

Universidade de São Paulo
Programa de Educação Continuada – Escola Politécnica da USP
Especialização em Energias Renovaveis, Geração Distribuída e Eficiência
Energética.

Gisele Pulz Fernandes

**Potencial Energético do Biogás a partir do Tratamento
da Vinhaça - Estudo de Caso em Usina Sucroenergética
no estado de Goiás**

São Paulo
2017

Universidade de São Paulo
Programa de Educação Continuada – Escola Politécnica da USP
Especialização em Energias Renovaveis, Geração Distribuída e Eficiência
Energética.

Gisele Pulz Fernandes

**Potencial Energético da Vinhaça para Geração de
Biogás - Estudo de Caso em Usina sucroenergética no
estado de Goiás**

Monografia apresentada ao Programa
de Educação Continuada – PECE como
requisito para obtenção do certificado de
conclusão do curso de Especialização
em Energias Renovaveis, Geração
Distribuída e Eficiência Energética.

Orientadora: Dra Suanie Teixeira Coelho

São Paulo
2017

Dedicatória

Dedico ao meu amado esposo, Junior Fernandes, pela paciência, pelo companheirismo e pelo apoio incondicional.

Dedico ao meu querido pai, João Aparecido Pulz, que me ensinou a nunca desistir de um sonho.

Dedico às pessoas que me ajudaram diretamente ou indiretamente na minha longa jornada desde minha cidade natal, Leme, até a cidade que vivo hoje, São Paulo.

Agradecimentos

Agradeço aos meus professores e mestres do curso de Especialização em Energias Renovaveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, aos amigos que fiz durante o curso, funcionários da USP, minha família e especialmente ao meu esposo.

Agradeço a minha orientadora, doutora Suani Teixeira Coelho, e a professora Vanessa Pecora que me auxiliaram no desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço em especial ao engenheiro Paulo de Lamo da empresa Paques do Brasil que me auxiliou com muitas informações e dúvidas a respeito dos sistemas de biodigestão anaeróbica e tecnologias para dessulfurização e aplicados nos dias atuais no Brasil para geração de biogás a partir da vinhaça e custos para instalação desses sistemas.

Agradeço também ao engenheiro Alfredo Curioni da empresa Ener T.G.E que me auxiliou com os custos para instalação dos sistemas de purificação do biogás para produção de biometano e os sistemas de compressão do biometano para uso veicular e injeção em gasoduto.

Ficha Catalográfica

Catalogação-na-publicação

Fernandes, Gisele Pulz

Potencial Energético do Biogás a partir do Tratamento da Vinhaça -
Estudo de Caso em Usina Sucroenergética no estado de Goiás / G. P.
Fernandes -- São Paulo, 2017.

112 p.

Monografia (Especialização em Especialização em Energias Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência Energética.) - Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em
Engenharia.

1.Biogás 2.Vinhaça 3.Viabilidade Econômica 4.Energia Renovável
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de
Educação Continuada em Engenharia II.t.

“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo”

Albert Einstein

RESUMO

As usinas de cana-de-açúcar processam a matéria prima, cana-de-açúcar, para a fabricação do açúcar VHP (*Very High Polarization*) ou branco, etanol hidratado e/ou anidro e além disso geram energia elétrica para consumo próprio e/ou exportação a partir de uma fonte de biomassa renovável, que é o bagaço, obtido após o processo de moagem.

No processo de fabricação do etanol hidratado, após a destilação do vinho centrifugado há a geração de um resíduo denominado vinhaça, sendo que este resíduo apresenta elevadas faixas de DQO (Demanda Química de Oxigênio) e DBO (Demanda Bioquímica de Oxigênio), além disso apresenta pH ácido em torno de 4,3 e alta temperatura, em torno de 95°C, na saída do aparelho de destilação. Na grande maioria dos casos, a vinhaça é empregada *in natura* na lavoura da própria cana-de-açúcar, substituindo em parte o uso de fertilizantes, porém doses excessivas de vinhaça podem trazer os problemas do excesso de muita matéria orgânica com acidificação e desestruturação do solo, proliferação de microrganismos que competem com as plantas pelo nitrogênio mineral e outros nutrientes.

O objetivo deste trabalho é apresentar o potencial energético para geração de biogás através da biodigestão anaeróbica da vinhaça. Além disso apresentar as principais tecnologias para aproveitamento do biogás para geração de energia elétrica, uso veicular ou injeção de biometano na rede de gás natural.

Este trabalho também apresenta um estudo de caso de geração de biogás a partir do tratamento da vinhaça em biodigestores e sua aplicação de maneira modular em uma usina Sucroenergética no Estado de Goiás, sendo que, essa unidade hoje tem 100% do processamento de cana-de-açúcar para fabricação do etanol hidratado. O estudo de caso que é apresentado somente poderá ser aplicado a uma outra usina desde que tenha a mesma moagem, custo de produção por tonelada de cana processada, similaridade entre as propriedades da cana processada (pol, fibra, brix) de maneira similar para referência e modularmente, porém para uma usina com diferentes características deverá ser elaborado um novo estudo de caso.

