em softwares de simulação de processos, como o Aspen Hysys® (ASPEN TECHNOLOGY, 2004), criam-se pseudo-componentes que simulam as frações mais pesadas do petróleo. Em geral não são criados pseudo-componentes para cada tipo de hidrocarboneto do grupo. Criam-se quantos pseudo-componentes sejam necessários para caracterizar a mistura. A exergia química de cada pseudo-componente pode ser calculada por meio da equação (23), onde z_j corresponde às frações em massa dos metais Fe, Ni, V, e de água; e $b_{ch,j}$ corresponde às exergias

químicas específicas, ambos para cada pseudo-componente (RIVERO, RENDON, MONROY, 1999).

$$b_{ch,pseudo} = \varphi_{pseudo}(PCI)_{pseudo} + \sum_j z_j b_{ch,j} \quad (23)$$

O cálculo de φ_{pseudo} – equação (24) – é semelhante ao termo φ definido por Kotas (1995) e apresentado na equação (22), porém com a adição de um termo que considera o teor de nitrogênio na mistura.

$$\varphi_{pseudo} = 1,0401 + 0,1728 \frac{x_{H_2}}{x_C} + 0,0432 \frac{x_{O_2}}{x_C} + 0,2169 \frac{x_S}{x_C} \left(1 - 2,0628 \frac{x_{H_2}}{x_C}\right) + 0,0428 \frac{x_{N_2}}{x_C} \quad (24)$$

Riazi e Daubert (RIAZI e DAUBERT, 1986 apud RIAZI, 2011) apresentam formulação distinta para cálculo da exergia química de um pseudo-componente. Esse método não exige que seja informada a fração de cada componente na molécula do pseudo-componente a fim de estimar φ_{pseudo} . Para substituição das variáveis na equação (21), consideram-se as equações (25) e (26).

$$PCI_{pseudo} = 55,5 - 14,4.SG \quad (25)$$

$$\varphi_{pseudo} = 1,0406 + 0,0144 \cdot \frac{1}{CH_{razão\ mássica}} \quad (26)$$

2.7 Critérios de performance

Além das discussões em torno da adoção de um termo único para exergia, discussões semelhantes envolveram a definição de eficiência exergética a partir da década de 60, especialmente na literatura europeia. Todavia, para o caso da eficiência não houve convergência para um único indicador que sintetizasse toda informação referente à eficiência. Esses indicadores não possuem conceitos de cálculos divergentes entre eles, na verdade são formas distintas de observar a eficiência do sistema, cada um deles com focos distintos entre si.

2.7.1 Eficiência exergética

Torna-se essencial que a fórmula de rendimento seja consistente com a proposta de uso do sistema em estudo, e para isso é importante definir quais são os resultados

desejados (exergia dos produtos na saída) e quais são os recursos utilizados para gerar esses resultados (exergia dos combustíveis utilizados). A *eficiência exérgica*, também conhecida como *eficiência racional* ou *eficiência de Segunda Lei* é definida pela equação (27) (TSATSARONIS, 1993)².

$$\eta_b = \frac{\text{exergia dos produtos}}{\text{exergia do combustível utilizada}} = \frac{B_{prod}}{B_{comb}} \quad (27)$$

2.7.2 Consumo específico de exergia

Nos trabalhos recentes envolvendo análise exérgica em plataformas de petróleo vem sendo apresentado um novo critério de performance denominado SEC, do inglês *specific exergy consumption* (consumo específico de exergia) (VOLDSUND et al, 2013). Esse critério considera o consumo de exergia por metro cúbico de óleo equivalente³, conforme equação (28).

$$SEC_{volume} = \frac{B_{comb}}{\dot{q}_{\text{óleo equiv.}}} \quad (28)$$

2.7.3 Taxa de emissão de CO₂

Esse parâmetro está diretamente relacionado com o impacto ambiental causado pela operação e considera a taxa mássica de CO₂ liberado para o ambiente, conforme equação (29) (CARRANZA SÁNCHEZ; OLIVEIRA JR., 2015b).

² A definição inicial de eficiência racional foi proposta por Grassmann (GRASSMANN, 1950), e a ela seguiram-se diversas outras definições semelhantes, como as de Baehr (BAEHR, 1968), Kotas (KOTAS, 1980) e Tsatsaronis (TSATSARONIS, 1993). Basicamente elas relacionam a exergia de um produto desejado ou útil na saída do V.C. com uma exergia necessária ou de um combustível na entrada. Optou-se por utilizar a definição proposta por Tsatsaronis, pois é a que melhor se aplica ao processo em análise.

³ A vazão utilizada no cálculo do SEC ($\dot{q}_{\text{óleo equiv.}}$) deve considerar além do volume de óleo enviado para os tanques do FPSO, o total de gás exportado para a malha de gás convertido em volume equivalente de óleo. O fator de conversão é 1 Nm³ de gás natural correspondendo a 9,68. 10⁻⁴ m³ de óleo equivalente.

$$\dot{m}_{emis_CO_2} = \frac{\text{massa de } CO_2 \text{ liberado para atmosfera}}{t} \quad (29)$$

2.7.4 Emissão específica de CO₂

A partir da taxa de emissão de CO₂, pode-se estabelecer uma razão de $\dot{m}_{emis_CO_2}$ pela exergia contida nos produtos (B_{prod}) (CARRANZA SÁNCHEZ; OLIVEIRA JR., 2015b). A essa razão denomina-se emissão específica de CO₂. – SE_{CO_2} .

2.7.5 Índice exergético de renovabilidade

Velasquez; Pellegrini e Oliveira Jr. (2008) propõe a utilização do *índice exergético de renovabilidade* – equação (30) – como um indicador de performance exergética que oferece uma informação mais focada nas questões de renovabilidade de matrizes energéticas. A exergia de desativação (B_{desat}) é aquela necessária para que as emissões e resíduos gerados pelo processo sejam levados às condições de equilíbrio com o meio ambiente. Ela corresponde à exergia associada aos sistemas de tratamento de efluentes incluídos no volume de controle em análise. Caso os sistemas de tratamento de efluentes não estejam considerados no volume de controle, deve-se considerar as exergias referentes às emissões e resíduos ($B_{emissões/resíduos}$). Com a análise de processos pelo índice exergético de renovabilidade pode-se identificar processos ambientalmente desfavoráveis ($0 < \lambda < 1$), interna e externamente reversíveis, com uso apenas de insumos não-renováveis ($\lambda = 1$), ambientalmente favoráveis ($\lambda > 1$) e interna e externamente reversíveis, com uso apenas de insumos renováveis ($\lambda \rightarrow \infty$) (VELASQUEZ; PELLEGRINI; OLIVEIRA JR., 2008).

$$\lambda = \frac{\sum B_{prod}}{B_{não-renovável} + B_{dest} + B_{desat} + \sum B_{emissões/resíduos}} \quad (30)$$

2.7.6 Taxa de exergia destruída

As *taxas de exergia destruída* são relações muito úteis nos estudos dos sistemas, pois permitem a visualização da contribuição de cada componente do sistema para a degradação da energia total. Assim como o rendimento exergético, trata-se de um

conceito amplamente aceito e utilizado em trabalhos. As formulações mais comuns referentes às taxas de destruição de exergia correspondem àquelas que relacionam a exergia destruída em determinado equipamento (i) pelo total de exergia do combustível utilizado – equação (31), conhecida como *efficiency defect* (KOTAS, 1980) e (ii) pelo total de exergia destruída – equação (32), denominada de taxa de exergia destruída específica (KOTAS, 1985). Nesse trabalho será considerado apenas a taxa de exergia destruída específica (y_{dest}^*) para avaliação do desempenho exergético dos sistemas.

$$\delta_i = \frac{B_{dest,i}}{B_{comb}} \quad (31)$$

$$y_{dest}^* = \frac{B_{dest,i}}{B_{dest}} \quad (32)$$

A taxa de exergia destruída específica deve ser avaliada com cautela, pois não necessariamente os componentes ou sistemas com altas taxas são aqueles responsáveis pelas principais irreversibilidades do sistema. Em algumas situações, apesar de uma parcela das irreversibilidades ser contabilizada para determinado volume de controle, ela pode ter sido gerada em decorrência da operação de outro componente ou sistema (fora do volume de controle em análise), e de sua interação com o volume de controle em questão (TSATSARONIS, CZIELA, 1999).

2.8 Análise exergética aplicada à indústria de petróleo

A indústria de petróleo é caracterizada por processos intensivos no uso de energia ao longo de sua cadeia produtiva. E a preocupação com o correto gerenciamento energético, visando aumento da eficiência desses sistemas, vem aumentando a cada ano. Isso ocorre não somente devido ao apelo e responsabilidade ambiental, que atualmente é característica inerente a toda atividade industrial, mas também por questões que envolvem competitividade e percepção do mercado sobre a empresa. A OGP (*International Association of Oil & Gas Producers*) menciona como uma das diretrizes para empresas obterem a certificação em ISO 50001 (que versa sobre gerenciamento de sistemas de energia) a necessidade de acompanhamento de indicadores de desempenho energético, e sugere a utilização de indicadores baseados em exergia (IPIECA, OGP, 2013).

Nas últimas duas décadas, diversos trabalhos foram publicados a respeito de análise exergética aplicada à indústria do petróleo – a Tabela 2 apresenta lista cronológica desses trabalhos.

Tabela 2 – Lista de trabalhos consultados sobre análise exergética aplicada à indústria de petróleo

Ano	Autores	Resumo
1997	Oliveira Jr; Hombeeck.	Primeiro trabalho a aplicar análise exergética a plataforma de petróleo.
2008	Neves; Figueiredo.	Análise em plataforma fixa utilizando linguagem de programação C.
2012	Silva et al.	Compara formas de cálculo de exergia química de combustíveis fosseis
2013	Voldsund et al.	Verificado balanço exergético a partir de dados reais de um dia de produção.
2013	Nguyen et al.	Analisa efeito de diversos tipos de fluídos e seu impacto no balanço exergético.
2013	Colombo et at.	Avalia parcelas físicas e químicas de exergia contida no petróleo, para diferentes composições.
2014a	Nguyen et al.	Análise aplicada em plataforma em fase madura de produção.
2014	Silva; Oliveira Jr.	Alocação de emissões de CO ₂ em refinarias, e custos de produção.
2014	Voldsund et al;	Estudo comparativo entre quatro plataformas na Noruega.
2014b	Nguyen et al.	Compara formulações para cálculo de eficiência exergética.
2014c	Nguyen et al.	Avaliação de plataforma em três fases distintas do ciclo de produção.
2015	Barrera; Bazzo; Kami.	Verifica a possibilidade de integrar ORC ao sistema de exaustão de um FPSO.
2014	Carranza Sánchez; Oliveira Jr.	Estuda aplicação de sistema de captura de carbono em FPSO, seu impacto na eficiência exergética e nível de emissões.
2015a	Carranza Sánchez; Oliveira Jr.	Estuda aplicação de sistema de captura de carbono em FPSO e seu impacto na eficiência exergética e nível de emissões.
2015b	Carranza Sánchez; Oliveira Jr.	Distintos modos de operação de um FPSO são comparados.
2015	Carranza Sánchez et al.	Avalia consumo entre os distintos modos de operação.
2016	Nguyen et al.	Discute diferentes formas de avaliação de eficiência exergética em plataformas do tipo FPSO.
2016b	Nguyen et al.	Avalia possibilidades de mitigação de emissões de CO ₂ em plataformas <i>offshore</i> .
2016	D'Aloia; Carranza Sánchez; Oliveira Jr.	Verifica a influência da vazão de gás exportado e modos de operação no balanço exergético de FPSO.

Oliveira Jr. e Hombeeck (1997) publicaram o primeiro trabalho que aplica análise exergética em plataformas de petróleo offshore. Nesse estudo é feita uma análise de

plataforma operando no litoral brasileiro, que envolve o processo de separação primária do petróleo e a unidade de compressão em uma planta típica, em simulação via software Hysym® (predecessor do Aspen Hysys®); a caracterização do petróleo foi realizada utilizando-se a equação de estado de Peng-Robinson. Destaca-se a influência do aquecimento da corrente de petróleo no baixo rendimento exergético apresentado para o sistema analisado, mesmo utilizando-se a unidade de recuperação de calor por meio dos gases de exaustão da turbina. Outros fatores que impactam decisivamente no rendimento exergético da plataforma são a diferença entre as temperaturas dos processos de separação primária do petróleo e combustão/exaustão dos gases da turbina, e; pelo fato da energia gerada para funcionamento da planta ser gerada em equipamento de combustão interna com eficiência exergética da ordem de 30%. Os processos de compressão e separação primária foram identificados como principais responsáveis pelo baixo rendimento exergético da plataforma, calculado em 9,7% (OLIVEIRA JR.; HOMBEECK, 1997). Grande parte das conclusões desse primeiro estudo apresentado em 1997 viria a ser corroborada por meio de uma série de trabalhos subsequentes envolvendo exergia em plataformas de petróleo *offshore*.

Em 2008 foi apresentado estudo em plataforma de petróleo tipo fixa onde verificou-se valor de eficiência exergética de 12%. Esse trabalho possui uma característica singular, pois é o único que não utiliza um software de simulação de processos para avaliação exergética em plataforma de petróleo. Utiliza-se linguagem de programação C para os cálculos das exergias e eficiências (NEVES, FIGUEIREDO, 2008).

Conforme citado no sub-item 2.6, Silva et al. (2012) apresentaram estudo onde comparam diversas correlações existentes para cálculo de exergia química de combustíveis fósseis (SILVA et al., 2012). Silva e Oliveira Jr. (2014) apresentaram estudo que verificam custos de produção e alocação das emissões de CO₂ no refino de combustíveis (SILVA; OLIVEIRA JR., 2014).

Voldsund (2013) realizou o primeiro estudo exergético baseado em dados reais de um dia de produção, em uma plataforma de petróleo no Mar do Norte (com capacidade produtiva de 20.000 boed). A plataforma considerada não utiliza pré-aquecimento do petróleo e os fluídos chegam do reservatório com 78% de gás (base molar). O óleo separado é bombeado diretamente para terra via tubulação; já o gás separado do petróleo, e não utilizado no processo, é reinjetado no reservatório. As simulações

foram realizadas utilizando-se o software Aspen Hysys®; foi utilizada a equação de estado de Peng-Robinson para definição das propriedades termodinâmicas. O autor mostra que do total de exergia física que entra no sistema a partir dos poços, mais de 90% é devido à exergia física de pressão. Os resultados também mostram grande perda de exergia no manifold de produção e trens de compressão (processos em que ocorrem elevada compressão e/ou descompressão); os principais coeficientes de destruição de exergia foram 0,43, 0,17 e 0,19 para trens de compressão de injeção, recompressão (ou compressão principal) e manifold de produção, respectivamente. Além disso, o elevado coeficiente de destruição de exergia no trem de injeção de gás é ocasionado pela necessidade de reciclo nos equipamentos, a fim de evitar a condição de surge. Nesse estudo, as turbinas não foram consideradas na análise exergética. Verificou uma eficiência exergética para o volume de controle analisado de 13% (VOLDSUND, 2013).

Apesar desses trabalhos iniciais envolvendo análise exergética em plataformas de produção de petróleo, até então não se observa na literatura uma comparação sistemática entre as fontes de destruição de exergia entre plataformas operando em situações distintas. Voldsund et al. (2014) compararam quatro plataformas de produção de petróleo com plantas de processamento semelhantes, mas que trabalham com características de fluido e reservatórios distintos, resultando em diferentes características de pressão e temperatura. As simulações foram realizadas utilizando o software Aspen Hysys® e Aspen Plus®; as equações de estado utilizadas foram Peng-Robinson (para plataformas que processam óleos mais pesados e gás) e Soave-Redlich-Kwong (para a plataforma que processa basicamente hidrocarbonetos mais leves e gás). Não foram considerados grande parte dos sistemas de utilidades da plataforma como a captação de água, água de resfriamento, tratamento químico de água produzida e gas lift, já que eles possuem influência desprezível nas taxas de exergia destruída.

Os principais pontos de destruição de exergia em todas as plataformas estudadas foram o manifold de produção e sistemas de compressão. As plataformas com maior tempo em operação merecem destaque, pois nota-se influência direta na eficiência exergética devido à maior depletação dos reservatórios. Isso ocorre pois à uma menor produção relativa de hidrocarbonetos, as taxas de recirculação de gás nos sistemas de compressão são maiores, resultando em taxas de destruição de exergia

significativas. Sugere-se que o projeto das plataformas privilegie a utilização de maior número de trens de compressão para que eles operem por mais tempo dentro da faixa ideal. Os autores relatam a dificuldade em estabelecer correlação entre eficiência entre plataformas, mesmo quando possuem plantas semelhantes; a operação com parâmetros distintos torna cada plataforma um caso a ser estudado isoladamente, e portanto, a comparação de resultados e observações deve ser feita com muita cautela (VOLDSUND et al., 2014).

Considerando ainda as quatro plataformas estudadas por Voldsund et al. (2014), Nguyen et al (2014b) comparam diversos métodos existentes na literatura para cálculo de eficiência exergética em plataformas de petróleo (NGUYEN et al, 2014b). E avaliam possibilidades para incremento da eficiência exergética da planta de processamento por meio de tecnologias como manifold de produção multi-estágios, expansores multi-estágios, redução da recirculação (anti-surge) nos compressores, técnicas de integração energética e aproveitamento da exergia proveniente dos gases de exaustão; aponta-se como as tecnologias mais interessantes (avaliando-se não apenas o ponto de vista energético, mas também de viabilidade de implementação prática) a construção de maior número de trens de compressão, a fim de reduzir o volume de gás recirculado durante as diversas fases de operação da plataforma; a mesma lógica se aplica para a instalação de trens menores de turbinas a gás para geração elétrica, e em maior número, permitindo uma maior integração energética, e menos emissão de gases para atmosfera (NGUYEN et al, 2016).

No sentido de verificar a influência que a composição do petróleo possui em relação à eficiência exergética, em 2013 foi publicado estudo de potencial de poços produtores de petróleo com base em exergia. À exergia química corresponde a maior parcela do montante total, com valores de ordem de grandeza centenas de vezes superior à exergia física. Essa predominância da exergia química sob a física se reduz (mas ainda permanece elevada) em situações em que o poço produz fração maior de água junto aos hidrocarbonetos, fato que geralmente se torna significativo em poços com longo período de exploração (COLOMBO et al, 2013).

Nguyen et al. (2013) apresentaram análise exergética realizada em plataforma norueguesa. O volume de controle analisado compreende a planta de separação de petróleo, compressão de gás e geração elétrica através de turbinas. As simulações se basearam nas equações de estado de Peng-Robinson e foram realizadas no software

Aspen Hysys®. Faz-se uma interessante distinção por (grupo de) equipamento, segregando entre eles os fluxos de exergia, exergias destruídas e exergias perdidas; dessa forma, é possível destacar os pontos principais de irreversibilidades e perdas no sistema. Em relação à exergia destruída, o manifold de produção e a compressão de gás destacam-se com as maiores parcelas nos sistemas da planta de produção. Já a exergia perdida se concentra nos gases de exaustão da turbina (mesmo com a utilização da WHRU) e água de resfriamento. Outra questão interessante é a baixa representatividade da planta de processamento de água no cômputo da exergia do volume de controle. Os autores ressaltam que a entrada e saída de hidrocarbonetos dominam o fluxo de exergia no sistema (cerca de 99%). A parcela referente às exergias destruída e perdida (cerca de 1%) aumentam em casos de exploração de petróleo com alta concentração de gases e/ou água, devido à queda relativa do valor de exergia química na corrente processada. Os autores apresentam ainda os valores de exergia destruída por sistema, conforme pode-se observar na Figura 2 (NGUYEN et al., 2013).

Fonte: adaptado de NGUYEN et al., 2013.

O aproveitamento da exergia perdida pelos gases de exaustão das turbinas foi explorado por Bazzo e Kami (2015). Em estudo de análise exérgica em uma plataforma do tipo FPSO, foi proposta a melhoria em sua eficiência com o uso de um Ciclo Rankine Orgânico (ou ORC, do inglês *Organic Rankine Cycle*), utilizando como

fluido de trabalho o ciclopentano. Com isso, busca-se aproveitar a exergia disponível (e até então perdida) nos gases de exaustão da turbina. O software Aspen Hysys® foi utilizado para simulação dos processos e a caracterização do petróleo realizada por meio da equação de estado de Peng-Robinson. O sistema inicial demonstrou uma eficiência exergética de 12,5-14,5%, e com a inserção do ORC saltou para 14,0-20,0%, sendo os sistemas de injeção de gás e água identificados como aqueles com maior influência sobre os indicadores de exergia (BARRERA; BAZZO; KAMI, 2015).

Nguyen et al (2014a) apresentaram estudo em plataforma de petróleo offshore operando no Mar do Norte em fase madura do campo de produção. Semelhante aos trabalhos de Oliveira Jr. e Von Hombeeck (1997) e Voldsund (2013) – que estudaram cenários de produção mais próximos aos de projeto e do início do ciclo de vida dos campos de produção – os pontos principais de destruição de exergia se concentram no manifold de produção e nos sistemas de compressão de gás. Conforme já havia sido pontuado por Voldsund et al. (2014), no cenário de operação da plataforma no final da vida útil, o sistema anti-surge dos compressores responde por uma parcela considerável de exergia perdida devido ao aumento da fração de gás no petróleo explorado (NGUYEN et al, 2014a). Assim como em Voldsund et al (2014), os autores recomendam estudar durante a fase de projeto a instalação de maior número de trens de compressão a fim de permitir a operação desses equipamentos críticos em faixa mais favorável durante os períodos de produção reduzida de gás na plataforma.

Em estudo apresentado por Nguyen et al (2014c), foi realizada análise exergética comparativa em uma mesma plataforma de produção de petróleo offshore operando no Mar do Norte em três períodos distintos de seu ciclo de vida – fase inicial, pico de produção e final da vida útil. Dessa forma foi possível verificar a influência das alterações de composição do petróleo, bem como das condições físicas do poço (e.g. pressão e temperatura). Os autores registram a importância de se considerar as condições de contorno da plataforma para estudo exergético e proposição de melhorias, com destaque para as pressões na corrente de gás exportado, temperatura do reservatório, composição do fluido, quantidade de gás e água produzidos. (NGUYEN et al, 2014c).

Nesse sentido, Carranza Sánchez e Oliveira Jr. (2015) desenvolveram estudo de uma plataforma de petróleo considerando a implementação de um sistema de captura de CO₂ com a finalidade de reduzir o impacto das emissões de gases para a atmosfera.

No trabalho foi realizada a comparação entre a planta de processo com e sem o sistema de captura de CO₂ e foi verificada redução de 77% na emissão de CO₂ para a atmosfera. Apesar da redução considerável na emissão de CO₂ para a atmosfera, o aumento no índice exergético de renovabilidade foi de apenas 1,9%, e ainda houve redução de 2,8% na eficiência exergética da planta. Isso deve-se essencialmente ao método utilizado para captura de CO₂, que requer queima complementar de gás; com isso há incremento de exergia destruída no sistema. Os autores recomendam a aplicação de outros índices em estudos futuros a fim de confirmar os resultados apresentados inicialmente (CARRANZA SÁNCHEZ; OLIVEIRA JR., 2014) (CARRANZA SÁNCHEZ; OLIVEIRA JR., 2015a). Cuchivage (2016) apresentou trabalho que analisa sistema de captura de CO₂ semelhante ao mencionado e os resultados corroboram os dados anteriores, sendo a eficiência exergética menor em 2,2% com a utilização do sistema de captura, entretanto com o nível de emissões atmosféricas reduzindo em 6 kg/s. Ainda nesse estudo, realiza-se a simulação de um ciclo combinado operando em conjunto com o sistema de captura de CO₂, e nesse caso, a eficiência exergética fica 8,8% acima do nível verificado inicialmente (CUCHIVAGE, 2015). Métodos de mitigação de emissões de CO₂ são objetos de estudo em trabalhos posteriores (NGUYEN et al., 2016).

Pierobon (2014) realizou estudo no qual compara o WHRU associado a um ORC, um ciclo Rankine padrão e uma turbina a ar; e conclui que ORC apresenta o desempenho levemente superior em relação ao ciclo Rankine padrão (PIEROBON, 2014). Essa pequena vantagem de desempenho entre ORC e ciclo Rankine é questionada em trabalho realizado por Mazzeto et al (2015). Utilizando funções objetivas de potência gerada e máxima potência por área de troca, foi otimizado o fluido orgânico de forma a apontar o melhor sistema ORC para aplicação em ciclo combinado em uma refinaria. O ORC utilizando o fluido orgânico verificado como mais eficiente foi comparado então com um ciclo Rankine padrão, e desta vez o ciclo com água apresentou desempenho levemente superior ao ORC (MAZZETO et al., 2015).

De qualquer forma, a utilização de ciclo combinado gera ganhos econômicos e ambientais comprovados. Essa aplicação em três plataformas de geração de energia elétrica a partir de gás na Noruega apresentou incremento de rendimento energético de 35% para 50%, sendo que apenas com a consequente redução de consumo de combustível já se obtém redução de 25% nas emissões de NO_x e CO₂. Em números,

estima-se redução de 50.000 a 220.000 t/ano de emissões de CO₂, gerando economia de cerca de 10.000.000 € anuais (KLOSTER, 2000).

Carranza Sánchez e Oliveira Jr. (2015b) apresentaram análise exergética realizada em plataforma de petróleo semelhante à estudada nesse trabalho. O impacto dos modos operacionais no desempenho exergético é avaliado, e os principais resultados são apresentados na Tabela 3 (CARRANZA SÁNCHEZ; OLIVEIRA JR., 2015b). Os autores avaliaram cada modo operacional com configuração de poços diferentes entre si – o trabalho atual, por sua vez, estuda os três modos operacionais produzindo poços com a mesma composição de petróleo (mais próxima à composição descrita como “máx óleo/gás” e utilizada na avaliação do modo de operação 3 no trabalho mencionado).

Tabela 3 – Reprodução da tabela de resultados do artigo apresentado por Carranza Sánchez e Oliveira Jr. (2015b)

Parâmetro	Modo 1 (A) (máx H ₂ O/CO ₂)	Modo 2 (C) (50% BSW)	Modo 3 (B) (máx óleo/gás)
Eficiência exergética (%)	13,0	24,5	23,9
SEC _{volume} (kJ/m ³ o.e.)	898	434	411
Índice de renovabilidade exergética	0,069	0,131	0,127
Emissões de CO ₂ (kg/h)	10.739	12.928	31.212
Emissões específicas de CO ₂ (kg/GJ)	1,65	0,69	0,65

Em trabalho semelhante, Carranza Sánchez et al (2015) destacaram que para a planta de processamento analisada nesse trabalho, composições de petróleo com maiores conteúdos de óleo apresentam maior exergia destruída (CARRANZA SÁNCHEZ et al, 2015). Ainda realizando análise em plataforma de petróleo semelhante ao deste trabalho, Cuchivage (2015) constatou que o incremento nas razões gás/óleo e água/óleo aumenta as irreversibilidades, o que significa que o rendimento exergético da planta de produção tende a diminuir com o tempo (CUCHIVAGUE, 2015).

A influência do volume de gás exportado no balanço exergético da plataforma em estudo constatou melhoria dos parâmetros exergéticos do FPSO em condições de maior vazão de gás exportado (D'ALOIA, CARRANZA SÁNCHEZ, OLIVEIRA JR, 2016).

O mesmo sistema de geração elétrica presente na plataforma objeto desse estudo foi avaliada em trabalho que realizou análise energética, exergética e exergoeconômica da turbina e WHRU. Verificou-se aumento de 1,5% na eficiência exergética do sistema de geração ao operar com gás com menor teor de CO₂, entretanto a operação com gás rico em CO₂ é 4% mais atrativo do ponto de vista econômico (o autor ressalta que na análise econômica não foram considerados possíveis gastos adicionais devido ao aumento de emissões – cujo nível ultrapassa o dobro da condição com gás contendo baixo teor de CO₂) (DIAS, GALLO, 2015).

2.9 FPSO – Conceitos Básicos

Nos últimos anos consolidou-se a utilização de plataformas do tipo FPSO para exploração de petróleo e gás natural em águas profundas e ultra-profundas⁴. O conceito desse tipo de unidade marítima é trabalhar em unidades flutuantes que possuam uma planta de produção para beneficiamento primário do petróleo e/ou gás natural explorado, que permita armazenamento desse petróleo em tanques, além de ser capaz de realizar operações de alívio (transferência de óleo dos tanques do FPSO para um navio aliviador). Os equivalentes em inglês para os termos sublinhados são *Floating*, *Production*, *Storage* e *Offloading*; palavras que geram o acrônimo FPSO.

Em geral tratam-se de embarcações convertidas (e.g. antigos navios petroleiros) para serem utilizadas como plataformas de petróleo; entretanto há casos em que um casco é construído especificamente para ser utilizado desde o início para esse fim. Essas embarcações flutuam na área dos poços produtores, e são fixadas ao solo marinho através de linhas de ancoragem. O petróleo presente nos reservatórios é encaminhado até a plataforma por meio de tubulações suspensas denominadas *risers*. As linhas de ancoragem e *risers* podem ser visualizadas na Figura 3.

Os *risers* recebem petróleo de diversos poços e todos os fluídos são encaminhados para uma linha única já na plataforma denominada *manifold* ou *header* de produção; o método de elevação dos fluídos pode ser natural (poços surgentes), ou utilizar métodos auxiliares como *gas lift*. Além de linhas produtoras, há *risers* que enviam

⁴ Nas atividades de exploração e produção de petróleo, as medidas de profundidade no mar, isto é, a distância vertical entre a superfície do mar e o solo marinho, são definidas em três níveis: águas rasas - até 300 metros; águas profundas - entre 300 a 1.500 metros; e águas ultra-profundas - acima de 1.500 metros (MORAIS, 2013).

fluido no sentido inverso, ou seja, da plataforma para o reservatório. Nesse caso tratam-se de poços injetores que podem ser utilizados para injeção de água (com objetivo de melhorar a taxa de recuperação de óleo nos poços produtores) ou gás (para dar destinação ao excesso de gás não utilizado na plataforma e não exportado para terra).

Figura 3 – Arranjo submarino de um FPSO com linhas de ancoragem (amarelo) e *risers* (vermelho)

Fonte: COPPE (2007)

No *manifold* de produção ocorre a quebra de pressão (e consequentemente de temperatura) da corrente de petróleo bruto, operação tipicamente realizada através de restrição em válvula instalada nessa linha. Isso é necessário para que (i) as pressões individuais de chegada de cada poço à plataforma sejam equalizadas, e (ii) a pressão seja reduzida até o patamar necessário e ideal para o início do processo de separação primária – algo entre 18-25 bar.

Como já mencionado, o petróleo chega à plataforma como uma mistura basicamente formada por óleo, gás e água. Essa mistura multifásica precisa ser tratada para que cada componente seja encaminhado corretamente ao seu destino. Por esse motivo existe uma planta de produção instalada na plataforma a fim de realizar a separação primária do petróleo. Após finalizada a separação primária do petróleo, o óleo é enviado para os tanques, a água isenta de impurezas é descartada em alto mar, e o gás é tratado para posteriormente ser exportado ou reinjetado no reservatório.

A definição da complexidade da planta de processamento no FPSO depende principalmente da opção realizada em etapa de projeto de construir uma unidade que possibilite ou não a exportação de óleo e/ou gás dentro das especificações. Por

especificação entende-se a separação das fases a níveis mínimos de pureza (e.g. limite máximo de 0,5% de água em óleo exportado) e redução/eliminação de contaminantes (e.g. redução dos níveis de CO₂ a teores máximos de 5% em gás exportado). Essa definição inicial é influenciada por diversos fatores, como por exemplo, a existência ou não de plantas de processamento em terra que possam receber os hidrocarbonetos fora das especificações mínimas. Há ainda a questão de *know-how* das indústrias de Óleo & Gás: é comum encontrar no mar do Norte plataformas que exportam os hidrocarbonetos produzidos fora da especificação para que sejam enquadrados em terra; já no Brasil, a prática prevê que o óleo e gás que saem das plataformas já estejam dentro das especificações (BOTHAMLEY et al., 2014). Por esse motivo, nos parágrafos seguintes são apresentados os principais sistemas que compõe uma plataforma FPSO típica em operação nas bacias do litoral brasileiro, escopo desse trabalho (para auxiliar o entendimento da planta de processamento é possível acompanhar o fluxograma simplificado da Figura 10).

