

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

SILVIO MICHEL CARLOTO

**AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA  
IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE RECUPERAÇÃO DE GASES  
ENVIADOS PARA A TOCHA EM UMA UNIDADE DE  
PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA  
2018

SILVIO MICHEL CARLOTO

**AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA  
IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE RECUPERAÇÃO DE GASES  
ENVIADOS PARA A TOCHA EM UMA UNIDADE DE  
PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL**

Monografia apresentada ao curso de especialização em Eficiência Energética, do Departamento de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do título de especialista em Eficiência Energética.

Orientador: Prof. M. Eng. Luiz Amilton Peplow

CURITIBA  
2018



---

## TERMO DE APROVAÇÃO

Título da monografia

**AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLEMENTAÇÃO  
DE UM SISTEMA DE RECUPERAÇÃO DE GASES ENVIADOS PARA A TOCHA  
EM UMA UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL**

Por

**Silvio Michel Carloto**

Esta monografia foi apresentada às 15:30 h do dia 15/06/2018 como requisito parcial para a obtenção do título de Especialista no CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, **Câmpus Curitiba**. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho:

<b>1</b>		Aprovado
<b>2</b>	<b>X</b>	Aprovado condicionado às correções Pós-banca, postagem da tarefa e liberação do Orientador.
<b>3</b>		Reprovado

---

**Prof. Dr. Cassiano Moro Piekarski**

UTFPR – Examinador

---

**Prof. Dr. Roberto Cesar Betini**

UTFPR – Examinador

---

**Prof. M. Eng. Luiz Amilton Peplow**

UTFPR – Coordenador do Curso e Orientador

## **AGRADECIMENTOS**

Durante o curso de Especialização em Eficiência Energética muitos novos conhecimentos foram adquiridos, conhecimentos que farão toda a diferença no desempenho da minha profissão como Engenheiro Químico.

Agradeço a todo o corpo docente deste curso que forneceu o conhecimento necessário para uma boa atuação como Especialista em Eficiência Energética, especialmente à orientação desta monografia e à coordenação do curso pelo Professor Peplow.

Agradeço aos meus colegas de classe por tornarem as aulas e os momentos em sala mais agradáveis.

Agradeço à minha esposa Adriana Boza, que compreendeu as minhas ausências e me apoiou bastante na conquista deste objetivo.

## RESUMO

Milhões de metros cúbicos de gás são queimados anualmente em tochas de unidades de processamento de óleo e gás natural no Brasil, contribuindo para o aquecimento global e desperdício energético, visto que a fração de gás queimada ainda possui alto valor energético. Com objetivo de minimizar o volume de gás queimado, é proposto e avaliado neste trabalho, a implementação de um sistema de recuperação do gás enviado ao *flare* em uma unidade de processamento de gás natural localizada na região sudeste do Brasil. O sistema consiste em comprimir e reprocessar o gás proveniente do *header* do *flare*, incrementando a produção gás seco, GLP e gasolina natural. Para implementação do sistema é necessário um investimento inicial de R\$ 7.296.679,15, resultando em um VPL (Valor Presente Líquido) de R\$ 9.457.319,48, uma TIR (Taxa Interna de Retorno) de 23% e um payback de 6 anos. Além disso, é estimada uma redução de emissão de 6.543 tCO<sub>2</sub>/ano. É também avaliada a possibilidade de registro do projeto como MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo), verificando-se que é possível obter uma receita anual adicional de R\$ 153.858,86 com a comercialização das RCE's (Reduções Certificadas de Emissão), aumentando a viabilidade do sistema. Por fim, destaca-se que o sistema de recuperação de gás de *flare* em unidades de processamento de óleo e gás é atrativo do ponto de vista ambiental e econômico, e deve ser avaliado para outras unidades de processamento no Brasil, tais como, refinarias de petróleo e unidades de processamento de gás natural de maior porte, com vazões de processamento superiores a 10.000.000 m<sup>3</sup>/d.

**Palavras-chaves:** Recuperação de gás do *flare*, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Indústria de óleo e gás.

## ABSTRACT

Million cubic meters of gas are flared yearly in oil and natural gas processing units in Brazil, contributing to the global warming and energy waste, since the flared gas fraction still has a high energetic value. In order to minimize the flared gas volume, it is proposed and evaluated in this work, the implementation of a gas flare recovery system at a natural gas processing unit located at the southeast region in Brazil. The system consists into compressing and reprocessing the gas from the flare header, increasing the dry gas, LPG and natural gasoline production. For the system implementation it is necessary an initial investment of R\$ 7.296.679,15, resulting in a NPV (Net Present Value) of R\$ 9.457.319,48, a IRR (Internal Rate of Return) of 23% and a 6 years' payback. Moreover, an emission reduction of 6.543 tCO<sub>2</sub>/year is estimated. It is also evaluated the possibility of registering the project as CDM (Clean Development Mechanism), being verified that is possible to obtain an extra annual revenue of R\$ 153.858,86 with the commercialization of the CER's (Certified Emission Reductions), increasing the system feasibility. After all, stands out that the flare gas recovery system in oil and gas processing units is attractive from both economic and environmental point of view, and should be evaluated for others processing units in Brazil, such as oil refineries and larger natural gas processing units, with processing flow higher than 10.000.000 m<sup>3</sup>/d.

**Keywords:** Flare Gas Recovery, Clean Development Mechanism, Oil and Gas Industry.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DA UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL.....	11
FIGURA 2 - RANKING DOS PAÍSES COM MAIOR QUEIMA DE GÁS .....	19
FIGURA 3 - VOLUME QUEIMADO POR BARRIL DE ÓLEO PRODUZIDO .....	19
FIGURA 4 - VOLUME DE GÁS QUEIMADO MUNDIALMENTE .....	20
FIGURA 5 - FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DO SISTEMA DE FLARE .....	26
FIGURA 6 - FLUXOGRAMA FLARE COM ESTÁGIOS .....	28
FIGURA 7 - INDICADOR 1 – 2015 A 2017 .....	31
FIGURA 8 - INDICADOR 1 - 2017 .....	32
FIGURA 9 - INDICADOR 2 - 2017 .....	33
FIGURA 10 - ILUSTRAÇÃO CÁLCULO DA ECONOMIA COM A AEE .....	35
FIGURA 11 - FLUXOGRAMA RECUPERAÇÃO DE GASES DOS FLARE .....	36
FIGURA 12 - DISTRIBUIÇÃO VAZÕES FLARE 2017 .....	38
FIGURA 13 - DISTRIBUIÇÃO FREQUÊNCIA ACUMULADA FLARE 2017 .....	39
FIGURA 14 - MODELAGEM DO PROCESSO HYSYS 9.0 .....	42
FIGURA 15 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	54

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - CONSUMO PERCENTUAL DE ENERGIA POR TIPO .....	29
TABELA 2 - DADOS VOLUMES DE GÁS QUEIMADOS NO FLARE – 2017 .....	30
TABELA 3 - COMPOSIÇÃO MÉDIA DO GÁS DE CARGA DA UNIDADE .....	40
TABELA 4 - COMPOSIÇÃO MÉDIA DO GÁS SECO DA UNIDADE .....	40
TABELA 5 - PARÂMETROS DE DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA .....	41
TABELA 6 - RESULTADO DIMENSIONAMENTO COMPRESSOR GÁS SECO	41
TABELA 7 - CUSTOS EQUIPAMENTOS .....	42
TABELA 8 - CUSTO TUBULAÇÃO .....	43
TABELA 9 - CUSTOS FIXOS TOTAIS .....	44
TABELA 10 - RESULTADO CONSUMO ENERGÉTICO ADICIONAL .....	46
TABELA 11 - CUSTO OPERAÇÃO TOTAL .....	46
TABELA 12 - COMPOSIÇÃO MÉDIA ENTRADA/SAÍDA UNIDADE .....	47
TABELA 13 - PREMISSAS UTILIZADAS NO CÁLCULO DO FRACIONAMENTO	47
TABELA 14 - PRODUÇÃO ADICIONAL COM FGRS .....	48
TABELA 15 - VAZÃO MÉDIA DE QUEIMA .....	49
TABELA 16 - REDUÇÃO EMISSÃO DE CO <sub>2</sub> .....	49
TABELA 17 - EMISSÃO LÍQUIDA DE CO <sub>2</sub> EVITADA .....	50
TABELA 18 - PREÇOS PRODUTOS E FATORES DE CONVERSÃO .....	52
TABELA 19 - FLUXO DE CAIXA DO PROJETO .....	53
TABELA 20 - INDICADORES ECONÔMICOS .....	53
TABELA 21 - VALORES MÁXIMOS E MÍNIMOS PARA VIABILIDADE .....	55
TABELA 22 - RECEITA COM CRÉDITOS DE CARBONO .....	56
TABELA 23 - FLUXO DE CAIXA DO PROJETO COM MDL .....	57
TABELA 24 - INDICADORES ECONÔMICOS COM MDL .....	57

## LISTA DE ACRÔNIMOS E SIGLAS

AEE	Ações de Eficiência Energética
ANP	Agência Nacional do Petróleo
BDV	<i>BlowDown Valve</i> (válvula de alívio para flare, atuada em caso de ocorrência de shutdown)
BOE	Barril de Óleo Equivalente
CO	Monóxido de Carbono
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
EUR	Euro
FGRS	Flare Gas Recovery System
GEE	Gases do Efeito Estufa
kPag	Pressão manométrica
LGN	Líquido de Gás Natural (Soma entre GLP e C5+)
M <sup>3</sup>	Volume de gás nas condições de 20°C e 1atm
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
NO <sub>x</sub>	Óxidos de Nitrogênio
PAH	Hidrocarbonetos Aromáticos Policíclicos
PCI	Poder Calorífico Inferior
PSV	Pressure Safety Valve (Válvula de Alívio de Pressão)
PV	Válvula de controle de pressão
RCE	Reduções Certificadas de Emissão
SECGN	Sistema de Estabilização de Condensado de Gás Natural
SO <sub>2</sub>	Dióxido de Enxofre
UAPO	Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho
UPCGN	Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
USD	United States Dolar
VAV	Vent de Alta Velocidade
VOC	Compostos Orgânicos Voláteis
XV	Válvula on/off atuada em caso de shutdown

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>10</b>
1.1	PROBLEMAS E HIPÓTESES .....	14
1.2	OBJETIVO GERAL .....	14
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
1.4	JUSTIFICATIVAS .....	15
1.5	METODOLOGIA.....	16
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	17
<b>2</b>	<b>DESENVOLVIMENTO</b> .....	<b>18</b>
2.1	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	18
2.2	DESCRITIVO DA OPERAÇÃO DO FLARE DA UNIDADE DE PROCESSAMENTO .....	24
<b>3</b>	<b>APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS</b> .....	<b>29</b>
3.1	LEVANTAMENTO DE DADOS DE CONSUMO ENERGÉTICO E ACOMPANHAMENTO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NA UNIDADE ....	29
3.2	APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA DE RECUPERAÇÃO DOS GASES DO FLARE .....	35
3.3	DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DE OPERAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DO COMPRESSOR DO SISTEMA DE RECUPERAÇÃO DE GASES DO FLARE .....	37
3.4	ESTIMATIVA DOS CUSTOS DE IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA E CUSTOS COM A OPERAÇÃO .....	42
3.5	ESTIMATIVA DOS GANHOS OBTIDOS COM O APROVEITAMENTO DOS GASES DO FLARE .....	46
3.6	ESTIMATIVA DOS GANHOS AMBIENTAIS ASSOCIADOS À IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA .....	48
3.7	ANÁLISE ECONÔMICA .....	51
3.7.1	Avaliação do projeto como MDL .....	55
<b>4</b>	<b>CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	<b>59</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>61</b>
	<b>ANEXOS</b> .....	<b>65</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Apesar de a matriz energética brasileira ser em sua maior proporção composta por fontes renováveis, a indústria do petróleo e gás natural ainda representa um importantíssimo setor energético. O processamento de petróleo e gás natural, por suas características, demanda grande consumo energético e também emitem elevado volume de gases do efeito estufa. Um dos principais pontos de emissão de gases do efeito estufa, em unidades de processamento de petróleo e gás natural, são os sistemas de tocha (ou *flare*), que são sistemas de segurança que tem a função de queimar o gás residual dos processos e também os volumes excedentes durante partidas, paradas e situações de emergência.

Desde o início da exploração e produção de petróleo no mundo, iniciada no século XIX, a queima de gás em tochas, tem sido praticada como um método de descartar os gases associados ao petróleo, principalmente por segurança e razões operacionais e econômicas. A preocupação ambiental relacionada à queima de gás em *flare* aumentou consideravelmente somente nas últimas décadas. (SOLTANIEH, 2016)

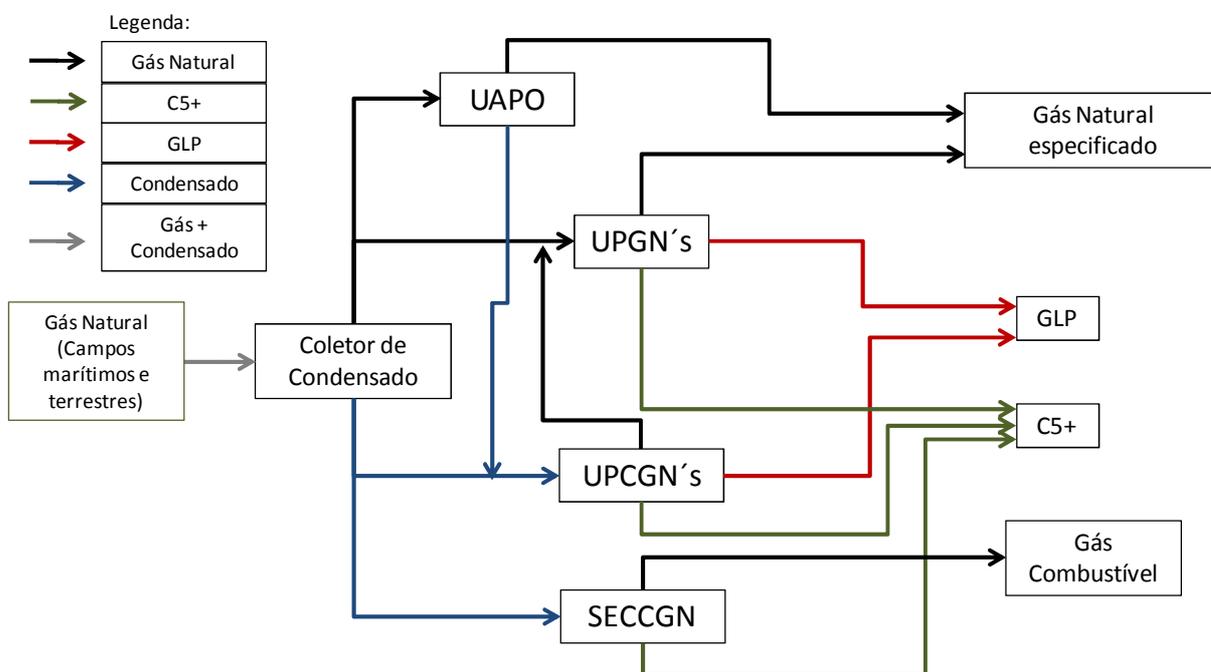
Sob altas pressões nos reservatórios de petróleo, os hidrocarbonetos mais leves e outras impurezas estão dissolvidas e dispersadas nos compostos de hidrocarbonetos mais pesados. Quando a pressão é reduzida a condições atmosféricas, o gás dissolvido e outras impurezas são separados do líquido e queimados ou liberados diretamente na atmosfera. Esses gases são chamados de gases associados. As razões para que o gás associado seja queimado são diversas, entre elas estão: 1) falta de infraestrutura para coleta, tratar, transportar e utilizar o gás associado; 2) os campos de produção estão em locais remotos, longe do mercado de consumo; 3) O pequeno volume de gás e sua variação, que faz com que o projeto de facilidade de processamento tornem-se investimentos incertos e portanto antieconômicos; 4) Impurezas no gás que requerem métodos de tratamento caros e complexos; 5) Razões operacionais e de segurança. (SOLTANIEH, 2016)

É importante notar que além dos gases queimados em *flare* provenientes dos gases associados, em todas unidades de processamento de petróleo e gás há sempre alguma quantidade de gás coletada dos diversos processos e enviados ao *flare*, neste caso os principais motivos são por segurança, durante descontroles

operacionais, partidas e paradas. A contribuição deste tipo de queima é relativamente baixa quando comparada à dos gases associados. (SOLTANIEH, 2016)

Este estudo concentra-se no aproveitamento dos gases não associados, que são queimados diariamente no *flare* na operação normal de uma unidade de processamento de gás natural localizada na região Sudeste do Brasil. A unidade produz gás natural especificado, GLP (gás de cozinha) e C5+, este último produto é conhecido também como gasolina natural.

A unidade é composta por 3 Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), uma Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho (UAPO), 3 Unidades de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN) e um Sistema de Estabilização de Condensado de Gás Natural (SECCGN). Na Figura 1 é representado o fluxograma simplificado do processo.



**Figura 1 – Fluxograma simplificado da Unidade de Processamento de Gás Natural.**

**Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).**

O gás natural proveniente dos campos marítimos e terrestres chega à unidade através de gasodutos, esta corrente de chegada é bifásica, por isso é realizada uma separação gravitacional do gás e líquido em um equipamento chamado coletor de condensado. O gás proveniente do coletor de condensado é enviado para processamento em uma das UPGN's ou UAPO. Na unidade de processamento o gás passa pelas seguintes etapas básicas: desidratação, resfriamento e fracionamento. A principal diferença entre a UAPO e as UPGN's é o método de resfriamento do gás. Na UAPO utiliza-se um circuito de refrigeração a propano, enquanto que nas UPGN's utiliza-se a turbo-expansão. A eficiência de resfriamento da turbo-expansão é bastante elevada quando comparada com a refrigeração simples, portanto, as UPGN's são unidades com maior eficiência na produção de GLP do que a UAPO, enquanto que as UPGN's recuperam em torno de 90% do propano contido na carga, a UAPO recupera aproximadamente 25%. Outra diferença da UAPO é que o único produto final proveniente dela é o gás natural especificado, o líquido condensado devido ao resfriamento é enviado a uma UPCGN, para então produzir o GLP e gasolina natural. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

Atualmente a vazão de gás proveniente dos campos marítimos e terrestres é menor do que a capacidade nominal da planta, por isso há sempre uma unidade parada em *stand-by*. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

O principal objetivo da unidade de processamento é a maximização da produção de GLP, que é normalmente o produto de maior valor agregado, então sempre que possível prioriza-se a operação das 3 UPGN's ao invés de 2 UPGN's e UAPO. O inconveniente é que o consumo energético das UPGN's é aproximadamente 5 vezes superior ao consumo energético da UAPO. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

O líquido separado no coletor de condensado é processado em uma UPCGN ou SECGN. Na UPCGN são gerados dois produtos finais, GLP e C5+, e um produto intermediário, que é o gás residual, que é incorporado à corrente de carga das unidades de processamento de gás (UAPO e UPGN's). Já a unidade SECGN processa exclusivamente o condensado proveniente de um dos campos de gás natural, que possui na sua composição baixo teor de GLP, por isso esta unidade produz apenas condensado estabilizado e gás residual, que é utilizado internamente como gás combustível. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

Os principais insumos energéticos necessários ao processamento são a energia elétrica e a queima de gás natural.