Palavras-chave: Açúcar, etanol, usinas, energia elétrica, biogás, vinhaça, biogidestores.

ABSTRACT

Sugarcane plants process the raw material, sugarcane, for the production of VHP or white sugar, hydrated and / or anhydrous ethanol and also generate electricity for own consumption and / or export from a source of renewable biomass, which is the bagasse obtained after the milling process.

*In the process of hydrated ethanol production, after the distillation of the centrifuged wine there is the generation of a residue denominated vinasse, being that this residue presents / displays high levels of COD (Chemical Oxygen Demand) and BOD (Biological Demand of Oxygen) pH acid around 4.3, which, together with the high temperature, around 95°C at the exit of the distillation apparatus. In the vast majority of cases, vinasse is used *in natura* in the sugar cane itself, replacing the use of fertilizers in part, but excessive doses of vinasse can bring problems of excess organic matter with acidification and soil disruption, proliferation of microorganisms competing with plants for mineral nitrogen and other nutrients.*

The objective of this work will be to present the energy potential for biogas generation through anaerobic biodigestion of vinasse. In addition to presenting the main technologies for the use of biogas for electric power generation, vehicular use or gas injection in the natural gas network.

This work will present a case study of biogas generation from the vinasse in biodigestors and will present the application in a modular way in a Sucroenergética plant in the State of Goiás, and this unit now has 100% of sugarcane processing for the manufacture of hydrous ethanol. The case study that will be presented can only be applied to another mill as long as it has the same milling, production cost per ton of processed cane, similarity between the properties of the processed cane (pol, fiber, brix) similarly for reference and modularly, however, a new case study should be developed for a plant with different characteristics.

Keyword: Sugar, ethanol, plants, electrical power, thermoelectric generation.

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

- ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica
- ANP** – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- BNDES** – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- BNDESPAR** – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Sociais Participações.
- CAPEX** – *Capital Expenditure* (Estimativa de Custo)
- CONAMA** – Conselho Nacional do Meio Ambiente
- EPE** – Empresa de Pesquisa Energética
- FINAME** – Fundo de Financiamento para Aquisição de Máquinas e Equipamentos Novos
- MMA** – Ministério do Meio Ambiente
- MME** – Ministério de Minas e Energia
- SIN** – Sistema Interligado Nacional
- TIR** – Taxa Interna de Retorno
- TMA** – Taxa Mínima de Atratividade
- UNICA** – União da Indústria de Cana-de-Açúcar
- UTE** – Unidade Termoelétrica
- VHP** – *Very High Polarization*
- VPL** – Valor Presente Líquido
- VVHP** – *Very Very High Polarization*
- ° **C** – graus Celsius
- bar(a)** – bar absoluto
- Brix** – Sólidos solúveis em uma solução açucarada
- GWh** – Giga Watt hora
- kWh** – quilowatt hora
- m** – metro
- MW** – Mega Watt
- MWh** – Mega Watt hora
- Pol** – Sacarose Aparente
- tc** – tonelada de cana
- tc/h** – tonelada de cana por hora
- tv/h** – tonelada de vapor por hora