2.9.1 Sistema de separação primária do petróleo

A separação primária do petróleo bruto é realizada através de um conjunto de vasos que permitem a separação em três fases: água, óleo e gás. Em geral, o primeiro vaso da planta de separação primária é um separador de água livre, também conhecido como separador trifásico ou separador gravitacional. Nesse vaso, a separação ocorre mantendo-se o fluído por tempo de residência suficiente para promover a separação das três fases por diferença de densidade. Conforme pode ser visto no esquema da Figura 4, pela saída superior do vaso o gás é encaminhado para os sistemas de compressão da plataforma, através da saída inferior a água é encaminhada para o sistema de tratamento de água produzida⁵, e em uma saída intermediária ocorre a destinação do óleo para os vasos subsequentes.

⁵ A indústria de óleo e gás define “água produzida” como a fase água segregada do petróleo produzido, após tratamento na plataforma.

Figura 4 - Esquema do separador gravitacional trifásico

Fonte: PETROBRAS (2014).

Deve-se notar que nenhuma das três fases separadas inicialmente nesse vaso possui pureza suficiente para ser considerada dentro das especificações mínimas (e.g.: ainda existe teor considerável de óleo carregado na corrente de água; na corrente de óleo há contaminação por água e hidrocarbonetos leves da fase gasosa; bem como existe certo teor de água e hidrocarbonetos pesados na corrente de gás). Um dos principais objetivos de cada sistema subsequente (tanto na planta de óleo, como na de gás e água) é que a corrente tratada se torne cada vez mais pura, a fim de atingir os critérios necessários que permitam sua correta destinação.

Seguindo pelo processo do óleo, conforme fluxograma apresentado na Figura 5, após a saída do separador de água livre, ele passa por duas sequências de trocadores de calor a fim de elevar sua temperatura a patamares que facilitem a separação nos vasos subsequentes. A primeira sequência de trocadores aproveita a alta temperatura do petróleo que está sendo encaminhado aos tanques de carga, já a segunda bateria de trocadores complementa o aquecimento até o patamar necessário utilizando água de aquecimento como fonte quente. Em geral, o fornecimento de carga térmica ao sistema de água de aquecimento envolve os gases de exaustão das turbinas a gás (responsáveis pela geração de energia elétrica da plataforma) em um sistema conhecido como *Waste Heat Recovery Unit*, ou WRHU (em tradução livre: Unidade de Recuperação de Calor Descartado).

Figura 5 – Fluxograma simplificado de processo do sistema de separação primária de petróleo

Fonte: autor (2016)

A jusante dos trocadores há dois pares semelhantes de vasos: degaseificadores e tratadores eletrostáticos. No primeiro degaseificador, por conveniência operacional também chamado de pré-degaseificador, ocorre separação adicional de frações leves de hidrocarbonetos presentes no óleo devido à pressão de operação menor com relação ao separador de água livre (cerca de 8 bar). Essas frações leves em fase gasosa são encaminhadas para um sistema de compressão conhecido como Unidade de Recuperação de Vapor (URV). O óleo que sai do pré-degaseificador é encaminhado para o primeiro vaso de tratamento eletrostático, ou pré-tratador eletrostático – a estrutura interna desse vaso pode ser vista na Figura 6. No interior desse vaso existem placas polarizadas eletricamente com corrente alternada que atuam no desemulsionamento da água no óleo; esse campo elétrico provoca um alongamento das gotículas de água (devido à natureza polar dessas moléculas), criando uma força de atração entre as gotículas próximas, enfraquecendo a película de emulsificantes naturais e induzindo junção. A formação de gotículas maiores de água resulta em decantação da água, que é eliminada pela parte inferior do vaso, enquanto que o óleo é removido pela parte superior (PETROBRAS, 2014).

Figura 6 – Estrutura interna do tratador eletrostático

Fonte: adaptado de Forum Energy Technologies (2014)

O par seguinte de vasos (degaseificador e tratador eletrostático) operam sob o mesmo princípio do primeiro par de vasos, porém a um nível de pressão ainda menor (4 bar). Dessa forma objetiva-se um incremento de separação do óleo antes de ser encaminhado aos tanques de carga. O óleo deve atender a determinado teor máximo de resíduos sólidos e água, e a indústria de Óleo & Gás utiliza a propriedade BS&W para verificar essa condição. Por questões que envolvem limites de corrosão nos tanques de carga que armazenam o óleo no FPSO, e também para atender aos critérios de qualidade do mercado consumidor, a indústria de Óleo & Gas considera o óleo especificado como aquele que possua um BS&W máximo de 0,5%. Em situação normal de operação espera-se que o óleo na saída do tratador eletrostático e encaminhado aos tanques de carga possua BS&W abaixo do limite de especificação definido (0,5%), entretanto ocorrem situações nas quais ele é encaminhado aos tanques de carga com valores de BS&W pouco acima da especificação (e.g. 0,9%), não caracterizando, todavia, um problema para envio desse óleo aos consumidores. Isso porque o óleo permanece armazenado nos tanques de carga do FPSO por alguns dias, até que ocorra operação de offloading com navio aliviador. Com esse tempo de residência elevado, o tanque funciona como um grande separador bifásico óleo-água, e no momento da transferência do óleo para o navio aliviador é comum constatar valor de BS&W menor que o verificado no momento do envio do mesmo óleo para o tanque.

2.9.2 Sistema de tratamento de água produzida

Considerando agora o processo da água, a corrente a jusante do vaso separador de água livre ainda possui um teor elevado de óleo, o que impossibilita seu descarte para o mar. No caso do descarte de água produzida, a especificação trata-se de critério legal e é regulamentado pela entidade local onde a plataforma opera. No Brasil, a resolução CONAMA 393/07 estabelece o limite máximo de concentração de óleos e graxos na água descartada para o mar de 29mg/L.

O primeiro estágio de tratamento da água corresponde a uma bateria de pequenos vasos chamados de hidrociclones. O fluxo de água é encaminhado ao interior dos vasos hidrociclones sob pressão em sentido tangencial na seção de maior diâmetro do hidrociclone, e interiormente é direcionada em fluxo espiral às seções de menor diâmetro. Esse fluxo é acelerado pelo contínuo decréscimo de diâmetro do vaso, que cria uma força centrífuga que força os componentes mais pesados (água e sólidos) contra as paredes. Devido ao formato cônico do hidrociclone e ao diferencial de pressão existente entre as paredes e o centro, ocorre na parte central do equipamento um fluxo axial reverso. Nessa porção central o conteúdo é predominantemente de óleo, que é rejeitado pelo lado oposto à saída de água (THOMAS et al., 2004). Esse óleo é retornado para a entrada do separador gravitacional, enquanto a água segue para as etapas posteriores de tratamento.

A etapa final do sistema de tratamento de água compreende o vaso flotador, onde as partículas remanescentes de óleo na água são aglomeradas e removidas com auxílio de uma corrente ascendente de ar. O ar injetado no flotador sobe em forma de pequenas bolhas que englobam as gotículas de óleo em suspensão na água no momento em que se encontram. As bolhas de ar carregam as gotículas de óleo até a superfície, formando uma camada de óleo que é removida. A água que sai pela porção inferior do flotador passa por um analisador *on-line* de TOG (teor de óleo e graxa), e caso esteja dentro da especificação, segue para descarte em alto-mar; caso o analisador acuse valor acima do permitido pela legislação, o fluxo é redirecionado para tanques específicos na plataforma para receber água fora de especificação.

Sobre a água produzida, vale um adendo sobre a questão de água de injeção. Em algumas plataformas a água produzida passa por tratamentos específicos a fim de permitir que ela seja reinjetada nos reservatórios por meio de poços injetores. Essa

injeção de água visa a manutenção da pressão interna do reservatório de forma a evitar um amplo decréscimo do potencial de produção de petróleo. No caso das plataformas estudadas neste trabalho, a água produzida é simplesmente descartada, sendo que para água de injeção existe um sistema específico que capta água do mar na superfície marinha para tratá-la, de forma a propiciar sua injeção no reservatório.

2.9.3 Sistemas de tratamento e compressão de gás

Mesmo em plataformas com sistemas reduzidos no que se refere a tratamento de gás, esse processo é consideravelmente maior e mais complexo que os processos de tratamento de óleo e água, recém apresentados. No caso da plataforma objeto desse estudo, o processo de tratamento de gás é sensivelmente mais complexo em comparação com a média verificada em outras plataformas já existentes. Isso ocorre devido a características específicas do gás e dos reservatórios existentes nos campos do litoral brasileiro, onde essas plataformas irão operar.

Como já mencionado, os processos de tratamento de cada uma das fases visam atingir os critérios necessários que permitam sua correta destinação. No caso do gás, o destino ao qual ele é encaminhado não é único. Ele pode ser exportado através de gasodutos que ligam a plataforma até uma estação de recebimento em terra; para isso, o gás precisa atender a teores máximos de água em sua composição (a fim de não comprometer a integridade da tubulação dos gasodutos), reduzir a quantidade de contaminantes, e possuir uma pressão mínima inicial que seja suficiente para escoá-lo até seu destino final.

Outra parcela do gás pode ser reinjetada nos reservatórios de hidrocarbonetos. Em geral, o volume de gás reinjetado é dependente da demanda atual de gás exportado, de forma que esse volume é apenas consequência do volume não absorvido pelo mercado consumidor. Para que seja possível reinjetar o gás produzido, deve-se atender a teores mínimos de água e deve-se elevar sua pressão a um valor acima daquela verificada no reservatório onde ele será reinjetado. Essa questão da pressão do reservatório torna-se mais relevante nesse caso, já que os reservatórios localizados na subcamada do pré-sal são caracterizados por elevados níveis de pressão (cerca de 550 bar).

Por fim, o sistema de *flare* da plataforma pode ser considerado como um último recurso para destinação final do gás. Entretanto é válido pontuar que esse encaminhamento é apenas considerado em última estância, já que a legislação ambiental em diversos países (incluindo Brasil) vem limitando paulatinamente o volume permitido de queima diária através do *flare*. Note que devido à altíssima RGO verificada nos poços produzidos no litoral brasileiro, a indisponibilidade de equipamentos do sistema de tratamento de gás na plataforma que impossibilitem a destinação correta dessa fase (seja via exportação ou via injeção do gás), implica necessidade imediata de encaminhamento do gás não tratado para *flare*, e caso não ocorra reestabelecimento do sistema de tratamento de gás em questão de poucas horas, faz-se necessária a restrição da produção de óleo com fechamento dos poços.

Nos sub-itens a seguir são descritos brevemente cada um dos sistemas que compõe a planta de compressão e tratamento de gás. A Figura 7 apresenta fluxograma simplificado da planta de compressão e tratamento de gás do FPSO em estudo, com cada bloco representando um sistema.

Fonte: autor (2017)

2.9.3.1 Unidade de Recuperação de Vapor (URV)

Conforme descrito no sistema de separação primária do petróleo, durante a passagem pelos vasos de separação são extraídas três correntes de gás a diferentes pressões, denominadas de gás de alta, gás de média e gás de baixa. O gás de alta corresponde

à primeira corrente extraída no separador gravitacional, e é encaminhando diretamente ao sistema de compressão principal de gás. As correntes de gás de média e gás de baixa precisam passar por um sistema adicional a fim de complementar as pressões até o nível de sucção dos compressores principais. Esse sistema é conhecido como URV (Unidade Recuperadora de Vapor) e possui um compressor tipo parafuso em dois estágios. O primeiro estágio recebe o gás de baixa e eleva sua pressão até o nível do gás de média. O segundo estágio comprime o gás de média proveniente do sistema de separação primária de petróleo, e da descarga do primeiro estágio da própria URV. O gás na descarga do segundo estágio é encaminhado à sucção dos compressores principais.

2.9.3.2 Sistema de compressão principal de gás

O sistema de compressão principal de gás realiza o primeiro degrau de elevação da pressão do gás de alta retirado do separador gravitacional, na etapa de separação primária do petróleo (somadas às correntes recuperadas pela URV).

Tanto para o sistema de compressão principal, quanto para os demais sistemas de compressão de gás hidrocarboneto que são mostrados a seguir, há uma sequência básica de equipamentos para cada estágio de compressão. Antes de cada estágio de compressão existe um vaso *scrubber* – esquematizado na Figura 8 – onde eventuais frações líquidas (de água e/ou de hidrocarbonetos pesados) são separadas da corrente de gás a fim de que ingresse no compressor essencialmente fase gasosa (preservando sua integridade mecânica e permitindo melhor rendimento do equipamento); e após cada estágio de compressão há um resfriador gás-água com objetivo de remover a carga térmica absorvida pelo gás durante a compressão.

Essa sequência “*scrubber*-compressor-trocador de calor” permite que conforme a pressão seja elevada, as frações mais pesadas tendam a passar para a fase líquida e retornem ao separador de produção para reprocessamento, de forma que ao final do processo o gás tratado possua apenas componentes leves (e.g. metano, etano e propano), e sem a presença de líquidos.

Figura 8 - Esquema típico de um vaso scrubber

Fonte: adaptado de PETROBRAS (2014)

2.9.3.3 Sistema de desidratação de gás

Após o sistema de compressão principal do gás, a corrente de gás hidrocarboneto é encaminhada para o sistema de desidratação do gás. Como o nome sugere, trata-se de um sistema com o objetivo específico de promover a remoção de água do gás. Para isso são utilizadas peneiras moleculares, que na verdade são vasos verticais preenchidos com um recheio composto por uma série de pequenas estruturas conhecidas como zeólitas. A corrente de gás é forçada de baixo para cima na peneira molecular, e as zeólitas são responsáveis pela adsorção da água contida no gás, devido à sua característica de hidroafinidade. O gás na saída do vaso possui teor quase nulo de água em sua composição. Após algumas horas em operação, ocorre a saturação das zeólitas com perda de sua capacidade de adsorção. Para que elas retornem à sua condição inicial, é preciso que elas passem por um processo de regeneração, que consiste em circular gás a alta temperatura em sentido contrário ao de operação; com isso, a água armazenada nas zeólitas é liberada para a corrente de gás de regeneração. Esse sistema trabalha com três peneiras moleculares, sendo que sempre há duas peneiras adsorvendo água do gás e outra peneira em ciclo de regeneração.

2.9.3.4 Sistema de controle de ponto de orvalho

Na sequência de tratamento do gás, há o sistema de controle de ponto de orvalho, que tem por objetivo reduzir os teores de hidrocarbonetos mais pesados do gás. Ele consiste em efetuar uma troca de calor do gás hidrocarboneto com um fluido frio a temperaturas abaixo de 0°C, de forma a permitir a precipitação dos componentes pesados em forma líquida. Esse fluido frio trata-se de uma fração do próprio gás hidrocarboneto que sofre uma queda de pressão ao passar por uma válvula, e que devido ao efeito Joule-Thompson ocasiona uma queda elevada de temperatura.

Há plataformas que utilizaram sistemas de refrigeração com fluido refrigerante (e.g. R-134) a fim de realizar o controle de ponto de orvalho do gás hidrocarboneto.

2.9.3.5 Sistema de remoção de CO₂

Nesse ponto o gás já está praticamente isento de água e de componentes pesados em sua composição. A próxima etapa consiste na remoção do principal contaminante presente no gás produzido da bacia de Santos, o gás carbônico. Para isso, o gás é encaminhado para o sistema de remoção de CO₂, composto por membranas que possibilitam a passagem de moléculas de pequena dimensão, como os hidrocarbonetos leves que compõe o gás, e dificultam/impedem a passagem de moléculas de maior dimensão, como a do CO₂. A corrente de entrada é composta por gás hidrocarboneto com teor de CO₂ variando entre 8-40% em sua composição, e após a passagem pelas membranas surge uma corrente de gás pobre em CO₂, composto por gás hidrocarboneto com teor de CO₂ em sua composição variando entre 2–5%; e uma outra corrente de gás rico em CO₂, composto por gás hidrocarboneto com teores elevados de CO₂ (variando entre 30 e 50%). A especificação do gás no que se refere a teor de CO₂ é definida pela indústria de Óleo & Gas, e geralmente é limitada pela capacidade de recebimento da estação de tratamento em terra (a corrosividade das tubulações do gasoduto também é dependente do teor de CO₂ no gás exportado, entretanto não é o limitante). A malha de gasodutos do sudeste brasileiro adota como especificação para o gás exportado teor máximo de 5% de CO₂ em sua composição – e essa especificação é considerada como condição de contorno para as análises realizadas nesse trabalho.

Existem linhas de *by-pass* desse sistema para casos de necessidade operacional. A opção por tratamento de forma parcial ou total do gás hidrocarboneto (ou mesmo de

seu “não tratamento”) geram os *modos de operação*. Essas condições serão detalhadas posteriormente nesse trabalho.

2.9.3.6 Sistema de compressão de CO₂

A corrente de gás rico em CO₂ da saída das membranas é encaminhada para o sistema de compressão de CO₂, onde sua pressão é elevada até o nível de 250 bar, de forma a permitir a sucção dessa corrente pelos compressores de injeção.

2.9.3.7 Sistema de compressão de exportação

A corrente de gás pobre em CO₂, que a partir desse ponto pode ser considerada como gás hidrocarboneto tratado, é encaminhada para o sistema de compressão de exportação. Nesse sistema, a pressão da corrente de gás hidrocarboneto tratado é elevada a cerca de 250 bar, que é o nível de pressão solicitado pelo gasoduto para transporte do gás. Após o sistema de compressão de exportação é possível, além de exportar o gás tratado, encaminhar uma parcela ou a totalidade dele para o sistema de compressão de injeção.

2.9.3.8 Sistema de compressão de injeção

O sistema de compressão de injeção recebe as correntes de gás rico em CO₂ dos compressores de CO₂ e/ou o gás hidrocarboneto tratado oriundo dos compressores de exportação, e fornece como saída uma corrente mista a uma pressão de 495 bar, suficiente para vencer a pressão do reservatório e permitir sua injeção.

2.9.3.9 Sistema de gás combustível e geração principal

Após o sistema de remoção de CO₂ e compressão de exportação, uma parcela de gás hidrocarboneto é encaminhada para o sistema de gás combustível, que fornece energia para a operação das turbinas a gás que geram eletricidade à plataforma. Atualmente é comum a configuração da planta de geração com 4 máquinas, sendo uma delas em *stand-by* e as demais operando. Em situações de indisponibilidade de gás natural (seja por fechamento dos poços ou por indisponibilidade dos sistemas de compressão), as turbinas podem operar utilizando óleo Diesel.

Um aspecto importante do sistema de geração principal refere-se à WHRU. A utilização dessa unidade é praxe nos projetos há alguns anos e consiste em aproveitar

uma parcela da exergia presente nos gases de exaustão das turbinas a fim de utilizá-lo no aquecimento da água do sistema de aquecimento da plataforma.

2.9.4 *Sistema de injeção de água*

Com a finalidade de retardar o decaimento de pressão dos reservatórios de óleo ao longo dos anos, utiliza-se o artifício de injeção de água em poços específicos para essa função. Recentemente os projetos de plataformas brasileiras tem optado por considerar captação de água do mar para realizar injeção nos poços injetores, entretanto em projetos mais antigos é comum a utilização da própria água produzida para injeção.

Esse sistema possui relevância do ponto de vista exergético já que as bombas de injeção de água trabalham em altíssimas vazões e pressões (cerca de 250 bar), e dessa forma a demanda energética é suficiente para afetar diretamente o balanço exergético da plataforma.

2.9.5 *Sistemas de utilidades e auxiliares*

Sistemas de utilidades são todos aqueles que fornecem insumos necessários à operação dos sistemas da plataforma envolvidos diretamente com a produção e tratamento de gás, óleo e água. Pode-se destacar o sistema de ar comprimido, sistema de água de resfriamento, sistema de água de aquecimento, sistema de captação de água e sistema de geração de vapor.

Os sistemas auxiliares são aqueles não envolvidos diretamente com a planta de produção da plataforma, mas que são necessários para garantir a habitabilidade e segurança da plataforma. Pode-se destacar o sistema de tratamento de esgoto, sistema de combate a incêndio, sistema de geração de água potável, sistema de movimentação de carga, entre outros.

2.9.6 *Modos de operação da planta de processamento de gás*

Como mencionado anteriormente, as decisões operacionais com relação à utilização das membranas de remoção de CO₂ criam possibilidades de operar a planta de tratamento e compressão de gás em distintos *modos de operação*. Basicamente, os modos de operação podem ser divididos em três:

(a) Modo de operação A – desvio completo do sistema de remoção de CO₂ – nesse modo de operação o gás não é tratado pelas membranas de remoção de CO₂, e dessa forma toda a corrente de gás é necessariamente encaminhada para o sistema de injeção de gás.

(b) Modo de operação B – utilização plena do sistema de remoção de CO₂ – constitui o modo padrão de operação da planta de processamento de gás (em operação real, esse modo de operação é utilizado em cerca de 90% do tempo); nele é possível exportar gás hidrocarboneto tratado e reinjetar gás rico em CO₂ e/ou gás hidrocarboneto tratado através dos poços injetores.

(c) Modo de operação C – utilização parcial⁶ do sistema de remoção de CO₂ – esse modo de operação considera a utilização parcial do trem de membranas de CO₂; esse modo de operar pode ser utilizado em momentos de indisponibilidade de alguns trens específicos das membranas de CO₂ (e.g. durante a troca de uma bateria de membranas), ou quando o teor de CO₂ original do gás não é elevada o suficiente de forma a necessitar da utilização plena do sistema de remoção de CO₂. A parcela de gás desviado das membranas é encaminhada para um trem específico dos compressores de exportação, cuja descarga será necessariamente encaminhada para os compressores de injeção. A parcela tratada de gás é encaminhada para os outros dois trens remanescentes dos compressores de exportação, e suas descargas podem ser alinhadas tanto para o manifold de exportação de gás, quanto para os compressores de injeção.

⁶ Nesse estudo considera-se utilização “parcial” das membranas a vazão de entrada de 2.500.000 Sm³/d. A adoção desse valor deve-se ao fato de que o mesmo corresponde a cerca de 50% do gás processado durante utilização plena das membranas (modo de operação B, com produção de óleo igual a 150.000 boed).

3 Simulações e parâmetros de modelagem

Esse trabalho consiste em realizar análise exergética no sistema de compressão de gás em uma plataforma de produção de petróleo, verificando impactos da variação dos modos de operação, vazão de gás exportado e composição do petróleo. Considerou-se uma planta típica de uma plataforma do tipo FPSO operando em campo do pré-sal no litoral do sudeste brasileiro, e considera apenas os equipamentos mais relevantes do ponto de vista de interação exergética. Este capítulo apresenta inicialmente o modelo e as premissas adotadas para modelagem da planta de processamento de óleo e gás por meio do software de simulação Aspen Hysys® (versão 8.6), tipicamente utilizado em trabalhos envolvendo análise exergética em processos industriais. Após finalização do modelo de simulação, apresentam-se os cálculos necessários para elaboração de análise exergética e determinação dos indicadores de eficiência com base em exergia.

3.1 Cenários de produção

Conforme mencionado anteriormente, os trabalhos publicados que estudaram plataformas com planta de produção semelhante a essa verificaram a influência dos três modos de operação existentes no balanço exergético. O atual trabalho avalia não apenas o efeito dos três modos de operação, mas também a influência da variação da vazão de gás exportado e composição do petróleo nos parâmetros exergéticos (sendo que a composição do petróleo será analisada através da variação do teor de CO₂ e BS&W). As combinações dessas variáveis geram *cenários de produção*. A Figura 9 relaciona as quatro variáveis que serão analisadas.

Para fins de maior organização do trabalho, a identificação de cada cenário é feita utilizando-se um código de 6 dígitos, sendo o primeiro correspondente ao modo de operação, seguido por três dígitos correspondentes à vazão de gás exportado, e finalizando com outros dois dígitos que variam entre “B”, “M” e “A”, para teores baixo, médio e alto de CO₂ e BS&W, respectivamente⁷. O cenário de produção “C075AM”, por exemplo, corresponde ao cenário operando no modo de operação C, com vazão

⁷ As denominações baixo, médio e alto referentes aos teores de CO₂ e BS&W no petróleo dos poços trata-se de discriminação qualitativa específica para este trabalho, com fim apenas de facilitar a leitura do texto. Em uma situação real, um petróleo classificado nesse trabalho como de BS&W alto, pode ser considerado um petróleo com BS&W muito baixo, a depender de diversos fatores, como por exemplo, o reservatório que está sendo explorado, tempo de exploração do poço, etc.

de gás exportado⁸ igual a 0,75 MSm³/d, com teor de CO₂ na corrente de petróleo que chega à plataforma, alto; e BS&W, médio.

Figura 9 – Variáveis analisadas a fim de verificar sua influência na análise exergética da plataforma. As combinações formadas entre elas geram distintos cenários de produção.

Fonte: autor (2017)

A apresentação de resultados e discussões nos capítulos seguintes é dividida de forma que em um primeiro momento um determinado grupo de cenários de produção é analisado a fim de verificar a influência apenas da variável “modos de operação” nos parâmetros exergéticos. Em uma segunda parte, cenários de produção adicionais são incluídos no grupo em análise a fim de verificar a influência da variável “vazão de gás exportado”. Por fim, a terceira parte considera os 177 cenários de produção previstos neste trabalho, sendo possível analisar a influência da variável “composição de petróleo” no balanço exergético.

O sub-item 4.1 apresenta os resultados da análise exergética considerando diferentes modos de operação. Essa análise é semelhante à realizada nos trabalhos de Carranza Sánchez e Oliveira Jr (2014) (2015), e consiste em analisar os três diferentes modos de operação (A, B e C), mantendo-se as demais variáveis constantes (nos trabalhos mencionados, ao contrário do presente estudo, os modos de operação foram analisados sob diferentes composições de petróleo e sob diferentes vazões de gás exportado). Optou-se nesta etapa da análise por utilizar a composição de petróleo com níveis baixos de teor de CO₂ e BS&W. Já a vazão de gás exportado considerada

⁸ A indicação “S” na unidade de vazão indica a condição *standard* (T = 20°C e P = 1 atm).

para essa primeira análise foi de 0,00 MSm³/d, já que é o único nível que possibilita tal avaliação (visto que o modo de operação A não possibilita exportação de gás, sendo portando esse o único patamar possível de ser analisado). Dessa forma, serão comparados nesse sub-item os cenários de produção A000BB, B000BB e C000BB.

Posteriormente, ao grupo inicial de 3 cenários de produção analisados, são incluídos mais 17, gerando uma matriz de cenários de produção conforme a Tabela 4. Com esse novo grupo de 20 cenários de produção, pode-se realizar análise exergética considerando diferentes modos de operação e vazões de gás exportado (sub-item 4.2). Nessa etapa combinam-se os três modos de operação com as diversas vazões de gás exportado, ainda mantendo o teor de CO₂ e BS&W do petróleo constantes (por opção, em nível baixo).

Tabela 4 – Matriz de cenários de produção para estudo da influência dos modos de operação e níveis de vazão de gás exportado no balanço exergético.

	Teor no petróleo	CO ₂	Baixo
		BS&W	Baixo
Modos de operação	A	0,00	A000BB
		0,00	B000BB
	B	0,25	B025BB
		0,50	B050BB
		0,75	B075BB
		1,00	B100BB
		1,25	B125BB
		1,50	B150BB
		1,75	B175BB
		2,00	B200BB
		2,25	B225BB
		2,50	B250BB
		2,75	B275BB
		3,00	B300BB
	C	0,00	C000BB
		0,25	C025BB
		0,50	C050BB
		0,75	C075BB

Teor no petróleo	CO ₂	Baixo
	BS&W	Baixo
	1,00	C100BB
	1,25	C125BB

A verificação da influência no nível de gás exportado no balanço exergético da plataforma é importante pois se trata de um parâmetro que sofre alteração com frequência considerável (algumas vezes em uma mesma semana, por exemplo). Isso ocorre em função da demanda do mercado e das condições da malha de gás. Como o conteúdo exergético dessa corrente de gás de exportação é elevado, sua variação afeta decisivamente o balanço exergético da planta de produção.

Os cenários correspondentes ao modo de operação C são limitados à vazão de gás exportado de 1,25 MSm³/d, já que essa é a condição limite de vazão de gás exportado devido ao tratamento apenas parcial ocorrido nas membranas de remoção de CO₂.

Finalmente, considera-se um grupo de cenários de produção para realização de análise exergética considerando diferentes modos de operação, vazões de gás exportado e composições de petróleo (sub-item 4.3). Nessa etapa de avaliação, todas as variáveis descritas na Figura 9 são consideradas. Dessa forma, tem-se a combinação das quatro variáveis a serem analisadas (modos de operação, vazão de gás exportado, e teores de CO₂ e BS&W na composição do petróleo), gerando 177 cenários de produção, conforme Tabela 5.

A saber, inicialmente foi realizada no software Aspen Hysys® a simulação do cenário B000BB, incluindo alguns blocos de ajuste nesse arquivo. Esses blocos adicionais foram úteis para criar os demais cenários, já que bastava simples alterações nesses blocos a fim de obter uma nova simulação de um novo cenário de produção (e.g. alterando o valor alvo de 0 para 2,75 MSm³/d no bloco de ajuste do volume de gás exportado, obtém-se a simulação para o cenário de produção B275BB).

Os campos hachurados na Tabela 5 são cenários não factíveis. Eles ocorrem nos cenários com o modo de operação C e teor de CO₂ alto. O aumento do teor de CO₂ na corrente simulada de petróleo gera ao final do processo de tratamento de gás um

volume menor de gás tratado disponível para exportação, suficiente apenas para exportação máxima de 1,00 MSm³/d.

Tabela 5 – Matriz completa de cenários de produção, considerando variação de modos de operação, vazão de gás exportado e composição do petróleo – Cenários hachurados em cinza correspondem àqueles não factíveis (e portanto, não simulados).

Teor no petróleo	CO ₂	B a i x o			M é d i o			A l t o				
		BS&W	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto	
Modos de operação	A	Vazão de gás exportado (x10 ⁶ Sm³/d)	0,00	A000BB	A000BM	A000BA	A000MB	A000MM	A000MA	A000AB	A000AM	A000AA
			0,00	B000BB	B000BM	B000BA	B000MB	B000MM	B000MA	B000AB	B000AM	B000AA
			0,25	B025BB	B025BM	B025BA	B025MB	B025MM	B025MA	B025AB	B025AM	B025AA
			0,50	B050BB	B050BM	B050BA	B050MB	B050MM	B050MA	B050AB	B050AM	B050AA
			0,75	B075BB	B075BM	B075BA	B075MB	B075MM	B075MA	B075AB	B075AM	B075AA
			1,00	B100BB	B100BM	B100BA	B100MB	B100MM	B100MA	B100AB	B100AM	B100AA
			1,25	B125BB	B125BM	B125BA	B125MB	B125MM	B125MA	B125AB	B125AM	B125AA
			1,50	B150BB	B150BM	B150BA	B150MB	B150MM	B150MA	B150AB	B150AM	B150AA
			1,75	B175BB	B175BM	B175BA	B175MB	B175MM	B175MA	B175AB	B175AM	B175AA
			2,00	B200BB	B200BM	B200BA	B200MB	B200MM	B200MA	B200AB	B200AM	B200AA
			2,25	B225BB	B225BM	B225BA	B225MB	B225MM	B225MA	B225AB	B225AM	B225AA
			2,50	B250BB	B250BM	B250BA	B250MB	B250MM	B250MA	B250AB	B250AM	B250AA
			2,75	B275BB	B275BM	B275BA	B275MB	B275MM	B275MA	B275AB	B275AM	B275AA
			3,00	B300BB	B300BM	B300BA	B300MB	B300MM	B300MA	B300AB	B300AM	B300AA
	C	0,00	C000BB	C000BM	C000BA	C000MB	C000MM	C000MA	C000AB	C000AM	C000AA	
		0,25	C025BB	C025BM	C025BA	C025MB	C025MM	C025MA	C025AB	C025AM	C025AA	
		0,50	C050BB	C050BM	C050BA	C050MB	C050MM	C050MA	C050AB	C050AM	C050AA	
		0,75	C075BB	C075BM	C075BA	C075MB	C075MM	C075MA	C075AB	C075AM	C075AA	
		1,00	C100BB	C100BM	C100BA	C100MB	C100MM	C100MA	C100AB	C100AM	C100AA	
		1,25	C125BB	C125BM	C125BA	C125MB	C125MM	C125MA	C125AB	C125AM	C125AA	

Vale ainda o comentário que em algumas plataformas podem haver limitações de ordem prática para manter a operação de forma estável com níveis de exportação em baixas vazões; em geral, até 1,00 MSm³/d. Isso ocorre devido a falhas na malha de sintonia dos compressores, com especial atenção às válvulas anti-surge; ou mesmo devido a características específicas de cada projeto, como por exemplo, existência de válvulas de controle de vazão na linha de exportação com faixa de operação apenas a partir de determinado valor. Este trabalho considera todas as vazões de gás

exportado possíveis, sem se ater a essa possível limitação; entretanto ela deve ser observada caso a caso ao se aplicar a análise realizada neste estudo em situações reais de operação de uma plataforma.