A logística do gás natural especificado, conforme citado acima é realizada através de um gasoduto que interliga-se à malha nacional de distribuição, e os principais consumidores são as indústrias. A logística do GLP é realizada através de bombeamento para uma estação marítima que escoo o produto através de carretas, para atendimento do mercado local, e através de navios, para atendimento do mercado nacional. Já o C5+ ou gasolina natural pode ser bombeado para dois terminais marítimos, em um deles o produto é misturado a petróleo cru e enviado para refinarias através de navios, no outro terminal o produto é transportado por navios até refinarias que fazem uma mistura com a gasolina produzida. A destinação do C5+ é definida de acordo com as estratégias comerciais e logísticas da empresa. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

Neste trabalho é proposto um sistema de reaproveitamento dos gases atualmente queimados nos *flares* da unidade e é realizada uma análise técnico-econômica para verificação da viabilidade. O sistema proporciona um aproveitamento da energia atualmente desperdiçada com a queima e redução na emissão de gases do efeito estufa.

Os impactos ambientais devido à queima de gás em *flares*, e o reaproveitamento desse gás já é um assunto amplamente pesquisado ao redor do mundo. Zolfaghari, Pirouzfard e Sakhaeinia (2017) realizaram uma caracterização técnica e avaliação econômica da recuperação de gás do *flare* em várias plantas de processamento de gás do Irã. Umukoro e Ismail (2017) desenvolveram um modelo para a estimativa de emissões de não-hidrocarbonetos tais como CO<sub>2</sub>, CO, NO, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, etc. provenientes da queima de gás natural em *flares*. Soltanieh *et al.* (2016) apresentam uma revisão global dos impactos ambientais causados pelas emissões provenientes dos gases queimados em *flares*, enfatiza-se que foram identificadas mais de 250 toxinas liberadas através dos *flares*, sendo algumas delas cancerígenas. Abdulrahman, Huisinigh e Hafkamp (2015) apresentam um projeto de pesquisa para o desenvolvimento do primeiro sistema recuperação de gás de *flare* em uma refinaria do Egito, o projeto foi previsto para ser implementado como Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Hajizadeh *et al.* (2017) realizaram um estudo de viabilidade técnica e econômica de um projeto de implementação de recuperação de gases do *flare* em uma refinaria de gás natural localizada no Irã.

Comodi, Renzi e Rossi (2016) apresentam os resultados obtidos em um estudo de viabilidade de um projeto de recuperação de gases do *flare* em uma refinaria na Itália. Rahimpour *et al.* fazem um estudo comparativo de três métodos de recuperação de gases de *flare* em uma refinaria no Irã.

Ao longo da fundamentação teórica os estudos citados acima são apresentados com maiores detalhes.

## 1.1 PROBLEMAS E HIPÓTESES

Há dois problemas principais abordados neste trabalho, para os quais propõe-se soluções, são eles:

- Na unidade de processamento de gás natural em estudo, aproximadamente 5% da energia total consumida é queimada no *flare*;
- A queima de gás no *flare* contribui para uma emissão anual média de 6.912 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Para a condução do trabalho de forma a buscar solução para os problemas citados, são definidas algumas hipóteses:

- É viável economicamente e tecnicamente a implementação de um sistema de reaproveitamento de gás do *flare*?
- É possível reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> da unidade em estudo com a implementação de um sistema de reaproveitamento de gás do *flare*?
- É possível obter receita proveniente da venda de créditos de carbono, agregando maior valor ao sistema proposto?

## 1.2 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral do trabalho é avaliar a viabilidade técnica e econômica da implementação de um sistema de recuperação dos gases atualmente queimados no *flare* em uma unidade de processamento de gás natural localizada na região sudeste

do Brasil, verificando também a possibilidade de redução das emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE).

### 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1) Fazer um diagnóstico energético da unidade de processamento de gás natural em estudo;
- 2) Propor um sistema para recuperação dos gases enviados atualmente para o *flare*;
- 3) Dimensionar o sistema proposto e estimar custos de implementação e operação;
- 4) Quantificar as reduções nas emissões de GEE;
- 5) Realizar a análise econômica do sistema para verificação da viabilidade.

### 1.4 JUSTIFICATIVAS

Bilhões de metros cúbicos de gás são queimados anualmente em tochas de unidades de processamento de petróleo e gás natural no Brasil, contribuindo para o aquecimento global e desperdício energético, visto que a fração de gás queimada possui alto valor energético agregado. (WORLD BANK<sup>3</sup>, 2018)

O aproveitamento do gás do *flare* em unidades de processamento de petróleo e gás já é um assunto amplamente estudado e implementado ao redor do mundo, vários deles inclusive aprovados como MDL, gerando receita com a venda das Reduções Certificadas e Emissão. (ABDULRAHMAN, 2015)

No Brasil ainda não há projetos similares implementados em unidades de processamento de petróleo e gás natural, justificando a necessidade de desenvolvimento nesta área de conhecimento. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

## 1.5 METODOLOGIA

A metodologia utilizada para a obtenção dos resultados é a seguinte:

- 1) Levantamento de dados de consumo energético e acompanhamento da eficiência energética da planta de processamento de gás natural, utilizando-se do banco de dados interno da unidade de processamento. Neste item também é definida a linha de base do consumo energético, definindo-se a correlação entre o consumo energético e as principais variáveis que influenciam no consumo, utilizando a metodologia proposta por Efficiency Valuation Organization (2012);
- 2) Apresentação da proposta de recuperação dos gases do *flare*;
- 3) Definição dos parâmetros de operação e dimensionamento do compressor do sistema de recuperação de gases do *flare*. Esta etapa é realizada utilizando-se dados internos da unidade de processamento de gás natural referentes à queima de gás no flare, e o dimensionamento do sistema é realizado com a utilização do software de simulação termodinâmica DWSIM Simulator 5.0 (2017);
- 4) Estimativa dos custos de implementação do sistema e custos com a operação. Para estimativa dos custos de implementação são utilizados dados de modelagem realizada no software ASPEN HYSYS 9.0 (2016) e metodologia recomendada por Peters, Timmerhaus e West (2003). Já a estimativa dos custos com a operação são obtidos através de simulação da operação do sistema, através do software DWSIM Simulator 5.0 (2017) e também utilizando-se dados de custos energéticos fornecidos pela concessionária ESCELSA (2018);
- 5) Estimativa dos ganhos obtidos com o reaproveitamento dos gases do *flare*, realizado utilizando-se dados históricos internos da unidade de processamento para cálculo da produção adicional obtida com o reaproveitamento dos gases;
- 6) Estimativa dos ganhos ambientais associados à implementação do sistema, quantificando-se a redução esperada nas emissões de CO<sub>2</sub>. As emissões evitadas de CO<sub>2</sub> são obtidas através de cálculo estequiométrico, considerando combustão completa dos gases enviados ao *flare*. Para

determinação das emissões de CO<sub>2</sub> referente à operação do sistema de recuperação de gás do *flare*, é utilizada a metodologia proposta por UNFCCC (2018);

- 7) Análise econômica do projeto, obtida utilizando os parâmetros VPL (Valor Presente Líquido), TIR (Taxa Interna de Retorno) e *payback* (tempo de retorno do investimento) para avaliação da viabilidade do sistema.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O primeiro capítulo deste trabalho apresenta uma breve descrição sobre a unidade de processamento de gás natural em estudo, destacando-se principalmente de que formas a energia é consumida. Apresenta-se a proposta de implementação de um sistema de recuperação dos gases queimados no *flare* citando-se sucintamente os principais estudos utilizados como referências bibliográficas. Além disso o capítulo apresenta os problemas e hipóteses, objetivo geral, objetivos específicos, justificativas e metodologia utilizada para o desenvolvimento do trabalho.

O segundo capítulo apresenta a fundamentação teórica, detalhando os estudos utilizados como referências bibliográficas e também o descritivo de funcionamento do *flare* da unidade de processamento de gás natural em estudo.

O terceiro capítulo apresenta todos os dados e resultados obtidos, detalhando os levantamentos de dados de consumo energético da unidade, a proposta de recuperação dos gases do *flare*, a definição dos parâmetros de operação e dimensionamento do sistema, estimativa de custos, estimativa de ganhos obtidos com a implementação do sistema e a análise econômica.

O quarto capítulo apresenta as conclusões e considerações finais referentes ao trabalho.

## 2 DESENVOLVIMENTO

### 2.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Aproximadamente 140 bilhões de metros cúbicos de gás natural são queimados anualmente em campos de produção de óleo ao redor do mundo. A queima de gás em *flares* desperdiça uma valiosa fonte de energia, que poderia ser utilizada para contribuir com o crescimento e progresso econômico mundial. Além disso, contribui para as mudanças climáticas liberando milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> para a atmosfera. (WORLD BANK<sup>1</sup>, 2017 e WORLD BANK<sup>2</sup>, 2018)

O World Bank é líder em uma iniciativa para redução de queima de gás através da Parceria Global para Redução de Queima de Gás (GGFR), uma iniciativa público-privada composta por companhias produtoras de petróleo, governos regionais e nacionais e instituições internacionais. A parceria trabalha para aumentar o uso do gás natural associado à produção de óleo, ajudando a remover barreiras técnicas e regulatórias para a redução da queima, conduzindo pesquisas, disseminando melhores práticas e desenvolvendo alguns programas de redução de queima de gás. Alinhado a esta parceria liderada pelo banco World Bank, foi anunciado em outubro de 2017 o programa “rotina de queima zero em 2030”, a chamada tem o objetivo de financiar projetos viáveis para o aproveitamento dos gases associados em campos de produção onshore e offshore. (WORLD BANK<sup>1</sup>, 2017 e WORLD BANK<sup>2</sup>, 2018)

Segue na Figura 2 o ranking dos países em função do volume de gás queimado e na Figura 3 a relação entre o volume de gás queimado e o volume de óleo produzido.

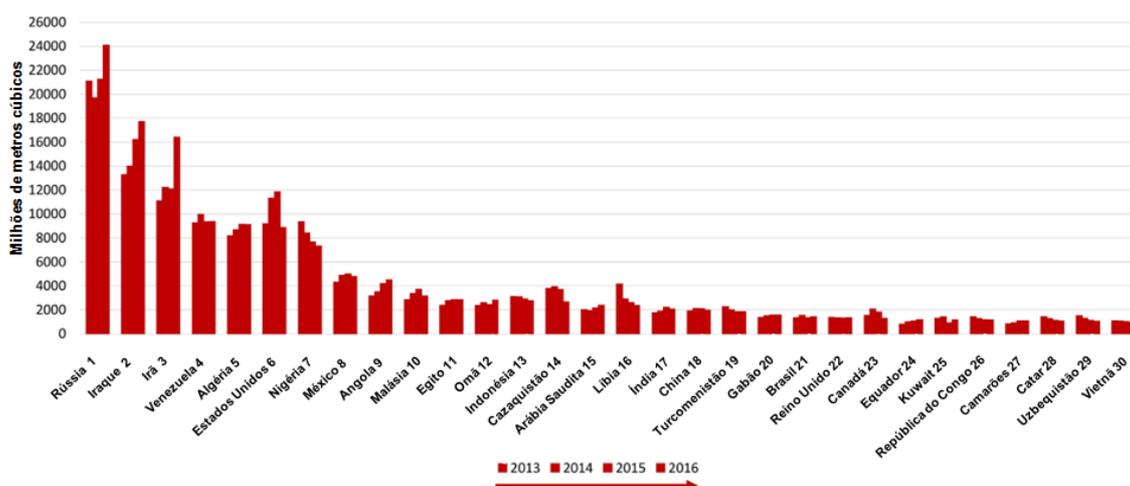


Figura 2 – Ranking dos países com maior queima de gás.

Fonte: World Bank<sup>3</sup> (2018).

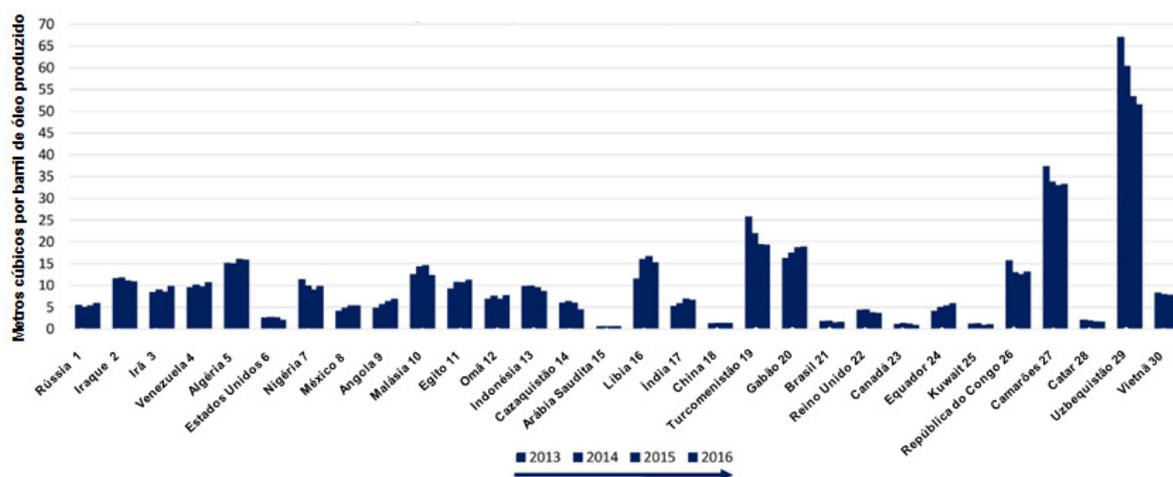


Figura 3 – Volume queimado por barril de óleo produzido.

Fonte: World Bank<sup>3</sup> (2018).

Observa-se nas Figura 2 e Figura 3 que apesar de o Brasil ocupar o 21º lugar no ranking dos países que mais queimam gás natural com volume de 1,444 bilhões de metros cúbicos queimados no ano de 2016, a relação entre volume de gás queimado e barril de óleo produzido é bastante reduzida (1,5 m<sup>3</sup>/barril em 2016), estando entre os países que mais aproveitam o gás natural associado à produção de óleo. (WORLD BANK<sup>3</sup>, 2018)

Corroborando com as informações acima citadas, enfatiza-se também que já existem ações sendo implementadas desde 2010, quando a Petrobras iniciou o

POAG (Programa de Otimização do Aproveitamento de Gás), que buscam a redução da quantidade de gás queimada nas unidades de produção de óleo *offshore*. Em 2015 atingiu-se o recorde de aproveitamento do gás produzido de 96,5%, o trabalho e os seus resultados foram apresentados na Conferência Mundial de Gás (*World Gas Conference*), o evento global mais importante da área de gás natural. (PETROBRAS<sup>1</sup>, 2018)

Outra informação importante é que as novas plataformas de produção de petróleo do Brasil já estão contemplando em seus projetos um sistema de recuperação de gases do *flare*, que utiliza a tecnologia de *flare* apagado, que só é aceso em situações de emergência. (WARTSILA, 2018)

Na Figura 4 são apresentados os quantitativos de gás queimados e também a produção de óleo mundial:

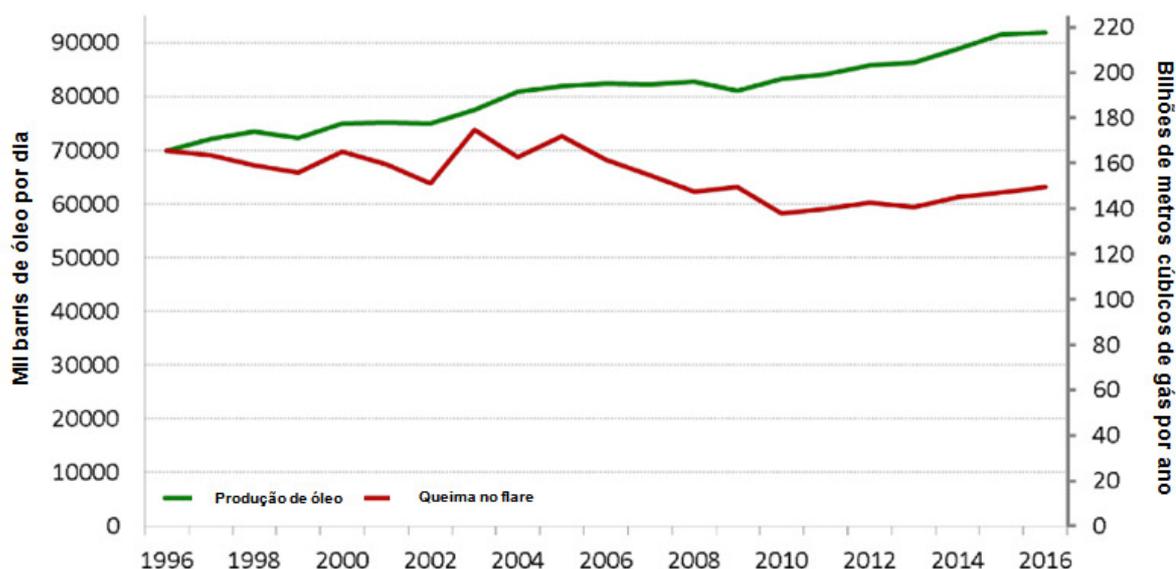


Figura 4 – Volume de gás queimado mundialmente.

Fonte: World Bank<sup>3</sup> (2018).

Observa-se que apesar do aumento na produção de óleo no período de 1996 a 2016, houve uma redução no volume de gás queimado, mostrando que houve um aumento da implementação de projetos de aproveitamento dos gases associados. Outra constatação importante dos dados acima apresentados é que o

volume de queima de gás em *flares* no Brasil representa menos de 1% do volume mundial.

O limite de volume de queima de gás natural em *flares* no Brasil é definido na portaria da ANP nº 249 de 1º de novembro de 2000. Conforme item 7.1 da portaria, não há necessidade de prévia autorização para as queimas ou perdas de gás natural a volumes iguais ou inferiores a 3% da produção mensal de gás natural associado do campo. (BRASIL, 2000)

Consultando-se os mais recentes estudos e artigos referentes ao aproveitamento dos gases enviados ao *flare*, constata-se que diversos projetos estão sendo implementados em diversas unidades ao redor do mundo. No Brasil ainda não há aplicação em unidades de processamento, sendo que o gás excedente proveniente de purgas em situações normais de operação, situações de emergência, e despressurizações em partidas e paradas ainda são encaminhadas ao *flare* e queimadas, contribuindo para um desperdício energético e aumento de emissões de gases causadores do efeito estufa.