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 - PLANTA PROCESSAMENTO DE CANA-DE-AÇÚCAR.....	17
FIGURA 1.2 - LOCALIZAÇÃO DAS USINAS DE CANA-DE-AÇÚCAR E ÁREAS DOS CANAVIAIS	21
FIGURA 1.3 - PERCENTAGEM DA OFERTA INTERNA DE ENERGIA NO BRASIL EM 2016	22
FIGURA 1.4 - PERCENTAGEM DA OFERTA INTERNA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL EM 2016	22
FIGURA 1.5 - METAS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CARBONO – COP-21.....	23
FIGURA 2.1 - LOCALIZAÇÃO DE USINAS DE CANA-DE-AÇÚCAR.....	26
FIGURA 2.2 - O ROTEIRO DA CANA-DE-AÇÚCAR – CHEGADA AO BRASIL.....	27
FIGURA 2.3 - PRINCIPAIS PRODUTOS DA CANA – TECNOLOGIAS EXISTENTES E EM DESENVOLVIMENTO	29
FIGURA 2.4 - DIAGRAMA DO PROCESSO DE CANA PARA AÇÚCAR, ETANOL E GERAÇÃO DE VAPOR	32
FIGURA 2.5 - DIAGRAMA DO PROCESSO DE CANA PARA AÇÚCAR VHP (<i>VERY HIGH POLARIZATION</i>)	34
FIGURA 2.6 - DIAGRAMA SIMPLIFICADO PARA FABRICAÇÃO DE ETANOL HIDRATADO E ANIDRO	35
FIGURA 3.1 - PROCESSO SIMPLIFICADO DE OBTENÇÃO DO BIOMETANO	40
FIGURA 3.2 - ETAPAS DA FERMENTAÇÃO ANAERÓBIA PARA PRODUÇÃO DE METANO	43
FIGURA 3.3 - PODER CALORÍFICO (KCAL/M ³) POR PORCENTAGEM DE METANO (CH ₄)	44
FIGURA 3.4 - REATOR UASB DO FORNECEDOR PAQUES	47
FIGURA 3.5 - REATOR IC (CIRCULAÇÃO INTERNA) DO FORNECEDOR PAQUES	48
FIGURA 3.6 - REATOR ICX (CIRCULAÇÃO INTERNA) DO FORNECEDOR PAQUES	49
FIGURA 3.7 - REATOR UASB INSTALADO NA USINA SÃO JOÃO NO ANO DE 1986	50
FIGURA 3.8 - HISTÓRICO DE UNIDADES DE BIODIGESTÃO DE VINHAÇA ATÉ 2012	51
FIGURA 3.9 – DADOS DA UTE USINA BONFIM PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DO BIOGÁS....	52
FIGURA 3.10 - DIAGRAMA SIMPLIFICADO PARA APROVEITAMENTO E APLICAÇÃO DO BIOGÁS	53
FIGURA 3.11 - ETAPAS DO PROCESSO DE DESSUFURIZAÇÃO MODELO THIOPAQ	57
FIGURA 3.12 – DESEMPENHO DO DESSUFURIZADOR MODELO THIOPAQ.....	57
FIGURA 3.13 – ABSORÇÃO FÍSICA DE DIÓXIDO DE CARBONO PELO PROCESSO DE LAVAGEM	60
FIGURA 3.14 – ABSORÇÃO DE CO ₂ POR FILTRO MEMBRANA.....	61
FIGURA 3.15 – ESQUEMA SIMPLIFICADO DE PURIFICAÇÃO DO BIOGÁS POR SEPARAÇÃO CRIOGÊNICA	62
FIGURA 3.16 – ESQUEMA DA BIODIGESTÃO DA VINHAÇA E POSSÍVEIS USOS (COM E SEM TRATAMENTOS).....	66
FIGURA 3.17 – MALHA DE GÁS NATURAL EXISTENTE E POSSÍVEIS AMPLIAÇÕES NOS ESTADOS DE SP/GO/MG .	68
FIGURA 3.18 – INFRAESTRUTURA DE GASODUTOS DE TRANSPORTE NO BRASIL	71
FIGURA 4.1 AMBIENTE REGULATÓRIO PARA GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA.....	78
FIGURA 5.1 – LOCALIZAÇÃO DA USINA DO ESTUDO DE CASO	79
FIGURA 5.2 –PROCESSO DO CIRCUITO DA VINHAÇA EXISTENTE NA USINA.....	82
FIGURA 5.3 – MODIFICAÇÃO PROPOSTA DO CIRCUITO DA VINHAÇA PARA BIODIGESTÃO ANAERÓBICA NA USINA	83
FIGURA 5.4 – USOS DO BIOGÁS APÓS A BIOGIGESTÃO DA VINHAÇA	85
FIGURA 5.5 – DIAGRAMA PARA USO DO BIOGÁS EM MOTORES ESTACIONÁRIOS.....	86
FIGURA 5.6 – DIAGRAMA PARA USO DO BIOGÁS PARA PRODUÇÃO DE BIOMETANO E USO VEICULAR.....	88

FIGURA 5.7 – DIAGRAMA PARA USO DO BIOGÁS PARA PRODUÇÃO DE BIOMETANO E INJEÇÃO DE GNC (GAS NATURAL COMPRIMIDO) NO GASODUTO	90
FIGURA 5.8 – LAYOUT EM 3D PARA A PLANTA DE BIODIGESTÃO ANAERÓBICA E DESSULFURIZAÇÃO	94
FIGURA 5.9 – MOTORES MCI LINHA JENBACHER DA GE (<i>GENERAL ELECTRIC</i>)	95
FIGURA 5.10 – AVALIAÇÃO ECONÔMICA – PAYBACK DESCONTADO – ENERGIA ELÉTRICA.....	97
FIGURA 5.12 – AVALIAÇÃO ECONÔMICA – PAYBACK DESCONTADO – GNV	101
FIGURA 5.12 – LOCALIZAÇÃO DAS LINHAS DE GASODUTO E CONCESSÕES PRÓXIMAS A USINA	103
FIGURA 5.13 – AVALIAÇÃO ECONÔMICA – PAYBACK DESCONTADO – GNC	104
FIGURA 6.1 – ÁREA IRRIGADA EM RELAÇÃO À ÁREA COM CANA	105
FIGURA 6.2 – MAPA DE NECESSIDADE DE IRRIGAÇÃO DE CANA NO BRASIL	106