3.2 Determinação do volume de controle

Inicialmente deve ser definido o volume de controle que será analisado. Considerando os principais trabalhos de análise exergética em plataformas de exploração de óleo e gás, é possível determinar quais sistemas possuem relevância para a análise, e quais aqueles que possuem influência desprezível no balanço exergético. Dessa forma serão considerados todos os sistemas que compõe a planta de tratamento e compressão de gás, além do sistema de separação primária de petróleo e geração principal da plataforma. Apesar de não estar relacionado diretamente com os sistemas de óleo e gás da plataforma, o sistema de injeção de água será considerado devido ao elevado consumo de energia elétrica associado a ele, representando impacto significativo no balanço exergético da unidade.

Com exceção a três casos específicos (a serem descritos no parágrafo seguinte), todos os demais sistemas de utilidades e auxiliares não são detalhados na simulação em software. Esse grupo compreende sistemas como sistema de ar comprimido, combate a incêndio, tratamento de dejetos sanitários, offloading, etc; e a única relação desses sistemas com a planta de óleo e gás envolve consumo de energia elétrica. Dessa forma, para esse grupo de sistemas, considera-se uma parcela adicional fixa de 16,7% de potência gerada pelas turbinas a gás, simulando a demanda elétrica.

Uma das exceções é o sistema de água de resfriamento, o qual é simulado com suas correntes e fluxos de calor, mas que, entretanto, não possui detalhamento dos equipamentos (que seriam basicamente as bombas de circulação de água, de potências relativamente baixas); essa opção se justifica pelo montante considerável de calor transferido através desse sub-sistema, enquanto o trabalho consumido pelo mesmo não possui impacto considerável na análise do volume de controle. Outro sistema de utilidades tratado de forma específica é o sistema de água de aquecimento; nesse caso, tanto os fluxos térmicos quanto os próprios equipamentos do sistema foram simulados em detalhe. Além da elevada carga térmica movimentada, o detalhamento dos equipamentos nesse caso deve-se à relação direta desse sistema

com o sistema de geração principal, de forma que se torna inviável dissociá-lo da simulação. A terceira e última exceção refere-se ao sistema de geração principal, que apesar de ser um sistema de utilidades da plataforma, nesse trabalho foi considerado como sistema integrante da planta de processamento de óleo e gás, devido a este possuir maior interação com os sistemas de produção, impactando diretamente no balanço exergético do FPSO.

A Figura 10 representa o fluxograma simplificado do processo modelado no software Aspen Hysys® com os sistemas da planta de processamento de óleo e gás considerados no volume de controle. Na sequência, o sub-item 3.3 apresenta o fluxograma detalhado de cada sistema, além dos parâmetros principais utilizados na simulação em software.

Figura 10 – Diagrama simplificado da planta de processamento do FPSO

Fonte: autor (2017)

3.3 Parâmetros de modelagem e características dos sistemas

Nesse sub-item são apresentadas informações a respeito das capacidades da plataforma e seus equipamentos, bem como dos parâmetros e dados de entrada utilizados no modelo de simulação no software Aspen Hysys®.

No ambiente do software, foi realizada a montagem do volume de controle de um cenário de produção inicial, que serviu como base para todos os 177 cenários em estudo. Durante a construção dessa simulação inicial, foram considerados pontos de ajuste que possibilitassem alterar determinados parâmetros de forma simples (e.g. modos de operação, vazão de gás exportado e composição do petróleo), possibilitando a mudança do cenário de produção de forma rápida.

As capacidades máximas de processamento da plataforma constam na Tabela 6. Como o valor econômico do gás natural é muito menor em relação ao petróleo, o objetivo primário de uma plataforma é de maximizar a produção de óleo; a produção de gás é apenas uma consequência, já que o mesmo vem dos poços associado ao óleo. Por esse motivo, optou-se nesse trabalho por simular todos os cenários com produção máxima de óleo, respeitando-se o limite máximo de processamento de gás e líquidos (entende-se por “líquidos” a mistura óleo e água que chega dos poços. Esse limitante deve-se às restrições impostas pelos vasos separadores do sistema de separação primária). Além disso, considerou-se também para todos os cenários a injeção de água em sua capacidade máxima, já que tal prática auxilia na manutenção do fator de recuperação dos reservatórios.

Tabela 6 – Capacidades da plataforma

Capacidades máximas	Unidade	Valor
Processamento de óleo	boed	150.000
Processamento de gás	Sm ³ /d	6.000.000
Processamento de líquidos	boed	180.000
Injeção de água	Sm ³ /d	24.000

3.3.1 Manifold de produção

Os parâmetros referentes ao *manifold* de produção utilizados para modelagem do sistema no software Aspen Hysys® são apresentados na Tabela 7.

Esse trabalho considera a pressão de chegada dos poços à plataforma próxima à pressão do manifold, de forma que são esperados valores de exergia destruída não muito elevados para esse sistema. Os valores de pressão dos poços e manifold devem ser observados com atenção ao se comparar trabalhos da área. Em alguns casos são constatadas elevadas taxas de destruição de exergia nesse ponto, que basicamente ocorrem por uma maior pressão de recebimento dos poços na plataforma.

Tabela 7 – Dados do *manifold* de produção

Parâmetro	Unidade	Valor
Pressão dos poços (na chegada à plataforma)	kPa	2.900
Temperatura dos poços (na chegada à plataforma)	°C	45
Pressão do <i>manifold</i>	kPa	2.300
Temperatura no manifold	°C	44

A Figura 11 apresenta o fluxograma detalhado do manifold de produção. O petróleo corresponde à corrente “poços”, e sua composição é isenta de água. A água é incluída na corrente de petróleo recebido na plataforma por meio de uma corrente denominada “água”. Essa configuração foi utilizada apenas por facilitar a alteração do teor de água na corrente de petróleo em ambiente de simulação (permitindo rápida criação de diferentes cenários de produção).

Figura 11 – Fluxograma do sistema *manifold* de produção

Fonte: autor (2017)

A fim de verificar a influência do nível de BS&W no petróleo recebido dos poços, foram simulados cenários de produção com os níveis 1%, 5% e 10%, que nesse trabalho

são denominados como petróleo com teor de BS&W “baixo”, “médio” e “alto”, respectivamente.

Para determinação da composição química do petróleo considerado na corrente “poços” utilizaram-se dados de análise do petróleo disponibilizados publicamente por companhias de exploração e produção de petróleo operando em reservatórios do campo de Lula, localizado no pré-sal da Bacia de Santos (BG GROUP, 2015). Estas composições são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 – Composição molar (%) de entrada do petróleo na plataforma considerando os três patamares de CO₂

Elemento	T e o r d e C O ₂		
	baixo	médio	alto
C1-C4	66,19	60,60	53,31
C5-C12	12,01	11,00	9,69
C13-C19	5,88	5,40	4,76
C20+	7,65	7,01	6,16
CO₂	8,27	15,99	26,08

Os componentes com 20 ou mais carbonos em sua cadeia são agrupados (C20+), e para simular esse grupo de moléculas mais pesadas utilizou-se a ferramenta do software Aspen Hysys® que permite a criação de pseudo-componentes.

Com o objetivo de avaliar o efeito da variação do teor de CO₂ no petróleo no balanço exergético da unidade, foram simulados cenários de produção com três teores distintos de CO₂ no petróleo. Além da composição inicial, denominada nesse trabalho como petróleo “baixo” CO₂ (teor molar de 8,27% na composição), foram simuladas duas novas correntes de petróleo com teores de CO₂ de 15,99% e 26,08%, denominadas nesse trabalho como petróleo com “médio” e “alto” teor de CO₂, respectivamente. De forma que a análise neste trabalho atendesse ao objetivo proposto de verificar a influência específica da variação do teor de CO₂ no gás, as correntes de petróleo com médio e alto teor de CO₂ mantêm as mesmas proporções de composições molares relativas entre os demais componentes.

Considerou-se a equação de estado de Peng-Robinson para a caracterização do petróleo.

Durante operação da plataforma, diversos poços são conectados à plataforma, cada um deles com propriedades físicas e composições químicas distintas. Para efeitos de simulação será considerada apenas uma corrente de petróleo representando o *blend* de “n” poços conectados à plataforma.

3.3.2 Sistema de separação primária de petróleo

A Tabela 9 apresenta os principais parâmetros utilizados em simulação referente ao sistema separação primária de petróleo.

Tabela 9 – Dados do sistema de separação primária de petróleo

Parâmetro	Unidade	Valor
Pressão na linha de gás de alta	kPa	2.000
Pressão da linha de gás de média	kPa	770
Pressão da linha de gás de baixa	kPa	244
Temperatura de aquecimento do petróleo	°C	90
Capacidade vol. do separador de água livre (V-101)	Sm ³ /d	31.800
Capac. vol. do par pré-degasser/pré-TO (V-102 e V-103)	Sm ³ /d	30.720
Capacidade vol. do par degasser/TO (V-104 e V-105)	Sm ³ /d	25.000

A Figura 12 representa o fluxograma detalhado do sistema separação primária de petróleo. A corrente de entrada “manifold” é a única nesse volume de controle, e como correntes de saída tem-se as correntes de gás de alta, média e baixa, além das correntes de óleo para tanques e água para o sistema de água produzida. Como correntes de exergia associada à troca térmica, considera-se a entrada de calor no volume de controle nos aquecedores P-102A/B (necessária para elevar a temperatura do petróleo a níveis que facilitam a separação de fases nos vasos), e por fim é incluído

no balanço exergético o consumo elétrico das bombas B-101A/B, B-102A/B e B-101A/C.

Figura 12 – Fluxograma do sistema de separação primária do petróleo

Não foi considerado nesse caso a inclusão de uma corrente adicional de água de diluição na entrada do separador trifásico V-101. A água de diluição é adicionada para auxiliar na solubilização do sal contido no petróleo, e sua utilização ocorre em situações nas quais o petróleo possui teor de sal acima da especificação desejada. Esse trabalho considera o teor de sal no petróleo em nível desprezível, de forma que a única recirculação de água prevista em simulação corresponde àquela removida do próprio petróleo pelos tratadores eletrostáticos V-103 e V-105.

Os tratadores eletrostáticos foram simulados no software como blocos do tipo *splitter* (esse bloco permite separar frações exatas de cada componente entre as correntes de saída), com a fase água sendo separada 90% para a saída inferior do vaso e 10% para a saída lateral (para onde também são encaminhados os hidrocarbonetos). Essa separação da água nesses vasos não foi considerada como plena (ou seja, 100/0%) a fim de simular a eficiência em operação real dos tratadores eletrostáticos.

Todos os cenários de produção foram ajustados em simulação para que a corrente “óleo para tanques” apresentasse valor igual a 993 Sm³/h (150.000 boed), de forma que todos cenários simulem condição de produção máxima da plataforma (exceção

feita a cenários em que alguma outra condição de contorno se tornou um limitante, como por exemplo a capacidade máxima de processamento de gás da plataforma).

3.3.3 Unidade de recuperação de vapor

Os dados referentes aos sistemas de compressão da plataforma (que inclui a unidade de recuperação de vapor) utilizados em simulação estão listados na Tabela 10.

Tabela 10 – Dados dos compressores dos sistemas de compressão da plataforma

Equipamento	Redundância	Pressão descarga (kPa)	Capacidade (Sm³/d)^a
URV – 1º estágio	1x100%	770	300.000
URV – 2º estágio	1x100%	2.050	900.000
Compressor principal	3x50%	7.945	3.000.000
Compressor de CO ₂	2x50%	25.110	1.800.000
Compressor de exportação	3x50%	25.000	3.000.000
Compressor de injeção	2x100%	49.500	6.000.000

^a por compressor

Os dados na Tabela 10 referentes à redundância dos compressores são apresentados apenas em caráter informativo, já que não influi na simulação do processo. O fluxograma detalhado da unidade de recuperação de vapor (URV) pode ser visto na Figura 13. As correntes de entrada desse sistema são o gás de média e baixa oriundos do sistema de separação primária de petróleo. Como correntes de saída tem-se o gás “recuperado” à pressão do gás de alta (20,5 bar) e enviado ao sistema de compressão principal da plataforma; e o dreno do vaso scrubber (V-201).

Figura 13 – Fluxograma do sistema da Unidade de Recuperação de Vapor (URV)

Fonte: autor (2017)

Como em todos os demais sistemas de compressão que serão apresentados na sequência, há saída de exergia referente à troca de calor nos resfriadores após cada estágio de compressão. Além disso, ocorre entrada do trabalho necessário para operar os compressores. Ambos os casos não são explicitados nas figuras para obter maior clareza na exposição dos sistemas.

Outras informações que são válidas não apenas para o sistema URV, mas como para todos os sistemas de compressão subsequentes, constam na Tabela 11.

Tabela 11 – Parâmetros utilizados em simulação para os sistemas de compressão

Parâmetro	Unidade	Valor
Perda de carga nos trocadores de calor	kPa	50
Temperatura de resfriamento dos gases	°C	40
Eficiência politrópica de bombas e compressores	%	75

3.3.4 Sistema de compressão principal

O sistema de compressão principal é detalhado na Figura 14, onde se verificam como correntes de entrada o gás de alta original do sistema de separação primária de petróleo, além do gás recuperado a partir da URV. O gás comprimido nesse sistema é encaminhado para os sistemas de tratamento, representado no fluxograma pela corrente “desidratação de gás”. Ainda constam como correntes de saída, os drenos dos vasos scrubbers. O destino dos drenos são representados nas figuras pela letra

“R” (de reciclo), e em geral retornam para os vasos do sistema de separação primária de petróleo, a fim de serem reprocessados.

3.3.5 Sistemas de tratamento de gás

Na Figura 15 estão representados os três sistemas que realizam o tratamento de gás na plataforma: desidratação de gás, ajuste de ponto de orvalho e remoção de CO₂. Como corrente de entrada há o gás da descarga do sistema de compressão principal; e ao final desse grupo de sistemas, a corrente de gás é dividida em duas correntes: gás tratado (com baixo teor de CO₂) e gás não tratado (com alto teor de CO₂, e também chamado de corrente de permeado). Destaca-se ainda a linha de *by-pass* das membranas de remoção de CO₂ (linha pontilhada da Figura 15), a qual pode ser utilizada para não realizar o tratamento do gás.

Nos casos em que se utiliza o *by-pass* das membranas, o gás não tratado (e com alto teor de CO₂) é encaminhado para um trem de compressão específico do sistema de compressão de exportação (conforme pode ser visto na Figura 10). Isso se faz necessário pois nos cenários em que existe desvio apenas parcial das membranas (caracterizando o modo de operação C), o sistema de compressão de exportação deve encaminhar a parcela de gás não tratado para o sistema de compressão de injeção (já que o gás não tratado e fora de especificação não pode ser exportado). Ressalta-se ainda que a parcela de gás tratado que é comprimida no sistema de compressão de exportação pode ser encaminhada tanto para a malha de exportação de gás, quanto para o sistema de compressão de injeção.

Outro detalhe importante e que será tratado em maiores detalhes nos capítulos Resultados e Discussões refere-se à parcela de gás a ser encaminhada como gás

combustível para as turbinas. No caso do modo de operação A, não existe parcela alguma de gás tratado pelas membranas, de forma que o gás a ser utilizado pelas turbinas é um gás com teor de CO₂ igual ao do petróleo oriundo dos poços. A utilização de gás sem tratamento para queima nas turbinas possui influência decisiva no resultado de alguns parâmetros exergéticos.

Figura 15 – Fluxograma do grupo de sistemas de tratamento de gás composto pelo sistema de desidratação de gás, sistema de ajuste de ponto de orvalho e sistema de remoção de CO₂

Fonte: autor (2017)

A Tabela 12 reúne os principais parâmetros utilizados para modelagem em software das membranas de remoção de CO₂.

Tabela 12 – Dados do sistema de remoção de CO₂ através de membranas

Parâmetro	Unidade	Valor
Capacidade de processamento de gás	Sm ³ /d	6.000.000
Vazão mínima para operação	Sm ³ /d	1.250.000
Pressão de entrada	kPa	5.250
Pressão de saída (corrente de gás tratado)	kPa	4.750
Pressão de saída (corrente de permeado)	kPa	400

Para modelagem das membranas de remoção de CO₂ (Z-601), como também das peneiras moleculares do sistema de desidratação de gás (V-401 A/B/C), foi utilizado o bloco *splitter* no software Aspen Hysys®. A Tabela 13 apresenta as divisões (em % molar) das frações de CO₂ e gás hidrocarboneto entre as correntes de gás tratado e gás permeado. Os valores adotados visam obter teor de CO₂ no gás exportado de aproximadamente 4,5%, que se trata de um valor normalmente observado em operação real nesse tipo de plataforma.

Tabela 13 – Valores (em % de fração molar) utilizados em simulação para divisão entre corrente de gás tratado e gás permeado através das membranas de remoção de CO₂.

Teor de CO ₂ no petróleo	Divisão de CO ₂ por corrente		Divisão de gás HC por corrente	
	tratada	permeada	tratada	permeada
Baixo	0,275	0,725	0,725	0,275
Médio	0,150	0,850	0,850	0,150
Alto	0,090	0,910	0,910	0,090

3.3.6 Sistemas de compressão de CO₂

A Figura 16 representa o fluxograma detalhado do sistema de compressão de CO₂. A corrente proveniente do gás permeado das membranas é a corrente de entrada deste sistema, com a corrente de saída sendo encaminhada para a sucção dos compressores de injeção.

Figura 16 – Fluxograma do sistema de compressão de CO₂

Fonte: autor (2017)

Conforme a Tabela 14, esse sistema de compressão é o que possui o maior número de estágios entre todos os compressores da plataforma (4 estágios). Isso ocorre pois

a sucção deste sistema recebe o gás a pressão muito baixa, em decorrência do processo de remoção de CO₂ por meio de membranas; e ele é responsável por elevar a pressão de 390 kPa até 250.600 kPa.

Tabela 14 – Dados do sistema de compressão de CO₂

Parâmetro	Unidade	Valor
Número de estágios de compressão	-	4
Pressão de entrada	kPa	390
Pressão de saída	kPa	250.600

O projeto destes compressores considera operação do equipamento com um gás mais “pesado” em relação aos demais compressores da plataforma, já que a concentração molar de dióxido de carbono (maior peso molar) através dele é maior que a de hidrocarbonetos (menor peso molar), quando comparado aos demais sistemas de compressão. De tal forma que a operação destes compressores com gás contendo baixo teor de CO₂ (ou seja, um gás mais leve que o considerado em projeto) resulta em afastamento do ponto ótimo de operação da máquina. Em operação real, é inclusive conveniente que o blend do petróleo contenha um teor considerável de CO₂, caso contrário os compressores de CO₂ terão dificuldades para comprimir o gás permeado das membranas. As consequências da compressão de um gás com pouco teor de CO₂, nestes compressores em específico, é o aumento da atuação do reciclo anti-surge. Para conhecimento, considera-se gás com teor de CO₂ acima de 35% como ideal para operar esses equipamentos. Na simulação executada neste trabalho, foram verificados teor de CO₂ na entrada dos compressores de CO₂ variando de 25% a 82% (a depender do cenário de produção). Entretanto a condição de utilização do sistema anti-surge, e as implicações de maior consumo exergético decorrentes de tal fato, não foram consideradas em simulação para nenhum dos cenários estudados.

3.3.7 Sistemas de compressão de exportação

A Figura 17 apresenta o fluxograma detalhado do sistema de compressão de exportação. Tem-se como corrente de entrada neste sistema o gás proveniente das membranas das membranas de CO₂, seja ele tratado ou não tratado (proveniente do *by-pass*). Como correntes de saída tem-se a linha que encaminha o gás para a

exportação e também outra que encaminha o gás para o compressor de injeção. Conforme já mencionado, a divisão da vazão entre linha de exportação e injeção, em situação real de produção, em geral é dependente da demanda do mercado consumidor em terra. No software AspenHysys®, de forma a simular os possíveis cenários de produção conforme variação da vazão de gás para exportação, foi incluído um bloco “T”.

Figura 17 – Fluxograma do sistema de compressão de exportação

Fonte: autor (2017)

A Tabela 15 apresenta os dados utilizados em software para simulação do sistema de compressão de exportação.

Tabela 15 – Dados do sistema de compressão de exportação

Parâmetro	Unidade	Valor
Número de estágios de compressão	-	2
Pressão de entrada	kPa	4.750
Pressão de saída	kPa	249.500

3.3.8 Sistemas de compressão de injeção

A Figura 18 contém o fluxograma do sistema de compressão de injeção. Trata-se de um compressor que pode receber o gás tanto do compressor de exportação como do compressor de CO₂, sendo a saída exclusiva para os poços injetores de gás, a uma pressão de descarga de 494.500 kPa, conforme Tabela 16.

Figura 18 – Fluxograma do sistema de compressão de injeção

Fonte: autor (2017)

Tabela 16 – Dados do sistema de compressão de injeção

Parâmetro	Unidade	Valor
Número de estágios de compressão	-	1
Pressão de entrada	kPa	249.500
Pressão de saída	kPa	494.500

3.3.9 Sistemas de gás combustível e geração principal

A Figura 19 apresenta o fluxograma detalhado do sistema de gás combustível e geração principal.

Figura 19 – Fluxogramas dos sistemas de gás combustível e de geração principal

Fonte: autor (2017)

A simulação da turbina no software AspenHysys® é feita de forma que o papel da câmara de combustão é desempenhado por um reator (no caso, o COMB-T-1101) que recebe a corrente de gás de processo oriunda do permutador P-1002 e a corrente de ar previamente comprimido do compressor C-T-1101. Esse reator é programado de forma a realizar as reações de combustão dos hidrocarbonetos presentes no gás de processo, encaminhando os gases de combustão para a turbina. No software, a turbina geradora de gás e a turbina de potência são representadas por um único bloco (T-1101). Parte da potência elétrica gerada pela turbina é utilizada para operar o compressor de ar da turbina (simulando o que ocorre em uma turbina real, com a seção da turbina geradora de gás), e o restante da potência elétrica é disponibilizada ao restante da plataforma para operar os equipamentos da planta de produção.

A Tabela 17 lista os dados principais do sistema de geração principal utilizados em simulação.

Tabela 17 – Dados do sistema de geração principal

Parâmetro	Unidade	Valor
Quantidade de turbinas a gás	-	4
Pressão de descarga do ar no C-T-1101	kPa	2.000
Potência instalada de cada turbina	MW	25
Temperatura dos gases de exaustão da turbina	°C	505
Pressão da água na entrada da WHRU	kPa	1040
Pressão da água na saída da WHRU	kPa	990
Temp. da água de aquecimento (retorno consumidores)	°C	100
Vazão do sistema de água de aquecimento	kg/s	211,3

A carga térmica necessária para aquecimento dos fluídos em diversos pontos da plataforma é fornecida através de água do sistema de aquecimento de água, que recebe o calor por meio de trocadores de calor localizados na exaustão das turbinas. Esses trocadores são conhecidos como WHRU, e aproveitam parte da exergia presente nos gases de exaustão das turbinas (por esse motivo, o balanço exergético do sistema de geração principal apresenta valores negativos, conforme consta no capítulo Resultados). Após o WHRU, os gases são encaminhados para a atmosfera.

Duas definições importantes precisam ser pontuadas a respeito do tratamento dado ao sistema de geração principal neste trabalho. Por se tratar em essência de um sistema de utilidades, muitos trabalhos não o incluem na avaliação das taxas de exergia destruída específicas dos sistemas da planta de processamento de óleo e gás. Optou-se nesse trabalho por incluí-lo como sistema integrante da planta de processamento de óleo e gás, mesmo tratando-se de um sistema de utilidades. Outro aspecto refere-se à segregação de exergia perdida e exergia destruída aplicada em alguns trabalhos. Optou-se neste estudo por considerar ambas parcelas apenas como exergia destruída.

Justificam-se as definições pontuadas no parágrafo anterior pelo fato do sistema de geração de energia elétrica ser fonte de grande parte da exergia destruída na plataforma, e sua exclusão do volume de controle considerado para a análise exergética deixaria de apontar o principal sistema causador de destruição de exergia (como será mostrado em detalhes no capítulo Resultados). A opção de não segregar exergia perdida (que no caso do sistema de geração principal seria a exergia da corrente de gases de exaustão após passagem pelo WHRU) e exergia destruída decorre do fato que dessa forma, a parcela de exergia perdida não seria computada no cálculo da taxa de exergia destruída específica desse sistema; sendo que, conforme ressaltado por NGUYEN et al. (2013) e evidenciado na Figura 2, trata-se de uma parcela considerável de exergia “não aproveitada”. Ambas definições visam manter a coerência de destacar um sistema que é causador de grande destruição de exergia, ressaltando dessa forma que eventuais alterações propostas para o sistema de produção de um FPSO devem ser direcionadas a ele.

3.3.10 Sistema de injeção de água

A Figura 20 apresenta o fluxograma do sistema de injeção de água. Para fins de simulação, apenas a bomba de injeção (B-1201) foi considerada, já que o consumo de potência para esse equipamento é o mais relevante nesse sistema.

A Tabela 18 apresenta os principais parâmetros utilizados para simulação do sistema de injeção de água, e ressalta-se novamente que para todos os cenários de produção foi considerada vazão de injeção em sua capacidade máxima (24.000 m³/d).

Figura 20 – Fluxograma do sistema de injeção de água

Fonte: autor (2017)

Tabela 18 – Dados do sistema de injeção de água

Parâmetro	Unidade	Valor
Pressão de descarga das bombas de injeção de água	kPa	25.000
Vazão de injeção de água	m ³ /d	24.000

3.4 Cálculo da exergia

O software Aspen Hysys® não possui informações referentes às exergias físicas e químicas em suas sub-rotinas padrão. Para que os cálculos relativos a exergia possam ser realizados internamente no software é necessário que o usuário desenvolva e insira um código de programação. Os códigos utilizados para cálculo das diversas variáveis envolvendo exergia constam no anexo 0.

As informações detalhadas a respeito das exergias químicas molares de cada componente do petróleo são apresentadas no apêndice A.

3.5 Análise exergética

Com o objetivo de verificar os efeitos dos modos operacionais, volume de gás exportado e composição do petróleo no balanço exergético do FPSO, o comportamento dos parâmetros de performance mencionados no sub-item 2.7 (η_b , SEC_{volume} , $\dot{m}_{CO_2}$, SE_{CO_2} , λ e y_{dest}^*) será analisado. Essa análise irá considerar não apenas o volume de controle “FPSO”, mas também os sistemas contidos na plataforma; dessa forma pretende-se avaliar a importância de cada um deles no desempenho exergético geral da unidade.

3.5.1 Rendimento exergético do FPSO e seus sistemas

A equação (27) apresentada anteriormente define a eficiência exergética. Entretanto para o volume de controle em estudo (Figura 10) é conveniente elaborar expressões

mais detalhadas. A equação (33) refere-se ao cálculo da eficiência exergética considerando o FPSO como volume de controle:

$$\eta_{b [FPSO]} = \frac{(B_{\acute{o}leo} + B_{\acute{a}gua} + B_{g\acute{a}s inj} + B_{g\acute{a}s exp} + B_{\acute{a}gua inj_s} + B_{g\acute{a}s comb}) - (B_{petr\acute{o}leo (mist)} + B_{\acute{a}gua inj_e})}{B_{g\acute{a}s comb}} \quad (33)$$

Destaca-se na equação (33) que a exergia do gás combustível também está contida na exergia dos produtos. Efetivamente trata-se de um produto gerado pelo FPSO, e que acaba por ser utilizado na própria plataforma como combustível do processo.

Para os sistemas que envolvem separação de fluídos, considera-se a equação (34). Esse caso se aplica ao sistema de separação primária de petróleo.

$$\eta_{b [proc_sep]} = \frac{B_{prod} - B_{mist}}{B_{aquec} + W_e} \quad (34)$$

Para os sistemas de compressão e bombeamento, a eficiência exergética é definida conforme equação (35). Aplicam-se a esse caso os sistemas de URV, compressão principal, compressão de CO₂, compressão de exportação, compressão de injeção de gás e injeção de água.

$$\eta_{b [comp_bomb]} = \frac{B_s - B_e}{W_s} \quad (35)$$

Para o sistema de geração principal de energia, define-se a eficiência exergética conforme equação (36).

$$\eta_{b [ger_energia]} = \frac{W_s}{B_{comb}} \quad (36)$$

4 Resultados

Nesse capítulo são apresentados os resultados obtidos, sendo dividido em três sub-ítem. No sub-ítem 4.1 são apresentados os resultados da análise exergética considerando apenas a variação entre os modos de operação. O sub-ítem 4.2 apresenta a análise exergética considerando as possíveis variações entre os modos de operação e vazões de gás exportado. Por fim, o sub-ítem 4.3 apresenta a análise exergética incluindo todas as variações estudadas nesse trabalho, ou seja, modos de operação, vazão de gás exportado e composição de petróleo.

Com objetivo de facilitar o entendimento dos gráficos apresentados na sequência, a Figura 21 mostra a legenda utilizada para a maior parte dos gráficos deste trabalho. Nos casos em que tais legendas não se aplicam, informações adicionais serão incluídas oportunamente.

Figura 21 - Legenda dos gráficos de resultados

Fonte: autor (2017)

4.1 Análise exergética considerando diferentes modos de operação

A primeira parte da análise consiste em comparar os três diferentes modos de operação (A, B e C), mantendo-se as demais variáveis constantes. Optou-se por utilizar a composição de petróleo com níveis baixos de teor de CO₂ e BS&W para essa primeira análise. Já a vazão de gás exportado considerado para essa primeira análise foi de 0,00 MSm³/d, que é o único nível que possibilita tal avaliação, visto que o modo de operação A possui esse como o único patamar de vazão de gás exportado. Dessa

forma, serão comparados nesse sub-item os cenários de produção A000BB, B000BB e C000BB. A Tabela 19 lista as componentes do balanço exergético para os cenários mencionados, considerando o FPSO como volume de controle.

Tabela 19 – Balanço exergético do FPSO para os cenários de produção A000BB, B000BB e C000BB (valores em kW)

		B_e	B_s	B_{calor}	W	B_{dest}
Modos de operação	A	12.823.051	12.680.792	920	8.470	134.710
	B	12.823.102	12.659.169	876	10.263	154.546
	C	12.823.105	12.670.327	898	9.360	144.316

A Tabela 20 apresenta os resultados dos parâmetros exergéticos considerando o FPSO como volume de controle.