De acordo com artigo publicado na revista *Environmental Pollution* destaca-se que a contribuição do processamento de óleo e gás para a poluição do ar tem sido severamente subestimada, isto ocorre principalmente devido ao fato de que os fatores de emissão frequentemente utilizados para estimar as emissões do setor de óleo e gás são muito genéricos e independentes das especificidades de cada campo de produção, como composição do gás queimado e características da combustão. Há uma necessidade de desenvolvimento de pesquisas para que sejam estabelecidas estimativas de emissões que variem de acordo com a composição do gás e características da combustão, além de um aumento das medições. O estudo concentrou-se na quantificação dos impactos ambientais causados principalmente pela emissão de fuligem através dos *flares*, estimando que na região do Ártico 40% dos particulados de carbono na superfície são provenientes da queima em *flares*. (FAWOLE; CAI e MACKENZIE, 2016)

Como conclusão enfatizou-se a iniciativa do World Bank de promover a campanha “*Zero Routine Flaring by 2030*”, que visa, através de parcerias público-privadas, implantar projetos que busquem a redução do volume de gás queimado em *flares*. Enfatizou-se também a necessidade de realização de estudos para um adequado entendimento da composição dos poluentes emitidos, especialmente fuligem, dos campos de produção. A grande variação na composição e vazões

queimadas nas estações ao redor do mundo demonstram a importância do desenvolvimento de estratégias para se levar em consideração a composição ao estimar as emissões. Outro aspecto importante na determinação do fator de emissão é que deve ser levada em consideração também a dinâmica da combustão, para quantificar com mais precisão a composição dos gases emitidos. (FAWOLE; CAI e MACKENZIE, 2016)

Zolfaghari, Pirouzfard e Sakhaeinia (2017) realizaram uma caracterização técnica e avaliação econômica da recuperação de gás do *flare* em várias plantas de processamento de gás. O escopo do estudo foi avaliar três tipos de processo de aproveitamento de gás do *flare* e verificar qual deles é o melhor do ponto de vista econômico. Foram avaliados os processos *Gas To Liquid* (GTL), *Gas Turbine Generation* (GTG) e *Gas To Ethylene* (GTE). Dos processos avaliados o GTG demonstrou-se o mais atrativo economicamente, com uma maior taxa de retorno. (ZOLFAGHARI; PIROUZFARD e SAKHAEINIA, 2017)

Umukoro e Ismail (2017) desenvolveram um modelo para a estimativa de emissões de não-hidrocarbonetos tais como CO<sub>2</sub>, CO, NO, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, etc. provenientes da queima de gás natural em *flares*. Os resultados foram obtidos através de balanço material da combustão de gás natural por meio de 6 reações diferentes e utilizando-se 12 composições de gás natural de diferentes regiões ao redor do mundo. Destacou-se no estudo que os dados de emissões provenientes de queima em *flare* disponíveis até então, focam em CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>, porém não há registros e estimativas para a emissão de CO, NO, NO<sub>2</sub> e SO<sub>2</sub>. Portanto, o modelo desenvolvido é uma ótima referência a ser utilizada em estudos futuros para estimativa da taxa de emissão desses poluentes. (UMUKORO e ISMAIL, 2017)

Soltanieh *et al.* (2016) apresentam uma revisão global dos impactos ambientais causados pelas emissões provenientes dos gases queimados em *flares*, enfatiza-se que foram identificadas mais de 250 toxinas liberadas através dos *flares*, sendo algumas delas cancerígenas como benzopireno, benzeno, dissulfeto de carbono (CS<sub>2</sub>), sulfeto de carbonila (COS) e tolueno. Os principais impactos causados ao meio ambiente e detalhados no artigo foram: impacto na acidez das chuvas, impacto térmico, impacto devido à radiação de calor, efeito fotoquímico, impactos à saúde e impactos à agricultura. O autor ressalta algumas restrições técnico-econômicas à redução das emissões em *flares*, na Nigéria o principal problema é a falta de política regulatória para a redução das emissões e as

constantes postergações de prazos. Outro problema é a presença de contaminantes ácidos, que tornam o processamento mais caro e dependendo do preço final do gás o investimento não é muito atrativo. (SOLTANIEH *et al.*, 2016)

Abdulrahman, Huisingh e Hafkamp (2015) apresentam um projeto de pesquisa para o desenvolvimento do primeiro sistema de recuperação de gás de *flare* em uma refinaria do Egito, o projeto foi previsto para ser implementado como Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), obtendo um retorno da ordem de US\$ 1,5 milhão por ano, através da venda de créditos de carbono. Foi utilizada uma metodologia aprovada pelo quadro executivo dos Mecanismos de Desenvolvimento Limpo para o cálculo das emissões evitadas. O índice econômico utilizado para avaliação do projeto foi a Taxa Interna de Retorno (TIR). Foi levado em consideração também os impactos sociais do projeto, devido à geração de empregos na região. (ABDULRAHMAN; HUISINGH e HAFKAMP, 2015)

Os resultados financeiros foram apresentados considerando os retornos provenientes da venda de créditos de carbono (TIR=25%) e sem considerar esse retorno (TIR=13%). Desta forma evidenciou-se que o projeto não é atrativo se for desenvolvido sem os incentivos provenientes da venda de créditos de carbono. O principal fator que afeta a atratividade financeira do projeto é o preço do gás natural, que é subsidiado pelo governo, uma eventual retirada dos subsídios favoreceria a viabilização do projeto. Os resultados em termos de redução de emissões é de cerca de 154.000 tCO<sub>2</sub>/ano. (ABDULRAHMAN; HUISINGH e HAFKAMP, 2015)

Hajizadeh *et al.* (2017) realizaram um estudo de viabilidade técnica e econômica de um projeto de implementação de recuperação de gases do *flare* em uma refinaria de gás natural localizada no Irã. Foram avaliados três métodos de recuperação dos gases, sendo que os dois primeiros métodos consideraram a liquefação e produção de GLP e o terceiro método avaliou a instalação de um sistema de compressão dos gases do *flare* para reprocessamento. Os métodos de recuperação através da liquefação e produção de GLP demonstraram-se mais atrativas com taxa de retorno acima de 200%. (HAJIZADEH *et al.*, 2017)

Comodi, Renzi e Rossi (2016) apresentam os resultados obtidos em um estudo de viabilidade de um projeto de recuperação de gases do *flare* em uma refinaria na Itália. O estudo concentrou-se na escolha e projeto do sistema de recuperação de gases, tratamento do gás e reuso, viabilidade econômica e *payback*.

Como resultado obteve-se uma redução na emissão de 6600 toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente, e o *payback* obtido foi de 2,5 anos. (COMODI; RENZI e ROSSI, 2016)

Rahimpour *et al.* (2012) fazem um estudo comparativo de três métodos de recuperação de gases de *flare* em uma refinaria no Irã. Os três métodos são os seguintes: *Gas to Liquid* (GTL), que consiste em converter os gases do *flare* em produtos líquidos de maior valor agregado, através de reações químicas; geração de energia através de turbina a gás; e compressão e utilização do gás na própria refinaria. Dos três métodos analisados o mais atrativo economicamente é a compressão do gás, devido ao menor custo de investimento, o que resulta em uma taxa de retorno em torno de 200% e um *payback* de 0,5 anos. (RAHIMPOUR *et al.*, 2012)

## 2.2 DESCRITIVO DA OPERAÇÃO DO FLARE DA UNIDADE DE PROCESSAMENTO

Os sistemas de *flare* são um conjunto de equipamentos de segurança, projetados para queimar de forma segura os gases provenientes do processo durante situações de descontrole operacional, paradas e partidas. O sistema de *flare* com múltiplos pontos é composto basicamente pelos seguintes equipamentos:

- 1) Dois ou mais queimadores;
- 2) Pilotos, ignitores de pilotos e detectores de chama;
- 3) Se elevado, estrutura para suporte e equipamentos auxiliares;
- 4) Uma cerca para limitar o acesso e reduzir a radiação e visibilidade da chama (opcional);
- 5) Vaso de *knockout* ou *blowdown* (opcional), o vaso tem a função de separar possíveis líquidos provenientes do processo;
- 6) Selo líquido (opcional);
- 7) Tubulações;
- 8) Equipamento e instrumentação para estagiamento;

- 9) Meios para supressão de fumaça quando um grande range de operação é requerido;
- 10) Vazão, composição, calor de combustão, ou monitoramento por vídeo (opcional); (BAUKAL JR, 2014)

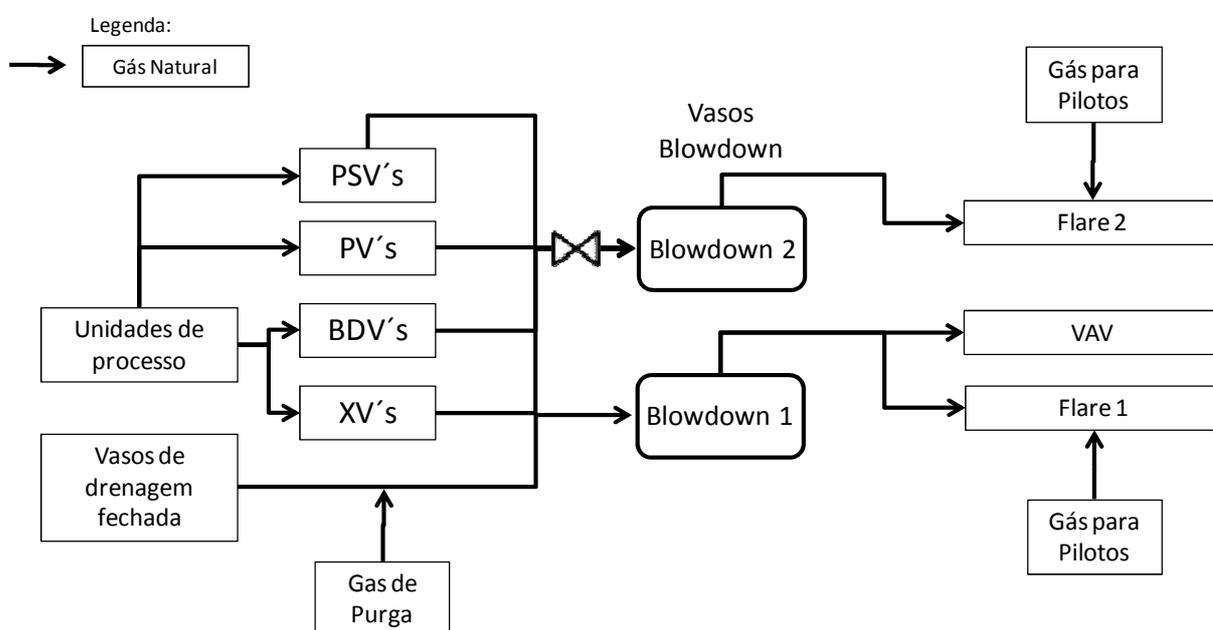
Cada trecho do processo possui válvulas de segurança que atuam em caso de sobrepressão, enviando os gases excedentes ao *flare*, há diversos tipos de válvulas. Como primeira camada de proteção existem as PV's (válvulas de controle de pressão), que são atuadas de forma pneumática e recebem o sinal de um PIT (Transmissor Indicador de Pressão), caso a pressão indicada no PIT ultrapasse o valor do *setpoint* definido, a PV abrirá aliviando a pressão para o *flare*. Alguns trechos do processo possuem XV's e/ou BDV's, essas válvulas são do tipo *on/off*, ou seja, ou estão completamente abertas ou completamente fechadas, a sua abertura é comandada através de um sinal de shutdown do processo que atua mandando comando de abertura à XV ou BDV, que assim como as PV's, são atuadas pneumáticamente. A última camada de proteção em caso de alta pressão são as PSV's (*Pressure Safety Valves*), estas válvulas são de atuação mecânica, e o ajuste da pressão de abertura é realizado através da compressão de uma mola, que pressiona a sede da válvula mantendo-a fechada, caso a pressão do processo exceda a pressão de ajuste, a mola permitirá a abertura da válvula com conseqüente envio dos gases ao *flare*, esta última camada de proteção só será acionada em caso de falha das camadas inferiores. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

Os alívios de pressão descritos acima ocorrem somente quando há desconroles operacionais, em paradas e partidas, ou quando há a necessidade de queima de algum produto, estas situações não são corriqueiras. Além das queimas esporádicas, faz-se necessário enviar um volume mínimo para a queima, chamado gás de purga, que tem a função de manter uma pressão mínima no *header* de queima e evitar entrada de oxigênio no sistema. (BAUKAL JR, 2014)

Além do gás de purga, ocorrem também contribuições de gás provenientes da não estanqueidade das diversas PV's, XV's, BDV's e PSV's instaladas na unidade, por mais que tenham manutenções preventivas e corretivas nos equipamentos, sempre há contribuições devido à não estanqueidade de válvulas,

este fato contribui para o aumento do volume de queima diário. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

Antes de ser queimado no *flare*, o gás passa pelo vaso de *blowdown*, que tem a função de reter possíveis líquidos que tenham escoado juntamente com o gás aliviado, após o vaso de *blowdown* o gás segue diretamente ao *flare*. Na Figura 5 observa-se um fluxograma simplificado do sistema de *flare* da unidade de processamento de gás natural analisada. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)



**Figura 5 – Fluxograma simplificado do sistema de flare.**

Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).

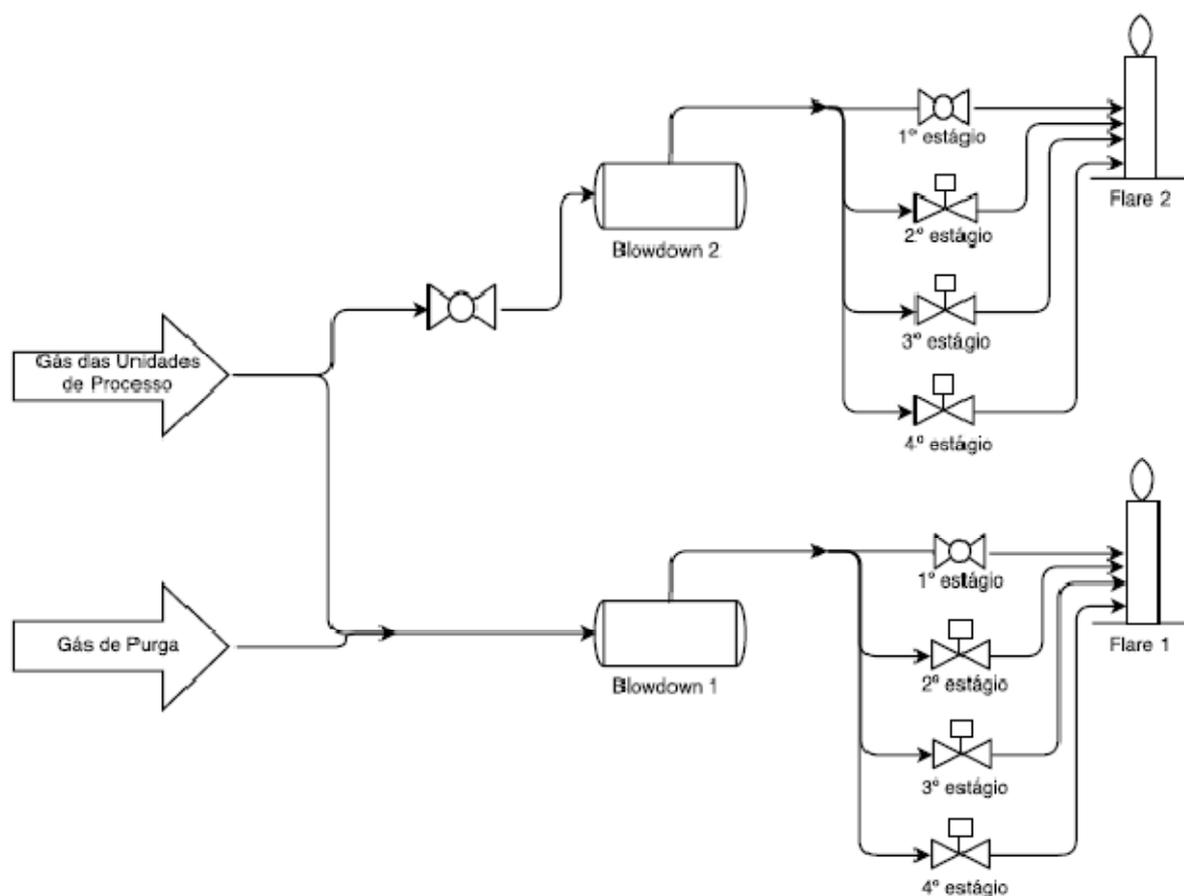
Conforme pode ser observado, a unidade possui dois sistemas de flare que podem operar em paralelo, cada sistema possui o seu vaso de *blowdown* específico. Em paralelo com o flare 1, existe também um VAV (Vent de Alta Velocidade) que complementa a capacidade de alívio, caso seja atingida a capacidade máxima do flare 1. O VAV é um sistema em que o gás é diretamente lançado na atmosfera, sem queima, e não é projetado para operação contínua. A velocidade de lançamento do gás através do VAV é tão alta que não forma-se uma atmosfera explosiva no entorno do equipamento. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

O sistema de flare 1 possui quatro estágios, sendo que o primeiro estágio possui 3 queimadores e permanece constantemente alinhado e aceso, o segundo estágio possui 4 queimadores, o terceiro estágio possui 9 queimadores e o quarto estágio possui 18 queimadores. Com exceção do primeiro estágio, os demais permanecem fechados e são acionados sequencialmente quando a pressão atinge 258 kPa, da seguinte forma:

- 1) Primeiro evento de pressão igual a 258 kPa, abre-se o 2º estágio;
- 2) Segundo evento de pressão igual a 258 kPa, abre-se o 3º estágio e fecha-se o 2º;
- 3) Terceiro evento de pressão igual a 258 kPa, abre-se o 2º estágio;
- 4) Quarto evento de pressão igual a 258 kPa, abre-se o 4º estágio e fecha-se o 2º e 3º estágios;
- 5) Quinto evento de pressão igual a 258 kPa, abre-se o 2º estágio;
- 6) Sexto evento de pressão igual a 258 kPa, abre-se o 3º estágio e fecha-se o 2º estágio;
- 7) Sétimo evento de pressão igual a 258 kPa, abre-se o 2º estágio; (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

O sistema de flare 2 também possui 4 estágios de alívio, o 1º estágio possui 15 queimadores, e permanece aberto com queima constante, o 2º estágio possui 19 queimadores, o 3º estágio possui 34 queimadores e o 4º estágio possui 102 queimadores. O estagiamento ocorre da seguinte forma: caso a pressão do *header* de flare atinja 130 kPa automaticamente há abertura do 2º estágio de alívio, se a pressão atingir 135 kPa o 3º estágio é acionado e caso a pressão atinja 140 kPa o 4º estágio é acionado. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

No fluxograma da Figura 6 é possível observar que o primeiro estágio de ambos os *flares* possui apenas uma válvula manual, que permanece travada aberta. As válvulas dos demais estágios são automáticas, sendo acionadas pneumáticamente quando atingidas as pressões de ajuste, conforme descrito anteriormente para ambos os sistemas de *flare*.



**Figura 6 – Fluxograma flare com estágios.**

**Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).**

Em operação normal do sistema de *flare*, a vazão de purga deverá ser ajustada para o mínimo possível recomendado pelo fabricante. Vazões superiores contribuem apenas para o aumento do desperdício energético.

### 3 APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

#### 3.1 LEVANTAMENTO DE DADOS DE CONSUMO ENERGÉTICO E ACOMPANHAMENTO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NA UNIDADE

A energia na unidade é consumida das seguintes formas:

- Gás Combustível (Queima de Gás natural em motores, turbinas, fornos, piloto/purga);
- Queima em tocha (Queima de gás natural na tocha);
- Energia elétrica (motores de bombas, compressores, ventiladores, resistências elétricas, iluminação, entre outros);

Através do levantamento de dados históricos disponíveis do consumo de energia foi possível verificar os percentuais de consumo energético por tipo para os anos de 2015, 2016 e 2017. Os dados estão demonstrados na Tabela 1.

**Tabela 1 – Consumo percentual de energia por tipo**

Consumo energético	%	%	%
	2015	2016	2017
<b>Gás Combustível</b>	85,47	86,31	85,64
<b>Queima no flare</b>	6,76	5,75	5,09
<b>Energia Elétrica</b>	7,77	7,93	9,27

Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).

Observa-se que o maior consumo de energia na unidade de processamento de gás natural está associado ao gás combustível. O gás combustível é utilizado principalmente em turbocompressores e fornos, sendo os turbocompressores os consumidores mais significativos. Cada uma das 3 UPGN's, possui um par de turbinas a gás, acopladas a compressores que tem a função de comprimir o gás

natural tratado de uma pressão de cerca de 20 a 25 bar na sucção até uma pressão de 70 a 100 bar na descarga. O consumo de energia no processo de compressão é inerentemente alto assim como a sua eficiência. O maior desperdício de energia observado é a emissão dos gases de exaustão das turbinas a gás a cerca de 430°C diretamente na atmosfera. Para aproveitamento desta energia está em andamento um projeto de instalação de permutadores de calor denominados WHRU's (*Waste Heat Recovery Units*), que terão a função de aquecimento de óleo térmico, utilizado na unidade como fonte de calor nos refervedores das torres de destilação. Com a implementação deste projeto haverá uma redução no consumo energético total em torno de 15%, visto que os fornos de aquecimento de óleo térmico deixarão de operar na maior parte do tempo, contribuindo para uma melhora significativa na eficiência energética global da unidade. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

Outro consumo energético que chama a atenção é a queima de gás no *flare*, que representa atualmente em torno de 5% do consumo energético total da unidade, esta energia é completamente desperdiçada através de queima, contribuindo para um desperdício econômico, pois o gás possui um alto valor agregado, além de contribuir para a emissão de gases causadores do efeito estufa. Na Tabela 2 apresentam-se os volumes queimados mensalmente no ano de 2017.