LISTA DE TABELAS

TABELA 1.1 - CLASSIFICAÇÃO DOS PERÍODOS DE OPERAÇÃO DE UMA USINA NAS REGIÕES CENTRO-OESTE E SUDESTE	18
TABELA 1.2 - GERAÇÃO E CONSUMO DE ELETRICIDADE, POR AUTOPRODUTOR EM 2016 (GWH).....	19
TABELA 1.3 - CARACTERÍSTICAS DO BIOGÁS E OUTROS COMBUSTÍVEIS	19
TABELA 1.4 - CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO ELÉTRICA – DEZ/2016.....	20
TABELA 2.1 - PRODUÇÃO DE AÇÚCAR (MIL TONELADAS) POR ESTADO BRASILEIRO 2010-2017	33
TABELA 2.2 - EXPORTAÇÃO ANUAL DE ETANOL POR ESTADO BRASILEIRO (MIL LITROS), SAFRA 2017/2018 ATUALIZADA ATÉ 08/2017	36
TABELA 2.3 - NÚMERO DE VEÍCULOS AUTOMOTORES LEVES (CICLO OTTO) DA FROTA BRASILEIRA	37
TABELA 3.1 - CARACTERÍSTICAS DA VINHAÇA RESULTANTE DE MOSTOS DE: MELAÇO, CALDO DE CANA E MISTOS	39
TABELA 3.2 - CARACTERÍSTICAS DO BIOGÁS E OUTROS COMBUSTÍVEIS	41
TABELA 3.3 – EXEMPLOS BIODIGESTÃO DA VINHAÇA EM OPERAÇÃO NO BRASIL E CARACTERÍSTICAS DA OPERAÇÃO	45
TABELA 3.4 – MODELOS E POTÊNCIAS DE MICROTURBINAS DE ACORDO COM O COMBÚSTIVEL – FABRICANTE CAPSTONE	65
TABELA 3.5 – LIMITES PARA BIOMETANO	67
TABELA 5.1 – TABELA DE MOAGEM E PRODUÇÃO.....	80
TABELA 5.2 – PERÍODO DE OPERAÇÃO E EFICIÊNCIA DA PLANTA	81
TABELA 5.3 – RESULTADOS PARA QUANTIDADE DE VINHAÇA A SER TRATADA	82
TABELA 5.4 – RESULTADOS PARA PRODUÇÃO DE BIOGÁS E BIOMETANO	84
TABELA 5.5 – RESULTADOS PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MOTORES ESTACIONÁRIOS DE COMBUSTÃO INTERNA (MCI).....	87
TABELA 5.6 – RESULTADOS PARA CONSUMO DE BIOGÁS PARA SUPRIR A DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA DA PLANTA DE BIOMETANO PARA GERAÇÃO DO GNV (GÁS NATURAL VEICULAR)	89
TABELA 5.7 – RESULTADOS DE GERAÇÃO DE GNV (GÁS NATURAL VEICULAR)	89
TABELA 5.8 – RESULTADOS PARA CONSUMO DE BIOGÁS PARA SUPRIR A DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA DA PLANTA DE BIOMETANO PARA PRODUÇÃO DE GNC (GÁS NATURAL COMPRIMIDO)	91
TABELA 5.9 – RESULTADOS PARA VOLUME DE GNC E INJETAR NO GASODUTO	92
TABELA 5.10 – CUSTOS PARA INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE BIODIGESTÃO ANAERÓBICA E DESSULFURIZAÇÃO ..	94
TABELA 5.11 – CUSTOS PARA INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE BIODIGESTÃO ANAERÓBICA E DESSULFURIZAÇÃO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	95
TABELA 5.12 – ENERGIA ELÉTRICA FIRME PARA VENDA EM LEILÃO	96
TABELA 5.13 – RESUMO DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM BIODIGESTÃO DA VINHAÇA	97

TABELA 5.14 – LEVANTAMENTO DE PREÇOS NO ESTADO DE GOIÁS DO DIESEL (R\$/LITRO) (PERÍODO DE 12 A 18/11/2017)	98
TABELA 5.15 – LEVANTAMENTO DE PREÇOS DO GNV (GÁS NATURAL VEICULAR) NOS ESTADOS DE MATO GROSSO E MATO GROSSO DO SUL (R\$/M ³) (PERÍODO DE 12 A 18/11/2017)	99
TABELA 5.16 – ECNOMIA COM SUBSTITUIÇÃO DO DIESEL POR GNV NA FROTA DE CAMINHÕES PARA TRANSPORTE DE ETANOL.....	99
TABELA 5.17 – CUSTOS PARA INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE BIODIGESTÃO ANAERÓBICA E DESSULFURIZAÇÃO, PURIFICAÇÃO E COMPRESSÃO PARA GERAÇÃO DE GNV (GÁS NATURAL VEICULAR)	100
TABELA 5.17 – RESUMO DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA GERAÇÃO DE GNV (GÁS NATURAL VEICULAR) COM BIODIGESTÃO DA VINHAÇA	101
TABELA 5.0.19 – CUSTOS PARA INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE BIODIGESTÃO ANAERÓBICA E DESSULFURIZAÇÃO, PURIFICAÇÃO E COMPRESSÃO PARA GERAÇÃO DE GNC (GÁS NATURAL COMPRIMIDO)	103
TABELA 5.20 – RESUMO DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA GERAÇÃO DE GNC (GÁS NATURAL COMPRIMIDO) COM BIODIGESTÃO DA VINHAÇA	104
TABELA 6.1 – RESUMO DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, GNV (GÁS NATURAL VEICULAR) E GNC (GÁS NATURAL COMPRIMIDO) COM BIODIGESTÃO DA VINHAÇA	108