Tabela 20 – Parâmetros exergéticos – V.C. FPSO

Parâmetros		η_b (%)	SEC_{volume} (kJ/m ³)	$\dot{m}_{emis_CO_2}$ (t/h)	SE_{CO_2} (kg/GJ)	λ
Modos de operação	A	10,29	771	50.667	8,37	0,0506
	B	8,06	880	54.839	10,12	0,0397
	C	9,17	824	51.371	8,90	0,0451

As Tabelas 21 a 23 apresentam os componentes e parâmetros exergéticos por sistema da plataforma para os cenários A000BB, B000BB e C000BB, respectivamente. Com o objetivo de expor os dados de forma coesa, optou-se inicialmente por unir todos os sistemas de compressão e tratamento de gás em um grupo único, de forma que o grupo “Comp.Trat.Gás” corresponde ao volume de controle que contém os sistemas de compressão principal, URV, desidratação de gás, ajuste de ponto de orvalho, remoção de CO₂, compressão de CO₂, compressão de exportação e compressão de injeção. A discriminação de cada sistema separadamente a fim de obter maior nível de detalhe e informação será feita oportunamente, conforme necessidade.

Tabela 21 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – Cenário de produção A000BB

Sistema	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
Man. prod.	12.832.403	12.830.991	-	-	-	-	1,08
Sep. petróleo	13.127.329	13.125.063	4.405	-96	6.767	50,34	5,17
Comp.Trat.Gás	2.656.768	2.671.842	793	-30.782	16.502	48,97	12,60
Ger.Principal	222.184	62.827	-11.968	50.838	96.550	24,01	73,72
Sist.Auxiliares	-	-	-	-8.470	8.470	-	6,47
Inj. água	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,96

Tabela 22 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – Cenário de produção B000BB

Sistema	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
Man. prod.	12.832.452	12.831.039	-	-	-	-	0,92
Sep. petróleo	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,23
Comp.Trat.Gás	2.656.246	2.670.287	3.394	-39.746	29.100	35,33	19,12
Ger.Principal	252.210	74.072	-14.462	61.558	102.117	25,46	66,37
Sist.Auxiliares	-	-	-	-10.263	10.263	-	6,74
Inj. água	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82

Tabela 23 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – Cenário de produção C000BB

Sistema	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
Man. prod.	12.832.392	12.830.979	-	-	-	-	0,96
Sep. petróleo	13.127.980	13.124.549	4.405	-96	7.932	76,22	5,41
Comp.Trat.Gás	2.657.162	2.671.669	2.084	-35.231	22.807	41,18	16,06
Ger.Principal	236.916	68.334	-13.205	56.141	99.237	24,79	67,72
Sist.Auxiliares	-	-	-	-9.360	9.360	-	6,59
Inj. água	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,86

Observando especificamente o comportamento da taxa de exergia destruída entre os três cenários analisados, a única variação significativa ocorre entre o grupo de sistemas compressão e tratamento de gás, e o sistema geração principal. Para entender a origem dessa variação, foram analisados separadamente cada sistema do grupo de sistemas compressão e tratamento de gás. A Tabela 24 compara as taxas de exergia destruída em cada sistema contido no grupo de sistemas de compressão e tratamento de gás, nos cenários de produção A000BB, B000BB e C000BB.

Tabela 24 – Taxa de exergia destruída (% em relação ao total) por sistema de compressão e tratamento de gás – Cenários A000BB, B000BB e C000BB

Sistema	A000BB	B000BB	C000BB
URV	0,05	0,05	0,08
Compressão principal	3,53	2,70	2,55
Desidratação de gás	0,17	0,13	0,13
Ajuste de pto orvalho	2,72	2,08	1,96
Remoção de CO ₂	0,00	6,88	5,72
Compressão de CO ₂	0,00	3,17	1,49
Compressão de exportação	3,26	1,86	2,04
Compressão de injeção	2,73	2,18	2,03
Gás combustível	0,14	0,07	0,07

A compreensão da demanda de energia elétrica por sistema da plataforma ajuda a entender o comportamento dos parâmetros exergéticos entre os três cenários de produção em análise. A Figura 22 apresenta o consumo de energia elétrica por sistema da plataforma, nos cenários de produção A000BB, B000BB e C000BB.

Figura 22 – Consumo de energia elétrica por sistema – cenários de produção A000BB, B000BB e C000BB

Fonte: autor (2017)

4.2 Análise exergética considerando diferentes modos de operação e vazões de gás exportado

Nesse sub-item, além da comparação dos diferentes modos de operação, é adicionada a variável vazão de gás exportado na análise (ainda mantendo a composição de petróleo constante, com teores de CO₂ e BS&W em níveis “baixo”). Com isso, nessa segunda parte da análise foram estudados os 20 cenários de operação, conforme Tabela 25⁹.

Tabela 25 – Parâmetros exergéticos do grupo de cenários de produção com variação de modos de operação e vazão de gás exportado. V.C. FPSO.

Parâmetros		η_b (%)	SEC_{volume} (kJ/m³)	$\dot{m}_{emis_CO2}$ (t/h)	SE_{CO_2} (kg/GJ)	λ
Cenários de produção	A000BB	10,29	771	50.667	8,37	0,051
	B000BB	8,06	880	54.839	10,12	0,040
	B025BB	7,54	868	54.626	10,83	0,037
	B050BB	7,20	855	54.329	11,33	0,035
	B075BB	6,93	842	54.092	11,78	0,034
	B100BB	6,72	830	53.806	12,15	0,033
	B125BB	6,53	819	53.614	12,51	0,032
	B150BB	6,39	807	53.338	12,78	0,031
	B175BB	6,27	796	53.129	13,03	0,031
	B200BB	6,19	785	52.887	13,19	0,030
	B225BB	6,13	773	52.611	13,31	0,030
	B250BB	6,11	763	52.365	13,37	0,030
	B275BB	6,11	752	52.112	13,36	0,030
	B300BB	6,13	745	51.989	13,32	0,030
	C000BB	9,17	824	51.371	8,90	0,045
	C025BB	8,64	813	51.130	9,45	0,042
	C050BB	8,26	800	50.857	9,88	0,040
	C075BB	7,96	788	50.632	10,25	0,039
	C100BB	7,74	777	50.414	10,55	0,038
	C125BB	7,55	766	50.173	10,81	0,037

Com objetivo de verificar o comportamento das curvas formadas pelos valores apresentados na tabela anterior, serão apresentados a seguir gráficos para cada um dos cinco parâmetros exergéticos em análise. A Figura 23 apresenta os valores de

⁹ As análises apresentadas nesse sub-item e no sub-item 4.3 envolvem um número elevado de cenários de produção, contendo uma quantidade de valores (de balanço e parâmetros exergéticos) muito elevada. A fim de não prejudicar a leitura do texto, parte das informações tabeladas são apresentadas no Apêndice B.

rendimento exergético, e a Figura 24 apresenta os valores de SEC_{volume} . Os valores de emissão de CO_2 podem ser observados na Figura 25, e na Figura 26 são plotados os valores referentes ao parâmetro SE_{CO_2} . Por fim, a Figura 27 apresenta os valores de λ .

Figura 23 – Eficiência exergética em função da vazão de gás exportado – V.C.: FPSO.

Fonte: autor (2017)

Figura 24 – Consumo específico de exergia em função da vazão de gás exportado – V.C.: FPSO.

Fonte: autor (2017)

Figura 25 – Emissões de CO₂ em função da vazão de gás exportado – V.C.: FPSO.

Figura 26 – Emissões de CO₂ por exergia produzida em função da vazão de gás exportado – V.C.: FPSO.

Figura 27 – Índice exergético de renovabilidade em função da vazão de gás exportado – V.C.: FPSO

Optou-se por mostrar os resultados em detalhes para o grupo de 20 cenários de produção que contém teor de CO₂ e BS&W em níveis “baixo”, entretanto seria possível proceder da mesma forma com as outras oito combinações de teores de CO₂ e BS&W no petróleo. Conforme já mencionado, os dados de todos os cenários constam no Apendice B, e foi verificado comportamento semelhante dos parâmetros em todos os casos. Apenas com o objetivo de não alongar o texto com a inclusão de gráficos com informação semelhante aos já apresentados, não serão expostos os gráficos dos parâmetros exergéticos com combinação de teor de CO₂ e BS&W em níveis BM, BA, MB, MM, MA, AB, AM e AA.

Semelhante à análise realizada no sub-item anterior, o comparativo das taxas de exergia destruída entre cenários de produção diferentes fornece informações importantes a respeito do comportamento do sistema analisado. Nesse caso, busca-se comparar a taxa de exergia destruída de cada sistema (ou grupo de sistemas) em condições sem e com vazão de gás exportado; para isso foram considerados na Tabela 26 os cenários de produção B000BB e C000BB como aqueles em que não há vazão de gás exportado, e os cenários B125BB e C125BB como aqueles em que existe vazão de gás exportado. A comparação não inclui cenários dentro do modo de operação A, já que nele não existe a possibilidade de exportar de gás.

Tabela 26 – Taxa de exergia destruída (%) por sistema – Análise de cenários de produção sem e com vazão de gás exportado

Sistema	B000BB	B125BB	C000BB	C125BB
Manifold de produção	0,92	0,91	0,96	0,98
Separação primária de petróleo	5,23	5,21	5,41	5,48
Compressão e tratamento de gás	19,12	20,54	16,06	17,61
Geração principal	66,37	65,61	67,72	68,03
Sistemas auxiliares	6,74	6,48	6,59	6,31
Injeção de água	0,82	0,82	0,86	0,87

O detalhamento das taxas de exergia destruída de cada sistema que compõe o grupo “compressão e tratamento de gás” é apresentado na Tabela 27.

Tabela 27 – Taxa de exergia destruída (% em relação ao total) por sistema de compressão e tratamento de gás – Cenários B000BB, B125BB, C000BB e C125BB.

Sistema	B000BB	B125BB	C000BB	C125BB
URV	0,05	0,05	0,08	0,09
Compressão principal	2,70	2,75	2,55	2,88
Desidratação de gás	0,13	0,13	0,13	0,14
Ajuste de pto orvalho	2,08	2,12	1,96	2,20
Remoção de CO ₂	6,88	7,01	5,72	6,44
Compressão de CO ₂	3,17	3,22	1,49	1,67
Compressão de exportação	1,86	3,54	2,04	2,42
Compressão de injeção	2,18	1,65	2,03	1,68
Gás combustível	0,07	0,07	0,07	0,07

A mesma análise de demanda de energia elétrica por sistema da plataforma realizada no sub-item anterior é apresentada para esse grupo de 20 cenários de produção. A Figura 28 apresenta o consumo de energia elétrica por cada sistema da plataforma, nos cenários de produção B000BB, B125BB, C000BB e C125BB.

Figura 28 – Consumo de energia elétrica por sistema – cenários de produção B000BB, B125BB, C000BB e C125BB (barras com preenchimento sólido correspondem aos cenários com vazão de gás exportado de 1,25 SM³/d).

Fonte: autor (2017)

4.3 Análise exérgica considerando diferentes modos de operação, vazões de gás exportado e composições de petróleo

A terceira e última parte dos resultados adiciona a composição de petróleo como variável, com teor de CO₂ e BS&W variando entre os níveis “baixo”, “médio” e “alto”. Inclui-se, portanto, a última variável estudada nesse trabalho, analisando a totalidade dos 177 cenários de produção simulados e listados na Tabela 5.

Os valores para os parâmetros exérgicos rendimento exérgico, SEC_{volume} , emissões de CO₂, SE_{CO_2} e λ para os 177 cenários de produção simulados são apresentados nas Tabela 28 a 32.

Tabela 28 – Valores do parâmetro Rendimento exérgico (%) – V.C.: FPSO

Modos de operação	Teor no petróleo	CO ₂	B a i x o			M é d i o			A l t o		
		BS&W	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto
		Vazão de gás exportado (x10 ⁶ Sm³/d)									
A	B	0,00	10,29	9,19	8,46	9,77	9,87	9,30	9,74	9,55	9,55
		0,25	8,06	8,37	7,93	8,58	8,58	8,81	8,89	8,32	8,37
		0,50	7,54	7,85	7,41	8,08	8,08	8,32	8,42	7,84	7,90
		0,75	7,20	7,52	7,07	7,75	7,75	7,99	8,10	7,53	7,58
		0,00	6,93	7,25	6,80	7,49	7,49	7,74	7,86	7,29	7,35
		1,00	6,72	7,04	6,57	7,27	7,28	7,52	7,68	7,09	7,14
		1,25	6,53	6,85	6,40	7,10	7,10	7,35	7,52	6,93	6,98
		1,50	6,39	6,71	6,25	6,96	6,96	7,20	7,39	6,80	6,86
		1,75	6,27	6,60	6,14	6,85	6,84	7,09	7,30	6,71	6,76
		2,00	6,19	6,51	6,04	6,75	6,75	7,00	7,24	6,65	6,70
		2,25	6,13	6,46	6,00	6,70	6,70	6,95	7,20	6,61	6,67
		2,50	6,11	6,43	5,97	6,67	6,66	6,92	7,20	6,61	6,66
		2,75	6,11	6,44	5,97	6,66	6,65	6,91	7,23	6,64	6,69
		3,00	6,13	6,46	5,98	6,67	6,66	6,92	7,30	6,71	6,76
		C	0,00	9,17	8,94	8,24	9,06	9,21	9,07	9,32	9,08
0,25	8,64		8,39	7,69	8,53	8,68	8,54	8,81	8,57	8,65	
0,50	8,26		8,03	7,32	8,18	8,32	8,19	8,47	8,23	8,32	
0,75	7,96		7,74	7,01	7,90	8,04	7,91	8,22	7,97	8,06	
1,00	7,74		7,51	6,76	7,67	7,82	7,68	8,01	7,73	7,83	
1,25	7,55		7,32	6,60	7,48	7,63	7,50	-	-	-	

Tabela 29 – Valores do parâmetro SEC_{volume} (kJ_b/m^3) – V.C.: FPSO

	Teor no petróleo	CO ₂	B a i x o			M é d i o			A l t o			
		BS&W	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto	
Modos de operação	A	Vazão de gás exportado (x10 ⁶ Sm³/d)	0,00	771	771	771	814	815	815	945	945	945
			0,25	880	881	881	928	928	929	1102	1103	1104
			0,50	868	869	869	914	915	916	1083	1084	1085
			0,75	855	855	856	901	902	902	1068	1069	1069
			0,00	842	842	843	889	889	889	1052	1051	1051
			1,00	830	830	832	876	876	877	1034	1036	1036
			1,25	819	819	820	864	864	865	1019	1020	1021
			1,50	807	807	808	852	852	853	1004	1005	1005
			1,75	796	797	797	839	840	841	989	989	990
			2,00	785	785	786	828	829	829	974	975	975
			2,25	773	774	775	816	817	818	960	960	960
	C		2,50	763	764	763	805	806	806	946	945	946
			2,75	752	753	753	795	796	796	932	931	932
			3,00	745	745	746	786	786	787	918	918	918
			0,00	824	825	825	864	864	865	1013	1013	1014
			0,25	813	812	813	851	852	852	997	996	998
			0,50	800	800	801	839	839	840	981	981	982
			0,75	788	789	789	827	827	828	965	965	966
			1,00	777	777	781	815	816	816	949	949	950
			1,25	766	766	767	803	803	804	-	-	-

Tabela 30 – Valores do parâmetro emissões de CO₂ (t/h) – V.C.: FPSO

		Teor no petróleo	CO ₂	B a i x o			M é d i o			A l t o		
			BS&W	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto
Modos de operação	A	Vazão de gás exportado (x10 ⁶ Sm ³ /d)	0,00	50.667	50.651	50.656	58.437	58.440	58.437	66.289	66.200	66.200
			0,25	54.839	54.876	54.873	57.807	57.829	57.854	59.322	59.371	59.391
			0,50	54.626	54.655	54.680	57.553	57.577	57.620	59.014	59.063	59.075
			0,75	54.329	54.353	54.378	57.293	57.323	57.360	58.855	58.880	58.890
			0,00	54.092	54.103	54.120	57.072	57.105	57.092	58.630	58.581	58.592
			1,00	53.806	53.817	53.942	56.837	56.829	56.854	58.326	58.384	58.398
			1,25	53.614	53.625	53.650	56.583	56.583	56.621	58.090	58.164	58.175
			1,50	53.338	53.368	53.400	56.338	56.337	56.361	57.918	57.918	57.931
			1,75	53.129	53.151	53.155	56.030	56.092	56.128	57.647	57.672	57.684
			2,00	52.887	52.898	52.936	55.819	55.846	55.846	57.425	57.426	57.437
			2,25	52.611	52.641	52.685	55.539	55.550	55.638	57.179	57.171	57.142
			2,50	52.365	52.417	52.399	55.295	55.353	55.322	56.934	56.888	56.945
	2,75	52.112	52.151	52.169	55.081	55.150	55.128	56.688	56.663	56.701		
	3,00	51.989	51.976	52.057	54.929	54.969	54.994	56.446	56.419	56.395		
	C	0,00	51.371	51.377	51.402	53.830	53.844	53.877	54.526	54.528	54.566	
		0,25	51.130	51.136	51.137	53.582	53.597	53.628	54.301	54.273	54.340	
		0,50	50.857	50.865	50.890	53.335	53.351	53.382	54.055	54.056	54.095	
		0,75	50.632	50.640	50.664	53.117	53.133	53.164	53.789	53.791	53.829	
		1,00	50.414	50.399	50.613	52.877	52.886	52.898	53.521	53.547	53.585	
		1,25	50.173	50.162	50.207	52.590	52.605	52.629	-	-	-	

Tabela 31 – Valores do parâmetro emissões de CO₂ por exergia produzida (kg/GJ) – V.C.: FPSO

Teor no petróleo	CO ₂	B a i x o			M é d i o			A l t o			
		BS&W	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto
Modos de operação	A	0,00	8,37	9,37	10,18	9,62	9,52	10,10	10,94	11,15	11,15
		0,25	10,12	9,75	10,29	9,52	9,52	9,26	9,20	9,84	9,78
		0,50	10,83	10,39	11,02	10,10	10,10	9,81	9,71	10,43	10,35
		0,75	11,33	10,85	11,54	10,53	10,53	10,22	10,10	10,86	10,79
		0,00	11,78	11,27	12,01	10,90	10,90	10,55	10,40	11,22	11,13
		1,00	12,15	11,59	12,42	11,22	11,21	10,85	10,65	11,54	11,45
		1,25	12,51	11,91	12,76	11,50	11,49	11,11	10,88	11,81	11,72
		1,50	12,78	12,17	13,06	11,73	11,73	11,33	11,07	12,02	11,93
		1,75	13,03	12,36	13,31	11,92	11,93	11,51	11,21	12,20	12,09
		2,00	13,19	12,54	13,51	12,10	12,09	11,66	11,30	12,30	12,21
		2,25	13,31	12,65	13,62	12,18	12,18	11,75	11,36	12,37	12,26
		2,50	13,37	12,69	13,67	12,25	12,25	11,79	11,36	12,38	12,28
	2,75	13,36	12,69	13,68	12,27	12,27	11,82	11,31	12,32	12,23	
	3,00	13,32	12,63	13,64	12,24	12,25	11,80	11,20	12,19	12,09	
	C	0,00	8,90	9,13	9,91	9,01	8,86	9,00	8,78	9,01	8,92
		0,25	9,45	9,73	10,62	9,57	9,41	9,56	9,29	9,55	9,46
		0,50	9,88	10,16	11,15	9,99	9,81	9,97	9,66	9,95	9,83
		0,75	10,25	10,54	11,64	10,34	10,15	10,32	9,95	10,26	10,15
		1,00	10,55	10,87	12,07	10,65	10,45	10,63	10,22	10,58	10,45
		1,25	10,81	11,15	12,36	10,91	10,70	10,89	-	-	-

Tabela 32 – Valores do parâmetro índice exergetico de renovabilidade – V.C.: FPSO

Teor no petróleo	CO ₂	B a i x o			M é d i o			A l t o				
		BS&W	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto	
Modos de operação	A	Vazão de gás exportado (x10 ⁶ Sm ³ /d)	0,00	0,051	0,045	0,042	0,048	0,049	0,047	0,049	0,049	0,049
			0,25	0,040	0,042	0,040	0,043	0,043	0,044	0,045	0,042	0,043
			0,50	0,037	0,039	0,037	0,040	0,040	0,042	0,042	0,040	0,040
			0,75	0,035	0,037	0,035	0,038	0,039	0,040	0,041	0,038	0,039
			0,00	0,034	0,036	0,034	0,037	0,037	0,039	0,040	0,037	0,037
			1,00	0,033	0,035	0,033	0,036	0,036	0,038	0,039	0,036	0,036
			1,25	0,032	0,034	0,032	0,035	0,035	0,037	0,038	0,035	0,035
			1,50	0,031	0,033	0,031	0,034	0,034	0,036	0,037	0,034	0,035
			1,75	0,031	0,033	0,030	0,034	0,034	0,035	0,037	0,034	0,034
			2,00	0,030	0,032	0,030	0,033	0,033	0,035	0,036	0,033	0,034
			2,25	0,030	0,032	0,030	0,033	0,033	0,035	0,036	0,033	0,034
			2,50	0,030	0,032	0,029	0,033	0,033	0,034	0,036	0,033	0,034
	2,75		0,030	0,032	0,029	0,033	0,033	0,034	0,036	0,033	0,034	
	3,00		0,030	0,032	0,030	0,033	0,033	0,034	0,037	0,034	0,034	
	C		0,00	0,045	0,044	0,041	0,045	0,046	0,046	0,047	0,046	0,047
			0,25	0,042	0,042	0,038	0,042	0,043	0,043	0,044	0,043	0,044
			0,50	0,040	0,040	0,036	0,040	0,041	0,041	0,043	0,042	0,042
			0,75	0,039	0,038	0,035	0,039	0,040	0,039	0,041	0,040	0,041
			1,00	0,038	0,037	0,033	0,038	0,039	0,038	0,040	0,039	0,040
			1,25	0,037	0,036	0,033	0,037	0,038	0,037	-	-	-

Semelhante aos gráficos apresentados nos sub-itens anteriores, os gráficos seguintes registram o comportamento dos cinco parâmetros exergéticos estudados neste trabalho em função dos teores de BS&W e CO₂ no petróleo. Da Figura 29 a 33 são apresentadas as curvas para os parâmetros exergéticos rendimento exergético, SEC_{volume} , emissões de CO₂, SE_{CO_2} e λ ; todos em função do teor de BS&W no petróleo.

Deve-se atentar para o fato de que não foram apresentados em formato gráfico a totalidade dos valores tabelados. Atendo-se ao escopo específico desse sub-item, os gráficos apresentados registram as curvas em função da variação do teor de CO₂ e BS&W no petróleo, mantendo-se o volume de gás exportado em valor fixo igual a zero (já que tal variável e seu comportamento foram detalhados no sub-item 4.2). Por fim, vale ressaltar que em alguns casos, o total de curvas apresentadas em determinado gráfico dificulta o fácil entendimento por parte do leitor; nesses casos, os mesmos serão divididos de forma a possibilitar uma leitura clara.

Figura 29 - Eficiência exergética em função do nível de BS&W no petróleo – cenários com teor de CO₂ (a) baixo, (b) médio, e (c) alto – V.C.: FPSO.

Fonte: autor (2017)

Figura 30 – Consumo específico de exergia em função do nível de BS&W no petróleo - V.C.: FPSO

Fonte: autor (2017)

Figura 31 – Emissões de CO_2 em função do nível de BS&W no petróleo - V.C.: FPSO

Fonte: autor (2017)

Figura 32 – Emissões específicas de CO₂ em função do nível de BS&W no petróleo – cenários com teor de CO₂ (a) baixo, (b) médio, e (c) alto – V.C.: FPSO.

Fonte: autor (2017)

Figura 33 – Índice de renovabilidade exergética em função do nível de BS&W no petróleo – cenários com teor de CO₂ (a) baixo, (b) médio, e (c) alto – V.C.: FPSO.

Fonte: autor (2017)

Nas Figuras 34 a 38 são apresentadas as curvas dos parâmetros exergéticos variando em função do teor de CO₂ no petróleo.

Figura 34 – Rendimento exergético em função do teor de CO₂ no petróleo – cenários com teor de BS&W (a) baixo, (b) médio, e (c) alto – V.C.: FPSO.

Fonte: autor (2017)

Especificamente nas Figuras 35 e 36, visualizam-se apenas as três curvas referentes ao teor de BS&W alto; isso ocorre porque as outras seis curvas referentes aos teores de BS&W baixo e médio possuem o mesmo valor, ficando sobrepostas no gráfico.

Figura 35 – Consumo específico de exergia em função do teor de CO₂ no petróleo - V.C.: FPSO

Fonte: autor (2017)

Figura 36 – Emissões de CO₂ em função do teor de CO₂ no petróleo - V.C.: FPSO

Figura 37 – Emissões específicas de CO₂ em função do teor de CO₂ no petróleo; – cenários com teor de BS&W (a) baixo, (b) médio, e (c) alto – V.C.: FPSO.

Fonte: autor (2017)

Figura 38 – Índice exergético de renovabilidade em função do teor de CO₂ no petróleo; – cenários com teor de BS&W (a) baixo, (b) médio, e (c) alto – V.C.: FPSO.

Fonte: autor (2017)

Semelhante às análises realizadas nos sub-itens anteriores, o comparativo das taxas de exergia destruída também é apresentado de forma a verificar a influência de cada sistema no FPSO. Nesse caso, busca-se comparar a taxa de exergia destruída de cada sistema (ou grupo de sistemas) entre as nove combinações possíveis de teor de CO₂ e BS&W, mantendo vazão nula de gás exportado. As Tabelas 33 a 35 apresentam os valores para os modos de operação A, B e C, respectivamente.

Tabela 33 – Taxa de exergia destruída (%) por sistema em função do teor de BS&W e CO₂, modo de operação A.

Sistema	A000BB	A000BM	A000BA	A000MB	A000MM	A000MA	A000AB	A000AM	A000AA
Man. de produção	1,09	1,08	1,09	1,16	1,16	1,17	1,18	1,20	1,20
Sep. de petróleo	5,20	6,13	6,28	6,12	6,04	6,01	4,94	5,14	5,14
Comp. e trat. de gás	12,60	13,18	13,93	13,36	13,34	14,19	14,17	14,38	14,38
Geração principal	74,27	73,52	73,31	72,24	72,26	72,13	72,86	72,58	72,58
Sistemas auxiliares	6,47	6,35	6,29	6,69	6,70	6,63	6,76	6,73	6,73
Injeção de água	0,97	0,96	0,96	0,93	0,93	0,93	0,95	0,94	0,94

Tabela 34 – Taxa de exergia destruída (%) por sistema em função do teor de BS&W e CO₂, modo de operação B.

Sistema	B000BB	B000BM	B000BA	B000MB	B000MM	B000MA	B000AB	B000AM	B000AA
Man. de produção	0,92	0,93	0,94	0,99	1,00	1,01	0,99	0,99	1,00
Sep. de petróleo	5,23	4,85	4,95	5,22	5,23	4,48	3,86	4,89	4,62
Comp. e trat. de gás	19,12	19,11	19,54	19,68	19,74	20,19	21,36	21,34	21,21
Geração principal	66,37	66,63	66,50	65,38	65,29	65,71	65,02	64,32	64,46
Sistemas auxiliares	6,74	6,77	6,73	7,03	7,02	7,05	7,23	7,13	7,17
Injeção de água	0,82	0,82	0,82	0,79	0,79	0,80	0,79	0,78	0,79

Tabela 35 – Taxa de exergia destruída (%) por sistema em função do teor de BS&W e CO₂, modo de operação C.

Sistema	C000BB	C000BM	C000BA	C000MB	C000MM	C000MA	C000AB	C000AM	C000AA
Man. de produção	0,96	0,97	0,98	1,04	1,05	1,06	1,06	1,07	1,07
Sep. de petróleo	5,41	5,17	5,20	5,47	5,50	5,31	4,22	4,30	4,95
Comp. e trat. de gás	16,06	16,23	17,05	16,70	16,53	16,87	17,81	18,10	17,27
Geração principal	67,72	67,83	67,75	66,76	66,71	66,33	66,82	66,74	66,21
Sistemas auxiliares	6,59	6,60	6,53	6,85	6,86	6,84	7,03	6,99	7,00
Injeção de água	0,86	0,86	0,86	0,84	0,84	0,83	0,85	0,85	0,84

Destaca-se, por fim, que os cenários de produção com teor alto de CO₂ foram os únicos em que não foi possível produzir óleo na capacidade máxima de 150.000 boed do FPSO, por ter sido atingido antes disso o limite da capacidade de processamento de gás (6.000.000 Sm³/d). Nesses cenários de produção, o volume de óleo encaminhado para os tanques foi de 130.000 boed.

5 Discussões

Este capítulo apresenta comentários e discussões referentes aos resultados apresentados no capítulo anterior. Manteve-se divisão dos sub-itens semelhante à apresentada no capítulo de Resultados, a fim de facilitar o entendimento do texto.

5.1 Análise exergética considerando diferentes modos de operação

No primeiro grupo de resultados apresentado no capítulo anterior foram comparados os três modos de operação e sua influência na análise exergética.

Com os dados apresentados nas Tabelas 19 e 20 nota-se que os melhores valores de parâmetros exergéticos são obtidos quando a plataforma opera sob o modo de operação A, ou seja, com as membranas de remoção de CO₂ desviadas. O modo B, caracterizado pelo alinhamento pleno das membranas de remoção de CO₂ apresenta o pior desempenho exergético, e o modo de operação C, que consiste na utilização parcial das membranas de CO₂, apresenta desempenho intermediário.

Para entender a origem desse melhor desempenho exergético, convém observar os valores de taxa de exergia destruída específica nas Tabelas 21 a 23 para os modos de operação A, B e C, respectivamente. Observando-se especificamente os valores referentes ao grupo de sistemas de tratamento e compressão de gás, nota-se que há uma taxa sensivelmente menor de exergia destruída para o modo de operação A (12,60%), em relação ao modo C (16,06%), e ainda menor com relação ao modo de operação B (19,12%). Analisando em detalhe a Tabela 24 a fim de verificar a origem dessa diferença, pode-se observar que existe um montante considerável de taxa de exergia destruída específica, nos modos de operação C e B, no sistema de remoção de CO₂ (5,72% e 6,88%, respectivamente). Esse sistema não é utilizado no modo de operação A, já que nesse modo o fluxo de gás é desviado das membranas, correspondendo então a uma taxa igual a zero.

Conforme mencionado no sub-item 3.3.5, o processo de separação do contaminante CO₂ por meio das membranas ocorre sob pena de uma elevada queda de pressão no sistema de remoção de CO₂, causando destruição de exergia. Além disso, a utilização das membranas implica necessariamente a utilização do sistema de compressão de CO₂ (a fim de comprimir a corrente de permeado segregada nas membranas), que incrementa um pouco mais a destruição de exergia.

Apesar de todos os parâmetros evidenciarem o modo de operação A como mais favorável, convém salientar que a vantagem do modo A é menor em determinados parâmetros. O rendimento exergético, por exemplo, apresenta valores entre 10,29% (modo A) e 8,06% (modo B), o que representa uma diferença de 27%. Entretanto quando se comparam os valores obtidos para o consumo específico de exergia para o modo A (771 kJ/m³) e modo B (880 kJ/m³), a diferença a favor do modo A é de apenas 12%. Para entender essa diferença, convém analisar os valores de cada componente dos termos B_{prod} e B_{comb} , conforme Tabela 36. Na equação (28) do SEC_{volume} , para os três cenários de produção o denominador $\dot{q}_{\text{óleo equiv.}}$ permanece constante (pois o volume de óleo produzido e gás exportado foi considerado o mesmo para esses três casos), sendo que a variação ocorre no termo do numerador, B_{comb} . Observa-se um consumo maior de exergia de combustível no cenário B000BB em relação ao cenário A000BB, consequência da necessidade de acionamento dos compressores de CO₂, que por sua vez é consequência do tratamento de gás realizado nas membranas, conforme mencionado no parágrafo anterior. Por esse motivo, tem-se um valor maior de SEC_{volume} para o cenário de produção que utiliza o modo de operação B. No caso do rendimento exergético, essa diferença entre modos de operação A e B é mais acentuada pois além do aumento do termo B_{comb} no denominador, o termo B_{prod} no numerador sofre pequena redução. Isso ocorre pois considerando a soma da exergia do gás injetado e gás combustível (que compõe o termo B_{prod}), nota-se uma queda de 2.360.135 kW para 2.359.263 kW. Isso ocorre basicamente pois no cenário de produção B000BB há uma parcela maior de gás sendo utilizada como gás combustível, que sai do volume de controle a uma pressão de 47 bar. Sendo que no modo de operação A, tal parcela saía do volume de controle na corrente de gás injetado, com pressão de 495 bar. Esse aumento da retirada de gás do volume de controle por meio da corrente de gás combustível significa redução do valor de exergia física.