**Tabela 2 – Dados volumes de gás queimados no flare – 2017**

<b>Mês</b>	<b>Volume (m³/d)</b>
Jan/2017	14.280
Fev/2017	12.489
Mar/2017	13.694
Abr/2017	12.496
Mai/2017	10.425
Jun/2017	10.398
Jul/2017	13.299
Ago/2017	8.870
Set/2017	8.060
Out/2017	10.140
Nov/2017	8.970
Dez/2017	8.450
<b>Média</b>	<b>10.964</b>

Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).

Um fato relevante observado nos históricos de consumo energético apresentado na Tabela 1, é que ao longo dos anos houve uma redução em termos percentuais da energia queimada no *flare*, isso deve-se ao fato de que alguns procedimentos internos foram adotados para buscar uma minimização na queima e também foram realizadas manutenções em válvulas que contribuía com um grande volume de gás enviado para o *flare* (válvulas não estanques).

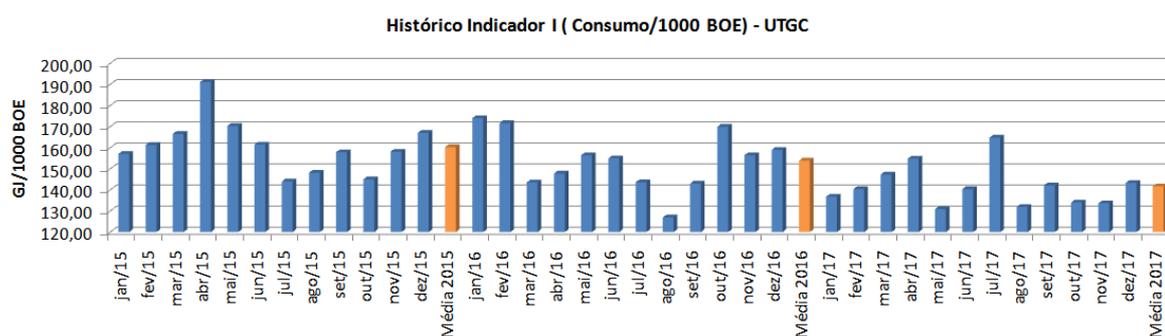
A eficiência energética na unidade é acompanhada através de dois indicadores, conforme equações (1) e (2).

$$\text{Indicador 1} = \text{Energia consumida (GJ)/BOE} \times 1000 \text{ de produtos} \quad (1)$$

$$\text{Indicador 2} = \% \text{ Energia consumida (GJ)/Energia exportada (GJ)} \quad (2)$$

Obs.: BOE significa barril de óleo equivalente. As vazões de cada produto são convertidas para barris de óleo equivalente e posteriormente somados.

A partir dos dados disponíveis para os anos de 2015, 2016 e 2017 foram calculados os índices de eficiência energética da planta. Na Figura 7 segue o Indicador 1 representado de forma gráfica.



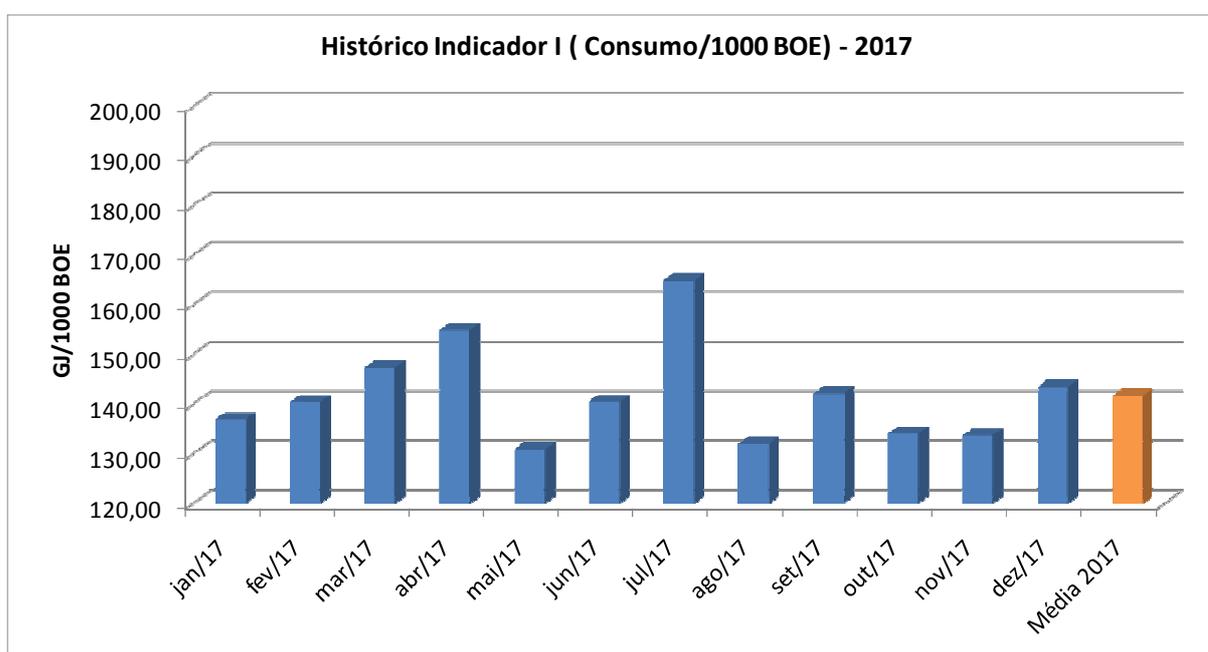
**Figura 7 – Indicador 1 – 2015 a 2017.**

**Fonte: Unidade de Processamento (2018).**

Observa-se que ao longo dos anos o indicador de eficiência energética (Indicador 1) diminuiu, ou seja, houve um aumento da eficiência energética. Este fato

é justificado, pois após o início do acompanhamento do índice, diversas ações foram tomadas para a redução do consumo energético da unidade, tais como: otimização dos fornos através da redução do excesso de ar, otimização dos volumes de queima e otimização da operação dos turbocompressores. (UNIDADE DE PROCESSAMENTO, 2018)

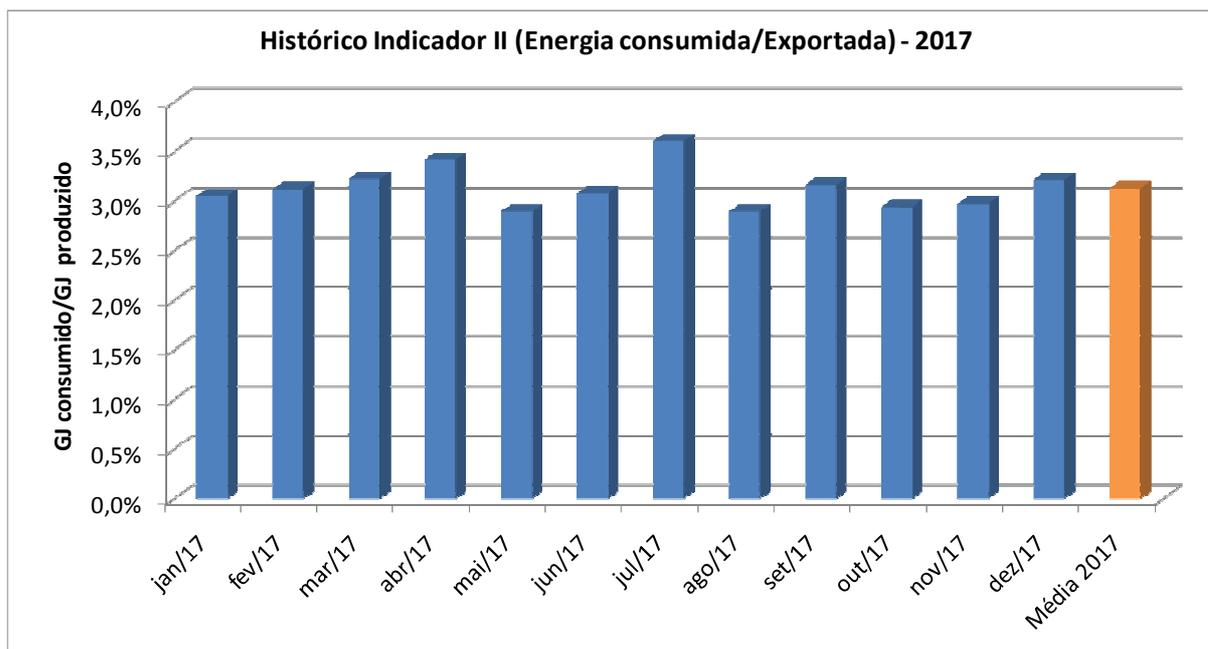
Nas Figura 8 e Figura 9 encontram-se os gráficos dos indicadores 1 e 2 para o ano de 2017.



**Figura 8 – Indicador 1 – 2017.**

**Fonte: Unidade de Processamento (2018).**

Analisando-se os gráficos das Figura 8 e Figura 9 é possível perceber que a tendência dos indicadores 1 e 2 são semelhantes, ou seja, quando o indicador 1 aumenta o indicador 2 também aumenta, ocorrendo o mesmo quando os mesmos diminuem, embora os seus valores absolutos não tenham relação alguma, pois representam grandezas diferentes.



**Figura 9 – Indicador 2 – 2017.**

**Fonte: Unidade de Processamento (2018).**

Observa-se também que há uma variabilidade significativa dos indicadores 1 e 2 ao longo do tempo, indicando que há variáveis que influenciam diretamente nos indicadores. As principais variáveis que influenciam nos indicadores são as seguintes:

- Vazão de carga da unidade;
- Configuração de operação da unidade (3 UPGN's ou 2 UPGN's e UAPO);
- Ocorrência de paradas programadas (aumento da queima);
- Pressão de operação do gasoduto de exportação de gás natural especificado;
- Vazão de processamento de condensado nas Unidades de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN's);

Foram levantados os dados históricos dos anos de 2015, 2016 e 2017 das principais variáveis que influenciam no consumo energético da unidade e realizado o ajuste da linha de base. O ajuste da linha de base consiste em estabelecer uma correlação para o cálculo do consumo energético da unidade em função das

variáveis que mais influenciam no consumo, chamadas de variáveis independentes. O ajuste da linha de base é realizado utilizando-se a ferramenta do excel PROJ.LIN, que faz uma regressão linear utilizando-se múltiplas variáveis. Para a linha de base ser aceita para avaliação de um projeto de eficiência energética alguns critérios de convergência devem ser atendidos: 1) O Coeficiente de Variação (CV) obtido dividindo-se o erro padrão dos dados de consumo energético pela média dos dados deve ser inferior a 20%; 2) A estatística t, obtida pela divisão dos coeficientes da reta pelo erro padrão do respectivo coeficiente deverá ser superior a 2; 3) O coeficiente de correlação ( $R^2$ ) do ajuste dos dados deve ser superior a 0,75. Essas são as recomendações para que o conjunto de dados possa ser utilizado como linha de base de um projeto de eficiência energética. (EFFICIENCY VALUATION ORGANIZATION, 2012)

Foram realizados diversos ajustes de dados para a obtenção da linha de base mais adequada, as seguintes variáveis foram testadas como possíveis variáveis independentes:

- 1) Volume de gás processado e horas de operação da UAPO;
- 2) Volume de gás processado, horas de operação da UAPO e pressão do gasoduto de exportação;
- 3) Volume de gás processado, horas de operação da UAPO e volume de condensado processado;

Entre as três possibilidades de ajuste, somente a número 1 atendeu a todos os critérios de convergência, obtendo-se a equação (3) e parâmetros de correlação:

$$y = -55,1995*x + 0,9367*z + 54.823,1 \quad (3)$$

Onde: y = consumo energético total da unidade (GJ)

x = horas de operação da UAPO (h)

z = volume de gás processado ( $10^3 \text{ m}^3$ )

O CV obtido foi de 5%, a estatística t para todos os coeficientes da reta resultaram em valores superiores a 2 e o coeficiente de correlação ( $R^2$ ) obtido foi de 0,8011, atendendo, portanto, a todos os critérios exigidos.

A partir desta equação é que será calculada a real economia obtida com a Ação de Eficiência Energética (AEE) durante o período de determinação da economia, que será durante um ano após a implementação do projeto. Durante o período de determinação serão medidos os consumos energéticos, da mesma forma como já é feito atualmente e será utilizada a equação da linha de base ajustada para o período de determinação, obtendo-se desta forma o consumo que seria realizado caso não houvesse a implementação da AEE. A Figura 10 ilustra como é obtido o cálculo da economia.

É importante destacar que caso alguma outra AEE seja implementada antes do novo projeto proposto, deverá ser obtida uma nova equação para a linha de base.

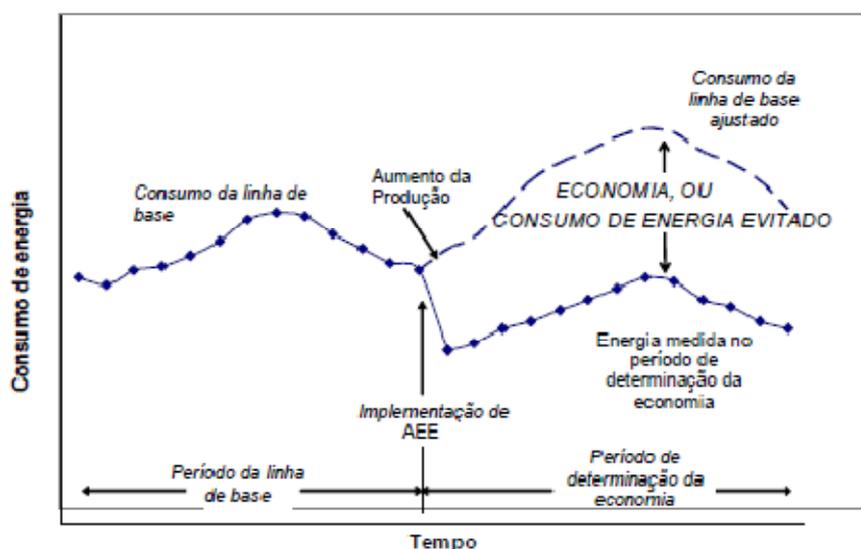


Figura 10 – Ilustração cálculo da economia com a AEE.

Fonte: Efficiency Valuation Organization (2012).

### 3.2 APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA DE RECUPERAÇÃO DOS GASES DO FLARE

Conforme já apresentado anteriormente a unidade de processamento de gás natural em estudo possui dois sistemas de *flare* que podem operar em paralelo.

A proposta de recuperação dos gases do *flare* será a de instalação de um sistema de compressão, que coletará os gases do *header* de *flare*, comprimirá até a pressão de 1500 kPa enviando para a sucção dos compressores de gás residual existentes nas UPCGN's, estes por sua vez incrementam a pressão até aproximadamente 7000 kPa, após esta etapa o gás residual das UPCGN's e o gás recuperado do *flare* alimentarão a carga das UPGN's, sendo processados e gerando os produtos gás natural, GLP e gasolina natural. Na apresenta-se um fluxograma simplificado do sistema de recuperação de gases do *flare*, onde as válvulas pintadas em vermelho indicam as válvulas manuais do primeiro estágio dos *flares* que deverão permanecer fechadas.

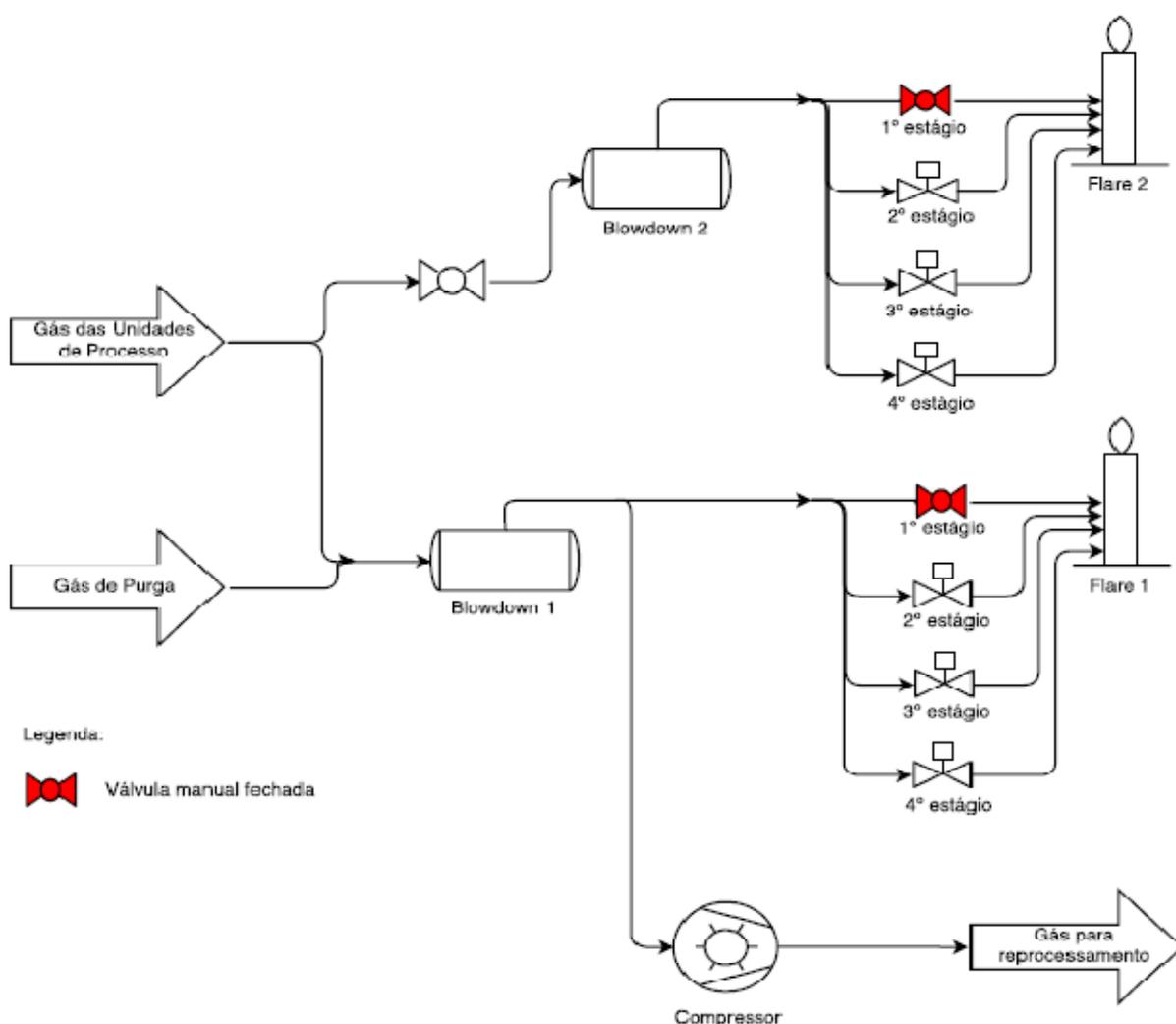


Figura 11 – Fluxograma Recuperação de Gases do Flare.

Fonte: O Autor (2018).

Na proposta apresentada, ambos os *flares* permanecerão apagados, ou seja, a válvula manual do primeiro estágio será mantida fechada, desta forma, durante a operação normal das unidades, o gás proveniente da purga e das não estanqueidades em válvulas PV's, PSV's, BDV's e XV's, será completamente coletado. Em caso de ocorrência de descontrole, *shutdown* ou emergência nas unidades, o gás aliviado será normalmente encaminhado ao *header* de *flare*, e caso a vazão seja superior à capacidade de compressão do sistema de recuperação de gases, haverá aumento de pressão do *header* com conseqüente abertura dos estágios do *flare* com queima do gás excedente.