SUMÁRIO

1 – Introdução	17
1.1 – Justificativa e Motivação	20
1.2 – Objetivos do trabalho	24
1.3 Delimitações	24
1.4 Resumo dos Capítulos.....	25
2 – Processo de fabricação de Açúcar e Etanol em Usinas da Região Centroeste do Brasil	26
2.1 A cana-de-açúcar no Brasil.....	26
2.1.1 A História da Cana no Brasil	27
2.1.2 O mercado da Cana-de-açúcar	28
2.1.3 - Colheita da Cana-de-Açúcar.....	30
2.1.5 - Balanço de Massa e Energia	31
2.1.6 - Processamento da Cana para Obtenção do Caldo.....	32
3 – Geração de Biogás a partir da Vinhaça.....	38
3.1 Composição da Vinhaça a partir do Processamento da Cana -Açúcar	38
3.2 Processo de Biobiodigestão da Vinhaça.....	40
3.2.1. Como ocorre o Processo de Biodigestão Anaeróbia.....	41
3.3 Tipos e Tecnologia de Biodigestores	45

3.4 Histórico de aplicação da Biodigestão Anaeróbia da Vinhaça em Usinas de Cana-de-Açúcar.....	49
3.5 Tecnologias para aproveitamento do biogás proveniente da Vinhaça.....	53
3.5.1 Remoção de Sulfeto de Hidrogênio (H ₂ S) – Processo de Dessulfurização	54
3.5.2 Tratamentos para purificação a serem aplicados ao biogás para geração de energia elétrica, uso veicular e injeção na rede	58
3.5.3 Biogás para uso em motores de combustão interna (MCI)	63
3.5.4 Biogás para uso em Microturbinas	64
3.5.5 Biogás para uso em Caldeiras	65
3.5.6 Biometano a partir da Biodigestão da Vinhaça	66
4 – Análise do Investimento	72
4.1 - Análise Econômica do Investimento	72
4.2 – Riscos do Investimento	73
4.3 - Obtenção do Recurso Financeiro para o Investimento.....	75
5 – Estudo de caso.....	79
5.1 – Dados da Planta Existente para o Estudo de Caso	79
5.2 – Premissas para o Estudo de Caso.....	81
5.3 – Utilização do Biogás e Biometano	84

5.3.1 – Utilização do Biogás para Geração de Energia Elétrica em Motores Estacionários.....	85
5.3.2 – Utilização do Biogás para Geração de Biometano e Uso Veicular.....	87
5.3.3 – Utilização do Biogás para Geração de Biometano e Produção de GNC (Gás Natural Comprimido) para Injetar no Gasoduto.....	90
5.4 – Custos para Instalação do Sistema de Biodigestão Anaeróbica e Dessulfurização	92
5.4.1 – Custos para Utilização do Biogás para Geração de Energia Elétrica em Motores Estacionários e Viabilidade Econômica.....	95
5.4.2 – Custos para Utilização do Biogás para Geração de Biometano e Uso Veicular e Viabilidade Econômica	98
5.4.3 – Custo para Utilização do Biogás para Geração de Biometano e Produção de GNC (Gás Natural Comprimido) para Injetar no Gasoduto e Viabilidade Econômica	102
6 – Conclusões e Considerações Finais	105
6.1 – Conclusões da Viabilidade Econômica do Estudo de Caso.....	108
6.2 – Sugestões de Pesquisas Futuras	109
7 – Referências Bibliográficas	110

1 – INTRODUÇÃO

As plantas de processamento de cana-de-açúcar, chamadas de usinas, foram implantadas com a concepção de produzir açúcar e etanol e gerarem a sua própria energia elétrica para o próprio consumo no período da safra. A geração de energia elétrica é a partir de uma fonte de biomassa renovável: o bagaço.



Figura 1.1 - Planta processamento de cana-de-açúcar

Fonte: Usina Lins S/A (2017)

As plantas de processamento de cana-de-açúcar mais modernas, chamadas de *greenfields*¹, foram implantadas com o foco, além do mix para fabricação de açúcar e etanol, e sim a geração de energia elétrica para consumo do processo e exportação, que é a venda do excedente de energia elétrica para as concessionárias gerando mais uma fonte de receita para o empreendimento. Elas também podem gerar energia elétrica, não somente no período da safra, mas também no período de safrinha e

¹ O termo *greenfield* é usado no setor sucroalcooleiro para o projeto de implantação de uma usina de açúcar, etanol e/ou energia totalmente nova.

entressafra dependendo do balanço de massa e energia da planta, como também a quantidade de bagaço e palha de cana disponíveis para a queima.

Uma usina não consegue operar 365 dias/ano fabricando açúcar e etanol, pois depende exclusivamente da chegada da matéria prima na planta de processamento, a cana-de-açúcar, e a incidência de chuvas na região. Em longos períodos de chuva, não é possível transportar a cana dos canaviais para as usinas. Na tabela 1.1 há a classificação dos períodos de operação para usinas das regiões Centro-Oeste e Sudeste.