Do ponto de vista teórico, após o exposto no parágrafo anterior, pode-se adotar como estratégia de operação desviar o gás das membranas de remoção de CO₂ nos cenários com exportação de gás nula. Entretanto, sob ponto de vista prático, o Operador da plataforma não segue por esse caminho, pois o ato de desviar o gás das membranas, e retornar com seu alinhamento apenas quando houver necessidade de exportação de gás tem algumas implicações negativas: (i) desviar e (posteriormente)

realinhar as membranas de CO₂ implica queima de gás através do *flare* nas duas manobras, pois após desvio do fluxo de gás que estava sendo enviado para tratamento, todo o volume que estava contido dentro das membranas é despressurizado para *flare*. Já na operação de realinhamento, a sequência de partida das membranas é relativamente lenta (cerca de 30 min), e durante esse período, o gás enviado às membranas ainda fica sendo encaminhado para *flare* até que a sequência de partida seja finalizada e o gás passe a ser direcionado para os compressores; (ii) desviar o gás das membranas significa retirar de operação o sistema de membranas de remoção de CO₂ e também os compressores de CO₂, com os mesmos sistemas tendo que ser reiniciados em caso de necessidade de exportação de gás. Tais manobras retiram a planta de produção de seu regime permanente, e apesar de ela ser projetada para tal, sempre existe o risco de alguma falha em equipamento impedir o retorno normal dos sistemas à operação. E mesmo que tais implicações não sejam decisivas, há o impeditivo que (iii) em geral os projetos de FPSO operando no pré-sal da bacia de Santos não conseguem encaminhar todo o gás produzido para os poços injetores (devido ao limite de capacidade dos compressores de injeção), mantendo a produção de óleo em plena capacidade. De forma que é sempre necessário existir um valor mínimo de exportação de gás a fim de absorver uma parcela do gás produzido – o que significa manter as membranas de CO₂ alinhadas.

Tabela 36 – Valores dos componentes de exergia (kW) dos termos exergia dos produtos e exergia do combustível – Cenários A000BB, B000BB e C000BB.

Parcelas de exergia	A000BB	B000BB	C000BB
Produtos (B_{prod})	21.795	19.501	20.774
Óleo para tanques	10.401.639	10.400.265	10.400.685
Água para sistema de tratamento	62.908	62.910	62.992
Gás exportado	-	-	-
Gás injetado	2.148.372	2.117.438	2.133.519
Água de injeção (saída)	70.171	70.171	70.171
Gás combustível (B_{comb})	211.763	241.824	226.494
Petróleo	12.813.045	12.813.095	12.813.072
Água de injeção (entrada)	60.014	60.014	60.014

O consumo elétrico por sistema mostrado na Figura 22 também explica o desempenho entre os modos de operação. Ao comparar a potência utilizada a partir das membranas de remoção de CO₂ até o final do processo, destaca-se que o total de energia elétrica consumida no modo de operação A refere-se à soma do consumo do sistema de compressão de exportação (10,3 MW) e do sistema de compressão de injeção (5,9 MW) – totalizando 16,2 MW. Para os modos de operação B e C, além dos consumos desses dois sistemas, existe ainda uma parcela adicional referente ao sistema de compressão de CO₂. Um maior consumo elétrico implica diretamente um valor maior de combustível (B_{comb}) utilizado nas turbinas a gás, que conforme já mencionado, afeta diretamente no rendimento exergético e consumo específico de exergia. No caso do modo de operação B, o impacto é maior em relação ao modo de operação C pois o volume de gás tratado pelas membranas é maior, de forma que o total de energia elétrica consumida pelos sistemas de compressão a jusante das membranas (no caso, compressores de exportação, de CO₂ e de injeção) é de 25,2 MW, contra 20,7 MW no modo C.

Contudo, observando-se o parâmetro de emissões de CO₂, nota-se uma diferença ainda menor a favor do melhor modo de operação (modo A) em relação ao pior modo de operação (modo B): 7%. Para esse parâmetro, o fato de não existir parcela alguma de gás tratado quando se utiliza o modo de operação A pesa negativamente, pois o gás encaminhado para as turbinas a gás possui uma concentração de CO₂ mais elevada, que acaba por incrementar o valor de emissões de CO₂. Considerando a hipótese que não será exportado gás (que são os casos analisados neste sub-item), e analisando apenas o parâmetro emissões de CO₂, o modo de operação C torna-se interessante, pois ele realiza o tratamento apenas parcial do gás por meio das membranas, eliminando dessa forma a desvantagem apresentada pelo modo de operação A (de queimar gás com alto conteúdo de CO₂); e eliminando em parte a desvantagem apresentada pelo modo de operação B, de tratar um gás (e destruir exergia para tal) sem aparente necessidade (já que o mesmo será injetado em sua totalidade). De fato, o modo de operação A emite apenas 1% menos CO₂ em relação ao modo de operação C. Cabe ressaltar que, conforme mencionado no sub-item 2.9.6, este trabalho considera como tratamento parcial de gás a vazão de 2.500.000 m³/d, de forma que no modo de operação C ainda existe uma parcela de gás que é tratado no sistema de remoção de CO₂ e é encaminhado para a injeção de gás. Nas

simulações realizadas, a vazão de gás necessária para operar as turbinas a gás é de cerca de 500.000 m³/d, e caso o tratamento parcial seja paulatinamente reduzido de 2.500.000 m³/d até o valor necessário para acionamento das turbinas, o desempenho do modo de operação C em relação ao modo de operação A se mostraria ainda melhor.

O índice exergético de renovabilidade (λ), assim como o rendimento exergético, apresenta uma diferença considerável entre o modo de operação mais favorável (modo A) e o menos favorável (modo B): 27%. Analisando as equações de ambos parâmetros, nota-se forte semelhança entre eles. Em ambos são consideradas a razão entre B_{prod} e B_{comb} (que no caso do parâmetro λ , corresponde ao termo $B_{não-renovável}$), sendo que o termo no denominador ainda considera as parcelas de B_{dest} e $B_{emissões/resíduos}$ no caso do parâmetro λ . Para o processo analisado nesse trabalho, a variação da B_{comb} é diretamente proporcional à variação dos termos B_{dest} e $B_{emissões/resíduos}$, já que um maior consumo de combustível nas turbinas, aumenta a exergia destruída no principal sistema responsável pela destruição de exergia na plataforma, e também aumenta a utilização do sistema responsável quase que pela totalidade das emissões. O índice de renovabilidade exergética entre os modos de operação A e B poderia apresentar maior afastamento caso fossem considerados sistemas para tratamento e desativação das emissões (termo B_{desat}); tais sistemas não foram considerados na análise realizada nesse trabalho.

A comparação dos resultados do presente trabalho e o apresentado por Carranza Sánchez e Oliveira Junior (2015b) (ver Tabela 3) não ocorre de forma direta. Deve-se atentar que no primeiro caso, cada modo de operação foi simulado com composições e vazões de petróleo na entrada distintas das consideradas nesse trabalho. Além disso, nenhuma das três composições de petróleo utilizadas no trabalho apresentado por Carranza Sánchez e Oliveira Jr. (2015b) se aproximam das estudadas nesse trabalho (como exemplo, as frações molares de água e CO₂ no petróleo – que impactam decisivamente no balanço de exergia nesse tipo de processo – apresentam grande diferença entre os trabalhos).

5.2 Análise exergética considerando diferentes modos de operação e vazões de gás exportado

Considerando os modos de operação isoladamente, nota-se que o aumento da vazão de gás exportado, sob o ponto de vista exergético, não é interessante para a eficiência exergética; com piora do indicador em praticamente toda faixa de exportação considerada para este trabalho (0,0 a 3,0 MSm³/d).

Observando a Figura 23, referente ao comportamento do rendimento exergético em função da vazão de gás exportado, nota-se uma redução do rendimento com o aumento da vazão de gás exportado. O incremento da vazão de gás exportado significa redução da vazão de gás sendo injetado nos poços através do sistema compressão de injeção. Em uma primeira análise, constata-se que o consumo elétrico total do FPSO diminui nessa situação – de fato, observando-se os valores na Figura 28, tem-se um consumo de 61,5 MW x 60,0 MW, comparando os cenários do modo de operação B com 0,00 e 1,25 MSm³/d vazão de gás exportado (para o modo de operação C, tem-se 56,1 MW x 54,6 MW, realizando comparação semelhante) – induzindo à conclusão de um incremento no rendimento exergético. Entretanto, o gás utilizado na geração de energia elétrica também é contabilizado na parcela de exergia de produtos, conforme equação (33), e ao final a queda da parcela B_{prod} acaba por prevalecer, reduzindo a eficiência exergética.

Outro aspecto importante da curva de rendimento exergético (e presente também nas curvas de SE_{CO_2} e λ) refere-se à concavidade da curva. No caso do rendimento exergético, observa-se inclusive um ponto de mínimo para valores de vazão de gás exportado entre 2,50 e 2,75 MSm³/d. Esse comportamento ocorre nos parâmetros que possuem o termo B_{prod} em sua equação, e deve-se ao componente logarítmico presente no cálculo da exergia química, somado à transferência de exergia da corrente de gás injetado para a corrente de gás exportado, quando se aumenta o volume de gás de exportação. O apêndice C apresenta maiores detalhes a respeito desse comportamento.

Conforme apresentado no apêndice C, o decréscimo inicial de performance dos parâmetros que possuem B_{prod} em sua equação (ou seja, η_b , SE_{CO_2} e λ) quando avaliados em função da vazão de gás exportado deve-se à redução da parcela de

exergia física contida na B_{prod} (haja visto que a parcela de exergia química apenas é transferida da corrente de gás de injeção para a corrente de gás de exportação).

Analisando o consumo específico de exergia (SEC_{volume}), o aumento do volume de gás exportado melhora a performance exergética da plataforma (ou seja, resulta em menores valores para o parâmetro). Conforme foi comentado no sub-item 5.1, tal comportamento era esperado já que inicialmente se consumia determinado valor de B_{comb} para tratar o gás por meio das membranas nos modos de operação B e C, sendo que ao final esse gás não era consumido pelo mercado (ou seja, não era exportado). Nos cenários de produção que contemplam exportação de gás, a performance melhora com relação ao que se verifica inicialmente (cenário sem exportação) por dois motivos: (i) o gás a ser exportado já se encontra tratado, sendo que até então não estava sendo enviado para o mercado apenas por opção; dessa forma há aumento do volume produzido de óleo equivalente ($\dot{q}_{\text{óleo equiv.}}$) com o aumento da exportação de gás, e; (ii) ocorre redução no consumo de exergia (B_{comb}), pois o gás que agora passa a ser exportado, não necessita mais de compressão subsequente (de 250 bar para 450 bar) nos compressores de injeção, reduzindo a demanda de potência elétrica nas turbinas (conforme pode ser visto na Figura 28), e consequentemente de exergia dos combustíveis.

O fato do termo B_{comb} apresentar redução com o aumento da vazão de gás exportado também explica a melhor performance do parâmetro de emissões de CO_2 . A menor demanda de potência elétrica se reflete em menos combustível queimado pelas turbinas, gerando menos emissões.

5.3 Análise exergética considerando diferentes modos de operação, vazões de gás exportado e composições de petróleo

Observando os gráficos dos parâmetros variando em função do BS&W no petróleo (Figuras 29 a 33), destaca-se o fato de que para os parâmetros η_b , SE_{CO_2} e λ não é possível associar um comportamento padrão. O mesmo fato é verificado para os mesmos parâmetros variando em função do teor de CO_2 no petróleo (Figuras 34 a 38).

A impossibilidade de constatar um comportamento contínuo para as curvas nesses casos está associada à variação de valores inerente aos softwares de simulação. Nos

modelos pode-se constatar uma convergência e repetibilidade dos resultados com diferenças da ordem de apenas 0,03%. Essa diferença é esperada em decorrência da rotina utilizada por tais softwares de simulação, que buscam a convergência dos resultados por meio de um número finito de iterações, até que o erro final esteja dentro de um limite pre-estabelecido. A faixa de erro observada é satisfatória para a grande maioria dos processos industriais simulados por software, entretanto esse pequeno erro relativo de 0,03% torna-se problemático quando o processo utiliza petróleo como fluido em estudo. Devido aos valores extremamente elevados de exergia contida na corrente de petróleo de uma plataforma (que neste trabalho gira em torno de 12.000.000 kW), um erro de 0,03% representa 3.600 kW; e tal diferença em valores absolutos torna-se decisiva pois o valor de B_{prod} é calculado basicamente pela diferença de correntes de entrada e saída da plataforma, ambas com ordem de grandeza de $1,2 \cdot 10^6$ kW; o resultado dessa diferença (B_{prod}) é um termo de ordem de grandeza $2,0 \cdot 10^4$ kW, sendo que o erro inerente à simulação inicialmente de 0,03% passa a representar 18% no valor final da exergia dos produtos. Adicionalmente, tal erro é mais perceptível e problemático ao se analisar os cenários de produção variando em função do teor de CO₂ e BS&W no petróleo pois a alteração dessas duas variáveis a fim de se constituírem novos cenários de produção é feita no início do modelo, sendo que a convergência da simulação ocorre após um número elevado de iterações, que envolve todo o processo a jusante. Para convergência dos cenários onde se variou apenas o modo de operação e vazão de exportação de gás (discutidos nos sub-itens 5.1 e 5.2), o número de iterações e erro associado é menor, pois os ajustes são feitos nas membranas de remoção de CO₂ e na corrente de saída do compressor de exportação, respectivamente; ou seja, praticamente ao final do processo, exigindo, portanto, um menor número de iterações para convergência do modelo. Na realidade, a variação do modo de operação e da vazão de exportação de gás incorre em erro nulo de simulação no software AspenHysys®, pois tal ajuste é feito por meio de um simples rateio entre as correntes de gás para exportação e para injeção¹⁰.

¹⁰ A saber: a função ajuste no software AspenHysys® solicita ao usuário a inserção de um valor de erro aceitável. No caso do ajuste do modo de operação e vazão de gás de exportação, como o número de iterações necessárias para convergência é pequeno, trabalhou-se com erro igual a zero. Já para o ajuste do teor de CO₂ e BS&W fez-se necessário trabalhar com uma faixa de erro suficiente que permitisse a convergência do modelo (devido ao elevado número de iterações, a tentativa de utilização de erro nulo resultou em execução de iterações virtualmente infinitas pelo software, causando travamento do mesmo após algumas horas buscando-se a convergência do modelo).

Para os parâmetros de SEC_{volume} e emissões de CO_2 , é possível visualizar um padrão de comportamento das curvas, e pode-se afirmar que tais parâmetros não sofrem alteração em função da variação do teor de BS&W no petróleo.

No caso do consumo específico de exergia, a variação da fração de água no petróleo não afeta o resultado do parâmetro final, já que o volume de óleo equivalente não sofre alteração (pois tanto o volume de óleo encaminhado aos tanques como o gás exportado tratado é isento de água); e no caso da exergia do combustível (numerador na equação desse parâmetro), a variação da exergia devido à variação do volume de água contido na entrada do petróleo no FPSO é irrisória frente à exergia dos hidrocarbonetos. Isso porque, não existe demanda extra relevante de potência elétrica, já que a separação de água é realizada no início do processo por meio de vasos separadores (o único incremento deve-se às bombas de reciclo de água no sistema de separação primária de petróleo, cuja potência é ínfima em comparação com a potência consumida pelos compressores da plataforma).

As emissões de CO_2 também não são afetadas pela variação de BS&W pelo mesmo motivo mencionado no parágrafo anterior.

Verifica-se aumento do consumo específico de exergia em função do aumento do teor de CO_2 no petróleo. Nota-se pela Figura 35 que há um incremento mais acentuado do cenário de produção passando de médio para alto teor de CO_2 , em relação ao visualizado quando o teor de CO_2 se altera de baixo para médio. No caso do cenário de produção passando de teor de CO_2 de baixo para médio, o incremento do parâmetro SEC_{volume} deve-se a um maior valor de B_{comb} , devido à maior demanda nos compressores de CO_2 . No caso dos cenários passando de médio para alto teor de CO_2 , além da maior demanda nos compressores de CO_2 já mencionada, o incremento mais acentuado no valor do parâmetro deve-se também ao fato da redução do volume de óleo equivalente processado pela plataforma (conforme mencionado no sub-item 4.3, não houve utilização plena da capacidade de produção de óleo nos cenários de produção com alto teor de CO_2). Com isso, para um valor semelhante de exergia de combustível, obteve-se um valor menor de volume de óleo equivalente produzido, aumentando dessa forma o valor do consumo específico de exergia.

A respeito das emissões de CO_2 , verifica-se para os modos de operação B e C um leve incremento nas emissões com o aumento do teor de CO_2 . Isso se deve ao fato

de maior utilização dos compressores de CO₂ e injeção (maior consumo elétrico), devido à necessidade de remover maior quantidade de CO₂ nas membranas (ver Tabela 13). Já o incremento de emissões de CO₂ no modo de operação A é mais acentuado, já que todo aumento do teor de CO₂ no petróleo é convertido em emissões, pois o gás queimado nas turbinas nessa situação é o gás não tratado, com composição semelhante (exceto pelo teor de água) ao do início do processo.

Os resultados de exergia destruída considerando o FPSO como volume de controle corroboram aqueles apresentados por Carranza Sánchez et al (2015): os maiores valores nesse caso ocorrem para composições de petróleo com maior teor de óleo em sua composição (nesse trabalho correspondendo aos cenários de produção contendo menores teor de CO₂).

6 Conclusões

O estudo de sistemas produtivos de FPSOs possui importância cada vez maior, dado o número elevado de plataformas *offshore* desse tipo operando, sobretudo no Brasil. A partir deste trabalho torna-se possível verificar quais cenários de produção são mais atrativos do ponto de vista exergético.

O comportamento dos parâmetros em função dos vários modos de operação, vazão de gás exportado e composição do petróleo apresentou resultados consistentes.

A comparação dos três modos de operação revela melhor desempenho exergético conforme o gás é desviado do sistema de tratamento de gás. O alinhamento da corrente de gás para o sistema de remoção de CO₂ incorre em alta taxa de destruição de exergia, reduzindo o desempenho dos parâmetros analisados. Isso fica evidente ao comparar os valores de rendimento exergético dos cenários sem exportação de gás operando sob o modo B e modo A. O modo de operação B trata toda a corrente de gás, e considerando o cenário sem exportação de gás, acaba por destruir exergia desnecessariamente, já que a jusante o gás tratado é encaminhado para os compressores de injeção, juntamente com a corrente de gás permeado. Por esse motivo, em situações sem exportação de gás, não convém operar sob o modo de operação B. O parâmetro emissões de CO₂ ainda apresenta o modo de operação A como o mais favorável, entretanto sua vantagem com relação os demais modos de operação se reduz. Isso ocorre pois o modo de operação A não trata parcela alguma de gás, sendo que até mesmo o gás encaminhado para combustão e geração de energia elétrica nas turbinas possui alto teor de CO₂, que somado ao CO₂ inerente à combustão do gás, resulta em incremento do indicador de emissões.

Analisando-se os parâmetros em função da vazão de gás exportado, evidencia-se um comportamento de curva não-linear para rendimento exergético, emissões específicas de CO₂, e índice exergético de renovabilidade, com queda de performance dos parâmetros em praticamente toda a faixa de vazão de exportação analisada (0,00 a 3,00 MSm³/d). É importante ressaltar que eventuais plantas de compressão com maior capacidade de exportação de gás seriam interessantes sob o ponto de vista exergético, pois nota-se um ponto de mínimo nos parâmetros analisados para valores de vazão de gás exportado entre 2,50 e 2,75 MSm³/d.

Considerando-se inicialmente os cenários de produção nos modos de operação B e C, e exportação de gás nula, nota-se que qualquer incremento de exportação de gás a partir desses cenários significa melhores resultados para o parâmetro consumo específico de exergia. Isso porque, mesmo nos cenários sem exportação, os modos de operação B e C realizam o tratamento do gás por meio das membranas de remoção de CO₂, destruindo exergia para isso. Entretanto, até então, tal dispêndio de exergia não era aproveitado como óleo equivalente na saída do volume de controle (já que o gás tratado não era exportado). De forma que qualquer incremento da exportação de gás eleva o total de óleo equivalente, sem que para isso seja necessário consumir mais exergia de combustível, já que o aumento da exportação de gás altera apenas o encaminhamento da corrente de gás já tratada inicialmente.

O estudo da composição do petróleo e seu impacto no balanço exergético mostra que os parâmetros analisados são indiferentes ao nível de BS&W, no intervalo considerado. Basicamente isso deve-se ao irrisório conteúdo exergético da água frente às correntes de hidrocarbonetos, de ordem de grandeza 10^3 vezes menor. Conjectura-se que o conteúdo de água no petróleo deve apresentar algum impacto no balanço exergético em situações de fim de vida útil do campo de petróleo explorado, com o teor de BS&W atingindo valores acima de 95%, e seu baixo conteúdo exergético sendo compensado pelo aumento do volume da corrente. A produção de petróleo com maior teor de CO₂ mostra-se prejudicial ao desempenho do parâmetro consumo específico de exergia e emissões de CO₂, devido ao maior consumo de exergia de combustível no sistema de compressão de CO₂.

Não foi possível constatar um padrão de comportamento para os parâmetros rendimento exergético, emissões específicas de CO₂ e índice exergético de renovabilidade quando se variou a composição do petróleo. Tal fato deve-se aos valores extremamente elevados de exergia contida nas correntes de hidrocarbonetos, que resultam em valores absolutos de erro elevados mesmo com o erro relativo inerente do software de simulação ficando em apenas 0,03%. Mesmo em eventuais estudos de cenários de produção com dados reais de uma plataforma em operação, tal problema poderá ser verificado, pois há nesse caso o erro dos instrumentos de medição que podem afetar o resultado dos parâmetros da mesma forma (ou até mesmo em maior proporção).

Sugere-se o desenvolvimento de trabalhos que realizem análise exergética utilizando dados reais de produção de plataformas em operação no litoral brasileiro, com objetivo de comparar os resultados obtidos via simulação, e comprovar os resultados apresentados por esse e outros trabalhos anteriores. Adicionalmente, estudos visando acompanhamento dos parâmetros exergéticos de forma *online* em uma unidade de produção apresenta-se como trabalho factível e interessante, considerando que atualmente as grandes empresas do setor de Óleo & Gás já utilizam sistemas supervisórios (D'ANDREA et al, 2012), e tal iniciativa vai ao encontro do atendimento à ISO 50001.

Ressalta-se a necessidade de desenvolver trabalhos que efetuem análise exergoeconômica em plataforma de produção de petróleo. O comportamento do parâmetro rendimento exergético em função da vazão de gás exportado reforça essa necessidade, pois a análise puramente exergética demonstra redução de performance do parâmetro para cenários com maior vazão de gás exportado, sendo que economicamente o intuitivo seria o oposto. Outro aspecto que a análise exergética não considera é que mesmo que determinado modo de operação ou vazão de exportação de gás reduzam o desempenho dos parâmetros, em última instância, muitas vezes tais cenários envolvem processos necessários para garantir a produção de óleo (e.g.: não se exporta parcela alguma de gás caso não ocorra tratamento por meio das membranas de remoção de CO₂, que envolve destruição de exergia e consequente redução de performance no rendimento exergético).

Referências Bibliográficas

ABDOLLAHI-DEMNEH F. et al. Calculating Exergy in flowsheeting simulators: A HYSYS implementation. **Energy**, v.36, p. 5320-5327, 2011.

ANP. **Portaria ANP nº 249 de 1º de novembro de 2000**. Aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural. Diário Oficial da União, Brasília, 03 de novembro de 2000.

ANP. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. 2016.

ASPEN TECHNOLOGY. **Aspen Hysys 2004.2® - User guide**. Cambridge, USA: AspenTechnology, 2004.

BAEHR VHD. Towards a definition of exergy efficiency: a systematic study. **Brennstoff-Wärme-Kraft**, v. 20, n. 5, p. 197-244, 1968.

BARRERA J. E.; BAZZO E.; KAMI E.; Exergy analysis and energy improvement of a Brazilian floating oil platform using Organic Rankine Cycles, **Energy**, v.88, p. 67-79, 2015. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.091>.

BG GROUP. Página de internet <http://www.bg-group.com/CrudeOilAssays>. Acesso em 25 agosto 2015.

BOTHAMLEY M. et al. Offshore Processing Options for Oil Platforms, **Society of Petroleum Engineering (SPE) Annual Technical Conference and Exhibition**, Houston, Texas, EUA, 2004.

CARRANZA SÁNCHEZ, Y.A.; OLIVEIRA JR, S. Evaluación de la exergía destruida en los componentes de una plataforma de petróleo y gas offshore con captura de CO₂. **Proceedings of COMEC 2014 – VIII Conferencia Científica Internacional de Ingeniería Mecánica**, 2014.

CARRANZA SÁNCHEZ, Y.A.; OLIVEIRA JR, S. Exergy analysis of offshore primary petroleum processing plant with CO₂ capture. **Energy**, v.88, p. 46-56, 2015a. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.130>.

CARRANZA SÁNCHEZ, Y.A.; OLIVEIRA JR, S. Assessment of the exergy performance of a floating, production, storage and offloading (FPSO) unit: Influence of three operational modes. **Proceedings of ECOS 2015 – The 28th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and environmental impact of energy systems**, 2015b.

CARRANZA SÁNCHEZ, Y.A et al. Energy and Exergy performance of three FPSO operational modes. **Proceedings of COBEM 2015 – The 23rd ABCM International Congress of Mechanical Engineering**, 2015.

COLOMBO E. et al, Exergy as a measure of oil well potential, **Proceedings of 31st UIT Heat Transfer Conference**, 2013. Disponível em <http://hdl.handle.net/11311/738771>.

COPPE. **A conquista do mar**, 2007. Disponível em <http://www.planeta.coppe.ufri.br/artigo.php?artigo=944>. Acesso em 24 agosto 2015.

CASSETTI G.; COLOMBO E.; Minimization of local impact of energy systems through exergy analysis, **Energy Conversion and Management**, v. 76, p. 874-882, 2013. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.08.044>.

CASSETTI G.; ROCCO M. V.; COLOMBO E.; Exergy based methods for economic and risk design optimization of energy systems: Application to a gas turbine. **Energy**, v. 74, p. 269-279, 2014. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.07.043>.

CASSETTI G.; AGUTI M.; COLOMBO E.; Combined risk and exergy analysis of an oil platform, **12th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition**, Ravenna, Italia, 2015.

CHANNIWALA S. A., PARIKH P. P. A.; Unified correlation for estimating HHV of solid, liquid and gaseous fuels, **Fuel**, v. 81, p. 1051-1063. 2002. Disponível em [http://dx.doi.org/10.1016/S0016-2361\(01\)00131-4](http://dx.doi.org/10.1016/S0016-2361(01)00131-4).

CUCHIVAGUE H.Y.O, Análise exergética de um sistema de compressão e injeção de CO₂ para uma plataforma FPSO., Dissertação de mestrado, UNICAMP, 2015

DIAS R.; GALLO W.L.R.; Exergoeconomic analysis of a cogeneration plant on a brazilian pre-salt FPSO considering different fuel gas compositions, **XXXVI Ibero-Latin American Congress on Computational Methods in Engineering 2015**, Rio de Janeiro, Brasil, 2015.

D'ALOIA F.A.; CARRANZA SÁNCHEZ Y. A.; OLIVEIRA JR S.; Exergy analysis of a gas compression system in offshore platforms. **Proceedings of ENCIT 2016 – The 16th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering**, 2016.

D'ANDREA et al. Pre-salt production surveillance – The first journey across processes in Santos Basin, SPE, n. 150061, 2012.

ERLACH, B.; SERRA, L.; VALERO A.; Structural theory as standard for thermoeconomics, **Energy conversion & Management**, v. 40, p. 1627-1649, 1999.

FORUM ENERGY TECHNOLOGIES. 2014. Página de internet <https://www.youtube.com/watch?v=AUJQBb6OpuI&list=PLO4ODcscbp0AITE3FnLNQQ2SEra36mHnF>. Acesso em 24 março 2017.

GRASSMANN P. Towards a general definition of efficiencies, *Chemie Ingenieur Technik*, v. 22, n. 4, p. 77-80, 1950.

IEA. **World Energy Outlook 2014**. IEA Publications, p.748, França, 2014.

IEA. **World Energy Outlook 2015**. IEA Publications, França, 2015.

IPIECA; OGP. Guides for implementing ISO 50001 energy management systems in the oil and gas industry. p. 20, 2013. Disponível em <http://www.ogp.org.uk/pubs/482.pdf>. Acesso em: 18 agosto 2015.

KLOSTER P. Reduction of emissions to air through energy optimization on offshore installations. SPE, n.61651, 2000.

KOTAS, T. J. Exergy criteria of performance for thermal plant, **International Journal of Heat and fluid flow**, v. 2, n.4, p. 147-163, 1980.

KOTAS, T. J. **The exergy method of thermal plant analysis**. 2ª edição. Florida: Krieger Publishing Company, 1995. 328 p.

MAZZETO, B. M; SILVA, J.A.M; OLIVEIRA JR, S.; Are ORCs a good option for waste heat recovery in a petroleum refinery? **International Journal of Thermodynamics**, v. 18, n. 3, p. 161-169, 2015.

MORAIS, J. M.; Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. 1ª edição. Brasília: Petrobras, 2013. 424p.

NEVES, M. V. S.; FIGUEIREDO A. M. Exergetic efficiency for stationary oil producing. **Proceedings of ENCIT 2008**, 12th Brazilian Congress of Thermal Engineering and Sciences, 2008, Belo Horizonte.

NGUYEN, T-V et al. Exergetic assessment of energy systems on North Sea oil and gas platforms, **Energy**, v. 62, p. 23-36, 2013. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.03.011>.

NGUYEN, T-V et al. Thermodynamic analysis of an upstream petroleum plant operated on a mature field. **Energy**, v. 68, p. 454-469, 2014a. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.040>.

NGUYEN, T-V et al. On the definition of exergy efficiencies for petroleum systems: Application to offshore oil and gas processing, **Energy**, v.73, p. 264-281, 2014b. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.06.020>

NGUYEN, T-V et al. Life performance of oil and gas platforms: Site integration and thermodynamic evaluation, **Energy**, v.73, p. 283-301, 2014c. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.06.021>.

NGUYEN, T-V et al. Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms, **Energy**, v.?, p. 1-16, 2016. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.061>.

NGUYEN, T-V et al. CO₂-mitigation options for the offshore oil and gas sector, **Energy**, v.161, p. 673-694, 2016b. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.088>.

OLIVEIRA JR, S. **Apostila – Fundamentos da análise exergética e termoeconômica de processos de conversão de energia**. Departamento de Engenharia Mecânica – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2006.

OLIVEIRA JR, S.; HOMBEECK, M. Exergy analysis of petroleum separation processes in offshore platforms. **Energy Conversion Management**, v. 38, n. 15-17, p. 1577-1584, 1997.

OLIVEIRA JR, S. **Exergy: Production, Cost and Renewability**. São Paulo. Springer, 2013. 336 p.