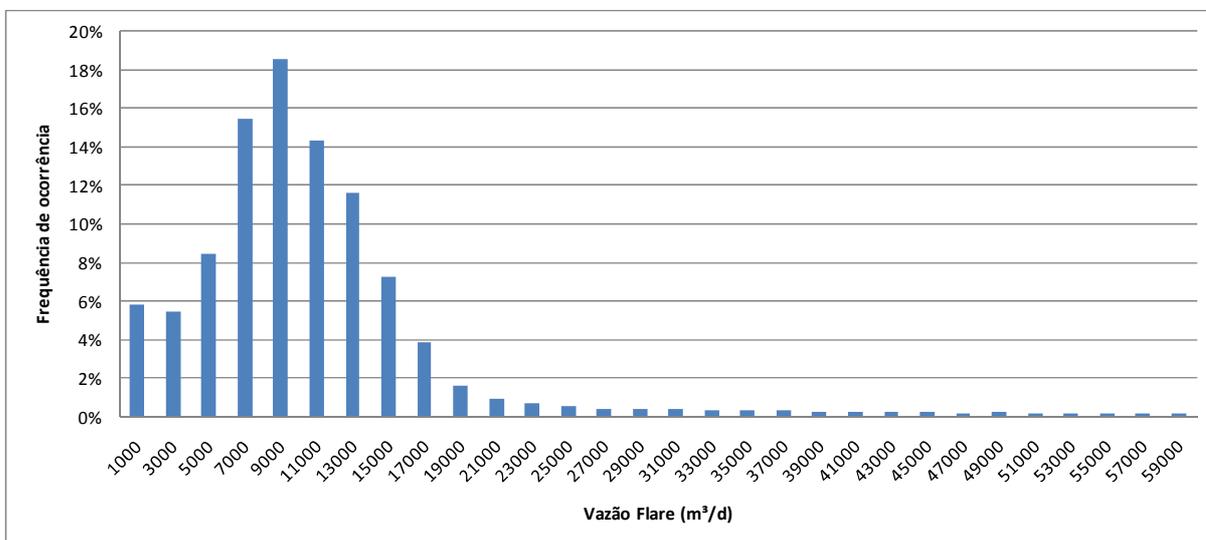
Para possibilitar o acendimento imediato em caso de demanda, os pilotos de todos os estágios do *flare* serão mantidos acesos.

### 3.3 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DE OPERAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DO COMPRESSOR DO SISTEMA DE RECUPERAÇÃO DE GASES DO FLARE

O primeiro parâmetro analisado foi a pressão de sucção do sistema de compressão. Atualmente, com o primeiro estágio dos *flares* alinhado a pressão do *header* mantém-se sempre abaixo de 10 kPag. Como o objetivo é que em operação normal, todo o gás do *header* do *flare* seja comprimido e reprocessado, a pressão do *header* deverá permanecer inferior à menor pressão de abertura dos estágios de ambos os *flares*. Conforme apresentado anteriormente, a menor pressão de abertura é de 130 kPag (2º estágio do flare 2), sendo assim a pressão de sucção do compressor a ser instalado deverá ser inferior a 130 kPag. Foi definida uma pressão de 50 kPag para a sucção do compressor, desta forma, durante pequenos transientes de vazão de gás enviada ao *header* de *flare*, o compressor terá tempo hábil para aumentar a carga evitando aberturas desnecessárias do segundo estágio.

A pressão de descarga do sistema já foi previamente definida como 1500 kPag, que é a pressão de sucção dos compressores de gás residual já existentes nas UPCGN's.

Para definição da vazão de dimensionamento do compressor, foi realizado um levantamento de dados de vazão de gás queimado nos *flares* durante o ano de 2017, sendo que a frequência de coleta de dados foi de 5 em 5 minutos, desta forma foi possível identificar todas as grandes variações de vazão ocorridas durante o período analisado. A partir dos dados coletados foi realizada uma análise de frequência de ocorrência de vazões, obtendo-se a distribuição representada na Figura 12. Para a obtenção da distribuição de frequência dos dados de vazão, foi realizado um filtro calculando-se o número de ocorrências de vazão em cada faixa de 2.000 m<sup>3</sup>/d, e posteriormente calculado o percentual de ocorrências de cada faixa de vazão em relação ao total dos dados de vazão, por exemplo, a frequência de ocorrência de 18,5% observada para a vazão de 9.000 m<sup>3</sup>/d na Figura 12, significa que 18,5% de todos os dados de vazão encontram-se na faixa entre 8.000 m<sup>3</sup>/d e 10.000 m<sup>3</sup>/d, sendo 9.000 m<sup>3</sup>/d o centro da classe considerado apenas para representação gráfica da distribuição.

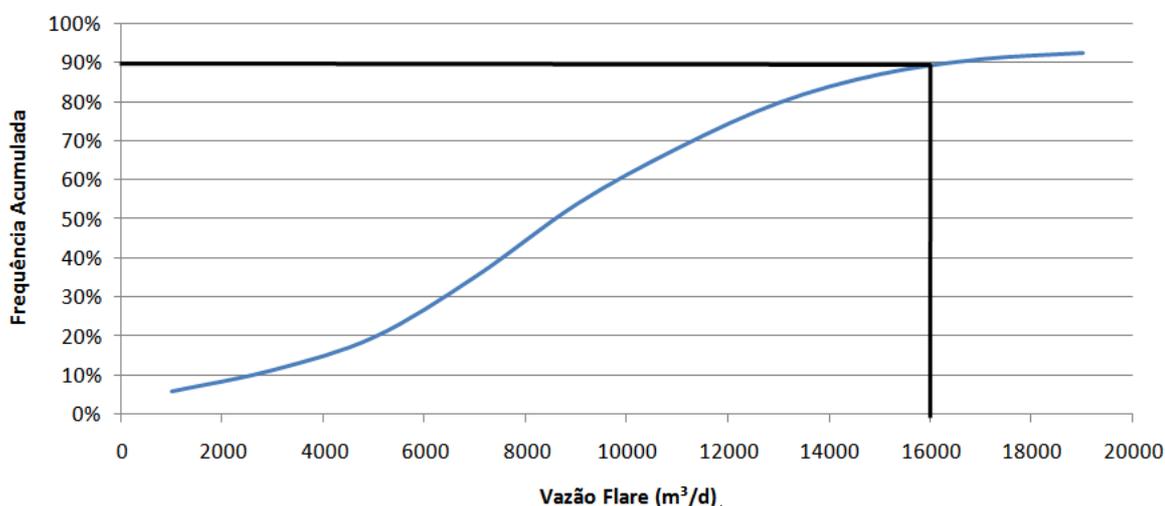


**Figura 12 – Distribuição vazões flare 2017.**

**Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).**

Observa-se que a maior frequência de ocorrência é em torno de 9.000 m<sup>3</sup>/d, que está próximo à média de vazão de 2017, de 10.964 m<sup>3</sup>/d, conforme apresentado na Tabela 2.

Foi também realizada uma análise da frequência acumulada, através da qual foi definida a vazão máxima, para dimensionamento do sistema de compressão. A frequência acumulada significa o percentual de ocorrências de vazão iguais ou inferiores aos valores observados na Figura 13. Por exemplo, observa-se que para a vazão de 16.000 m<sup>3</sup>/d a frequência acumulada é de 90%, ou seja, 90% das ocorrências de vazão de queima no *flare* no ano de 2017 foram iguais ou inferiores a 16.000 m<sup>3</sup>/d, ou ainda, pode-se afirmar que em 90% do tempo a vazão permaneceu igual ou inferior a 16.000 m<sup>3</sup>/d, acima desta vazão estão apenas os eventos de grandes despressurizações.



**Figura 13 – Distribuição frequência acumulada vazões flare 2017.**

**Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).**

Como a função do sistema de recuperação de gás do *flare* é a de comprimir a vazão de gás normalmente enviada ao *flare*, e não as grandes vazões de alívio, definiu-se a vazão máxima de projeto do sistema de compressão como 16.000 m<sup>3</sup>/d, desta forma o sistema estará apto a recuperar os gases do *flare* em aproximadamente 90% do tempo.

Na unidade não existe a rotina de análise de composição dos gases queimados no *flare*, e durante a realização deste trabalho não foi possível providenciar os equipamentos e adaptações necessários para a coleta de gás a baixas pressões. Foi definido, portanto, que a composição de projeto do sistema utilizará os dados de cromatografia do gás de carga das plantas e do gás seco, o

que é bastante coerente, visto que na maior parte do tempo o gás queimado no *flare* terá uma composição intermediária entre as correntes de entrada e saída. Foram coletados dados de cromatografia entre os meses de outubro e dezembro de 2017, obtendo-se uma composição média para a carga e uma composição média para o gás seco. As composições estão demonstradas nas Tabela 3 e Tabela 4.

**Tabela 3 – Composição média do gás de carga da unidade**

Componente	% molar
C1 Metano	82,51
C2 Etano	8,38
C3 Propano	4,66
IC4 Iso-Butano	0,82
NC4 N-Butano	1,42
IC5 Iso-Pentano	0,31
NC5 N-Pentano	0,37
C6 Hexano	0,19
C7 Heptano	0,06
C8 Octano	0,01
C9 Nonano	0,02
N <sub>2</sub> Nitrogênio	0,85
CO <sub>2</sub> Dióxido de Carbono	0,38
Total	100,00

Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).

**Tabela 4 – Composição média do gás seco da unidade**

Componente	% molar
C1 Metano	89,07
C2 Etano	7,90
C3 Propano	1,40
IC4 Iso-Butano	0,11
NC4 N-Butano	0,14
IC5 Iso-Pentano	0,02
NC5 N-Pentano	0,02
C6 Hexano	0,01
N <sub>2</sub> Nitrogênio	0,88
CO <sub>2</sub> Dióxido de Carbono	0,43
Total	100,00

Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).

Para dimensionamento do sistema de compressão foi utilizado o simulador de processo DWSIM Simulator 5.0 (2017), os principais dados de entrada da simulação, além das composições das Tabela 3 e Tabela 4 estão na Tabela 5. O pacote termodinâmico utilizado foi o Peng Robinson, adequado para mistura de hidrocarbonetos.

**Tabela 5 – Parâmetros de Dimensionamento do Sistema**

<b>T sucção</b>	30	°C
<b>P sucção</b>	50	kPag
<b>P descarga 1º estágio</b>	390,93	kPag
<b>P descarga</b>	1500	kPag
<b>Vazão Volumétrica</b>	16000	m³/d
<b>Vazão Molar (kmol/h)</b>	27,71	kmol/h
<b>Volume molar (20°C e 101,325 kPa)</b>	24,055	m³/kmol

Fonte: O Autor (2018).

Foi realizada a simulação para ambas as composições, gás de carga da unidade e gás seco. A maior potência requerida foi obtida para o gás seco e encontra-se na Tabela 6.

**Tabela 6 – Resultado Dimensionamento Compressor Gás Seco**

<b>Potência 1º estágio</b>	34,66	kW
<b>Potência 2º estágio</b>	34,92	kW
<b>Potência total requerida</b>	69,58	kW

Fonte: O Autor (2018).

O local de instalação do *skid* de compressão deverá ser à jusante do vaso *Blowdown* 1 e à montante da medição de vazão de gás para o *flare*. Deverão ser construídos também, aproximadamente 100 metros de tubulação, que farão a interligação da descarga do compressor e do *header* de sucção dos compressores

de gás residual existentes na unidade. Após a instalação dos sistemas descritos já será possível o reaproveitamento dos gases do flare, sendo enviados para reprocessamento em uma das unidades de processamento de gás natural existente.

### 3.4 ESTIMATIVA DOS CUSTOS DE IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA E CUSTOS COM A OPERAÇÃO

Para a estimativa dos custos dos equipamentos necessários para a implementação do sistema foi utilizado o software de simulação ASPEN HYSYS 9.0 (2016). Na Figura 14 segue a modelagem do sistema implementado no software de simulação termodinâmica.

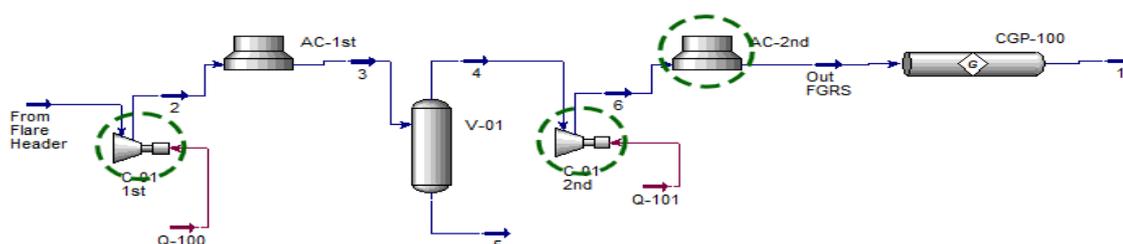


Figura 14 – Modelagem do processo Hysys 9.0.

Fonte: ASPEN HYSYS (2018).

Todos os custos, com exceção do trecho de tubulação, foram obtidos através do *software* ASPEN HYSYS 9.0 (2016) e encontram-se na Tabela 7.

Tabela 7 – Custos equipamentos

Custo equipamentos instalados	
Vaso	USD 90.900,00
Compressor	USD 1.764.500,00
Aircoolers	USD 149.400,00

Fonte: ASPEN HYSYS (2018).

A estimativa do custo de tubulação foi realizada utilizando-se a ferramenta disponível na página *online* da McGraw-Hill Higher Education (2018). O resultado obtido é referente ao mês de janeiro/2002, para obter o valor atualizado foram utilizados os índices CEPCI (*Chemical Engineering Plant Cost Index*) de janeiro/2002 e o índice de setembro/2017. O preço atualizado é calculado conforma a equação (4):

$$\text{Custo presente} = \text{Custo Original} * (\text{Índice valor presente} / \text{Índice valor original}) \quad (4)$$

Os dados de entrada utilizados no cálculo do custo original, os índices do valor presente e valor original e o resultado obtido para o custo presente encontram-se na Tabela 8:

**Tabela 8 – Custo tubulação**

<b>Custo tubulação</b>	
<b>Tipo</b>	Tubulação Soldada Schedule 40
<b>Comprimento</b>	100 m
<b>Material</b>	Aço Carbono
<b>Diâmetro</b>	3"
<b>Preço (jan/2002)</b>	USD 1.192,00
<b>CEPCI (jan/2002)</b>	390,4
<b>CEPCI (set/2017)</b>	574,0
<b>Preço (set/2017)</b>	USD 1.752,58

Fontes: McGraw-Hill Higher Education (2018) e Cheresources (2018).

A partir dos dados de custos estimados acima, foi utilizada a metodologia recomendada por Peters, Timmerhaus e West (2003) para o levantamento dos demais custos fixos (diretos e indiretos) aplicáveis ao projeto. Os custos fixos foram divididos nos seguintes componentes:

- Custos Diretos (D): *Skid* de compressão (vaso, *aircooler* e compressor);  
Tubulação;

- Instalação da tubulação (47% do custo da tubulação);  
 Instalação equipamentos;
- Custos Indiretos (I): Projeto de Engenharia (30 dias de trabalho x2 engenheiros)  
 Despesas Legais (4% do custo dos equipamentos);
  - Contingência: 10% dos custos fixos (D+I); (PETERS; TIMMERHAUS e WEST, 2003)

O somatório de todos os componentes acima é o Total do Custo Fixo (TCF) e está demonstrado na Tabela 9.

A cotação do dólar utilizada foi de R\$/US\$ 3,19223, obtida através da média das cotações do ano de 2017. (BANCO CENTRAL<sup>1</sup>, 2018)

**Tabela 9 – Custos Fixos Totais**

<b>Custos Diretos</b>	
<b>Skid de compressão (vaso, aircoolers, compressor)</b>	R\$ 5.127.684,40
<b>Tubulação</b>	R\$ 5.594,65
<b>Instalação Tubulação (0,47*Tubulação)</b>	R\$ 2.629,49
<b>Instalação skid</b>	R\$ 1.272.104,98
<b>Total Equipamentos (E)</b>	R\$ 5.133.279,05
<b>Total Custos Diretos (D)</b>	R\$ 6.408.013,52
<b>Custos Indiretos</b>	
<b>Projeto de Engenharia</b>	R\$ 20.000,00
<b>Despesas Legais (0,04*E)</b>	R\$ 205.331,16
<b>Total Custos Indiretos (I)</b>	R\$ 225.331,16
<b>Total Custo Fixo (D+I)</b>	R\$ 6.633.344,69
<b>Demais Custos</b>	
<b>Contingência (0,10*TCF(D+I))</b>	R\$ 663.334,47
<b>Total Custo Fixo (TCF)</b>	<b>R\$ 7.296.679,15</b>

Fonte: O Autor (2018).

Além dos custos fixos já detalhados acima, há também os custos de operação anual do sistema, que são divididos nos seguintes componentes:

- Custos Diretos: Manutenção (4% do Total do Custo Fixo);

- Energia Elétrica;
- Custos Indiretos: Depreciação (5% do Total do Custo Fixo);  
Seguro e Impostos (2% do Total do Custo Fixo); (PETERS;  
TIMMERHAUS e WEST, 2003)

A depreciação foi considerada de 5%, o que representa o tempo de vida útil do sistema de 20 anos. Dentre os custos operacionais citados acima, o único que é independente dos custos fixos é o consumo de energia elétrica adicional devido à operação do sistema de recuperação de gás do *flare* e do sistema de compressão de gás residual, que por operar com vazão adicional proporcionará um maior consumo. Para determinação do consumo, primeiramente foi definida a vazão média de gás comprimida pelo sistema. A partir dos dados de vazão de queima do ano de 2017, foi realizado um filtro, excluindo os valores que excedem a capacidade de vazão dos compressores instalados, ou seja, 16.000 m<sup>3</sup>/d, pois vazões de alívio acima deste valor continuarão sendo queimados e não serão comprimidos pelo sistema. Após realizado o filtro, obteve-se a média das vazões inferiores a 16.000 m<sup>3</sup>/d que resultou em 8.700 m<sup>3</sup>/d.

Foi realizada uma simulação no software DWSIM Simulator 5.0 (2017) para a determinação da potência consumida na operação do sistema de recuperação de gás do *flare* e do sistema de compressão de gás residual da unidade, com a vazão média de 8.700 m<sup>3</sup>/d. Para determinação do custo energético utilizou-se o valor de energia de 0,0559 R\$/kWh, conforme dados atuais para cliente livre tipo A2 (138 kV), disponível na página *online* da ESCELSA (2018). Os dados encontram-se na Tabela 10.

A partir dos dados de consumo de energia elétrica e dos demais custos operacionais calculados em função do custo fixo total obteve-se o custo total de operação, demonstrado na Tabela 11.

Tabela 10 – Resultado Consumo Energético Adicional

<b>Consumo Compressor FGRS</b>		
<b>Potência Consumida</b>	37,72	kW
<b>Energia Consumida Anual</b>	330.395,32	kWh
<b>Consumo Compressor Gás Residual</b>		
<b>Potência Consumida</b>	22,25	kW
<b>Energia Consumida Anual</b>	194.915,52	kWh
<b>Custo Energia Elétrica</b>	0,0559	R\$/kWh
<b>Custo Adicional Energia Elétrica</b>	<b>29.364,88</b>	<b>R\$/ano</b>

Fontes: DWSIM Simulator (2017) e ESCELSA (2018).

Tabela 11 – Custo Operação Total

<b>Custos Diretos</b>	
<b>Manutenção (0,04*TCF)</b>	R\$ 291.867,17
<b>Energia Elétrica</b>	R\$ 29.364,88
<b>Custos Indiretos</b>	
<b>Depreciação (0,05*TCF)</b>	R\$ 364.833,96
<b>Seguro e Impostos (0,02*TCF)</b>	R\$ 145.933,58
<b>Total Custo Operação (TCO)</b>	<b>R\$ 831.999,58</b>

Fonte: O Autor (2018).