Tabela 1.1 - Classificação dos Períodos de Operação de uma Usina nas Regiões Centro-Oeste e Sudeste

Período	Descrição	Tempo (dias)	Meses
Safra	Período de fabricação de açúcar e etanol e geração de energia elétrica para consumo no processo e/ou venda do excedente	Em média, 200 (efetivos)	Início: Março/ Abril Término: Novembro/Dezembro
Safrinha	Período de liquidação da planta (e limpeza das linhas e equipamentos)	Em média, 30 - 45	Em longos períodos de chuva ou no fim de safra
Entressafra	Período de manutenção (preventiva, corretiva) da planta ou modificações grandes na planta ou processo	Em média, 120 -135	Início: Novembro/Dezembro Término: Março/ Abril

Fonte: Elaborada pela autora com base na experiência no setor (2017)

As usinas são autoprodutoras de energia elétrica para consumo próprio no período da safra, e uma parte dessas unidades que possuem plantas de cogeração instaladas geram excedente de energia elétrica que é comercializada para a rede.

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), dados da Resenha Energética Brasileira Exercício 2016 publicada em junho de 2017, o setor sucroalcooleiro gerou um total representou 34.984 GWh em 2016 e comercializou para rede o excedente 21.144 GWh de energia elétrica, conforme apresentado na tabela 1.2 e o setor sucroalcooleiro representa o maior autoprodutor frente aos demais setores autoprodutores como Mineração, Siderurgicas e Papel e Celulose.

Tabela 1.2 - Geração e Consumo de Eletricidade, por autoprodutor em 2016 (GWh)

Setor	Uso Cativo	Uso da Rede (*)	Subtotal	Vendas	Geração Total	Consumo Total	% Geração / Consumo
			Uso Próprio		Total	Total	
Sucroalcooleiro	13.840		13.840	21.144	34.984	14.340	144,0
Mineração	1.012	2.087	3.098	49	3.147	11.821	26,6
Siderurgia	8.317	3.518	11.835	1.618	13.453	23.294	57,8
Não Ferrosos	2.344	8.719	11.063	191	11.254	27.112	41,5
Petróleo	11.397		11.397	56	11.453	15.389	74,4
Papel e Celulose	12.225		12.225	2.183	14.408	22.708	63,5
Química	2.232		2.232	52	2.284	22.102	10,3
Agropecuário	975	430	1.405	951	2.356	27.771	8,5
Outros	3.283	1.464	4.747	450	5.198	355.493	1,5
Total	55.626	16.217	71.843	26.695	98.538	520.030	18,9

(*) Os valores representam a geração correspondente à participação dos setores na propriedade de usinas hidrelétricas.

Parcelas da geração podem ter sido negociadas no mercado.

Fonte:– MME (2017)

No processo de fabricação do etanol hidratado, após a destilação do vinho centrifugado, há a geração de um resíduo denominado vinhaça, sendo que este resíduo hoje é empregado *in natura* na lavoura da própria cana-de-açúcar, substituindo em parte o uso de fertilizantes, porém doses excessivas de vinhaça podem trazer os problemas do excesso de muita matéria orgânica com acidificação e desestruturação do solo, proliferação de microrganismos que competem com as plantas pelo nitrogênio mineral e outros nutrientes.

Tabela 1.3 - Características do biogás e outros combustíveis

Combustível	Biogás*	Metano	Álcool	Gasolina	Diesel
Quantidade	1 m ³	1 m ³	1 litro	1 litro	1 litro
Poder Calorífico Inferior kJ	19500	36000	19812	32486	37492
Peso específico kgf/m ³	1,2	0,72	809	739	876
Poder Calorífico Superior	23400	50000	24490	43960	42800
1 m ³ de metano equivale	1,5 m ³	1 m ³	1,8 litro	1,1 litro	0,96 litro
1 m ³ de biogás equivale	1 m ³	0,65	1,2 litro	0,72 litro	0,62 litro

* Biogás com 65% de metano.

Fonte: Adaptado de Pinto, C (1999)

A vinhaça é classificada atualmente como resíduo líquido Classe II A pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas - 2004): “*Não inertes podem ter*

propriedades, tais como: biodegradabilidade, combustibilidade ou solubilidade". A vinhaça pode ser aproveitada para geração de biogás, possui alto poder energético na faixa de 19.500 kJ com 65% de metano conforme apresentado na tabela 1.3, que posteriormente pode ser usado como combustível em motores a combustão interna ou microturbinas para a geração de energia elétrica, em motores veiculares modificados para movimentação da frota da própria usina além de ser injetado na rede de gás sendo que neste caso deve ser transformado em biometano.

1.1 – Justificativa e Motivação

Segundo o MME (2017), o Brasil tem 534 usinas que usam biomassa para produção de energia, e destas, 399 são usinas que usam bagaço de cana-de-açúcar, totalizando uma potência elétrica instalada de 10,1 GWe conforme apresentado na tabela 1.4.