OFFSHORETECHNOLOGY.COM, Norway to set high carbon tax on oil and gas production, 2012. www.offshore-technology.com/news/newsnorway-high-carbon-tax-oil-gas. Acesso em 18/09/2015.

PETROBRAS. **P-51 – Construção e Montagem**. Rio de Janeiro, Brasil, 2014. Disponível em <https://www.youtube.com/watch?v=jmrjv436-ml>. Acesso em 04 novembro 2015.

PIEROBON L. et al. Waste heat recovery technologies for offshore platforms. **Applied Energy**, v. 136, p. 228-241, 2014.

RANT, Z. Exergie, ein neues Wort fur “Technische Arbeitsfahigkeit”. **Forschung auf dem Gebiete des Ingenieurwesens**, v 22, p. 36–37, 1956.

RIAZI. M.R. **Characterization and properties of petroleum fractions**. 1ª edição. Baltimore: ASTM International, 2011. 407 p.

RIVERO, R.; RENDON, C.; MONROY, L. The exergy of crude oil mixtures and petroleum fractions: calculation and application. **International Journal of applied thermodynamics**, v. 2(n. 3), p. 116-123, 1999.

ROSEN M.A., DINCER I., Exergy as a confluence of energy, environment and sustainable development, **Exergy – an international journal**, v.1, p. 3-13, 2001.

ROSEN M.A., Should we educate the public about exergy?, **Exergy – An international journal**. v. 2, p. 211-213, 2002.

ROSEN M.A., DINCER I., KANOGLU M., Role of e in increasing efficiency and sustainability and reducing environmental impact, **Energy policy**, v.36, p. 128-137, 2008.

SCIUBBA, E.; WALL G.. A brief Commented History of Exergy From the Beginnings to 2004. **Journal of Thermodynamics**, v. 10, n. 7, p. 1-26, 2007.

SILVA, J. A. M. et al. On the exergy determination for petroleum fractions and separation processes efficiency. **14th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering**, 2012.

SILVA, J. A. M; OLIVEIRA JR, S. Na Exergy-based approach to determine production cost and CO₂ allocation in refineries, **Energy**, v.64, p. 607-616, 2014.

STEPANOV, V. S. Chemical Energies and Exergies of Fuels. **Energy**. v. 20, p. 235-242, 1995. Disponível em [http://dx.doi.org/10.1016/0360-5442\(94\)00067-D](http://dx.doi.org/10.1016/0360-5442(94)00067-D).

SZARGUT, J; MORRIS, D. R.; STEWARD F. R.. **Exergy analysis of thermal, chemical and metalurgical processes**. Nova York: Hemisphere Publ.Corp, 1988. 332p.

TAPAN K.R. et al. Exergy-based performance analysis for proper O&M decisions in a steam power plant. **Energy Conversion and Management**. v. , p. , 2010

THOMAS et al. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2ª ed. 271 p. Rio de Janeiro. Editora Interciência, 2004.

TSATSARONIS, G. Thermoeconomic analysis and optimization of energy systems. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 19, p. 227-257, 1993.

TSATSARONIS G.; CZIELA F. Strengths and Limitations of Exergy Analysis. Chapter of **Thermodynamic optimization of complex systems**, 1999.

VALERO, A. et al. CGAM problem: definition and conventional solution. **Energy**. v.19, n. 3, p. 279-286, 1994.

VELASQUEZ, H.I.; PELLEGRINI, L.F; OLIVEIRA JR, S. Ethanol and sugar production process from sugarcane: renewability evaluation. **Proceedings of ENCIT 2008 – 12th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering**, Belo Horizonte, 2008.

VOLDSUND, M. et al. Exergy analysis of the oil and gas processing on a North Sea oil platform a real production day. **Energy**, v. 55, p. 716-727, 2013. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.038>.

VOLDSUND, M. et al. Exergy destruction and losses on four North Sea offshore platforms: A comparative study of the oil and gas processing plants. **Energy**, v. 74, p. 45-68, 2014. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.080>.

Apêndices

APÊNDICE A – Exergia química molar dos componentes do petróleo

A exergia química molar de cada componentes do petróleo é necessária para o cálculo da exergia química, e os valores para as substâncias mais comuns podem ser obtidas em livros-textos sobre exergia. A Tabela 37 relaciona os valores dos componentes do petróleo utilizado nesse trabalho (KOTAS, 1980).

Tabela 37 – Exergia química molar dos componentes do petróleo em estudo.

Componente	Exergia química molar (kJ/kmol)
CH ₄	836.510
C ₂ H ₆	1.504.360
C ₃ H ₈	2.163.190
C ₄ H ₁₀	2.818.930
C ₅ H ₁₂	3.477.050
C ₆ H ₁₄	4.134.590
C ₇ H ₁₆	4.786.300
C ₈ H ₁₈	5.440.030
C ₉ H ₂₀	6.093.550
C ₁₀ H ₂₂	6.749.750
C ₁₁ H ₂₄	7.404.520
C ₁₂ H ₂₆	8.059.340
C ₁₃ H ₂₈	8.714.200
C ₁₄ H ₃₀	9.368.970
C ₁₅ H ₃₂	10.023.870
C ₁₆ H ₃₄	10.678.810
C ₁₇ H ₃₆	11.400.000
C ₁₈ H ₃₈	11.981.110
C ₁₉ H ₄₀	12.700.000
CO ₂	20.140
N ₂	690
O ₂	3.970
H ₂ O	3.120

O componente C₂₀₊ (presente na composição do petróleo estudado nesse trabalho) trata-se de um pseudo-componente incluído na simulação realizada no software AspenHysys®, e simula todos os componentes do petróleo das famílias de hidrocarbonetos contendo 20 ou mais átomos de carbono em sua composição. O cálculo de sua exergia química molar é detalhado conforme equações a seguir (RIAZI e DAUBERT, 1986 apud RIAZI, 2011).

Considerando para o grupo C₂₀₊ os dados $M = 536 \text{ kg/kmol}$ e $SG = 0,9594$ (BG GROUP, 2015), calcula-se a temperatura de ebulição $T_{ebul} = 783,16 \text{ K}$ através da equação (37).

$$T_{ebul} = 1071,28 - 9,417 \cdot 10^4 \exp(-4,922 \cdot 10^{-3} M - 4,7685 SG) + 3,462 \cdot 10^3 M SG M^{-0,03522} SG^{3,266} \quad (37)$$

Calcula-se então $CH_{razão\ massa} = 9,81$ vide equação (38).

$$CH_{razão\ massa} = 8,7743 \cdot 10^{-10} [\exp(7,176 \cdot 10^{-3} T_{ebul} + 30,06242 SG) - 7,35 \cdot 10^{-3} T_{ebul} SG] T_{ebul}^{-0,98445} SG^{-18,2753} \quad (38)$$

A fim de se obter o valor da exergia química molar para o pseudo-componente, calcula-se $PCI_{pseudo} = 41,48 \text{ MJ/kg}$ e $\varphi_{pseudo} = 1,042$ pelas equações (25) e (26), respectivamente. Finalmente a partir da equação (21) obtém-se $b_{ch(C20+)} = 2,32829 \cdot 10^7 \text{ kJ/kmol}$.

APÊNDICE B – Resultados detalhados da análise exergética

São apresentadas nesse apêndice as tabelas contendo o detalhamento das componentes do balanço exergético e parâmetros calculados para o volume de controle FPSO, e também para os sistemas isolados manifold, separação primária de petróleo, geração principal, injeção de água e compressão e tratamento de gás (este último considerado como um grupo de sistemas que contém todos os sistemas de compressão e tratamento de gás).

Tabela 38 – Componentes e parâmetros de exergia – V.C.: FPSO

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	SEC_{vol} (kJ/m ³)	$\dot{m}_{CO2}$ (kg/h)	SE_{CO2} (kg/GJ)	λ
A000BB	12.823.051	12.680.792	920	8.470	134.710	10,29	771	50.667	8,37	0,0506
B000BB	12.823.102	12.659.169	876	10.263	154.546	8,06	880	54.839	10,12	0,0397
B025BB	12.823.102	12.658.363	870	10.199	155.410	7,54	868	54.626	10,83	0,0370
B050BB	12.823.102	12.658.220	864	10.135	155.610	7,20	855	54.329	11,33	0,0353
B075BB	12.823.102	12.658.087	857	10.069	155.803	6,93	842	54.092	11,78	0,0339
B100BB	12.823.102	12.658.238	851	10.008	155.707	6,72	830	53.806	12,15	0,0328
B125BB	12.823.102	12.658.213	845	9.944	155.790	6,53	819	53.614	12,51	0,0318
B150BB	12.823.102	12.658.505	838	9.880	155.555	6,39	807	53.338	12,78	0,0311
B175BB	12.823.102	12.658.701	832	9.816	155.417	6,27	796	53.129	13,03	0,0305
B200BB	12.823.102	12.659.067	826	9.756	155.105	6,19	785	52.887	13,19	0,0301
B225BB	12.823.102	12.659.540	820	9.689	154.693	6,13	773	52.611	13,31	0,0298
B250BB	12.823.102	12.660.132	802	9.607	154.165	6,11	763	52.365	13,37	0,0297
B275BB	12.823.102	12.660.655	807	9.561	153.693	6,11	752	52.112	13,36	0,0297
B300BB	12.823.102	12.660.978	803	9.514	153.413	6,13	745	51.989	13,32	0,0298
C000BB	12.823.105	12.670.327	898	9.360	144.316	9,17	824	51.371	8,90	0,0451
C025BB	12.823.105	12.671.652	892	9.298	143.047	8,64	813	51.130	9,45	0,0424
C050BB	12.823.105	12.669.408	885	9.232	145.350	8,26	800	50.857	9,88	0,0405
C075BB	12.823.105	12.669.158	879	9.165	145.660	7,96	788	50.632	10,25	0,0389
C100BB	12.823.105	12.669.209	873	9.104	145.665	7,74	777	50.414	10,55	0,0378
C125BB	12.823.105	12.669.335	867	9.042	145.595	7,55	766	50.173	10,81	0,0368
A000BM	12.816.708	12.671.921	928	8.473	137.243	9,19	771	50.651	9,37	0,0455
B000BM	12.816.669	12.653.201	884	10.264	154.088	8,37	881	54.876	9,75	0,0417
B025BM	12.816.669	12.652.425	877	10.202	154.920	7,85	869	54.655	10,39	0,0390
B050BM	12.816.669	12.652.292	871	10.139	155.110	7,52	855	54.353	10,85	0,0373
B075BM	12.816.669	12.652.185	865	10.075	155.274	7,25	842	54.103	11,27	0,0358
B100BM	12.816.669	12.652.336	859	10.011	155.181	7,04	830	53.817	11,59	0,0348
B125BM	12.816.669	12.652.318	852	9.947	155.256	6,85	819	53.625	11,91	0,0338
B150BM	12.816.669	12.652.561	846	9.884	155.071	6,71	807	53.368	12,17	0,0331
B175BM	12.816.669	12.652.803	840	9.825	154.881	6,60	797	53.151	12,36	0,0325
B200BM	12.816.669	12.653.157	833	9.756	154.590	6,51	785	52.898	12,54	0,0320
B225BM	12.816.669	12.653.612	827	9.692	154.192	6,46	774	52.641	12,65	0,0317
B250BM	12.816.669	12.654.064	821	9.628	153.797	6,43	764	52.417	12,69	0,0316
B275BM	12.816.669	12.654.678	815	9.565	153.241	6,44	753	52.151	12,69	0,0316
B300BM	12.816.669	12.655.142	810	9.517	152.820	6,46	745	51.976	12,63	0,0317
C000BM	12.816.635	12.663.117	906	9.362	145.061	8,94	825	51.377	9,13	0,0444
C025BM	12.816.635	12.662.392	899	9.298	145.844	8,39	812	51.136	9,73	0,0415
C050BM	12.816.635	12.662.186	893	9.235	146.107	8,03	800	50.865	10,16	0,0397
C075BM	12.816.635	12.662.040	887	9.171	146.311	7,74	789	50.640	10,54	0,0382
C100BM	12.816.635	12.662.136	880	9.108	146.271	7,51	777	50.399	10,87	0,0370
C125BM	12.816.635	12.662.167	874	9.045	146.297	7,32	766	50.162	11,15	0,0360
A000BA	12.811.491	12.664.870	938	8.482	139.078	8,46	771	50.656	10,18	0,0420
B000BA	12.811.270	12.646.452	894	10.274	155.438	7,93	881	54.873	10,29	0,0397
B025BA	12.811.270	12.645.604	887	10.210	156.343	7,41	869	54.680	11,02	0,0369
B050BA	12.811.270	12.645.469	881	10.146	156.536	7,07	856	54.378	11,54	0,0352
B075BA	12.811.270	12.645.397	875	10.083	156.665	6,80	843	54.120	12,01	0,0338
B100BA	12.811.270	12.645.250	868	10.018	156.870	6,57	832	53.942	12,42	0,0326
B125BA	12.811.270	12.645.500	862	9.955	156.677	6,40	820	53.650	12,76	0,0317
B150BA	12.811.270	12.645.723	856	9.891	156.512	6,25	808	53.400	13,06	0,0309
B175BA	12.811.270	12.646.006	849	9.827	156.286	6,14	797	53.155	13,31	0,0303
B200BA	12.811.270	12.646.296	843	9.763	156.054	6,04	786	52.936	13,51	0,0299
B225BA	12.811.270	12.646.755	837	9.705	155.648	6,00	775	52.685	13,62	0,0296
B250BA	12.811.270	12.647.356	831	9.636	155.109	5,97	763	52.399	13,67	0,0295
B275BA	12.811.270	12.647.875	825	9.572	154.647	5,97	753	52.169	13,68	0,0294
B300BA	12.811.270	12.648.169	820	9.525	154.397	5,98	746	52.057	13,64	0,0295
C000BA	12.811.364	12.655.853	916	9.370	147.056	8,24	825	51.402	9,91	0,0410
C025BA	12.811.364	12.657.203	909	9.306	145.764	7,69	813	51.137	10,62	0,0382
C050BA	12.811.364	12.657.313	903	9.243	145.711	7,32	801	50.890	11,15	0,0363
C075BA	12.811.364	12.654.718	896	9.176	148.366	7,01	789	50.664	11,64	0,0347
C100BA	12.811.364	12.656.198	890	9.114	146.942	6,76	781	50.613	12,07	0,0334

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	SEC_{vol} (kJ/m ³)	$\dot{m}_{CO_2}$ (kg/h)	SEC_{CO_2} (kg/GJ)	λ
C125BA	12.811.364	12.654.906	884	9.053	148.289	6,60	767	50.207	12,36	0,0326
A000MB	12.858.864	12.709.460	1.018	9.158	141.264	9,77	814	58.437	9,62	0,0482
B000MB	12.861.050	12.691.410	961	11.027	159.574	8,58	928	57.807	9,52	0,0425
B025MB	12.861.050	12.690.738	954	10.963	160.304	8,08	914	57.553	10,10	0,0400
B050MB	12.861.050	12.690.472	948	10.900	160.627	7,75	901	57.293	10,53	0,0383
B075MB	12.861.050	12.690.230	944	10.840	160.924	7,49	889	57.072	10,90	0,0369
B100MB	12.861.050	12.690.205	938	10.776	161.007	7,27	876	56.837	11,22	0,0358
B125MB	12.861.050	12.690.331	932	10.712	160.939	7,10	864	56.583	11,50	0,0349
B150MB	12.861.050	12.690.533	926	10.648	160.795	6,96	852	56.338	11,73	0,0342
B175MB	12.861.050	12.690.954	920	10.585	160.432	6,85	839	56.030	11,92	0,0336
B200MB	12.861.050	12.691.090	914	10.521	160.353	6,75	828	55.819	12,10	0,0331
B225MB	12.861.050	12.691.672	908	10.458	159.829	6,70	816	55.539	12,18	0,0328
B250MB	12.861.050	12.692.128	903	10.394	159.431	6,67	805	55.295	12,25	0,0326
B275MB	12.861.050	12.692.583	897	10.330	159.035	6,66	795	55.081	12,27	0,0326
B300MB	12.861.050	12.692.954	899	10.280	158.715	6,67	786	54.929	12,24	0,0326
C000MB	12.858.798	12.700.284	996	9.997	149.513	9,06	864	53.830	9,01	0,0448
C025MB	12.858.798	12.699.575	990	9.934	150.279	8,53	851	53.582	9,57	0,0420
C050MB	12.858.798	12.699.272	984	9.870	150.640	8,18	839	53.335	9,99	0,0402
C075MB	12.858.798	12.699.092	978	9.806	150.878	7,90	827	53.117	10,34	0,0387
C100MB	12.858.798	12.699.112	972	9.742	150.916	7,67	815	52.877	10,65	0,0376
C125MB	12.858.798	12.699.296	966	9.679	150.789	7,48	803	52.590	10,91	0,0366
A000MM	12.852.359	12.702.907	1.026	9.164	141.314	9,87	815	58.440	9,52	0,0492
B000MM	12.852.368	12.682.461	970	11.032	159.846	8,58	928	57.829	9,52	0,0429
B025MM	12.852.368	12.681.739	964	10.968	160.625	8,08	915	57.577	10,10	0,0403
B050MM	12.852.368	12.681.461	958	10.904	160.961	7,75	902	57.323	10,53	0,0386
B075MM	12.852.368	12.681.264	952	10.840	161.215	7,49	889	57.105	10,90	0,0372
B100MM	12.852.368	12.681.355	946	10.777	161.182	7,28	876	56.829	11,21	0,0362
B125MM	12.852.368	12.681.451	940	10.713	161.143	7,10	864	56.583	11,49	0,0352
B150MM	12.852.368	12.681.640	934	10.649	161.013	6,96	852	56.337	11,73	0,0345
B175MM	12.852.368	12.681.898	928	10.586	160.812	6,84	840	56.092	11,93	0,0339
B200MM	12.852.368	12.682.226	922	10.522	160.542	6,75	829	55.846	12,09	0,0334
B225MM	12.852.368	12.682.761	917	10.459	160.065	6,70	817	55.550	12,18	0,0331
B250MM	12.852.368	12.683.107	911	10.395	159.778	6,66	806	55.353	12,25	0,0329
B275MM	12.852.368	12.683.536	906	10.331	159.407	6,65	796	55.150	12,27	0,0329
B300MM	12.852.368	12.683.970	913	10.288	159.024	6,66	786	54.969	12,25	0,0329
C000MM	12.852.366	12.693.964	1.005	10.002	149.405	9,21	864	53.844	8,86	0,0460
C025MM	12.852.366	12.693.235	998	9.938	150.191	8,68	852	53.597	9,41	0,0432
C050MM	12.852.366	12.692.935	992	9.874	150.549	8,32	839	53.351	9,81	0,0414
C075MM	12.852.366	12.692.753	986	9.810	150.789	8,04	827	53.133	10,15	0,0399
C100MM	12.852.366	12.692.735	980	9.747	150.865	7,82	816	52.886	10,45	0,0387
C125MM	12.852.366	12.692.955	974	9.683	150.702	7,63	803	52.605	10,70	0,0377
A000MA	12.849.015	12.697.915	1.037	9.173	142.963	9,30	815	58.437	10,10	0,0466
B000MA	12.849.014	12.679.362	981	11.039	159.593	8,81	929	57.854	9,26	0,0444
B025MA	12.849.014	12.678.604	975	10.975	160.410	8,32	916	57.620	9,81	0,0418
B050MA	12.849.014	12.678.323	969	10.911	160.748	7,99	902	57.360	10,22	0,0401
B075MA	12.849.014	12.678.276	963	10.848	160.852	7,74	889	57.092	10,55	0,0388
B100MA	12.849.014	12.678.255	956	10.784	160.931	7,52	877	56.854	10,85	0,0376
B125MA	12.849.014	12.678.330	950	10.720	160.915	7,35	865	56.621	11,11	0,0367
B150MA	12.849.014	12.678.548	945	10.657	160.753	7,20	853	56.361	11,33	0,0360
B175MA	12.849.014	12.678.778	939	10.591	160.583	7,09	841	56.128	11,51	0,0354
B200MA	12.849.014	12.679.120	933	10.529	160.297	7,00	829	55.846	11,66	0,0349
B225MA	12.849.014	12.679.586	927	10.465	159.890	6,95	818	55.638	11,75	0,0346
B250MA	12.849.014	12.680.157	922	10.402	159.377	6,92	806	55.322	11,79	0,0345
B275MA	12.849.014	12.680.556	916	10.338	159.036	6,91	796	55.128	11,82	0,0344
B300MA	12.849.014	12.680.875	924	10.299	158.764	6,92	787	54.994	11,80	0,0344
C000MA	12.846.777	12.687.671	1.015	10.011	150.110	9,07	865	53.877	9,00	0,0456
C025MA	12.846.777	12.686.946	1.009	9.947	150.894	8,54	852	53.628	9,56	0,0428
C050MA	12.846.777	12.686.656	1.003	9.883	151.241	8,19	840	53.382	9,97	0,0409
C075MA	12.846.777	12.686.480	997	9.819	151.475	7,91	828	53.164	10,32	0,0395
C100MA	12.846.777	12.686.519	991	9.756	151.493	7,68	816	52.898	10,63	0,0382

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	SEC_{vol} (kJ/m³)	$\dot{m}_{CO2}$ (kg/h)	SE_{CO2} (kg/GJ)	λ
C125MA	12.846.777	12.685.617	985	9.692	152.453	7,50	804	52.629	10,89	0,0373
A000AB	11.128.571	10.981.050	1.012	9.120	139.413	9,74	945	66.289	10,94	0,0490
B000AB	11.128.637	10.958.396	941	11.398	159.784	8,89	1102	59.322	9,20	0,0450
B025AB	11.128.637	10.957.830	917	11.305	160.419	8,42	1083	59.014	9,71	0,0425
B050AB	11.128.637	10.957.343	930	11.270	160.954	8,10	1068	58.855	10,10	0,0408
B075AB	11.128.637	10.957.204	924	11.207	161.150	7,86	1052	58.630	10,40	0,0395
B100AB	11.128.637	10.957.391	919	11.143	161.022	7,68	1034	58.326	10,65	0,0386
B125AB	11.128.637	10.957.483	914	11.080	160.988	7,52	1019	58.090	10,88	0,0377
B150AB	11.128.637	10.957.542	909	11.016	160.988	7,39	1004	57.918	11,07	0,0371
B175AB	11.128.637	10.957.899	904	10.953	160.690	7,30	989	57.647	11,21	0,0366
B200AB	11.128.637	10.958.230	900	10.889	160.418	7,24	974	57.425	11,30	0,0362
B225AB	11.128.637	10.958.681	895	10.826	160.025	7,20	960	57.179	11,36	0,0360
B250AB	11.128.637	10.959.210	892	10.762	159.556	7,20	946	56.934	11,36	0,0360
B275AB	11.128.637	10.959.831	889	10.699	158.996	7,23	932	56.688	11,31	0,0362
B300AB	11.128.637	10.960.544	886	10.636	158.343	7,30	918	56.446	11,20	0,0365
C000AB	11.128.573	10.971.418	990	10.147	147.998	9,32	1013	54.526	8,78	0,0470
C025AB	11.128.573	10.970.610	985	10.083	148.865	8,81	997	54.301	9,29	0,0443
C050AB	11.128.573	10.970.403	979	10.020	149.130	8,47	981	54.055	9,66	0,0425
C075AB	11.128.573	10.970.381	974	9.956	149.210	8,22	965	53.789	9,95	0,0412
C100AB	11.128.573	10.970.408	968	9.893	149.241	8,01	949	53.521	10,22	0,0401
A000AM	11.117.079	10.968.554	1.030	9.134	140.421	9,55	945	66.200	11,15	0,0488
B000AM	11.122.552	10.950.516	949	11.398	161.586	8,32	1103	59.371	9,84	0,0423
B025AM	11.122.552	10.949.950	943	11.335	162.210	7,84	1084	59.063	10,43	0,0398
B050AM	11.122.552	10.949.583	938	11.271	162.636	7,53	1069	58.880	10,86	0,0382
B075AM	11.122.552	10.949.565	932	11.208	162.711	7,29	1051	58.581	11,22	0,0369
B100AM	11.122.552	10.949.482	927	11.142	162.855	7,09	1036	58.384	11,54	0,0358
B125AM	11.122.552	10.949.544	922	11.080	162.849	6,93	1020	58.164	11,81	0,0350
B150AM	11.122.552	10.949.770	917	11.017	162.682	6,80	1005	57.918	12,02	0,0343
B175AM	11.122.552	10.950.067	912	10.953	162.444	6,71	989	57.672	12,20	0,0338
B200AM	11.122.552	10.950.469	908	10.890	162.101	6,65	975	57.426	12,30	0,0335
B225AM	11.122.552	10.950.938	903	10.826	161.691	6,61	960	57.171	12,37	0,0333
B250AM	11.122.552	10.951.554	900	10.763	161.134	6,61	945	56.888	12,38	0,0333
B275AM	11.122.552	10.952.114	897	10.700	160.634	6,64	931	56.663	12,32	0,0334
B300AM	11.122.552	10.952.854	894	10.637	159.954	6,71	918	56.419	12,19	0,0338
C000AM	11.122.454	10.964.528	998	10.148	148.776	9,08	1013	54.528	9,01	0,0461
C025AM	11.122.454	10.963.853	992	10.084	149.509	8,57	996	54.273	9,55	0,0434
C050AM	11.122.454	10.963.454	986	10.021	149.966	8,23	981	54.056	9,95	0,0416
C075AM	11.122.454	10.963.429	981	9.957	150.048	7,97	965	53.791	10,26	0,0403
C100AM	11.122.454	10.963.460	975	9.889	150.080	7,73	949	53.547	10,58	0,0390
A000AA	11.117.079	10.968.558	1.030	9.134	140.417	9,55	945	66.200	11,15	0,0488
B000AA	11.117.079	10.944.862	959	11.402	161.775	8,37	1104	59.391	9,78	0,0428
B025AA	11.117.079	10.944.323	953	11.338	162.371	7,90	1085	59.075	10,35	0,0403
B050AA	11.117.079	10.943.882	948	11.274	162.871	7,58	1069	58.890	10,79	0,0386
B075AA	11.117.079	10.943.935	943	11.211	162.875	7,35	1051	58.592	11,13	0,0374
B100AA	11.117.079	10.943.839	937	11.147	163.031	7,14	1036	58.398	11,45	0,0363
B125AA	11.117.079	10.943.910	932	11.084	163.017	6,98	1021	58.175	11,72	0,0355
B150AA	11.117.079	10.944.133	927	11.020	162.853	6,86	1005	57.931	11,93	0,0348
B175AA	11.117.079	10.944.445	922	10.957	162.600	6,76	990	57.684	12,09	0,0343
B200AA	11.117.079	10.944.824	918	10.893	162.280	6,70	975	57.437	12,21	0,0340
B225AA	11.117.079	10.945.406	913	10.830	161.757	6,67	960	57.142	12,26	0,0338
B250AA	11.117.079	10.945.815	910	10.767	161.407	6,66	946	56.945	12,28	0,0337
B275AA	11.117.079	10.946.440	907	10.703	160.843	6,69	932	56.701	12,23	0,0339
B300AA	11.117.079	10.947.304	904	10.641	160.039	6,76	918	56.395	12,09	0,0343
C000AA	11.117.079	10.959.000	1.008	10.158	148.930	9,17	1014	54.566	8,92	0,0469
C025AA	11.117.079	10.958.183	1.002	10.094	149.805	8,65	998	54.340	9,46	0,0441
C050AA	11.117.079	10.957.993	997	10.031	150.053	8,32	982	54.095	9,83	0,0424
C075AA	11.117.079	10.957.950	992	9.967	150.153	8,06	966	53.829	10,15	0,0410
C100AA	11.117.079	10.957.930	986	9.899	150.237	7,83	950	53.585	10,45	0,0398

Tabela 39 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – V.C.: Manifold de produção

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
A000BB	12.832.403	12.830.991	-	-	1.413	-	1,09
B000BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,92
B025BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,91
B050BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,91
B075BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,91
B100BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,91
B125BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,91
B150BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,92
B175BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,92
B200BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,92
B225BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,93
B250BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,93
B275BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,94
B300BB	12.832.452	12.831.039	-	-	1.413	-	0,94
C000BB	12.832.392	12.830.979	-	-	1.413	-	0,96
C025BB	12.832.392	12.830.979	-	-	1.413	-	0,97
C050BB	12.832.392	12.830.979	-	-	1.413	-	0,96
C075BB	12.832.392	12.830.979	-	-	1.413	-	0,96
C100BB	12.832.392	12.830.979	-	-	1.413	-	0,97
C125BB	12.832.392	12.830.979	-	-	1.413	-	0,98
A000BM	12.831.103	12.829.679	-	-	1.425	-	1,08
B000BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,93
B025BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,92
B050BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,92
B075BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,92
B100BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,92
B125BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,93
B150BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,93
B175BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,93
B200BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,93
B225BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,94
B250BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,94
B275BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,95
B300BM	12.831.064	12.829.639	-	-	1.425	-	0,96
C000BM	12.831.031	12.829.606	-	-	1.425	-	0,97
C025BM	12.831.031	12.829.606	-	-	1.425	-	0,97
C050BM	12.831.031	12.829.606	-	-	1.425	-	0,97
C075BM	12.831.031	12.829.606	-	-	1.425	-	0,97
C100BM	12.831.031	12.829.606	-	-	1.425	-	0,98
C125BM	12.831.031	12.829.606	-	-	1.425	-	0,99
A000BA	12.832.100	12.830.660	-	-	1.441	-	1,09
B000BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,94
B025BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,93
B050BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,93
B075BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,93
B100BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,93
B125BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,93
B150BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,94
B175BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,94
B200BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,94
B225BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,95
B250BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,95
B275BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,96
B300BA	12.831.968	12.830.527	-	-	1.441	-	0,96
C000BA	12.831.973	12.830.532	-	-	1.441	-	0,98
C025BA	12.831.973	12.830.532	-	-	1.441	-	0,99
C050BA	12.831.973	12.830.532	-	-	1.441	-	0,99
C075BA	12.831.973	12.830.532	-	-	1.441	-	0,98

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
C100BA	12.831.973	12.830.532	-	-	1.441	-	1,00
C125BA	12.831.973	12.830.532	-	-	1.441	-	0,99
A000MB	12.869.937	12.868.365	-	-	1.572	-	1,16
B000MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	0,99
B025MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	0,99
B050MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	0,98
B075MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	0,98
B100MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	0,98
B125MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	0,98
B150MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	0,98
B175MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	0,99
B200MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	0,99
B225MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	0,99
B250MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	1,00
B275MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	1,00
B300MB	12.872.131	12.870.559	-	-	1.573	-	1,00
C000MB	12.869.878	12.868.306	-	-	1.572	-	1,04
C025MB	12.869.878	12.868.306	-	-	1.572	-	1,04
C050MB	12.869.878	12.868.306	-	-	1.572	-	1,04
C075MB	12.869.878	12.868.306	-	-	1.572	-	1,04
C100MB	12.869.878	12.868.306	-	-	1.572	-	1,05
C125MB	12.869.878	12.868.306	-	-	1.572	-	1,06
A000MM	12.868.517	12.866.932	-	-	1.584	-	1,16
B000MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	1,00
B025MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	0,99
B050MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	0,99
B075MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	0,99
B100MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	0,99
B125MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	0,99
B150MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	0,99
B175MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	0,99
B200MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	1,00
B225MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	1,00
B250MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	1,00
B275MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	1,01
B300MM	12.868.521	12.866.936	-	-	1.584	-	1,01
C000MM	12.868.519	12.866.934	-	-	1.584	-	1,05
C025MM	12.868.519	12.866.934	-	-	1.584	-	1,05
C050MM	12.868.519	12.866.934	-	-	1.584	-	1,05
C075MM	12.868.519	12.866.934	-	-	1.584	-	1,05
C100MM	12.868.519	12.866.934	-	-	1.584	-	1,06
C125MM	12.868.519	12.866.934	-	-	1.584	-	1,06
A000MA	12.871.430	12.869.829	-	-	1.601	-	1,17
B000MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,01
B025MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,01
B050MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,01
B075MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,00
B100MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,00
B125MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,01
B150MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,01
B175MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,01
B200MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,01
B225MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,02
B250MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,02
B275MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,02
B300MA	12.871.430	12.869.828	-	-	1.601	-	1,03
C000MA	12.869.188	12.867.587	-	-	1.601	-	1,06
C025MA	12.869.188	12.867.587	-	-	1.601	-	1,05
C050MA	12.869.188	12.867.587	-	-	1.601	-	1,05
C075MA	12.869.188	12.867.587	-	-	1.601	-	1,06