O custo anual total de operação e manutenção do sistema será de R\$ 831.999,58, valor que será utilizado posteriormente para a elaboração do fluxo de caixa.

### 3.5 ESTIMATIVA DOS GANHOS OBTIDOS COM O APROVEITAMENTO DOS GASES DO FLARE

A partir da vazão média que será recuperada e reprocessada, de 8.700 m<sup>3</sup>/d, e da composição média entre a carga da unidade e o gás seco apresentada na Tabela 12, foi calculada a produção adicional de gás seco, GLP e gasolina natural, que será obtida com a implementação do sistema de recuperação do gás do *flare*.

**Tabela 12 – Composição média entrada/saída unidade**

<b>Componente</b>	<b>% molar</b>
<b>C1 Metano</b>	85,79
<b>C2 Etano</b>	8,14
<b>C3 Propano</b>	3,03
<b>IC4 Iso-Butano</b>	0,46
<b>NC4 N-Butano</b>	0,78
<b>IC5 Iso-Pentano</b>	0,17
<b>NC5 N-Pentano</b>	0,19
<b>C6 Hexano</b>	0,10
<b>C7 Heptano</b>	0,03
<b>C8 Octano</b>	0,01
<b>C9 Nonano</b>	0,01
<b>C10 Decano</b>	0,00
<b>N<sub>2</sub> Nitrogênio</b>	0,87
<b>CO<sub>2</sub> Dióxido de Carbono</b>	0,40
<b>Total</b>	100,00

Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).

O cálculo da produção adicional foi realizado através da divisão das frações de hidrocarbonetos contidas no gás de carga, entre os produtos gás seco, GLP e gasolina natural. Algumas premissas foram adotadas baseadas no histórico operacional e nos limites de especificação dos produtos. A Tabela 13 apresenta um resumo das principais premissas adotadas.

**Tabela 13 – Premissas utilizadas no cálculo do fracionamento**

<b>Recuperação C3 no LGN</b>	90%
<b>Percentual de GLP no LGN</b>	75%
<b>Percentual de C2 no GLP</b>	14%

Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).

A partir das premissas baseadas no histórico de operação da unidade, obtiveram-se os volumes adicionais de produtos, apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Produção adicional com FGRS

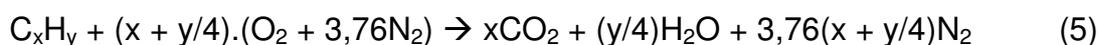
Produção Gás Seco	3.016.127,65 m <sup>3</sup> /ano
Produção de GLP	463,28 m <sup>3</sup> /ano
Produção de Gasolina Natural	157,76 m <sup>3</sup> /ano

Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).

### 3.6 ESTIMATIVA DOS GANHOS AMBIENTAIS ASSOCIADOS À IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA

A redução nas emissões de CO<sub>2</sub> foi calculada considerando a vazão média de compressão de 8.700 m<sup>3</sup>/d, conforme detalhado no item 3.4, que deixará de ser queimada com a implementação do sistema. Utilizou-se também, a composição média entre o gás de carga das unidades e o gás seco, conforme Tabela 12.

Uma das premissas utilizadas na estimativa da redução das emissões de CO<sub>2</sub> com a implementação do sistema de recuperação do gás do *flare*, foi de que a queima é completa, ou seja, todo o gás é convertido em CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O. Esta premissa é coerente, pois conforme Baukal Jr (2014) um queimador de *flare* bem projetado e operado terá uma eficiência de combustão acima de 98%. Desta forma, a reação ocorrerá conforme a equação (5).



Observa-se que para cada molécula de carbono gera-se uma molécula de CO<sub>2</sub>, desta forma calculou-se o quantitativo de CO<sub>2</sub> gerado para cada um dos hidrocarbonetos reagentes e foi realizada a soma para obtenção do total de CO<sub>2</sub> gerado na combustão. Para o cálculo utilizou-se a composição média do gás e a vazão média de queima. As Tabela 15 e Tabela 16 apresentam os principais dados e resultados obtidos.

**Tabela 15 – Vazão média de queima**

<b>Vazão volumétrica</b>	8.700	m <sup>3</sup> /d
<b>Vazão molar</b>	15,07	kmol/h
<b>Vazão molar anual</b>	132.010	kmol/ano

Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).

**Tabela 16 – Redução emissão de CO<sub>2</sub>**

% molar	Componente	Moléculas de C	Moléculas de CO <sub>2</sub> geradas	kmol/ano de CO <sub>2</sub>
85,7917	CH <sub>4</sub>	1	1	113.254
8,1425	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2	2	21.498
3,0331	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3	3	12.012
1,2453	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4	4	6.576
0,3632	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	5	5	2.398
0,1004	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	6	6	796
0,0317	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	7	7	293
0,0075	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	8	8	79
0,0120	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	9	9	143
0,0014	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	10	10	18
<b>Total de CO<sub>2</sub> gerado (kmol/ano)</b>				<b>157.065</b>

Fonte: O Autor, adaptado da Unidade de Processamento (2018).

Obteve-se uma vazão molar de CO<sub>2</sub> de 157.065 kmol/ano que poderá ser evitada com a operação do sistema de recuperação de gás do *flare*. Multiplicando-se a vazão molar obtida pela massa molecular do CO<sub>2</sub>, que é 44,01 kg/kmol obtém-se uma massa evitada de emissão de CO<sub>2</sub> de 6.912 tCO<sub>2</sub>/ano. Porém, para definição do saldo líquido de emissões evitadas é necessário calcular também o quantitativo de CO<sub>2</sub> que será emitido devido à implementação do projeto, ou seja, o CO<sub>2</sub> emitido pelo consumo energético excedente dos compressores instalados e dos compressores já existentes na unidade, que consumirão uma potência maior que a normal devido à vazão de compressão adicional. O saldo líquido de emissões evitadas é obtido pela subtração entre a massa de CO<sub>2</sub> evitada e a massa de CO<sub>2</sub> emitida pelos compressores.

Da Tabela 10, tem-se que o consumo energético excedente com a operação do sistema é de 525,31 MWh/ano. Para a obtenção das emissões de CO<sub>2</sub> devido à operação do sistema é utilizada a metodologia proposta por UNFCCC (2018) conforme a equação (6).

$$PE = \sum EC \times EF \times (1 + TDL) \quad (6)$$

Onde: PE – Emissões devido ao consumo de energia elétrica (tCO<sub>2</sub>/ano)

EC – Quantidade de energia consumida pelo projeto anualmente (MWh/ano)

EF – Fator de emissão da geração de energia (tCO<sub>2</sub>/MWh)

TDL – Média das perdas na transmissão e distribuição

O EF foi obtido através da média dos fatores de emissão do ano de 2017, obtido na página *online* do Ministério de Ciência e Tecnologia<sup>1</sup> (2018). O TDL foi obtido através dos dados do período de dezembro de 2016 a novembro de 2017, disponível na página eletrônica do Ministério de Minas e Energia<sup>1</sup> (2018). Na Tabela 17 estão apresentados os dados e resultados obtidos.

**Tabela 17 – Emissão líquida de CO<sub>2</sub> evitada**

EC	525,31	MWh
EF	0,588	tCO <sub>2</sub> /MWh
TDL	0,197	
PE	369,83	tCO <sub>2</sub> /ano
<b>Emissões evitadas</b>	<b>6.543</b>	tCO <sub>2</sub> /ano

**Fontes: Ministério de Ciência e Tecnologia<sup>1</sup> (2018) e Ministério de Minas e Energia<sup>1</sup> (2018)**

Consultando-se o banco de dados de informações de emissões da Unidade de Processamento (2018), obteve-se que em 2017 foram emitidas 199.993 toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>. Portanto, a redução das emissões com a implementação do sistema de recuperação de gás do *flare* representa aproximadamente 3,27% do total de emissões da unidade de processamento. Para um melhor entendimento referente ao quantitativo evitado de emissões, 6.543

tCO<sub>2</sub>/ano é equivalente à emissão de uma frota de aproximadamente 24 caminhões pesados que rodam em média 360.000 km/ano, para este cálculo considerou-se um fator de emissão para veículos pesados a diesel de 770 gCO<sub>2</sub>/km, conforme CETESB (2018).

Conforme Hajizadeh *et al.* (2017), que realizaram um estudo de viabilidade técnica e econômica de um projeto de implementação de recuperação de gases do *flare* em uma refinaria de gás natural localizada no Irã, para uma queima de gás evitada de aproximadamente 105.000 m<sup>3</sup>/d, é deixado de emitir aproximadamente 205 tCO<sub>2</sub>/dia, uma relação de 512 m<sup>3</sup>/tCO<sub>2</sub>. Fazendo-se o mesmo cálculo para os dados das Tabela 15 e Tabela 17, para uma vazão de queima evitada de 8.700 m<sup>3</sup>/d é deixado de emitir 17,9 tCO<sub>2</sub>/dia, o que resulta em uma relação de 486 m<sup>3</sup>/ tCO<sub>2</sub>, valor de mesma grandeza que o obtido no estudo de referência. A grande diferença observada entre o volume evitado de queima é devido às diferenças entre os dois processos analisados. Enquanto a unidade de processamento de gás natural em estudo envia ao *flare* somente o gás proveniente de purga e não estanqueidade em válvulas, a unidade abordada no artigo de referência envia ao *flare* grande parte do gás removido do condensado durante a estabilização. O volume de gás queimado no *flare* é uma particularidade de cada tipo de unidade de processamento, para a análise de implementação de um sistema de recuperação dos gases é imprescindível que se tenha um histórico de dados consistente, para que o dimensionamento do sistema seja adequado à vazão de gás normalmente queimada na unidade em estudo.

### 3.7 ANÁLISE ECONÔMICA

Como já exposto anteriormente, a implementação do sistema de recuperação de gás do *flare* proporcionará um aumento na produção de gás seco, GLP e gasolina natural, contribuindo para o aumento da receita da unidade de processamento. Neste item será realizada a análise de viabilidade econômica do projeto, para tal avaliação, serão utilizados os índices VPL (Valor Presente Líquido), TIR (Taxa Interna de Retorno) e *Payback*. A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) utilizada será de 8%, visto que a taxa básica de juros atual é de 6,75%, conforme

Banco Central do Brasil (2018). O projeto será então considerado viável economicamente caso a TIR seja acima de 8%.

Para a elaboração do fluxo de caixa do projeto são necessárias as informações do investimento inicial, despesas e receitas anuais. O investimento inicial e as despesas anuais já foram calculados no item 3.4, portanto resta apenas a determinação das receitas que serão obtidas com a produção adicional de gás seco, GLP e gasolina natural.

Os preços de venda dos produtos gás seco, GLP e gasolina natural foram obtidos através da média de preços disponíveis para o ano de 2017, conforme detalhado no Anexo A. Na Tabela 18 encontram-se os valores finais obtidos e os fatores de conversão utilizados.

A partir dos dados dos preços de venda dos produtos e do volume produzido calculou-se a receita anual adicional obtida após a implementação do projeto, que será de R\$ 2.538.431,35. Sabe-se que o custo anual de operação do sistema é de R\$ 831.999,58, conforme calculado no item 3.4, portanto a receita líquida anual do projeto será de R\$ 1.706.431,77. Com este dado e o valor do investimento inicial do projeto, que é de R\$ 7.296.679,15, é possível obter o fluxo de caixa do projeto e calcular os indicadores TIR, VPL e determinar o *payback*. A vida útil do projeto foi considerada de 20 anos. Nas Tabela 19 e Tabela 20 apresenta-se o fluxo de caixa do projeto e os indicadores calculados.

Observa-se que o *payback* do projeto ocorre entre o 5º e 6º ano, com uma TIR de 23,0% e VPL bastante positiva, indicando que o investimento no sistema de recuperação de gás do *flare* é bastante atrativo.

**Tabela 18 – Preços produtos e fatores de conversão**

<b>Custo Venda Gás Seco</b>	5,98	USD/MMBtu
<b>Custo Venda GLP</b>	10,37	USD/MMBtu
<b>Custo Venda Gasolina</b>	1,52	R\$/L
<b>Cotação Dolar</b>	3,19	R\$/USD
<b>PCI Gás seco</b>	35.447	kJ/m <sup>3</sup>
<b>PCI GLP</b>	24,43	GJ/m <sup>3</sup>
<b>Conversão MMBtu/GJ</b>	0,9478	MMBtu/GJ

Fontes: Investidor Petrobras (2018); Ministério de Minas e Energia<sup>2</sup> (2018); Petrobras<sup>2</sup> (2018); Petrobras<sup>3</sup> (2018); Banco Central<sup>1</sup> (2018); Unidade de Processamento (2018) e Conversor de Unidades (2018).

**Tabela 19 – Fluxo de caixa do projeto**

Final do ano (n)	Fluxo de caixa (R\$)	Valor Presente Acumulado (R\$)
2019	-R\$ 7.296.679,15	-R\$ 7.296.679,15
2020	R\$ 1.706.431,77	-R\$ 5.716.649,74
2021	R\$ 1.706.431,77	-R\$ 4.253.659,54
2022	R\$ 1.706.431,77	-R\$ 2.899.038,99
2023	R\$ 1.706.431,77	-R\$ 1.644.760,70
2024	R\$ 1.706.431,77	-R\$ 483.391,91
2025	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 591.949,56
2026	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 1.587.636,11
2027	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 2.509.568,09
2028	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 3.363.208,82
2029	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 4.153.616,91
2030	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 4.885.476,24
2031	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 5.563.123,77
2032	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 6.190.575,19
2033	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 6.771.548,73
2034	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 7.309.487,19
2035	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 7.807.578,36
2036	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 8.268.773,88
2037	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 8.695.806,77
2038	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 9.091.207,60
2039	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 9.457.319,48

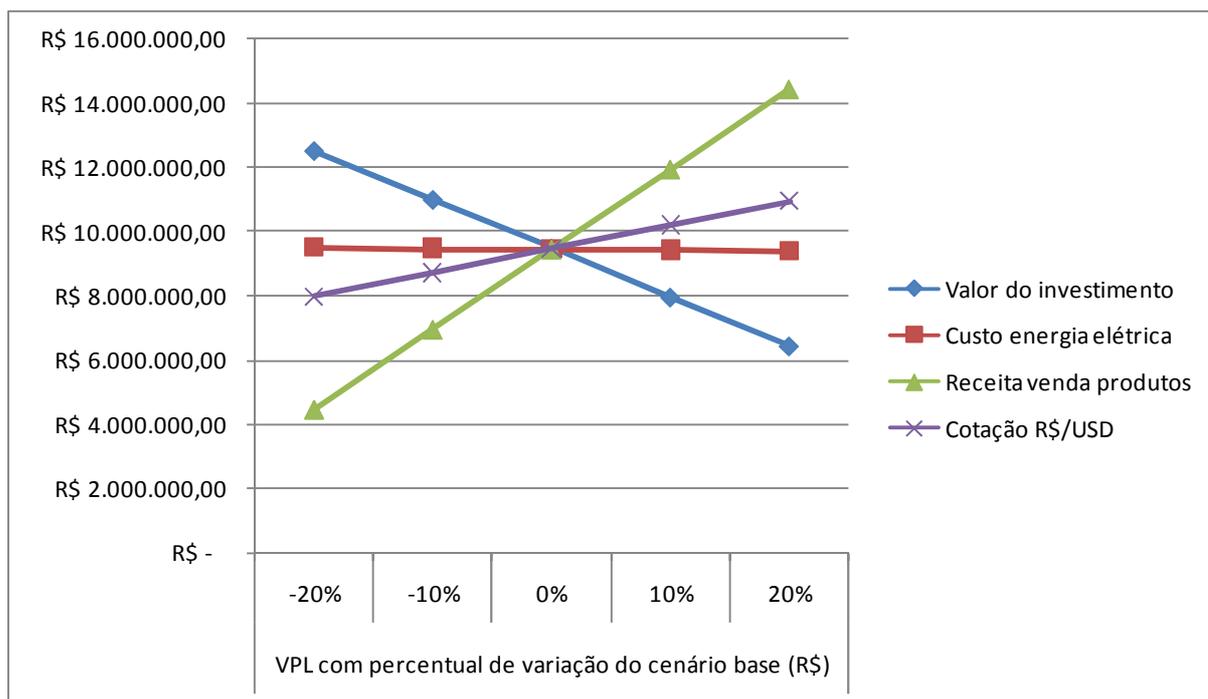
Fonte: O Autor (2018).

**Tabela 20 – Indicadores de econômicos**

TMA	8,0%
VPL	R\$ 9.457.319,48
TIR	23,0%
Payback descontado	6 anos

Fonte: O Autor (2018).

Foi realizada também uma análise de sensibilidade para avaliação do projeto frente a situações negativas e positivas. Foram sensibilizadas quatro variáveis: 1) Investimento inicial; 2) Receita com venda dos produtos; 3) Cotação do dólar e 4) Custo da energia elétrica. Na Figura 15 apresenta-se o comportamento do VPL frente às variações percentuais em cada uma das variáveis sensibilizadas.



**Figura 15 – Análise de Sensibilidade.**

Fonte: O Autor (2018).

Observa-se através da análise de sensibilidade realizada, que o projeto é atrativo em todas as condições analisadas, visto que o VPL se mantém positivo. Outro fato importante que é possível concluir a partir da Figura 15 é que a variável que mais influencia no VPL é a receita obtida com a venda dos produtos, a segunda variável que mais influencia no VPL é o investimento inicial. Observa-se também que o custo da energia elétrica e a cotação do dólar exercem pouca influência no VPL do projeto. A cotação do dólar exerce pouca influência, pois ao mesmo tempo em que um aumento da cotação R\$/USD causa um aumento no investimento inicial, há também um aumento na receita obtida com a venda dos produtos GLP e gás tratado, que tem a suas cotações em dólar.

Foi calculado também para as variáveis sensibilizadas o valor máximo ou mínimo para a viabilidade do projeto, os resultados apresentam-se na Tabela 21. Os valores máximos/mínimos foram obtidos considerando-se o VPL igual a zero

**Tabela 21 – Valores máximos e mínimos para viabilidade**

	<b>Valor cenário base</b>	<b>Máx./Mín. para viabilidade</b>
Valor do investimento	R\$ 7.296.679,15	R\$ 11.843.475,64
Custo energia elétrica	R\$ 29.364,88	R\$ 992.613,75
Receita venda produtos	R\$ 2.538.431,35	R\$ 1.575.182,47
Cotação R\$/USD	R\$/USD 3,19	R\$/USD 0,89

**Fonte: O Autor (2018).**

Conclui-se então que se o investimento inicial for maior do que R\$ 11.843.475,64 o projeto torna-se inviável economicamente, o mesmo ocorre se a receita anual com a venda dos produtos for menor que R\$ 1.575.182,47, se o custo anual com a energia elétrica for maior que R\$ 992.613,75 e também se a cotação do dólar for inferior a R\$/USD 0,89.