Tabela 1.4 - Capacidade Instalada de Geração Elétrica – Dez/2016

Fonte	Nº Usinas	Potência Instalada (MW)	Estrutura % da Potência	Expansão n-(n-1) MW
Hidroelétrica (*)	1.259	96.925	64	5.205
UHE	220	91.499	60,9	5.002
PCH	453	4.941	3,3	203
CGH	586	484	0,3	0
Biomassa	534	14.187	9	785
Bagaço de Cana	399	10.903	7,3	371
Biogás	29	119	0,1	40
Lixívia e outras	106	3.166	2,1	375
Eólica	413	10.124	7	2.564
Solar	44	24	0	4
Urânio	2	1.990	1	0
Gás	192	14.671	10	773
Gás Natural	156	12.965	8,6	537
Gás Industrial	36	1.707	1,1	237
Óleo	2.220	8.877	6	196
Do qual Óleo Combustível	41	4.057	2,7	-84
Carvão Mineral	13	3.389	2	0
Desconhecidas	30	150	0	-5
Subtotal	4.707	150.338	100	9.523
Geração Distribuída	8.908	84	100	68
Solar	8.691	61	72,9	48
Eólica	47	5	6,2	5
Hidro	24	5	6,5	5
Térmica	146	12	14,4	10
Total Nacional	13.615	150.422		9.591
Dos quais renováveis	11.158	121.344	80,7	8.626
Disponibilidade com importação		156.271		

Fonte: MME (2017)

Segundo a UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar) na safra 2015/2016 foram produzidos 30,3 bilhões de litros de etanol. Considerando uma média de 12 litros de vinhaça gerada por litro de etanol produzido, esse resíduo totalizou 364 bilhões de litros de vinhaça na safra 2015/2016.

Segundo Alves (2000) para 1m³ de vinhaça a geração de biogás a partir da biodigestão anaeróbica da vinhaça pode variar de 7 a 15 Nm³. Considerando uma média de geração de biogás de 11 Nm³ por m³ de vinhaça, na safra 2015/2016 poderiam ter sido gerados 4 trilhões de Nm³ de biogás com potencial energético para geração de energia elétrica, uso veicular ou injeção na rede de gás natural.

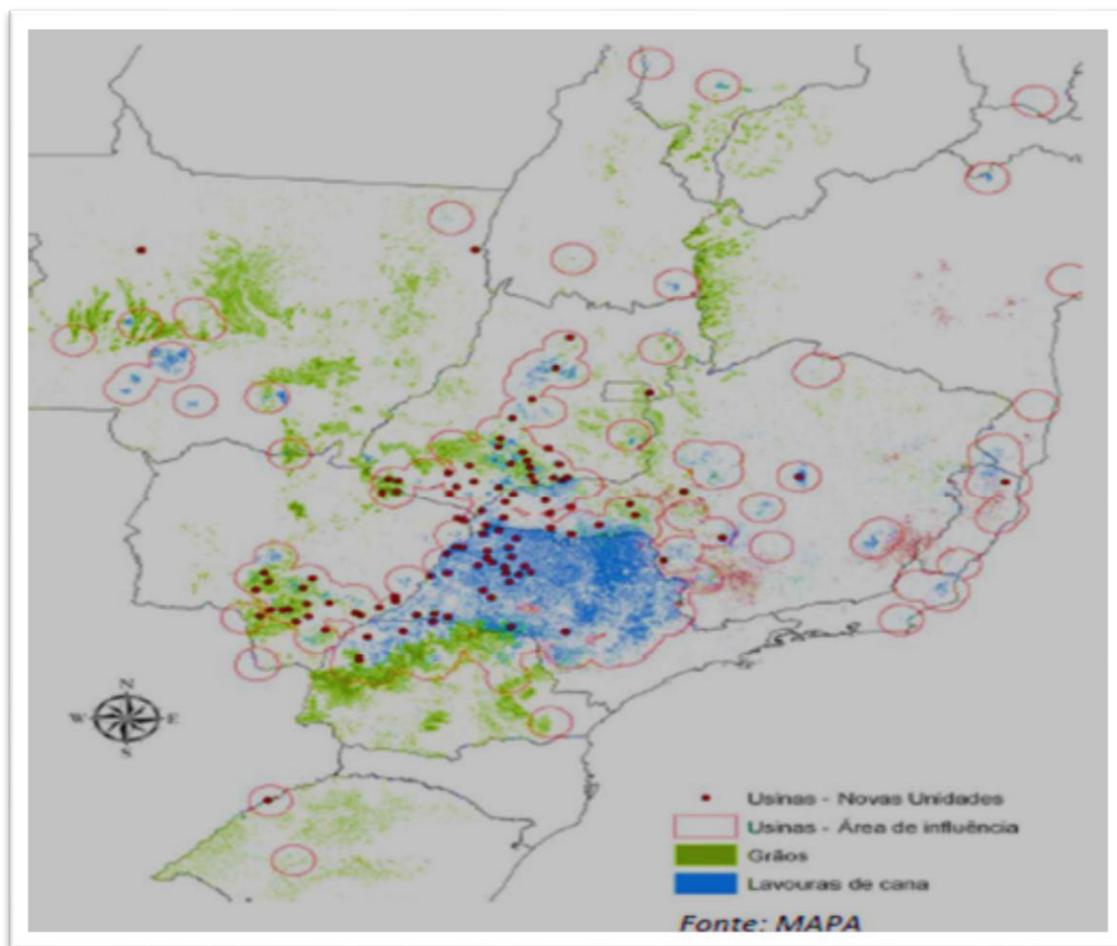


Figura 1.2 - Localização das usinas de cana-de-açúcar e áreas dos canaviais

Fonte: UNICA (2016)

Na figura 1.2, pode-se observar que a concentração de usinas está no centro-oeste do Brasil com um grande percentual de usinas no estado de São Paulo, sendo que nestas áreas a CETESB fiscaliza as unidades geradoras de vinhaça e exigem os

planos das áreas de fertirrigação com vinhaça para avaliar a saturação do solo anualmente.