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
C100MA	12.869.188	12.867.587	-	-	1.601	-	1,06
C125MA	12.869.188	12.867.587	-	-	1.601	-	1,06
A000AB	11.139.214	11.137.635	-	-	1.579	-	1,18
B000AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	0,99
B025AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	0,99
B050AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	0,99
B075AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	0,99
B100AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	0,99
B125AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	0,99
B150AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	0,99
B175AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	0,99
B200AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	0,99
B225AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	1,00
B250AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	1,00
B275AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	1,01
B300AB	11.139.274	11.137.695	-	-	1.579	-	1,01
C000AB	11.139.216	11.137.636	-	-	1.579	-	1,06
C025AB	11.139.216	11.137.636	-	-	1.579	-	1,06
C050AB	11.139.216	11.137.636	-	-	1.579	-	1,06
C075AB	11.139.216	11.137.636	-	-	1.579	-	1,06
C100AB	11.139.216	11.137.636	-	-	1.579	-	1,07
A000AM	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,20
B000AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	0,99
B025AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	0,98
B050AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	0,98
B075AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	0,98
B100AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	0,98
B125AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	0,98
B150AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	0,98
B175AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	0,99
B200AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	0,99
B225AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	0,99
B250AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	1,00
B275AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	1,00
B300AM	11.137.911	11.136.321	-	-	1.590	-	1,01
C000AM	11.137.810	11.136.220	-	-	1.590	-	1,07
C025AM	11.137.810	11.136.220	-	-	1.590	-	1,06
C050AM	11.137.810	11.136.220	-	-	1.590	-	1,07
C075AM	11.137.810	11.136.220	-	-	1.590	-	1,07
C100AM	11.137.810	11.136.220	-	-	1.590	-	1,07
A000AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,20
B000AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,00
B025AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	0,99
B050AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	0,99
B075AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	0,99
B100AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	0,99
B125AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	0,99
B150AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	0,99
B175AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,00
B200AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,00
B225AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,00
B250AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,01
B275AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,01
B300AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,02
C000AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,07
C025AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,06
C050AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,07
C075AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,07
C100AA	11.138.288	11.136.683	-	-	1.605	-	1,08

Tabela 40 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – V.C.: Sep.Primária de Petróleo

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
A000BB	13.127.329	13.125.063	4.405	-96	6.767	50,34	5,20
B000BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,23
B025BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,20
B050BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,20
B075BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,20
B100BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,20
B125BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,21
B150BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,22
B175BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,23
B200BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,25
B225BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,28
B250BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,31
B275BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,34
B300BB	13.126.710	13.123.166	4.404	-96	8.044	78,73	5,38
C000BB	13.127.980	13.124.549	4.405	-96	7.932	76,22	5,41
C025BB	13.127.980	13.124.549	4.405	-96	7.932	76,22	5,45
C050BB	13.127.980	13.124.549	4.405	-96	7.932	76,22	5,40
C075BB	13.127.980	13.124.549	4.405	-96	7.932	76,22	5,42
C100BB	13.127.980	13.124.549	4.405	-96	7.932	76,22	5,44
C125BB	13.127.980	13.124.549	4.405	-96	7.932	76,22	5,48
A000BM	13.127.650	13.124.150	4.457	-96	8.054	76,86	6,13
B000BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,85
B025BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,83
B050BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,82
B075BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,82
B100BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,83
B125BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,83
B150BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,84
B175BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,85
B200BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,87
B225BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,89
B250BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,92
B275BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,95
B300BM	13.127.927	13.125.043	4.457	-96	7.438	63,33	4,99
C000BM	13.127.721	13.124.710	4.457	-96	7.565	66,13	5,17
C025BM	13.127.721	13.124.710	4.457	-96	7.565	66,13	5,16
C050BM	13.127.721	13.124.710	4.457	-96	7.565	66,13	5,16
C075BM	13.127.721	13.124.710	4.457	-96	7.565	66,13	5,17
C100BM	13.127.721	13.124.710	4.457	-96	7.565	66,13	5,20
C125BM	13.127.721	13.124.710	4.457	-96	7.565	66,13	5,23
A000BA	13.132.694	13.129.054	4.536	-97	8.274	78,56	6,28
B000BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	4,95
B025BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	4,92
B050BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	4,92
B075BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	4,92
B100BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	4,92
B125BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	4,93
B150BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	4,94
B175BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	4,95
B200BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	4,97
B225BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	4,99
B250BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	5,02
B275BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	5,05
B300BA	13.133.592	13.130.622	4.538	-97	7.605	64,08	5,09
C000BA	13.132.495	13.129.498	4.536	-97	7.630	64,68	5,20
C025BA	13.132.495	13.129.498	4.536	-97	7.630	64,68	5,24
C050BA	13.132.495	13.129.498	4.536	-97	7.630	64,68	5,25
C075BA	13.132.495	13.129.498	4.536	-97	7.630	64,68	5,20

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
C100BA	13.132.495	13.129.498	4.536	-97	7.630	64,68	5,27
C125BA	13.132.495	13.129.498	4.536	-97	7.630	64,68	5,27
A000MB	13.161.357	13.157.548	4.420	-96	8.326	84,34	6,12
B000MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,22
B025MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,19
B050MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,19
B075MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,18
B100MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,18
B125MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,18
B150MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,19
B175MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,20
B200MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,21
B225MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,23
B250MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,25
B275MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,27
B300MB	13.163.296	13.159.523	4.421	-96	8.290	83,51	5,30
C000MB	13.160.250	13.156.536	4.420	-96	8.230	82,23	5,47
C025MB	13.160.250	13.156.536	4.420	-96	8.230	82,23	5,45
C050MB	13.160.250	13.156.536	4.420	-96	8.230	82,23	5,46
C075MB	13.160.250	13.156.536	4.420	-96	8.230	82,23	5,47
C100MB	13.160.250	13.156.536	4.420	-96	8.230	82,23	5,49
C125MB	13.160.250	13.156.536	4.420	-96	8.230	82,23	5,53
A000MM	13.162.036	13.158.385	4.475	-97	8.222	79,87	6,04
B000MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,23
B025MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,20
B050MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,19
B075MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,19
B100MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,19
B125MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,19
B150MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,20
B175MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,21
B200MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,23
B225MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,24
B250MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,26
B275MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,28
B300MM	13.161.622	13.157.877	4.475	-97	8.317	81,94	5,30
C000MM	13.161.586	13.157.873	4.474	-97	8.284	81,24	5,50
C025MM	13.161.586	13.157.873	4.474	-97	8.284	81,24	5,48
C050MM	13.161.586	13.157.873	4.474	-97	8.284	81,24	5,48
C075MM	13.161.586	13.157.873	4.474	-97	8.284	81,24	5,50
C100MM	13.161.586	13.157.873	4.474	-97	8.284	81,24	5,52
C125MM	13.161.586	13.157.873	4.474	-97	8.284	81,24	5,56
A000MA	13.168.918	13.165.370	4.557	-97	8.202	76,22	6,01
B000MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,48
B025MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,46
B050MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,45
B075MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,45
B100MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,45
B125MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,45
B150MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,46
B175MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,47
B200MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,48
B225MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,50
B250MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,51
B275MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,53
B300MA	13.169.331	13.166.895	4.558	-97	7.091	52,35	4,55
C000MA	13.166.714	13.163.306	4.557	-97	8.061	73,23	5,31
C025MA	13.166.714	13.163.306	4.557	-97	8.061	73,23	5,30
C050MA	13.166.714	13.163.306	4.557	-97	8.061	73,23	5,30
C075MA	13.166.714	13.163.306	4.557	-97	8.061	73,23	5,31

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
C100MA	13.166.714	13.163.306	4.557	-97	8.061	73,23	5,33
C125MA	13.166.714	13.163.306	4.557	-97	8.061	73,23	5,34
A000AB	11.388.186	11.385.509	3.824	-83	6.584	68,53	4,94
B000AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,86
B025AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,84
B050AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,83
B075AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,83
B100AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,83
B125AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,84
B150AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,84
B175AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,85
B200AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,86
B225AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,88
B250AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,89
B275AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,91
B300AB	11.388.766	11.386.532	3.824	-83	6.141	57,19	3,94
C000AB	11.387.635	11.385.265	3.823	-83	6.277	60,68	4,22
C025AB	11.387.635	11.385.265	3.823	-83	6.277	60,68	4,21
C050AB	11.387.635	11.385.265	3.823	-83	6.277	60,68	4,21
C075AB	11.387.635	11.385.265	3.823	-83	6.277	60,68	4,23
C100AB	11.387.635	11.385.265	3.823	-83	6.277	60,68	4,25
A000AM	11.393.632	11.390.763	3.947	-84	6.900	71,17	5,14
B000AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,89
B025AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,87
B050AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,86
B075AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,86
B100AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,86
B125AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,87
B150AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,87
B175AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,89
B200AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,90
B225AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,92
B250AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,94
B275AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,96
B300AM	11.389.786	11.385.864	3.873	-83	7.878	99,14	4,99
C000AM	11.387.694	11.385.249	3.872	-83	6.400	61,82	4,30
C025AM	11.387.694	11.385.249	3.872	-83	6.400	61,82	4,29
C050AM	11.387.694	11.385.249	3.872	-83	6.400	61,82	4,29
C075AM	11.387.694	11.385.249	3.872	-83	6.400	61,82	4,30
C100AM	11.387.694	11.385.249	3.872	-83	6.400	61,82	4,33
A000AA	11.393.631	11.390.766	3.947	-84	6.896	71,08	5,14
B000AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,62
B025AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,60
B050AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,60
B075AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,59
B100AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,59
B125AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,60
B150AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,61
B175AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,62
B200AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,63
B225AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,65
B250AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,67
B275AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,69
B300AA	11.394.179	11.390.776	3.948	-84	7.434	84,41	4,72
C000AA	11.394.172	11.390.767	3.948	-84	7.437	84,46	4,95
C025AA	11.394.172	11.390.767	3.948	-84	7.437	84,46	4,93
C050AA	11.394.172	11.390.767	3.948	-84	7.437	84,46	4,94
C075AA	11.394.172	11.390.767	3.948	-84	7.437	84,46	4,95
C100AA	11.394.172	11.390.767	3.948	-84	7.437	84,46	4,98

Tabela 41 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – V.C.: Comp e tratamento de gás

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
A000BB	2.656.768	2.671.842	793	-30.782	16.502	48,97	12,60
B000BB	2.656.246	2.670.287	3.394	-39.746	29.100	35,33	19,12
B025BB	2.656.246	2.668.942	3.388	-39.426	30.118	32,20	19,68
B050BB	2.656.246	2.668.049	3.381	-39.109	30.688	30,18	20,01
B075BB	2.656.246	2.667.314	3.375	-38.779	31.087	28,54	20,25
B100BB	2.656.246	2.666.738	3.369	-38.473	31.350	27,27	20,42
B125BB	2.656.246	2.666.223	3.363	-38.152	31.537	26,15	20,54
B150BB	2.656.246	2.665.813	3.356	-37.834	31.623	25,29	20,62
B175BB	2.656.246	2.665.478	3.350	-37.514	31.632	24,61	20,65
B200BB	2.656.246	2.665.228	3.344	-37.211	31.573	24,14	20,65
B225BB	2.656.246	2.665.021	3.337	-36.877	31.440	23,80	20,61
B250BB	2.656.246	2.664.898	3.330	-36.467	31.144	23,73	20,49
B275BB	2.656.246	2.664.840	3.325	-36.240	30.971	23,71	20,43
B300BB	2.656.246	2.664.846	3.320	-36.002	30.722	23,89	20,31
C000BB	2.657.162	2.671.669	2.084	-35.231	22.807	41,18	16,06
C025BB	2.657.162	2.670.371	2.078	-34.923	23.792	37,82	16,83
C050BB	2.657.162	2.669.425	2.071	-34.594	24.402	35,45	17,05
C075BB	2.657.162	2.668.675	2.065	-34.258	24.810	33,61	17,30
C100BB	2.657.162	2.668.096	2.059	-33.954	25.078	32,20	17,49
C125BB	2.657.162	2.667.607	2.053	-33.644	25.251	31,05	17,61
A000BM	2.659.267	2.673.287	799	-30.795	17.574	45,53	13,18
B000BM	2.659.442	2.673.625	3.381	-39.754	28.953	35,68	19,11
B025BM	2.659.442	2.672.290	3.375	-39.443	29.969	32,57	19,67
B050BM	2.659.442	2.671.389	3.368	-39.126	30.547	30,53	20,01
B075BM	2.659.442	2.670.650	3.362	-38.805	30.959	28,88	20,26
B100BM	2.659.442	2.670.074	3.356	-38.490	31.214	27,62	20,42
B125BM	2.659.442	2.669.568	3.349	-38.169	31.392	26,53	20,54
B150BM	2.659.442	2.669.154	3.343	-37.850	31.481	25,66	20,62
B175BM	2.659.442	2.668.845	3.337	-37.556	31.490	25,04	20,65
B200BM	2.659.442	2.668.556	3.331	-37.212	31.429	24,49	20,65
B225BM	2.659.442	2.668.355	3.324	-36.894	31.305	24,16	20,61
B250BM	2.659.442	2.668.237	3.318	-36.574	31.097	24,05	20,53
B275BM	2.659.442	2.668.172	3.312	-36.256	30.838	24,08	20,43
B300BM	2.659.442	2.668.186	3.307	-36.019	30.583	24,28	20,32
C000BM	2.659.384	2.673.678	2.081	-35.244	23.031	40,56	16,23
C025BM	2.659.384	2.672.328	2.075	-34.925	24.055	37,06	16,85
C050BM	2.659.384	2.671.435	2.069	-34.607	24.624	34,82	17,21
C075BM	2.659.384	2.670.710	2.063	-34.287	25.023	33,03	17,47
C100BM	2.659.384	2.670.107	2.056	-33.973	25.307	31,56	17,67
C125BM	2.659.384	2.669.615	2.050	-33.657	25.476	30,40	17,78
A000BA	2.665.619	2.678.264	595	-30.842	18.793	41,00	13,93
B000BA	2.666.200	2.679.371	3.200	-39.800	29.829	33,09	19,54
B025BA	2.666.200	2.678.032	3.188	-39.479	30.835	29,97	20,09
B050BA	2.666.200	2.677.129	3.177	-39.162	31.410	27,91	20,42
B075BA	2.666.200	2.676.402	3.165	-38.844	31.807	26,26	20,66
B100BA	2.666.200	2.675.807	3.153	-38.523	32.070	24,94	20,82
B125BA	2.666.200	2.675.312	3.142	-38.205	32.236	23,85	20,94
B150BA	2.666.200	2.674.901	3.130	-37.887	32.316	22,97	21,01
B175BA	2.666.200	2.674.560	3.119	-37.568	32.327	22,25	21,05
B200BA	2.666.200	2.674.289	3.107	-37.248	32.267	21,72	21,04
B225BA	2.666.200	2.674.109	3.097	-36.954	32.142	21,40	21,01
B250BA	2.666.200	2.673.978	3.085	-36.612	31.919	21,24	20,93
B275BA	2.666.200	2.673.911	3.073	-36.293	31.655	21,25	20,82
B300BA	2.666.200	2.673.920	3.065	-36.055	31.399	21,41	20,70
C000BA	2.665.533	2.678.220	1.891	-35.282	24.485	35,96	17,05
C025BA	2.665.533	2.676.888	1.879	-34.963	25.488	32,47	17,83
C050BA	2.665.533	2.675.983	1.868	-34.645	26.062	30,16	18,23
C075BA	2.665.533	2.675.219	1.856	-34.310	26.479	28,23	18,27

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
C100BA	2.665.533	2.674.645	1.845	-33.999	26.732	26,80	18,59
C125BA	2.665.533	2.674.169	1.833	-33.695	26.893	25,63	18,56
A000MB	2.683.949	2.700.771	894	-34.225	18.297	49,15	13,36
B000MB	2.684.203	2.700.940	4.044	-43.569	30.875	38,42	19,68
B025MB	2.684.203	2.699.588	4.037	-43.251	31.903	35,57	20,23
B050MB	2.684.203	2.698.670	4.031	-42.932	32.497	33,70	20,56
B075MB	2.684.203	2.697.928	4.101	-42.631	33.006	32,20	20,84
B100MB	2.684.203	2.697.312	4.095	-42.312	33.298	30,98	21,01
B125MB	2.684.203	2.696.798	4.089	-41.994	33.488	29,99	21,14
B150MB	2.684.203	2.696.377	4.083	-41.675	33.584	29,21	21,22
B175MB	2.684.203	2.696.006	4.077	-41.358	33.633	28,54	21,28
B200MB	2.684.203	2.695.696	4.071	-41.039	33.617	28,00	21,29
B225MB	2.684.203	2.695.500	4.065	-40.722	33.490	27,74	21,27
B250MB	2.684.203	2.695.343	4.060	-40.403	33.324	27,57	21,22
B275MB	2.684.203	2.695.255	4.054	-40.084	33.087	27,57	21,12
B300MB	2.684.203	2.695.239	4.050	-39.835	32.850	27,70	21,02
C000MB	2.683.287	2.699.656	2.316	-38.420	24.367	42,61	16,70
C025MB	2.683.287	2.698.318	2.310	-38.102	25.380	39,45	17,30
C050MB	2.683.287	2.697.389	2.304	-37.783	25.984	37,32	17,66
C075MB	2.683.287	2.696.654	2.298	-37.463	26.394	35,68	17,92
C100MB	2.683.287	2.696.039	2.292	-37.145	26.684	34,33	18,11
C125MB	2.683.287	2.695.514	2.286	-36.828	26.885	33,20	18,25
A000MM	2.686.983	2.703.875	900	-34.252	18.260	49,32	13,34
B000MM	2.686.659	2.703.326	4.106	-43.590	31.028	38,24	19,74
B025MM	2.686.659	2.701.971	4.099	-43.272	32.058	35,39	20,30
B050MM	2.686.659	2.701.055	4.093	-42.953	32.650	33,52	20,62
B075MM	2.686.659	2.700.309	4.087	-42.634	33.070	32,02	20,86
B100MM	2.686.659	2.699.706	4.081	-42.316	33.350	30,83	21,03
B125MM	2.686.659	2.699.183	4.075	-41.998	33.548	29,82	21,16
B150MM	2.686.659	2.698.751	4.069	-41.679	33.656	29,01	21,24
B175MM	2.686.659	2.698.389	4.063	-41.360	33.694	28,36	21,29
B200MM	2.686.659	2.698.095	4.058	-41.042	33.663	27,87	21,31
B225MM	2.686.659	2.697.882	4.052	-40.725	33.554	27,56	21,29
B250MM	2.686.659	2.697.734	4.046	-40.405	33.376	27,41	21,23
B275MM	2.686.659	2.697.646	4.041	-40.086	33.140	27,41	21,13
B300MM	2.686.659	2.697.623	4.038	-39.870	32.944	27,50	21,06
C000MM	2.686.670	2.703.332	2.313	-38.441	24.093	43,34	16,53
C025MM	2.686.670	2.701.974	2.307	-38.123	25.126	40,14	17,14
C050MM	2.686.670	2.701.050	2.301	-37.804	25.725	38,04	17,50
C075MM	2.686.670	2.700.311	2.295	-37.484	26.138	36,39	17,76
C100MM	2.686.670	2.699.695	2.289	-37.166	26.429	35,05	17,95
C125MM	2.686.670	2.699.168	2.283	-36.849	26.633	33,92	18,09
A000MA	2.693.465	2.709.037	904	-34.299	19.630	45,40	14,19
B000MA	2.693.730	2.709.812	4.078	-43.625	31.621	36,86	20,19
B025MA	2.693.730	2.708.464	4.072	-43.306	32.644	34,02	20,74
B050MA	2.693.730	2.707.531	4.066	-42.988	33.253	32,10	21,07
B075MA	2.693.730	2.706.811	4.060	-42.670	33.649	30,66	21,30
B100MA	2.693.730	2.706.186	4.054	-42.351	33.949	29,41	21,48
B125MA	2.693.730	2.705.677	4.048	-42.032	34.133	28,42	21,60
B150MA	2.693.730	2.705.239	4.042	-41.714	34.247	27,59	21,69
B175MA	2.693.730	2.704.882	4.036	-41.388	34.272	26,95	21,73
B200MA	2.693.730	2.704.579	4.031	-41.078	34.259	26,41	21,75
B225MA	2.693.730	2.704.381	4.025	-40.758	34.132	26,13	21,73
B250MA	2.693.730	2.704.222	4.019	-40.442	33.969	25,94	21,68
B275MA	2.693.730	2.704.131	4.014	-40.122	33.735	25,92	21,59
B300MA	2.693.730	2.704.111	4.011	-39.925	33.555	26,00	21,52
C000MA	2.693.205	2.709.317	2.303	-38.485	24.676	41,87	16,87
C025MA	2.693.205	2.707.962	2.297	-38.166	25.706	38,67	17,48
C050MA	2.693.205	2.707.045	2.291	-37.847	26.298	36,57	17,84
C075MA	2.693.205	2.706.316	2.285	-37.528	26.702	34,94	18,09

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
C100MA	2.693.205	2.705.676	2.279	-37.210	27.018	33,52	18,29
C125MA	2.693.205	2.705.170	2.273	-36.892	27.200	32,43	18,33
A000AB	2.348.538	2.364.156	671	-34.051	19.104	45,87	14,17
B000AB	2.348.979	2.365.546	4.774	-45.438	33.645	36,46	21,36
B025AB	2.348.979	2.364.211	4.760	-44.976	34.504	33,87	21,82
B050AB	2.348.979	2.363.324	4.752	-44.801	35.208	32,02	22,19
B075AB	2.348.979	2.362.627	4.741	-44.483	35.576	30,68	22,40
B100AB	2.348.979	2.362.049	4.731	-44.167	35.827	29,59	22,56
B125AB	2.348.979	2.361.555	4.720	-43.849	35.993	28,68	22,67
B150AB	2.348.979	2.361.183	4.710	-43.529	36.035	28,04	22,72
B175AB	2.348.979	2.360.861	4.700	-43.212	36.030	27,50	22,75
B200AB	2.348.979	2.360.634	4.690	-42.894	35.929	27,17	22,73
B225AB	2.348.979	2.360.468	4.681	-42.577	35.769	26,98	22,69
B250AB	2.348.979	2.360.382	4.672	-42.261	35.529	26,98	22,61
B275AB	2.348.979	2.360.386	4.663	-41.945	35.202	27,19	22,48
B300AB	2.348.979	2.360.486	4.656	-41.631	34.780	27,64	22,31
C000AB	2.348.285	2.364.225	2.466	-39.184	25.710	40,68	17,81
C025AB	2.348.285	2.362.904	2.455	-38.866	26.701	37,62	18,39
C050AB	2.348.285	2.362.017	2.444	-38.548	27.260	35,62	18,74
C075AB	2.348.285	2.361.323	2.433	-38.230	27.626	34,10	18,97
C100AB	2.348.285	2.360.727	2.423	-37.913	27.893	32,82	19,15
A000AM	2.357.246	2.372.519	680	-34.117	19.524	44,77	14,38
B000AM	2.351.826	2.367.911	4.759	-45.439	34.114	35,40	21,34
B025AM	2.351.826	2.366.575	4.749	-45.123	35.123	32,69	21,88
B050AM	2.351.826	2.365.701	4.738	-44.803	35.666	30,97	22,17
B075AM	2.351.826	2.364.985	4.727	-44.487	36.055	29,58	22,39
B100AM	2.351.826	2.364.396	4.716	-44.160	36.306	28,46	22,54
B125AM	2.351.826	2.363.922	4.706	-43.849	36.459	27,58	22,64
B150AM	2.351.826	2.363.532	4.696	-43.531	36.521	26,89	22,70
B175AM	2.351.826	2.363.212	4.686	-43.214	36.514	26,35	22,73
B200AM	2.351.826	2.362.996	4.676	-42.897	36.403	26,04	22,71
B225AM	2.351.826	2.362.824	4.666	-42.580	36.249	25,83	22,67
B250AM	2.351.826	2.362.738	4.657	-42.265	36.011	25,82	22,60
B275AM	2.351.826	2.362.750	4.649	-41.949	35.675	26,04	22,46
B300AM	2.351.826	2.362.853	4.641	-41.635	35.249	26,48	22,30
C000AM	2.350.586	2.365.952	2.440	-39.189	26.263	39,21	18,10
C025AM	2.350.586	2.364.629	2.429	-38.871	27.257	36,13	18,69
C050AM	2.350.586	2.363.740	2.418	-38.552	27.816	34,12	19,02
C075AM	2.350.586	2.363.042	2.407	-38.235	28.187	32,58	19,26
C100AM	2.350.586	2.362.398	2.396	-37.894	28.478	31,17	19,45
A000AA	2.357.245	2.372.519	680	-34.117	19.524	44,77	14,38
B000AA	2.357.522	2.373.975	4.738	-45.456	33.740	36,20	21,21
B025AA	2.357.522	2.372.646	4.727	-45.140	34.742	33,51	21,74
B050AA	2.357.522	2.371.747	4.716	-44.820	35.310	31,74	22,04
B075AA	2.357.522	2.371.055	4.705	-44.504	35.676	30,41	22,25
B100AA	2.357.522	2.370.469	4.695	-44.184	35.931	29,30	22,40
B125AA	2.357.522	2.369.987	4.684	-43.866	36.085	28,42	22,51
B150AA	2.357.522	2.369.594	4.674	-43.548	36.149	27,72	22,57
B175AA	2.357.522	2.369.288	4.664	-43.231	36.128	27,22	22,59
B200AA	2.357.522	2.369.049	4.654	-42.914	36.040	26,86	22,58
B225AA	2.357.522	2.368.889	4.644	-42.598	35.875	26,69	22,55
B250AA	2.357.522	2.368.806	4.635	-42.281	35.632	26,69	22,46
B275AA	2.357.522	2.368.814	4.627	-41.965	35.299	26,91	22,33
B300AA	2.357.522	2.368.910	4.619	-41.652	34.884	27,34	22,17
C000AA	2.357.520	2.374.145	2.436	-39.238	25.049	42,37	17,27
C025AA	2.357.520	2.372.811	2.425	-38.919	26.053	39,29	17,86
C050AA	2.357.520	2.371.945	2.414	-38.601	26.591	37,37	18,19
C075AA	2.357.520	2.371.230	2.404	-38.284	26.977	35,81	18,44
C100AA	2.357.520	2.370.589	2.392	-37.941	27.264	34,45	18,63

Tabela 42 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – V.C. Geração Principal

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
A000BB	222.184	62.827	-11.968	50.838	96.550	24,01	74,27
B000BB	252.210	74.072	-14.462	61.558	102.117	25,46	66,37
B025BB	251.274	73.673	-14.380	61.228	101.993	25,42	65,99
B050BB	249.969	73.118	-14.298	60.767	101.786	25,36	65,79
B075BB	248.922	72.673	-14.213	60.396	101.640	25,32	65,67
B100BB	247.661	72.137	-14.134	59.950	101.440	25,27	65,61
B125BB	246.812	71.777	-14.051	59.650	101.334	25,23	65,61
B150BB	245.595	71.261	-13.970	59.219	101.145	25,18	65,64
B175BB	244.674	70.871	-13.888	58.893	101.023	25,14	65,73
B200BB	243.607	70.420	-13.810	58.515	100.863	25,09	65,85
B225BB	242.391	69.889	-13.725	58.084	100.693	25,04	66,04
B250BB	241.306	69.493	-13.624	57.699	100.490	24,99	66,32
B275BB	240.193	68.979	-13.564	57.304	100.346	24,94	66,62
B300BB	239.646	68.748	-13.504	57.110	100.283	24,91	67,04
C000BB	236.916	68.334	-13.205	56.141	99.237	24,79	67,72
C025BB	235.852	69.332	-13.125	55.762	97.632	24,74	67,11
C050BB	234.654	67.392	-13.040	55.336	98.885	24,68	67,37
C075BB	233.659	66.919	-12.954	54.982	98.804	24,63	67,45
C100BB	232.695	66.564	-12.875	54.639	98.617	24,58	67,62
C125BB	231.638	66.121	-12.795	54.263	98.458	24,53	68,03
A000BM	222.157	62.672	-12.068	50.829	96.588	24,01	73,52
B000BM	252.388	74.022	-14.558	61.621	102.187	25,46	66,63
B025BM	251.416	73.607	-14.476	61.278	102.054	25,42	66,24
B050BM	250.079	73.039	-14.394	60.806	101.841	25,37	66,03
B075BM	248.981	72.572	-14.310	60.418	101.682	25,32	65,91
B100BM	247.720	72.036	-14.231	59.971	101.482	25,27	65,84
B125BM	246.873	71.677	-14.148	59.672	101.377	25,23	65,85
B150BM	245.735	71.194	-14.066	59.269	101.206	25,18	65,88
B175BM	244.780	70.790	-13.991	58.930	101.069	25,14	65,96
B200BM	243.667	70.319	-13.903	58.536	100.909	25,09	66,10
B225BM	242.533	69.840	-13.822	58.134	100.737	25,04	66,28
B250BM	241.547	69.424	-13.740	57.785	100.598	25,00	66,53
B275BM	240.375	68.930	-13.660	57.369	100.416	24,95	66,87
B300BM	239.599	68.603	-13.601	57.093	100.301	24,91	67,29
C000BM	236.957	68.218	-13.303	56.155	99.281	24,79	67,83
C025BM	235.897	67.779	-13.221	55.778	99.119	24,74	67,55
C050BM	234.699	67.270	-13.139	55.353	98.938	24,68	67,48
C075BM	233.704	66.853	-13.056	54.999	98.797	24,63	67,55
C100BM	232.646	66.469	-12.974	54.622	98.580	24,58	67,72
C125BM	231.605	65.974	-12.894	54.252	98.485	24,53	68,14
A000BA	222.230	62.544	-12.203	50.854	96.629	24,01	73,31
B000BA	252.397	73.845	-14.684	61.624	102.243	25,46	66,50
B025BA	251.542	73.481	-14.602	61.323	102.137	25,43	66,13
B050BA	250.207	72.913	-14.520	60.851	101.924	25,37	65,92
B075BA	249.069	72.429	-14.438	60.449	101.754	25,33	65,80
B100BA	248.290	72.098	-14.355	60.173	101.664	25,29	65,76
B125BA	246.999	71.550	-14.273	59.716	101.459	25,24	65,74
B150BA	245.900	71.085	-14.192	59.327	101.297	25,19	65,78
B175BA	244.820	70.627	-14.110	58.945	101.138	25,15	65,86
B200BA	243.849	70.217	-14.028	58.601	101.004	25,10	65,99
B225BA	242.744	69.750	-13.953	58.209	100.832	25,05	66,15
B250BA	241.479	69.216	-13.866	57.760	100.636	25,00	66,41
B275BA	240.467	68.789	-13.786	57.401	100.490	24,95	66,76
B300BA	239.976	68.583	-13.726	57.227	100.440	24,93	67,19
C000BA	237.091	68.057	-13.431	56.202	99.402	24,79	67,75
C025BA	235.923	69.005	-13.349	55.787	97.783	24,74	67,13
C050BA	234.834	68.824	-13.266	55.399	97.344	24,69	67,01
C075BA	233.840	66.676	-13.180	55.046	98.938	24,64	67,48