### 3.7.1 Avaliação do projeto como MDL

Como já exposto anteriormente, a implementação do sistema de recuperação de gás do *flare* proporcionará uma redução nas emissões de 6.543 tCO<sub>2</sub>/ano, sendo assim uma possibilidade de agregar valor ao projeto é classificá-lo como um Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). O MDL é um dos mecanismos de mercado estabelecidos pelo protocolo de Quioto, que trouxe a possibilidade para que os países desenvolvidos pudessem cumprir os compromissos quantificados de redução e limitação de emissão de GEE. Os projetos no âmbito do MDL são implementados em países menos desenvolvidos e em desenvolvimento, os quais podem vender as reduções de emissão de GEE, denominadas Reduções Certificadas de Emissão (RCE's) para os países desenvolvidos, auxiliando-os assim a cumprir as suas metas e compromissos de redução de GEE assumidos junto ao Protocolo de Quioto. Tais projetos devem implicar em reduções de emissões adicionais àquelas que ocorreriam na ausência do projeto, garantindo benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para a mitigação da mudança do clima. (MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA<sup>2</sup>, 2018)

Para que o projeto resulte em RCE's, as atividades do projeto e Programas de Atividades (PoA's) do MDL devem, necessariamente, passar pelas sete etapas do ciclo do projeto:

- 1) Desenvolvimento do Documento de Concepção do Projeto (DCP) – Responsável: Proponente do Projeto (PP);
- 2) Validação – Responsável: Entidade Operacional Designada (EOD);
- 3) Aprovação Nacional – Responsável: Autoridade Nacional Designada (AND);
- 4) Registro – Responsável: Comitê Executivo do MDL;
- 5) Monitoramento – Responsável: Proponente do Projeto (PP);
- 6) Verificação – Responsável: Entidade Operacional Designada (EOD);
- 7) Emissão dos RCE's – Responsável: Conselho Executivo do MDL; (MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA<sup>2</sup>, 2018)

Após completar o ciclo de validação, aprovação e registro, a atividade registrada torna-se efetivamente uma atividade de projeto no âmbito do MDL e está apta a gerar RCE's. (MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA<sup>2</sup>, 2018)

Para o projeto proposto foi realizada uma análise simplificada para determinar os ganhos possíveis com a venda dos créditos de carbono ou RCE's. Primeiramente foi realizado um levantamento do histórico de preços de comercialização dos créditos de carbono e obtida a média dos últimos 12 meses. Posteriormente foi calculada a receita anual obtida com a venda dos créditos de carbono e elaborado um novo fluxo de caixa do projeto, considerando a nova fonte de receita. Os resultados encontram-se nas Tabela 22, Tabela 23 e Tabela 24.

Obs.: O ciclo de vida do projeto de MDL considerado foi de 10 anos.

**Tabela 22 – Receita com créditos de carbono**

Média Cotação Créditos de Carbono	EUR 6,36
Média Cotação R\$/EUR	3,69
Preço Créditos de Carbono	23,52 R\$/tCO <sub>2</sub>
Emissões evitadas	6.543 tCO <sub>2</sub>
Receita anual RCE's	R\$ 153.858,86

Fontes: Investing<sup>1</sup> (2018) e Investing<sup>2</sup> (2018).

**Tabela 23 – Fluxo de caixa do projeto com MDL**

<b>Final do ano (n)</b>	<b>Fluxo de caixa (R\$)</b>	<b>Valor Presente Acumulado (R\$)</b>
2019	-R\$ 7.296.679,15	-R\$ 7.296.679,15
2020	R\$ 1.860.290,62	-R\$ 5.574.187,83
2021	R\$ 1.860.290,62	-R\$ 3.979.288,46
2022	R\$ 1.860.290,62	-R\$ 2.502.529,79
2023	R\$ 1.860.290,62	-R\$ 1.135.160,64
2024	R\$ 1.860.290,62	+R\$ 130.921,90
2025	R\$ 1.860.290,62	+R\$ 1.303.220,55
2026	R\$ 1.860.290,62	+R\$ 2.388.682,26
2027	R\$ 1.860.290,62	+R\$ 3.393.739,40
2028	R\$ 1.860.290,62	+R\$ 4.324.347,86
2029	R\$ 1.860.290,62	+R\$ 5.186.022,37
2030	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 5.917.881,70
2031	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 6.595.529,23
2032	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 7.222.980,65
2033	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 7.803.954,19
2034	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 8.341.892,65
2035	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 8.839.983,82
2036	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 9.301.179,34
2037	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 9.728.212,23
2038	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 10.123.613,06
2039	R\$ 1.706.431,77	+R\$ 10.489.724,94

**Fonte: O Autor (2018).**

**Tabela 24 – Indicadores econômicos com MDL**

TMA	8,0%
VPL	R\$ 10.489.724,94
TIR	25,0%
Payback descontado	5 anos

**Fonte: O Autor (2018).**

Conforme resultados apresentados, verifica-se que com o acréscimo das receitas provenientes da venda de créditos de carbono o projeto torna-se mais

atrativo financeiramente, com uma TIR passando de 23% para 25% e um *payback* de 6 anos para 5 anos.

Obs.: Todos os fluxos de caixa elaborados encontram-se detalhados no Anexo B.

#### 4 CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Durante o desenvolvimento do trabalho de pesquisa, verificou-se que existem muitos estudos e projetos sendo desenvolvidos a nível mundial para a recuperação de gás do *flare* em unidades de processamento de óleo e gás, indicando que esta é uma tendência mundial. Os projetos justificam-se principalmente devido ao retorno financeiro obtido através da recuperação de produtos que seriam desperdiçados através da queima e também devido à redução nas emissões de GEE, contribuindo significativamente para a desaceleração dos efeitos do aquecimento global. Todos os projetos desenvolvidos estão alinhados com a iniciativa do World Bank para redução de queima de gás através da Parceria Global para Redução de Queima de Gás (GGFR), uma iniciativa público-privada composta por companhias produtoras de petróleo, governos regionais e nacionais e instituições internacionais.

No Brasil destaca-se a iniciativa de projetos de *flare* apagados que estão sendo implementados nas novas plataformas de petróleo, porém ainda não existem iniciativas similares sendo adotadas em unidades de processamento de petróleo e gás.

O trabalho desenvolvido concentrou-se na avaliação técnico-econômica da implementação de um sistema de recuperação de gás do *flare* em uma unidade de processamento de gás natural localizada na região Sudeste do Brasil, este tipo de projeto é inovador para unidades de processamento de óleo e gás natural no Brasil.

Como resultado constatou-se que financeiramente o projeto é muito atrativo, com uma TIR de 23%, VPL de R\$ 9.457.319,48 e um *payback* de 6 anos. Foi realizada também uma análise de sensibilidade, avaliando os efeitos de variações de 20% para mais no investimento inicial, 20% para menos nos preços de venda dos produtos e 20% a mais na cotação R\$/USD, concluindo-se que o projeto continua viável mesmo em situações menos favoráveis.

Além do resultado financeiro bastante positivo é importante enfatizar que haverá também ganho ambiental com a redução das emissões de GEE, a redução líquida nas emissões de CO<sub>2</sub> será de 6.543 tCO<sub>2</sub>/ano, o que equivale a aproximadamente 3,27% das emissões de CO<sub>2</sub> registradas no ano de 2017 na unidade em estudo. Aliado à redução das emissões, vislumbrou-se também a possibilidade de inclusão do projeto como Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

(MDL), o que gera o potencial de obtenção de uma receita anual de R\$ 153.858,86 com a venda das Reduções Certificadas de Emissão (RCE's). Esta iniciativa proporciona um acréscimo de 23% para 25% na TIR e redução do *payback* de 6 anos para 5 anos, o que representa um ganho pouco significativo e que deverá ser mais profundamente avaliado, pois a adesão ao modelo de MDL exige diversas etapas (elaboração de relatórios, medição, verificação, etc) que demandarão alguns investimentos não quantificados neste estudo.

Por fim, sugere-se que trabalhos futuros sejam desenvolvidos para outras unidades de processamento de óleo e gás natural, principalmente para unidades de maior porte, com vazões de processamento superiores a 10.000.000 m<sup>3</sup>/d, avaliando a viabilidade de implementação de um grande projeto que contemple várias unidades, de modo a tornar o investimento ainda mais atrativo e contribuir de maneira mais significativa com a redução das emissões de GEE.

## REFERÊNCIAS

ABDULRAHMAN, Ahmed Osama; HUISINGH, Donald; HAFKAMP, Wim. Sustainability improvements in Egypt's oil & gas industry by implementation of flare gas recovery. **Journal of Cleaner Production**, v. 98, p. 116-122, 2015.

ASPEN HYSYS. Version 9.0. Aspentech, 2016.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Histórico das taxas de juro**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp>>. Acesso em 21 fev. 2018.

BANCO CENTRAL<sup>1</sup>. **Cotação dólar americano**. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpsq.asp?id=txcotacao>>. Acesso em 21 fev. 2018.

BAUKAL JR, Charles E. (Ed.). **The john zink hamworthy combustion handbook: Volume 3-Applications**. CRC press, 2014. p. 256-260;

BRASIL. **Portaria nº 249, de 1º de novembro de 2000**. DOU de 03/11/2000. Brasília, 2000.

CETESB. **Metodologia simplificada de cálculo das emissões de gases do efeito estufa de frotas de veículos no Brasil**. Disponível em: <[https://www.sinaldetransito.com.br/artigos/gases\\_efeito\\_estufa.pdf](https://www.sinaldetransito.com.br/artigos/gases_efeito_estufa.pdf)>. Acesso em 09 jul. 2018.

CHERESOURCES. **Chemical Engineering Comunity**. Disponível em : <<https://www.cheresources.com/invision/topic/26729-chemical-engineering-plant-cost-index-cepci-of-2016-and-2017/>>. Acesso em 19 fev. 2018.

COMODI, Gabriele; RENZI, Massimiliano; ROSSI, Mosè. Energy efficiency improvement in oil refineries through flare gas recovery technique to meet the emission trading targets. **Energy**, v. 109, p. 1-12, 2016.

CONVERSOR DE UNIDADES. **Conversor de unidades de energia**. Disponível em: <<https://www.converter-unidades.info/conversor-de-unidades.php?tipo=energia>>. Acesso em 21 fev. 2018.

DWSIM SIMULATOR. Version 5.0. MEDEIROS, Daniel; REICHERT, Gregor; LEON, Gustavo, 2017.

EFFICIENCY VALUATION ORGANIZATION. **International Performance Measurement and Verification Protocol: Volume 1 – Concepts and Options for Determining Energy and Water Savings.** Toronto: 2012.

ESCELSA. **Tabela Custos kWh.** Disponível em: <[http://www.edpbr.com.br / CentralDocumentos / TABELA%20DE%20TARIFAS % 20 % 20 ES % 20MT % 20 PRE % C3 % 87OS % 20ABERTOS % 2007% 2008 %202016%20Atualizada %20Bandeira % 20Amarela%202017.pdf](http://www.edpbr.com.br/CentralDocumentos/TABELA%20DE%20TARIFAS%20ES%20MT%20PRE%20C3%2087OS%20ABERTOS%202007%202008%202016%20Atualizada%20Bandeira%20Amarela%202017.pdf)>. Acesso em 21 fev. 2018.

FAWOLE, Olusegun G.; CAI, X.-M.; MACKENZIE, A. R. Gas flaring and resultant air pollution: A review focusing on black carbon. **Environmental pollution**, v. 216, p. 182-197, 2016.

HAJIZADEH, Abdollah; MOHAMADI-BAGHMOLAEI, Mohamad; AZIN, Reza; OSFOURI, Shahriar; HEYDARI, Isa. Technical and economic evaluation of flare gas recovery in a giant gas refinery. **Chemical Engineering Research and Design**, 2017.

INVESTIDOR PETROBRAS. **Preço de Venda do Gás Natural.** Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/precos-e-custos>>. Acesso em 21 fev. 2018.

INVESTING<sup>1</sup>. **Cotação Créditos de Carbono.** Disponível em: <[https://br.investing.com / commodities/carbon-emissions-historical-data](https://br.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data)>. Acesso em 22 fev. 2018.

INVESTING<sup>2</sup>. **Cotação Euro.** Disponível em: <[https://br.investing.com / currencies / eur-brl-historical-data](https://br.investing.com/currencies/eur-brl-historical-data)>. Acesso em 22 fev. 2018.

MCGRAW-HILL HIGHER EDUCATION. **Engineering cost estimation.** Disponível em: <<http://www.mhhe.com/engcs/chemical/peters/data/ce.html>>. Acesso em 19 fev. 2018.

MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA<sup>1</sup>. **Fatores de emissão da margem de operação pelo método da análise de despacho.** Disponível em: <[http://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao\\_d\\_espacho.html](http://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_d_espacho.html)>. Acesso em 22 fev. 2018.

MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA<sup>2</sup>. **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. Disponível em: <[http://www.mctic.gov.br / mctic / opencms / ciencia / SEPED/clima/mecanismo\\_de\\_desenvolvimento\\_limpo/Mecanismo\\_de\\_Desenvolvimento\\_Limpo.html](http://www.mctic.gov.br / mctic / opencms / ciencia / SEPED/clima/mecanismo_de_desenvolvimento_limpo/Mecanismo_de_Desenvolvimento_Limpo.html)>. Acesso em 23 fev. 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA<sup>1</sup>. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br / documents / 1138781/0/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Dezembro+-+2017.pdf/89e16453-fc2e-46fd-b5fd-aa6951daf934>>. Acesso em 22 fev. 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA<sup>2</sup>. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br / web / guest / secretarias / petroleo - gas - natural - e - combustiveis - renovaveis / publicacoes / boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2017>>. Acesso em 21 fev. 2018.

PETERS, Max Stone; TIMMERHAUS, Klaus D.; WEST, Ronald E. **Plant Design and Economics for Chemical Engineers**. New York: McGraw-Hill, 2003. p. 110-114, 236.

PETROBRAS<sup>1</sup>. **Blog fatos e dados**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br / fatos-e-dados / apresentamos - programa - de - maior - aproveitamento - de - gas - no-principal-evento-mundial-do-setor.htm>>. Acesso em 17 jan. 2018.

PETROBRAS<sup>2</sup>. **Composição de preços de venda ao consumidor**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/composicao-de-precos-de-venda-ao-consumidor/gas-liquefeito-de-petroleo-glp/>>. Acesso em 21 fev. 2018.

PETROBRAS<sup>3</sup>. **Composição de Preços de venda às distribuidoras**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/composicao-de-precos-de-venda-as-distribuidoras/>>. Acesso em 20 fev. 2018.

RAHIMPOUR, M. R.; JAMSHIDNEJAD, Z.; JOKAR, S. M.; KARIMI, G.; GHORBANI, A.; MOHAMMADI, A. H. A comparative study of three different methods for flare gas recovery of Asalooeye Gas Refinery. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 4, p. 17-28, 2012.

SOLTANIEH, Mohammad; ZOHRABIAN, Angineh; GHOLIPOUR, Mohammad Javad; KALNAY, Eugenia. A review of global gas flaring and venting and impact on the environment: Case study of Iran. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 49, p. 488-509, 2016.

UMUKORO, G. Ezaina; ISMAIL, O. Saheed. Modelling emissions from natural gas flaring. **Journal of King Saud University-Engineering Sciences**, v. 29, n. 2, p. 178-182, 2017.

UNFCCC. **Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption**. Disponível em: <<https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-05-v1.pdf>>. Acesso em 22 fev. 2018.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO. Unidade de processamento de gás natural estudo de caso desta monografia. 2018.

WARTSILA. **Petrobras Flare Gas Recovery Contract**. Disponível em: <<https://www.wartsila.com/media/news/14-05-2012-wartsila-hamworthy-lands-petrobras-flare-gas-recovery-contract>>. Acesso em 17 jan. 2018.

WORLD BANK<sup>1</sup>. **Gas Flaring Reduction**. Disponível em: <<http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#1>>. Acesso em 21 dez. 2017.

WORLD BANK<sup>2</sup>. **Zero Routine Flaring by 2030**. Disponível em: <[http://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030/brief/new-program-provides-funding-for-flare-out-project-development?cq\\_ck=1508521293594](http://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030/brief/new-program-provides-funding-for-flare-out-project-development?cq_ck=1508521293594)>. Acesso em 17 jan. 2018.

WORLD BANK<sup>3</sup>. **Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR)**. Disponível em: <<http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7>>. Acesso em 17 jan. 2018.

ZOLFAGHARI, Mohabbat; PIROUZFAR, Vahid; SAKHAEINIA, Hossein. Technical characterization and economic evaluation of recovery of flare gas in various gas-processing plants. **Energy**, v. 124, p. 481-491, 2017.

## **ANEXOS**

ANEXO A – Dados de preços de produtos e fatores de conversão utilizados.

ANEXO B – Tabelas dos fluxos de caixa.

## ANEXO A

<b>Preços, conversões e propriedades</b>		
<b>Custo R\$/kWh<sup>1</sup></b>	0,0559	R\$/kWh
<b>Custo Venda GN<sup>2</sup></b>	5,9824	US\$/MMBtu
<b>Custo Venda GLP<sup>3</sup></b>	10,3664	US\$/MMBtu
<b>Cotação dólar<sup>4</sup></b>	3,1922	R\$/US\$
<b>PCI Gás seco<sup>5</sup></b>	35447,5853	kJ/m <sup>3</sup>
<b>PCI C5+<sup>6</sup></b>	30,1625	GJ/m <sup>3</sup>
<b>PCI GLP<sup>6</sup></b>	24,4359	GJ/m <sup>3</sup>
<b>Custo Gasolina<sup>7</sup></b>	1,5243	R\$/L
<b>Cotação Euro<sup>8</sup></b>	3,6954	R\$/EUR
<b>Cotação Créditos de Carbono<sup>9</sup></b>	6,3638	EUR/tCO <sub>2</sub>
<b>Conversão MMBtu/GJ<sup>10</sup></b>	0,9478	MMBtu/GJ

1) <http://www.edpbr.com.br/CentralDocumentos/TABELA%20DE%20TARIFAS%20%20ES%20MT%20PRE%20C3%87OS%20ABERTOS%2007%2008%202016%20Atualizada%20Bandeira%20Amarela%20022017.pdf> – Consulta em 20/02/2018 e considerada a tarifa modalidade consumidor livre tipo A2;

2) <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/precos-e-custos> - Acesso em 21/02/2018. Calculada a média de 2017 dos preços do gás natural para as distribuidoras com contrato de fornecimento de gás Boliviano, gás natural vendido para as térmicas e gás natural na nova política de preços;

3) <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2017> - Acesso em 21/02/2018;

<http://www.petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/composicao-de-precos-de-venda-ao-consumidor/gas-liquefeito-de-petroleo-glp/> - Acesso em 21/02/2018;

Primeiramente foram obtidos os preços de venda de GLP, com e sem tributos, para os estados da Bahia, Rio de Janeiro e São Paulo, disponíveis nos relatórios do Ministério de Minas e Energia de janeiro a novembro de 2017. Posteriormente foi calculada a média global dos preços dos três estados no período.

Após calculada a média, obteve-se através da página online da Petrobras o percentual de realização da empresa que fornece às distribuidoras, que é de 35% do valor final.

- 4) <http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpeq.asp?id=txcotacao> – Acesso em 21/02/2018. Calculada a média das cotações de compra e venda durante o ano de 2017.
- 5) Unidade de processamento de gás (2017). Foi obtido através da média dos valores internos de PCI do gás seco pela unidade.
- 6) Unidade de processamento de gás (2017). Valores padronizados de PCI do C5+ e GLP.
- 7) <http://www.petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/composicao-de-precos-de-venda-as-distribuidoras/> - Acesso em 20/02/2018. Foram obtidos os preços de venda às distribuidoras de gasolina (sem impostos) para o ano de 2018 e calculada a média.
- 8) <https://br.investing.com/currencies/eur-brl-historical-data> - Acesso em 22/02/2018. Calculada a média do valor de fechamento dos últimos 12 meses.
- 9) <https://br.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data> - Acesso em 22/02/2018. Calculada a média do valor de fechamento dos últimos 12 meses.
- 10) <https://www.converter-unidades.info/conversor-de-unidades.php?tipo=energia> – Acesso em 21/02/2018.