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
C100BA	233.607	67.954	-13.100	54.963	97.590	24,63	67,39
C125BA	231.820	65.874	-13.022	54.327	98.597	24,54	68,05
A000MB	234.045	67.574	-13.240	54.929	98.301	24,55	72,24
B000MB	265.286	79.275	-15.975	66.152	103.885	25,95	65,38
B025MB	264.166	78.821	-15.896	65.758	103.691	25,91	64,98
B050MB	263.022	78.329	-15.816	65.356	103.521	25,87	64,76
B075MB	262.050	77.871	-15.756	65.014	103.409	25,83	64,59
B100MB	261.013	77.426	-15.677	64.649	103.261	25,79	64,50
B125MB	259.894	76.946	-15.599	64.256	103.094	25,75	64,46
B150MB	258.805	76.478	-15.522	63.872	102.933	25,71	64,45
B175MB	257.456	75.915	-15.446	63.396	102.699	25,66	64,46
B200MB	256.525	75.454	-15.371	63.068	102.631	25,62	64,54
B225MB	255.284	74.971	-15.297	62.631	102.386	25,57	64,62
B250MB	254.214	74.514	-15.225	62.253	102.222	25,53	64,76
B275MB	253.268	74.110	-15.155	61.919	102.084	25,49	64,94
B300MB	252.593	73.822	-15.103	61.681	101.987	25,47	65,15
C000MB	247.753	72.784	-14.487	59.970	100.512	25,27	66,76
C025MB	246.661	72.320	-14.408	59.584	100.350	25,22	66,47
C050MB	245.575	71.859	-14.328	59.199	100.188	25,17	66,41
C075MB	244.614	71.452	-14.249	58.859	100.054	25,13	66,46
C100MB	243.551	71.017	-14.170	58.482	99.881	25,08	66,61
C125MB	242.289	70.469	-14.093	58.035	99.692	25,03	66,93
A000MM	234.133	67.467	-13.350	54.961	98.355	24,56	72,26
B000MM	265.398	79.188	-16.094	66.191	103.924	25,95	65,29
B025MM	264.285	78.708	-16.015	65.800	103.762	25,91	64,89
B050MM	263.166	78.226	-15.936	65.406	103.598	25,87	64,68
B075MM	262.204	77.812	-15.856	65.068	103.467	25,84	64,55
B100MM	260.988	77.290	-15.778	64.640	103.280	25,79	64,45
B125MM	259.905	76.824	-15.700	64.259	103.121	25,75	64,41
B150MM	258.819	76.359	-15.623	63.877	102.961	25,71	64,40
B175MM	257.734	75.894	-15.547	63.494	102.799	25,67	64,43
B200MM	256.649	75.429	-15.472	63.112	102.637	25,63	64,49
B225MM	255.345	74.872	-15.398	62.652	102.423	25,58	64,57
B250MM	254.482	74.503	-15.325	62.348	102.307	25,54	64,72
B275MM	253.581	74.119	-15.255	62.030	102.178	25,51	64,90
B300MM	252.785	73.779	-15.211	61.748	102.047	25,47	65,09
C000MM	247.827	72.677	-14.594	59.996	100.560	25,27	66,71
C025MM	246.734	72.213	-14.515	59.610	100.397	25,22	66,43
C050MM	245.653	71.755	-14.435	59.227	100.236	25,18	66,36
C075MM	244.688	71.346	-14.356	58.885	100.102	25,13	66,41
C100MM	243.605	70.867	-14.277	58.501	99.959	25,09	66,57
C125MM	242.362	70.362	-14.200	58.061	99.739	25,03	66,88
A000MA	234.232	67.300	-13.491	54.996	98.445	24,56	72,13
B000MA	265.521	79.057	-16.227	66.234	104.003	25,96	65,71
B025MA	264.488	78.612	-16.148	65.871	103.858	25,92	65,31
B050MA	263.342	78.118	-16.068	65.468	103.687	25,88	65,09
B075MA	262.163	77.611	-15.990	65.054	103.509	25,84	64,95
B100MA	261.113	77.162	-15.911	64.684	103.355	25,80	64,86
B125MA	260.083	76.717	-15.833	64.322	103.211	25,76	64,82
B150MA	258.934	76.224	-15.756	63.917	103.037	25,71	64,81
B175MA	257.910	75.785	-15.680	63.556	102.889	25,68	64,84
B200MA	256.666	75.206	-15.605	63.118	102.737	25,63	64,90
B225MA	255.748	74.910	-15.530	62.794	102.514	25,59	64,99
B250MA	254.354	74.265	-15.459	62.302	102.329	25,54	65,12
B275MA	253.498	73.899	-15.388	62.000	102.210	25,50	65,31
B300MA	252.908	73.648	-15.348	61.792	102.121	25,48	65,49
C000MA	247.977	72.543	-14.731	60.049	100.653	25,28	66,33
C025MA	246.884	72.080	-14.651	59.663	100.491	25,23	66,05
C050MA	245.798	71.619	-14.571	59.278	100.329	25,18	65,98
C075MA	244.838	71.212	-14.492	58.938	100.196	25,14	66,03

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
C100MA	243.664	70.715	-14.414	58.522	100.012	25,09	66,18
C125MA	242.478	69.451	-14.336	58.102	100.588	25,04	66,66
A000AB	234.112	69.035	-13.157	54.718	97.202	24,44	72,86
B000AB	271.432	83.030	-16.593	68.288	103.522	26,16	65,02
B025AB	270.076	82.442	-16.488	67.812	103.334	26,11	64,69
B050AB	269.372	82.137	-16.448	67.566	103.222	26,08	64,43
B075AB	268.387	81.710	-16.377	67.220	103.080	26,05	64,31
B100AB	267.043	81.129	-16.309	66.748	102.857	26,00	64,21
B125AB	266.011	80.683	-16.241	66.386	102.701	25,97	64,18
B150AB	265.254	80.357	-16.175	66.120	102.602	25,94	64,20
B175AB	264.062	79.842	-16.113	65.701	102.406	25,90	64,23
B200AB	263.083	79.421	-16.054	65.357	102.251	25,86	64,31
B225AB	262.000	78.954	-16.000	64.976	102.070	25,82	64,42
B250AB	260.923	78.491	-15.951	64.597	101.883	25,78	64,58
B275AB	259.843	78.027	-15.911	64.217	101.688	25,74	64,79
B300AB	258.769	77.566	-15.881	63.839	101.483	25,70	65,07
C000AB	250.331	75.305	-14.751	60.862	99.412	25,37	66,82
C025AB	249.341	74.842	-14.678	60.513	99.308	25,33	66,56
C050AB	248.257	74.422	-14.606	60.129	99.100	25,28	66,50
C075AB	247.088	73.926	-14.535	59.716	98.912	25,23	66,58
C100AB	245.908	73.383	-14.466	59.298	98.761	25,18	66,80
A000AM	234.113	68.657	-13.392	54.721	97.343	24,44	72,58
B000AM	271.661	83.012	-16.688	68.368	103.593	26,16	64,32
B025AM	270.302	82.423	-16.616	67.892	103.371	26,12	63,93
B050AM	269.495	82.107	-16.544	67.608	103.236	26,09	63,73
B075AM	268.180	81.503	-16.474	67.147	103.056	26,04	63,60
B100AM	267.314	81.139	-16.404	66.844	102.928	26,01	63,53
B125AM	266.346	80.711	-16.336	66.504	102.795	25,98	63,50
B150AM	265.265	80.244	-16.271	66.124	102.626	25,94	63,50
B175AM	264.181	79.776	-16.209	65.743	102.452	25,90	63,54
B200AM	263.096	79.309	-16.150	65.362	102.275	25,86	63,61
B225AM	261.972	78.825	-16.096	64.967	102.085	25,82	63,72
B250AM	260.732	78.288	-16.048	64.530	101.867	25,77	63,86
B275AM	259.738	77.847	-16.007	64.180	101.705	25,74	64,07
B300AM	258.667	77.405	-15.977	63.803	101.482	25,70	64,34
C000AM	250.351	75.195	-14.844	60.869	99.442	25,37	66,74
C025AM	249.224	74.716	-14.771	60.471	99.267	25,32	66,47
C050AM	248.274	74.270	-14.698	60.135	99.170	25,28	66,44
C075AM	247.103	73.773	-14.628	59.721	98.981	25,23	66,51
C100AM	246.032	73.360	-14.552	59.342	98.779	25,18	66,76
A000AA	234.113	68.657	-13.392	54.721	97.343	24,44	72,58
B000AA	271.757	82.880	-16.810	68.401	103.666	26,17	64,46
B025AA	270.364	82.277	-16.737	67.913	103.437	26,12	64,06
B050AA	269.557	81.926	-16.665	67.630	103.336	26,09	63,87
B075AA	268.243	81.357	-16.595	67.169	103.122	26,05	63,73
B100AA	267.383	80.986	-16.525	66.867	103.005	26,02	63,66
B125AA	266.408	80.565	-16.457	66.525	102.861	25,98	63,63
B150AA	265.327	80.098	-16.392	66.145	102.692	25,94	63,63
B175AA	264.243	79.630	-16.330	65.764	102.518	25,90	63,67
B200AA	263.158	79.163	-16.271	65.383	102.341	25,86	63,74
B225AA	261.856	78.602	-16.217	64.925	102.112	25,82	63,84
B250AA	260.994	78.231	-16.168	64.622	101.973	25,78	64,00
B275AA	259.915	77.768	-16.127	64.242	101.778	25,74	64,20
B300AA	258.571	77.191	-16.098	63.769	101.513	25,69	64,46
C000AA	250.521	75.074	-14.978	60.929	99.540	25,37	66,21
C025AA	249.530	74.614	-14.904	60.579	99.433	25,33	65,96
C050AA	248.446	74.191	-14.832	60.196	99.227	25,29	65,90
C075AA	247.278	73.694	-14.762	59.782	99.040	25,24	65,98
C100AA	246.202	73.238	-14.687	59.402	98.876	25,19	66,22

Tabela 43 – Componentes e parâmetros de exergia por sistema – V.C.: Injeção de água

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
A000BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,97
B000BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B025BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B050BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B075BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B100BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B125BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B150BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B175BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B200BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B225BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,83
B250BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,83
B275BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
B300BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C000BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,86
C025BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,87
C050BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,86
C075BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,86
C100BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,87
C125BB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,87
A000BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,96
B000BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B025BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B050BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B075BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B100BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B125BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B150BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B175BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B200BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,83
B225BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,83
B250BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
B275BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
B300BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
C000BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,86
C025BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,86
C050BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,86
C075BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,86
C100BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,87
C125BM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,87
A000BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,96
B000BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B025BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B050BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B075BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B100BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B125BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B150BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B175BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,82
B200BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,83
B225BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,83
B250BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,83
B275BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
B300BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C000BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,86
C025BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,87
C050BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,87
C075BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,86

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
C100BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,87
C125BA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,87
A000MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,93
B000MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B025MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B050MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B075MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B100MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B125MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B150MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B175MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B200MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B225MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B250MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B275MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B300MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,81
C000MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C025MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C050MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C075MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C100MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C125MB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
A000MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,93
B000MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B025MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B050MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B075MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B100MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B125MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B150MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B175MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B200MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B225MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B250MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B275MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B300MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,81
C000MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C025MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C050MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C075MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C100MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C125MM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
A000MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,93
B000MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B025MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B050MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B075MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B100MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B125MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B150MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B175MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B200MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B225MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B250MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B275MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,81
B300MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,81
C000MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,83
C025MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,83
C050MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,83
C075MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,83

Cenário	B_e (kW)	B_s (kW)	B_{calor} (kW)	W (kW)	B_{dest} (kW)	η_b (%)	y_{dest}^* (%)
C100MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C125MA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
A000AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,95
B000AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B025AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B050AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B075AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B100AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B125AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B150AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B175AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B200AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B225AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B250AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B275AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B300AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,81
C000AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
C025AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
C050AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
C075AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
C100AB	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
A000AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,94
B000AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B025AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B050AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B075AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B100AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B125AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B150AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B175AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B200AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B225AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B250AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B275AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B300AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
C000AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
C025AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
C050AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
C075AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
C100AM	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85
A000AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,94
B000AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B025AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B050AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B075AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B100AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B125AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B150AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B175AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,78
B200AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B225AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B250AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,79
B275AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
B300AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,80
C000AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C025AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C050AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C075AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,84
C100AA	60.014	70.171	-	-11.420	1.263	88,94	0,85

APÊNDICE C – Demonstração matemática do comportamento das curvas dos parâmetros exergéticos em função da vazão de gás exportado

Nos gráficos dos parâmetros exergéticos em função da vazão de gás exportado estudados neste trabalho, notam-se em alguns deles um formato de curva não linear. O objetivo desse apêndice é demonstrar a origem desse componente não linear em determinadas curvas de parâmetros exergético.

Para essa demonstração é utilizada a equação do rendimento exergético (equação (33)); entretanto, como será exposto mais a frente, tal demonstração é válida para os demais parâmetros exergéticos. Da mesma forma, apesar dos dados utilizados para essa demonstração se tratarem do cenário de produção BxxxBB, as conclusões aqui apresentadas se estendem a quaisquer outros cenários.

Segue abaixo equação (33).

$$\eta_b = \frac{B_{prod}}{B_{gás\ comb}} = \frac{(B_{óleo} + B_{água} + B_{gás\ inj} + B_{gás\ exp} + B_{água\ inj_s} + B_{gás\ comb}) - (B_{petróleo\ (mist)} + B_{água\ inj_e})}{B_{gás\ comb}}$$

Analisando a variação do numerador (B_{prod}) e do denominador ($B_{gás\ comb}$) na Figura 39, observa-se que o comportamento não linear é consequência basicamente do termo exergia dos produtos.

Figura 39 – Comportamento dos termos exergéticos B_{prod} e $B_{gás\ comb}$, em função da vazão de gás exportado

Fonte: autor (2017)

Verificando-se então a variação de cada componente da exergia dos produtos em função da taxa de gás exportado, observam-se que $B_{óleo}$, $B_{água}$, $B_{petróleo\ (mist)}$,

$B_{\acute{a}gua\ inj_s}$ e $B_{\acute{a}gua\ inj_e}$ são constantes em todo intervalo de vazão de gás exportação (de 0,00 a 3,00 Mm³/d). Já os termos $B_{g\acute{a}s\ inj}$, $B_{g\acute{a}s\ exp}$ e $B_{g\acute{a}s\ comb}$ sofrem alteração em função dessa variável – a Figura 40 apresenta o comportamento de cada um desses termos.

Figura 40 – Comportamento das curvas de exergias das correntes de gás injetado, gás exportado e gás combustível em função da vazão de gás exportado.

Analisando visualmente e considerando a linha de tendência¹¹ para cada uma das três curvas apresentadas na Figura 40, nota-se uma característica predominantemente linear para esses termos. Entretanto, quando tais parcelas são somadas ($B_{g\acute{a}s\ inj} + B_{g\acute{a}s\ exp} + B_{g\acute{a}s\ comb}$), pode-se verificar através da Figura 41 que a resultante apresenta a característica não-linear, semelhante à verificada para B_{prod} na Figura 39; e por consequência nos parâmetros exergéticos que possuem esse termo em sua equação.

Para verificar a origem desse comportamento faz-se necessário realizar um maior detalhamento das parcelas que compõe a exergia de cada corrente. As parcelas de exergia física, exergia química molar e exergia química da mistura são detalhadas nas Figuras 42 a 44 para os termos $B_{g\acute{a}s\ inj}$, $B_{g\acute{a}s\ exp}$ e $B_{g\acute{a}s\ comb}$.

¹¹ As linhas de tendência dos gráficos contidos nesse apêndice foram traçadas no software Microsoft Excel com ajuste para uma função polinomial do segundo grau. Essas curvas tratam-se apenas de uma verificação inicial qualitativa do comportamento de cada curva, a fim de constatar o grau de linearidade das mesmas. Por fim, optou-se por não manter essas linhas de tendência nos gráficos inseridos nesse apêndice, a fim de reduzir a poluição visual e facilitar o entendimento do leitor.

Figura 41 – Comportamento da parcela composta pelas exergias de gás injetado, gás exportado e gás combustível em função da vazão de gás exportado.

Fonte: autor (2017)

Figura 42 – Comportamento da parcela de exergia física nas correntes de gás injetado, gás exportado e gás combustível; além de somatória das parcelas.

Fonte: autor (2017)

Figura 43 – Comportamento da parcela de exergia química molar nas correntes de gás injetado, gás exportado e gás combustível; além de somatória das parcelas.

Fonte: autor (2017)

Figura 44 – Comportamento da parcela de exergia química de mistura nas correntes de gás injetado, gás exportado e gás combustível; além de somatória das parcelas.

Analisando-se as curvas das Figuras 42 a 44, apesar de visualmente aparentar forte característica linear, trata-se de um componente não-linear. Entretanto esse comportamento ainda é muito distinto do verificado na Figura 39, e para entender o que causa essa diferença entre os comportamentos das curvas da Figura 39 em relação às Figuras 42 a 44, convém analisar a fórmula de exergia química de mistura (segundo termo da equação (20) – $RT_0 \sum_i x_i \ln \gamma_i x_i$).

Desprezando-se as constantes presentes nesse termo, e considerando inicialmente $i = 1$, tem-se a função $f(x) = x \cdot \ln(x)$, cuja curva é apresentada na Figura 45a. Entretanto ainda fica claro que o comportamento da curva da Figura 45a não se assemelha com a curva da Figura 44.

Figura 45 – (a) Função $f(x) = \sum_i x_i \ln x_i$ para $i = 1$, $0 < x < 1$; (b) Função $f(x) = \sum_i x_i \ln x_i$ para $i = 1, 3$ e 6 , $0 < x < 1$;

Fazendo “i” assumir valores maiores que 1, as curvas comportam-se conforme a Figura 45b. Observa-se que quanto maior o valor de “i”, a função reduz sua curvatura, e isso explica porque é mais difícil visualizar esse comportamento nas curvas da Figura 44 – lembrando que o petróleo estudado nesse trabalho possui 23 componentes em sua composição.

Deve-se destacar que ao comparar $f(x) = x \cdot \ln(x)$ com a equação da exergia química de mistura, assume-se que os valores das frações molares de cada componente na equação da exergia química da mistura têm variação diretamente proporcional em função da vazão de gás exportado. No caso do termo $B_{gás\ exp}$, essa condição é verdadeira, pois as frações molares dos componentes da corrente de gás exportado aumentam conforme a vazão de gás exportado aumenta. Entretanto para os casos de $B_{gás\ inj}$ e $B_{gás\ comb}$, as frações molares dos componentes em cada uma das respectivas correntes diminui com o aumento da vazão de gás exportado, logo a função equivalente para esses casos é $g(x) = \sum_i (x_i - 1) \ln(x_i - 1)$. A Figura 46a apresenta a função $g(x)$ para $i = 1$. Com isso tem-se $f(x)$ como função que representa o comportamento da exergia química da mistura para o gás exportado, e $g(x)$ como função que representa o comportamento da exergia química da mistura para o gás injetado e gás combustível. Considerando uma função $h(x) = f(x) + g(x)$, é esperado que essa nova função apresente comportamento semelhante à somatória das parcelas de exergia química da mistura na Figura 44. A Figura 46b apresenta essa curva, e realmente nota-se um comportamento muito semelhante à soma das parcelas de exergia química da mistura.

Figura 46 – (a) Função $g(x) = \sum_i (x_i - 1) \ln(x_i - 1)$ para $i = 1$, $0 < x < 1$; (b) Função $h(x) = f(x) + g(x)$

Fonte: autor (2017)

Convém ainda analisar o comportamento da somatória das parcelas de exergia física e química molar das Figuras 42 e 43.

Nota-se que a somatória da exergia química molar das parcelas do gás injetado, gás exportado e gás combustível na Figura 43 gera uma função de valor constante; isso ocorre pois ao elevar a vazão de gás exportado no eixo das abcissas, todo ganho em exergia química molar na corrente de gás exportado é eliminado pela perda na corrente de gás injetado. Mesmo a redução verificada na parcela de gás combustível, durante todo o intervalo, não afeta a somatória; já que essa variação (da ordem de 10.000 kW) é irrisória frente às parcelas de gás injetado e exportado (da ordem de 2.000.000 kW).

No caso das parcelas de exergia física (Figura 42), nota-se que a somatória gera uma função linear decrescente no caso estudado. E esse comportamento tem influência importante no resultado final do termo B_{prod} , e por consequência, nos parâmetros exergéticos que possuem esse termo na equação. Retomando a função $h(x)$ utilizada anteriormente, a fim de representar o efeito da exergia física pode-se somar a ela a função $i(x) = a \cdot x$, de forma que a exergia total da corrente possa ser representada de forma simplificada pela equação $j(x) = \sum_i (x_i) \ln(x_i) + \sum_i (x_i - 1) \ln(x_i - 1) + a \cdot x$. A Figura 47a ilustra a função $j(x)$ em três situações: para (I) $a = -2,5$; (II) $a = +2,5$; (I) $a = +5,0$. Nota-se que um coeficiente angular negativo no termo $a \cdot x$, que é o caso dos cenários de produção estudados nesse trabalho, mantém (e acentua) a predominância de uma curva decrescente em todo o intervalo. Conforme esse coeficiente aumenta, essa predominância da curva com característica decrescente se reduz, sendo que para coeficientes elevados, o comportamento se torna predominantemente crescente.

Figura 47 – (a) Função $j(x) = \sum_i (x_i) \ln(x_i) + \sum_i (x_i - 1) \ln(x_i - 1) + a \cdot x$, com curvas (I) $a = -2,5$; (II) $a = +2,5$; (III) $a = +5,0$; (b) Comportamento da curva de exergia total das correntes de gás injetado e gás exportado.

Fonte: autor (2017)

A curva da Figura 47b é útil para esclarecer que o comportamento de parâmetros exergéticos em função da vazão de gás exportado não é necessariamente decrescente. Nessa curva está representada a soma da exergia total das correntes de gás injetado e gás combustível, ou seja, em relação a Figura 41 eliminou-se apenas a parcela do gás combustível. De fato, é a parcela da exergia do gás combustível que acaba por resultar em uma curva de B_{prod} decrescente.

Dessa forma, caso a componente do gás combustível não seja suficientemente decrescente, é possível que a resultante não seja decrescente, sendo mais semelhante às curvas (II) ou (III) do Figura 47a.

Considerando a planta de processo objeto desse trabalho, o comportamento crescente da curva do Figura 47b é explicado pela diferença entre as pressões finais do alinhamento de gás para exportação (250 bar) e para injeção nos poços (450 bar). Como a pressão de injeção é maior, a cada incremento na vazão de gás exportado, com consequente aumento da exergia na corrente de exportação de gás, a queda na exergia da corrente de gás injetado é maior devido justamente a essa pressão maior requerida nesse ponto. Ou seja, quanto maior a diferença entre as pressões da corrente de gás para exportação e de injeção de gás, mais crescente é o comportamento do par $B_{gás\ inj} + B_{gás\ exp}$, e com isso é mais provável a ocorrência de curvas de B_{prod} que variem positivamente em função do aumento da vazão de gás exportado. Obviamente, outras condições de processo podem causar esse mesmo

efeito, como rendimentos dos compressores de exportação e de injeção distintos, por exemplo.

Em suma, para estudos de plantas de processo semelhantes a essa, o comportamento dos parâmetros exergéticos que possuem B_{prod} em sua formulação apresentarão comportamento não linear, devido ao termo de exergia química da mistura. Entretanto, a predominância crescente/decrecente no intervalo estudado é consequência dos parâmetros de processo específicos de cada processo.

Anexos

Código para cálculo de exergia no Aspen Hysys®

O software Aspen Hysys® possui sub-rotinas que permitem o cálculo automático de diversas variáveis, entretanto a exergia não é uma delas. Dessa forma, torna-se necessário inserir um código de programação que realize o cálculo das exergias física, química e de mistura a partir de outras variáveis fornecidas pelo software (entalpia, entropia, frações molares, etc).

Esse apêndice apresenta as sub-rotinas incluídas no Aspen Hysys® de forma a possibilitar os cálculos envolvendo exergia (ABDOLLAHI-DEMNEH, 2011).

Estado de Referência - Temperatura

```
Sub VariableChanged ( )
    On Error GoTo errorhandler
    Dim MS As Streams
    Dim ST As ProcessStream
    Dim X As InternalVariableWrapper
    Dim T0 As Double
    T0=activevariablewrapper.Variable.GetValue( )
    Set MS=activeobject.Flowsheet.MaterialStreams
    For Each ST In MS
        Set X=ST.GetUserVariable("AmbTemp")
        X.Variable.SetValue (T0)
    Next ST
    ErrorHandler :
End Sub
```

Estado de Referência – Pressão

```
Sub VariableChanged()
    On Error GoTo errorhandler
    Dim MS As Streams
    Dim ST As ProcessStream
    Dim X As InternalVariableWrapper
    Dim P0 As Double
    P0=activevariablewrapper.Variable.GetValue( )
    Set MS=activeobject.Flowsheet.MaterialStreams
    For Each ST In MS
        Set X=ST.GetUserVariable("AmbPress")
        X.Variable.SetValue(P0)
    Next ST
    ErrorHandler:
End Sub
```

Exergia física

```

Sub PostExecute()
    On Error GoTo ErrorHandler
    Dim Stream As Fluid
    Dim Exergy As RealVariable
    Set Stream = ActiveObject.DuplicateFluid
    Set Pure = ActiveObject.DuplicateFluid
    Set Exergy = ActiveVariableWrapper.Variable
    Set X=activeobject.GetUserVariable("AmbTemp")
    T0=X. Variable.GetValue()
    Set X=activeobject.GetUserVariable("AmbPress")
    P0=X.Variable.GetValue()
    Set T=activeobject.Temperature
    Set P=activeobject.Pressure
    If (Stream.VapourFraction.IsKnown And
Stream.Pressure.IsKnown And Stream.MolarFlow.IsKnown And
T0<>(32767+273.15) And Stream.MolarFractions.IsKnown(0))
Then
    Dim compounds As HYSYS.Components
    Dim comp As HYSYS.Component
    Dim MassFrac As Variant
    Dim MassPure As Variant
    Dim compH, compH0 , comE As Double
    Dim compS, compS0, compE As Double
    MassFrac=Stream.MassFractionsValue
    MassPure=Pure.MassFractionsValue
    Set compounds=Stream.Components
    Set Pures=Pure.Components
    comE=0
    For var=0 To compounds.Count-1
    For i=0 To Pures.Count-1
    MassPure(i)=0
    Next i
    MassPure(var)=1
    Pure.MassFractionsValue=MassPure
    If
    Pure.TPFlash(Pure.TemperatureValue,Pure.PressureValue
    )=fsFlashOK
    Then
        compH=Pure.MassEnthalpy.GetValue("kJ/kg")
        compS=Pure.MassEntropy.GetValue("kJ/kg-C")
        Pure.Temperature.SetValue(T0,"C")
        Pure.Pressure.SetValue(P0,"kPa")
        Pure.TPFlash()
        compH0=Pure.MassEnthalpy.GetValue("kJ/kg")
        compS0=Pure.MassEntropy.GetValue("kJ/kg-C")
        compE=(compH-compH0)-(T0+273.15)*(compS-compS0)
        comE=comE+MassFrac(var)*compE
        Pure.Temperature.SetValue (T,"C")
        Pure.Pressure.SetValue(P,"kPa")
    
```



```

        End If
    Next var
    Exergy.SetValue(comE_Stream.MassFlow.GetValue("kg/s")
, "kJ/s")
Else
    Exergy.Erase()
    ErrorHandler :
End If
End Sub

```

Exergia química

```

'Exergia química em unidade de fluxo térmico'
Sub PostExecute()
    On Error GoTo ErrorHandler
    Dim Stream As Fluid
    Dim Exergy As RealVariable
    Set Stream = ActiveObject.DuplicateFluid
    Set Exergy = ActiveVariableWrapper.Variable
    If (Stream.VapourFraction.IsKnown And
Stream.Pressure.IsKnown And Stream.MolarFlow.IsKnown
And T0<>(-32767+273.15) And
Stream.MolarFractions.IsKnown(0))
Then
    Dim Comps As HYSYS.Components
    Dim Comp As HYSYS.Component
    Dim MolFrac As Variant
    Dim Comchem As Double
    MolFrac =Stream.MolarFract ionsValue
    Set Comps = Stream.Components
    Comchem=0
    For var=0 To Comps.Count-1
        Set Comp = Comps.Item(var)
        If MolFrac (var)=0
        Then
            Comchem=Comchem+MolFrac(var)*Comp.GetUserPropert
y("Mol_Chm_Ex.")
        Else
            Comchem=Comchem+MolFrac(var)*Comp.GetUserPropert
y("Mol_Chm_Ex.")'+MolFrac(var)*Log(MolFrac(var))
        End If
    Next var
    Exergy.SetValue(Comchem_Stream.MolarFlow.GetValue("kg
mole/s"), "kJ/s")
Else
    Exergy.Erase()
    ErrorHandler:
End If
End Sub

```

Exergia de mistura

```

Sub PostExecute ( )
    On Error GoTo ErrorHandler
    Dim Stream As Fluid
    Dim Exergy As RealVariable
    Set Stream = ActiveObject.DuplicateFluid
    Set Pure = ActiveObject.DuplicateFluid
    Set Exergy = ActiveVariableWrapper.Variable
    Set X=activeobject.GetUserVariable("AmbTemp")
    T0=X.Variable.GetValue()
    If(Stream.VapourFraction.IsKnown
    And Stream.Pressure.IsKnown And Stream.MolarFlow.IsKnown
    And T0<>(-32767+273.15)
    And Stream.MolarFractions.IsKnown(0))
    Then
        Dim Comps As HYSYS.Components
        Dim Comp As HYSYS.Component
        Dim MassFrac As Variant
        Dim MassPure As Variant
        Dim ComH As Double
        Dim ComS As Double
        MassFrac =Stream.MassFractionsValue
        MassPure=Pure.MassFractionsValue
        Set Comps = Stream.Components
        Set Pures = Pure.Components
        ComH=0
        ComS=0
        For var=0 To Comps.Count-1
            For i=0 To Pures.Count-1
                MassPure (i)=0
            Next i
            MassPure(var)=1
            Pure.MassFractionsValue=MassPure
            If
                Pure.TPFlash(Pure.TemperatureValue,Pure.PressureValue
                )=fsFlashOK
            Then
                ComH=ComH+MassFrac(var)_Pure.MassEnthalpy.GetVal
                ue("kJ/kg")_Stream.MassFlow.GetValue("kg/s")
                ComS=ComS+MassFrac(var)_Pure.MassEntropy.GetValu
                e("kJ/kg-C")_Stream.MassFlow.GetValue("kg/s")
            End If
        Next var
        DeltaH=Stream.MassFlow.GetValue("kg/s")_Stream.MassEn
        thalpy.GetValue("kJ/kg")-ComH
        DeltaS=Stream.MassFlow.GetValue("kg/s")_Stream.MassEn
        tropy.GetValue("kJ/kg-C")-ComS
        DeltaE=DeltaH-(T0+273.15)*DeltaS
        Exergy.SetValue(DeltaE,"kJ/s")
    Else
        Exergy.Erase()
    ErrorHandler:

```

```

    End If
End Sub

```

Exergia

```

Sub PostExecute()
    On Error GoTo ErrorHandler
    Set Stream = ActiveObject.DuplicateFluid
    Dim Exergy As RealVariable
    Set Exergy=ActiveVariableWrapper.Variable
    chem=activeobject.GetUserVariable("Chemical
    Exergy").Variable.GetValue()
    phys=activeobject.GetUserVariable("Physical
    exergy").Variable.GetValue()
    mix=activeobject.GetUserVariable("Mixing
    Exergy").Variable.GetValue()
    If (Stream.VapourFraction.IsKnown
    And Stream.Pressure.IsKnown And Stream.MolarFlow.IsKnown
    And T0<>(-32767+273.15)
    And Stream.MolarFractions.IsKnown(0))
    Then
        Exergy.SetValue(chem+phys+mix)
    Else
        Exergy.Erase()
        ErrorHandler:
    End If
End Sub

```