## ANEXO B

Projeto sem MDL							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	7.296.679,15	0	0	0	0	-7.296.679,2	-7.296.679,2
Ano 1	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	-5.716.649,7
Ano 2	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	-4.253.659,5
Ano 3	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	-2.899.039,0
Ano 4	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	-1.644.760,7
Ano 5	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	-483.391,9
Ano 6	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	591.949,6
Ano 7	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	1.587.636,1
Ano 8	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	2.509.568,1
Ano 9	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	3.363.208,8
Ano 10	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	4.153.616,9
Ano 11	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	4.885.476,2
Ano 12	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	5.563.123,8
Ano 13	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	6.190.575,2
Ano 14	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	6.771.548,7
Ano 15	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	7.309.487,2
Ano 16	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	7.807.578,4
Ano 17	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	8.268.773,9
Ano 18	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	8.695.806,8
Ano 19	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	9.091.207,6
Ano 20	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	9.457.319,5
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$ 9.457.319,48</b>		<b>TIR</b>	<b>23,0%</b>	

Projeto com MDL							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos e Créditos de Carbono (R\$)		
Ano 0	7.296.679,15	0	0	0	0	-7.296.679,2	-7.296.679,2
Ano 1	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.692.290,2	1.860.290,6	-5.574.187,8
Ano 2	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.692.290,2	1.860.290,6	-3.979.288,5
Ano 3	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.692.290,2	1.860.290,6	-2.502.529,8
Ano 4	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.692.290,2	1.860.290,6	-1.135.160,6
Ano 5	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.692.290,2	1.860.290,6	130.921,9
Ano 6	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.692.290,2	1.860.290,6	1.303.220,5
Ano 7	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.692.290,2	1.860.290,6	2.388.682,3
Ano 8	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.692.290,2	1.860.290,6	3.393.739,4
Ano 9	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.692.290,2	1.860.290,6	4.324.347,9
Ano 10	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.692.290,2	1.860.290,6	5.186.022,4
Ano 11	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	5.917.881,7
Ano 12	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	6.595.529,2
Ano 13	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	7.222.980,7
Ano 14	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	7.803.954,2
Ano 15	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	8.341.892,6
Ano 16	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	8.839.983,8
Ano 17	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	9.301.179,3
Ano 18	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	9.728.212,2
Ano 19	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	10.123.613,1
Ano 20	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.538.431,3	1.706.431,8	10.489.724,9
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$ 10.489.724,94</b>		<b>TIR</b>	<b>25,0%</b>	

Projeto sem MDL - Investimento inicial 10% maior							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	8.026.347,07	0	0	0	0	-8.026.347,1	-8.026.347,1
Ano 1	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	-6.400.178,8
Ano 2	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	-4.774.010,5
Ano 3	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	-3.147.842,2
Ano 4	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	-1.521.673,9
Ano 5	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	104.494,4
Ano 6	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	1.730.662,7
Ano 7	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	3.356.831,0
Ano 8	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	4.982.999,3
Ano 9	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	6.609.167,6
Ano 10	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	8.235.335,9
Ano 11	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	9.861.504,2
Ano 12	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	11.487.672,5
Ano 13	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	13.113.840,8
Ano 14	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	14.740.009,1
Ano 15	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	16.366.177,4
Ano 16	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	17.992.345,7
Ano 17	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	19.618.514,0
Ano 18	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	21.244.682,3
Ano 19	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	22.870.850,6
Ano 20	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.538.431,3	1.626.168,3	24.497.018,9
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$</b>	<b>7.939.612,97</b>		<b>TIR</b>	<b>19,7%</b>

Projeto sem MDL - Investimento inicial 20% maior							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	8.756.014,98	0	0	0	0	-8.756.015,0	-8.756.015,0
Ano 1	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	-7.324.621,6
Ano 2	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	-5.999.257,4
Ano 3	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	-4.772.068,3
Ano 4	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	-3.635.782,1
Ano 5	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	-2.583.665,3
Ano 6	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	-1.609.483,0
Ano 7	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	-707.462,4
Ano 8	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	127.741,9
Ano 9	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	901.079,2
Ano 10	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	1.617.132,2
Ano 11	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	2.280.144,3
Ano 12	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	2.894.044,4
Ano 13	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	3.462.470,4
Ano 14	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	3.988.790,8
Ano 15	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	4.476.124,4
Ano 16	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	4.927.359,3
Ano 17	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	5.345.169,4
Ano 18	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	5.732.030,6
Ano 19	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	6.090.235,4
Ano 20	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.538.431,3	1.545.904,8	6.421.906,5
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$</b>	<b>6.421.906,47</b>	<b>TIR</b>	<b>16,9%</b>	

Projeto sem MDL - Investimento inicial 10% menor							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	6.567.011,24	0	0	0	0	-6.567.011,2	-6.567.011,2
Ano 1	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	-4.780.316,0
Ano 2	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	-2.993.620,8
Ano 3	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	-1.206.925,5
Ano 4	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	579.769,7
Ano 5	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	2.366.465,0
Ano 6	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	4.153.160,2
Ano 7	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	5.939.855,4
Ano 8	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	7.726.550,7
Ano 9	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	9.513.245,9
Ano 10	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	11.299.941,1
Ano 11	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	13.086.636,4
Ano 12	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	14.873.331,6
Ano 13	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	16.660.026,9
Ano 14	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	18.446.722,1
Ano 15	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	20.233.417,3
Ano 16	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	22.020.112,6
Ano 17	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	23.806.807,8
Ano 18	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	25.593.503,0
Ano 19	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	27.380.198,3
Ano 20	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.538.431,3	1.786.695,2	29.166.893,5
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$ 10.975.025,98</b>		<b>TIR</b>	<b>27,0%</b>	

Projeto sem MDL - Investimento inicial 20% menor							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	5.837.343,32	0	0	0	0	-5.837.343,3	-5.837.343,3
Ano 1	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	-3.970.384,6
Ano 2	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	-2.103.425,9
Ano 3	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	-236.467,2
Ano 4	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	1.630.491,5
Ano 5	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	3.497.450,2
Ano 6	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	5.364.408,9
Ano 7	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	7.231.367,6
Ano 8	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	9.098.326,3
Ano 9	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	10.965.285,1
Ano 10	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	12.832.243,8
Ano 11	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	14.699.202,5
Ano 12	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	16.566.161,2
Ano 13	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	18.433.119,9
Ano 14	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	20.300.078,6
Ano 15	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	22.167.037,3
Ano 16	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	24.033.996,0
Ano 17	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	25.900.954,7
Ano 18	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	27.767.913,4
Ano 19	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	29.634.872,1
Ano 20	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.538.431,3	1.866.958,7	31.501.830,8
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$ 12.492.732,48</b>		<b>TIR</b>	<b>31,9%</b>	

Projeto sem MDL - Energia elétrica 10% mais cara							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	7.296.679,15	0	0	0	0	-7.296.679,2	-7.296.679,2
Ano 1	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	-5.593.183,9
Ano 2	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	-3.889.688,6
Ano 3	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	-2.186.193,3
Ano 4	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	-482.698,0
Ano 5	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	1.220.797,2
Ano 6	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	2.924.292,5
Ano 7	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	4.627.787,8
Ano 8	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	6.331.283,1
Ano 9	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	8.034.778,4
Ano 10	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	9.738.273,6
Ano 11	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	11.441.768,9
Ano 12	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	13.145.264,2
Ano 13	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	14.848.759,5
Ano 14	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	16.552.254,8
Ano 15	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	18.255.750,0
Ano 16	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	19.959.245,3
Ano 17	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	21.662.740,6
Ano 18	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	23.366.235,9
Ano 19	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	25.069.731,2
Ano 20	0	802.634,7	32.301,4	834.936,1	2.538.431,3	1.703.495,3	26.773.226,4
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$</b>	<b>9.428.488,61</b>		<b>TIR</b>	<b>23,0%</b>

Projeto sem MDL - Energia elétrica 20% mais cara							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	7.296.679,15	0	0	0	0	-7.296.679,2	-7.296.679,2
Ano 1	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	-5.596.120,4
Ano 2	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	-3.895.561,6
Ano 3	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	-2.195.002,8
Ano 4	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	-494.444,0
Ano 5	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	1.206.114,8
Ano 6	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	2.906.673,6
Ano 7	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	4.607.232,4
Ano 8	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	6.307.791,2
Ano 9	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	8.008.350,0
Ano 10	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	9.708.908,8
Ano 11	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	11.409.467,6
Ano 12	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	13.110.026,3
Ano 13	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	14.810.585,1
Ano 14	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	16.511.143,9
Ano 15	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	18.211.702,7
Ano 16	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	19.912.261,5
Ano 17	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	21.612.820,3
Ano 18	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	23.313.379,1
Ano 19	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	25.013.937,9
Ano 20	0	802.634,7	35.237,9	837.872,6	2.538.431,3	1.700.558,8	26.714.496,7
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$</b>	<b>9.399.657,74</b>		<b>TIR</b>	<b>22,9%</b>

Projeto sem MDL - Energia elétrica 10% mais barata							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	7.296.679,15	0	0	0	0	-7.296.679,2	-7.296.679,2
Ano 1	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	-5.587.310,9
Ano 2	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	-3.877.942,6
Ano 3	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	-2.168.574,4
Ano 4	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	-459.206,1
Ano 5	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	1.250.162,1
Ano 6	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	2.959.530,4
Ano 7	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	4.668.898,6
Ano 8	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	6.378.266,9
Ano 9	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	8.087.635,1
Ano 10	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	9.797.003,4
Ano 11	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	11.506.371,6
Ano 12	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	13.215.739,9
Ano 13	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	14.925.108,2
Ano 14	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	16.634.476,4
Ano 15	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	18.343.844,7
Ano 16	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	20.053.212,9
Ano 17	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	21.762.581,2
Ano 18	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	23.471.949,4
Ano 19	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	25.181.317,7
Ano 20	0	802.634,7	26.428,4	829.063,1	2.538.431,3	1.709.368,3	26.890.685,9
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$</b>	<b>9.486.150,34</b>		<b>TIR</b>	<b>23,1%</b>

Projeto sem MDL - Energia elétrica 20% mais barata							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	7.296.679,15	0	0	0	0	-7.296.679,2	-7.296.679,2
Ano 1	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	-5.584.374,4
Ano 2	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	-3.872.069,7
Ano 3	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	-2.159.764,9
Ano 4	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	-447.460,2
Ano 5	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	1.264.844,6
Ano 6	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	2.977.149,3
Ano 7	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	4.689.454,0
Ano 8	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	6.401.758,8
Ano 9	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	8.114.063,5
Ano 10	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	9.826.368,3
Ano 11	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	11.538.673,0
Ano 12	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	13.250.977,8
Ano 13	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	14.963.282,5
Ano 14	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	16.675.587,2
Ano 15	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	18.387.892,0
Ano 16	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	20.100.196,7
Ano 17	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	21.812.501,5
Ano 18	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	23.524.806,2
Ano 19	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	25.237.110,9
Ano 20	0	802.634,7	23.491,9	826.126,6	2.538.431,3	1.712.304,7	26.949.415,7
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$</b>	<b>9.514.981,21</b>	<b>TIR</b>	<b>23,1%</b>	

Projeto sem MDL - Produtos 10% mais baratos							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	7.296.679,15	0	0	0	0	-7.296.679,2	-7.296.679,2
Ano 1	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	-5.844.090,5
Ano 2	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	-4.391.501,9
Ano 3	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	-2.938.913,3
Ano 4	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	-1.486.324,6
Ano 5	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	-33.736,0
Ano 6	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	1.418.852,6
Ano 7	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	2.871.441,3
Ano 8	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	4.324.029,9
Ano 9	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	5.776.618,5
Ano 10	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	7.229.207,2
Ano 11	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	8.681.795,8
Ano 12	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	10.134.384,4
Ano 13	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	11.586.973,1
Ano 14	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	13.039.561,7
Ano 15	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	14.492.150,3
Ano 16	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	15.944.739,0
Ano 17	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	17.397.327,6
Ano 18	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	18.849.916,2
Ano 19	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	20.302.504,9
Ano 20	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.284.588,2	1.452.588,6	21.755.093,5
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$</b>	<b>6.965.050,16</b>		<b>TIR</b>	<b>19,3%</b>

Projeto sem MDL - Produtos 20% mais baratos							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	7.296.679,15	0	0	0	0	-7.296.679,2	-7.296.679,2
Ano 1	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	-6.097.933,7
Ano 2	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	-4.899.188,2
Ano 3	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	-3.700.442,7
Ano 4	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	-2.501.697,2
Ano 5	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	-1.302.951,7
Ano 6	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	-104.206,2
Ano 7	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	1.094.539,3
Ano 8	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	2.293.284,8
Ano 9	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	3.492.030,3
Ano 10	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	4.690.775,8
Ano 11	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	5.889.521,3
Ano 12	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	7.088.266,8
Ano 13	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	8.287.012,3
Ano 14	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	9.485.757,8
Ano 15	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	10.684.503,3
Ano 16	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	11.883.248,8
Ano 17	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	13.081.994,3
Ano 18	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	14.280.739,8
Ano 19	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	15.479.485,3
Ano 20	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.030.745,1	1.198.745,5	16.678.230,8
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$</b>	<b>4.472.780,84</b>		<b>TIR</b>	<b>15,5%</b>

Projeto sem MDL - Produtos 10% mais caros							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	7.296.679,15	0	0	0	0	-7.296.679,2	-7.296.679,2
Ano 1	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	-5.481.609,8
Ano 2	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	-3.800.990,0
Ano 3	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	-2.244.860,6
Ano 4	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	-804.000,0
Ano 5	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	530.130,1
Ano 6	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	1.765.435,8
Ano 7	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	2.909.237,4
Ano 8	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	3.968.312,9
Ano 9	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	4.948.938,4
Ano 10	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	5.856.925,0
Ano 11	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	6.697.653,3
Ano 12	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	7.476.105,4
Ano 13	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	8.196.894,5
Ano 14	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	8.864.291,7
Ano 15	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	9.482.252,1
Ano 16	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	10.054.437,7
Ano 17	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	10.584.239,1
Ano 18	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	11.074.796,0
Ano 19	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	11.529.015,3
Ano 20	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	2.792.274,5	1.960.274,9	11.949.588,8
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$ 11.949.588,79</b>		<b>TIR</b>	<b>26,6%</b>	

Projeto sem MDL - Produtos 20% mais caros							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	7.296.679,15	0	0	0	0	-7.296.679,2	-7.296.679,2
Ano 1	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	-5.082.561,1
Ano 2	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	-2.868.443,1
Ano 3	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	-654.325,0
Ano 4	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	1.559.793,0
Ano 5	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	3.773.911,0
Ano 6	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	5.988.029,1
Ano 7	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	8.202.147,1
Ano 8	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	10.416.265,1
Ano 9	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	12.630.383,2
Ano 10	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	14.844.501,2
Ano 11	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	17.058.619,3
Ano 12	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	19.272.737,3
Ano 13	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	21.486.855,3
Ano 14	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	23.700.973,4
Ano 15	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	25.915.091,4
Ano 16	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	28.129.209,4
Ano 17	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	30.343.327,5
Ano 18	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	32.557.445,5
Ano 19	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	34.771.563,6
Ano 20	0	802.634,7	29.364,9	831.999,6	3.046.117,6	2.214.118,0	36.985.681,6
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$ 14.441.858,11</b>		<b>TIR</b>	<b>30,2%</b>	

Projeto sem MDL - Cotação R\$/US\$ 10% maior							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	8.026.347,07	0	0	0	0	-8.026.347,1	-8.026.347,1
Ano 1	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	-6.170.382,3
Ano 2	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	-4.314.417,6
Ano 3	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	-2.458.452,9
Ano 4	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	-602.488,2
Ano 5	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	1.253.476,5
Ano 6	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	3.109.441,3
Ano 7	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	4.965.406,0
Ano 8	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	6.821.370,7
Ano 9	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	8.677.335,4
Ano 10	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	10.533.300,1
Ano 11	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	12.389.264,9
Ano 12	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	14.245.229,6
Ano 13	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	16.101.194,3
Ano 14	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	17.957.159,0
Ano 15	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	19.813.123,8
Ano 16	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	21.669.088,5
Ano 17	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	23.525.053,2
Ano 18	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	25.381.017,9
Ano 19	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	27.236.982,6
Ano 20	0	882.898,2	29.364,9	912.263,1	2.768.227,8	1.855.964,7	29.092.947,4
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$</b>	<b>10.195.788,15</b>		<b>TIR</b>	<b>22,7%</b>

Projeto sem MDL - Cotação R\$/US\$ 20% maior							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	8.756.014,98	0	0	0	0	-8.756.015,0	-8.756.015,0
Ano 1	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	-6.899.072,7
Ano 2	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	-5.179.681,7
Ano 3	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	-3.587.653,0
Ano 4	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	-2.113.552,3
Ano 5	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	-748.644,3
Ano 6	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	515.159,4
Ano 7	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	1.685.348,1
Ano 8	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	2.768.856,1
Ano 9	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	3.772.104,2
Ano 10	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	4.701.037,7
Ano 11	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	5.561.161,2
Ano 12	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	6.357.572,0
Ano 13	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	7.094.989,3
Ano 14	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	7.777.783,1
Ano 15	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	8.409.999,6
Ano 16	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	8.995.385,3
Ano 17	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	9.537.409,0
Ano 18	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	10.039.282,9
Ano 19	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	10.503.980,9
Ano 20	0	963.161,6	29.364,9	992.526,5	2.998.024,2	2.005.497,7	10.934.256,8
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$</b>	<b>10.934.256,82</b>		<b>TIR</b>	<b>22,5%</b>

Projeto sem MDL - Cotação R\$/US\$ 10% menor							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	6.567.011,24	0	0	0	0	-6.567.011,2	-6.567.011,2
Ano 1	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	-5.010.112,4
Ano 2	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	-3.453.213,6
Ano 3	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	-1.896.314,8
Ano 4	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	-339.416,0
Ano 5	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	1.217.482,8
Ano 6	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	2.774.381,6
Ano 7	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	4.331.280,5
Ano 8	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	5.888.179,3
Ano 9	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	7.445.078,1
Ano 10	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	9.001.976,9
Ano 11	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	10.558.875,7
Ano 12	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	12.115.774,5
Ano 13	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	13.672.673,3
Ano 14	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	15.229.572,1
Ano 15	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	16.786.471,0
Ano 16	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	18.343.369,8
Ano 17	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	19.900.268,6
Ano 18	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	21.457.167,4
Ano 19	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	23.014.066,2
Ano 20	0	722.371,2	29.364,9	751.736,1	2.308.634,9	1.556.898,8	24.570.965,0
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$</b>	<b>8.718.850,80</b>		<b>TIR</b>	<b>23,4%</b>

Projeto sem MDL - Cotação R\$/US\$ 20% menor							
Ano Projeto	Total Custo Fixo	Custos Operacionais			Receitas	Receita líquida (R\$)	Fluxo de Caixa
		Manutenção, depreciação e seguro (R\$)	Custo Eletricidade (R\$)	Total	Receita venda Produtos (R\$)		
Ano 0	5.837.343,32	0	0	0	0	-5.837.343,3	-5.837.343,3
Ano 1	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	-4.429.977,5
Ano 2	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	-3.022.611,6
Ano 3	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	-1.615.245,7
Ano 4	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	-207.879,9
Ano 5	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	1.199.486,0
Ano 6	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	2.606.851,8
Ano 7	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	4.014.217,7
Ano 8	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	5.421.583,5
Ano 9	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	6.828.949,4
Ano 10	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	8.236.315,3
Ano 11	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	9.643.681,1
Ano 12	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	11.051.047,0
Ano 13	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	12.458.412,8
Ano 14	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	13.865.778,7
Ano 15	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	15.273.144,6
Ano 16	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	16.680.510,4
Ano 17	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	18.087.876,3
Ano 18	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	19.495.242,1
Ano 19	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	20.902.608,0
Ano 20	0	642.107,8	29.364,9	671.472,6	2.078.838,5	1.407.365,9	22.309.973,8
<b>TMA</b>	<b>8,0%</b>	<b>VPL</b>	<b>R\$</b>	<b>7.980.382,13</b>	<b>TIR</b>	<b>23,8%</b>	