Segundo o MME (2017), conforme Figura 1.3, no mundo o percentual da matriz energética é apenas 14,2% a partir de fontes renováveis, porém no Brasil esse número é mais representativo, sendo que 43,5% da matriz energética brasileira é proveniente de fontes renováveis, e desses, 40,1% são representados pelo etanol e bagaço de cana-de-açúcar. Porém quando analisamos o setor elétrico, 81,7% da matriz elétrica brasileira prevem de fontes renováveis conforme apresentado na Figura 1.4, sendo 7% proveniente do bagaço de cana-de-açúcar. Se for aproveitado o potencial energético do biogás da vinhaça para geração de energia elétrica, o biogás poderá contribuir para aumentar ainda mais a participação das renováveis na matriz elétrica brasileira ou na matriz energética em substituição ao diesel na frota de caminhões para transporte da vinhaça.

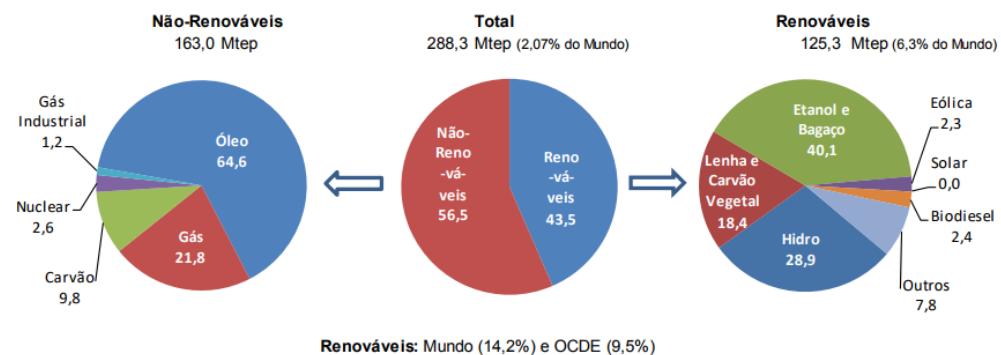


Figura 1.3 - Percentagem da Oferta Interna de Energia no Brasil em 2016

Fonte: MME (2017)

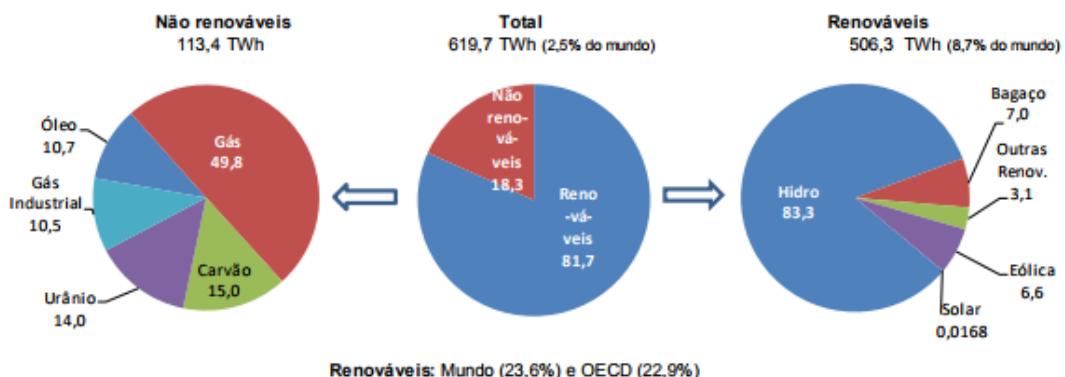


Figura 1.4 - Percentagem da Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil em 2016

Fonte: MME (2017)

Além disso, após a participação do Brasil no evento do COP-21 (Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2015), conhecido como Acordo de Paris, realizada em novembro de 2015 na França, o Brasil se comprometeu, após aprovação no Congresso Nacional em setembro de 2016, em reduzir em 37% as emissões de efeito estufa para o ano de 2025 em relação aos níveis de emissão do ano de 2005, e em 43% para o ano de 2030 conforme apresentado na Figura 1.5. Para atingir essa meta, o Brasil se comprometeu em aumentar em até 45% a participação de energias renováveis na matriz energética brasileira até 2030, bem como restaurar e reflorestar 12 milhões de hectares de florestas e aumentar em até 18% a participação da bioenergia sustentável até 2030. No acordo de Paris, ficou determinado que os países desenvolvidos deverão investir pelo menos 100 milhões de dólares ao ano nos países em desenvolvimento visando o combate as mudanças climáticas.

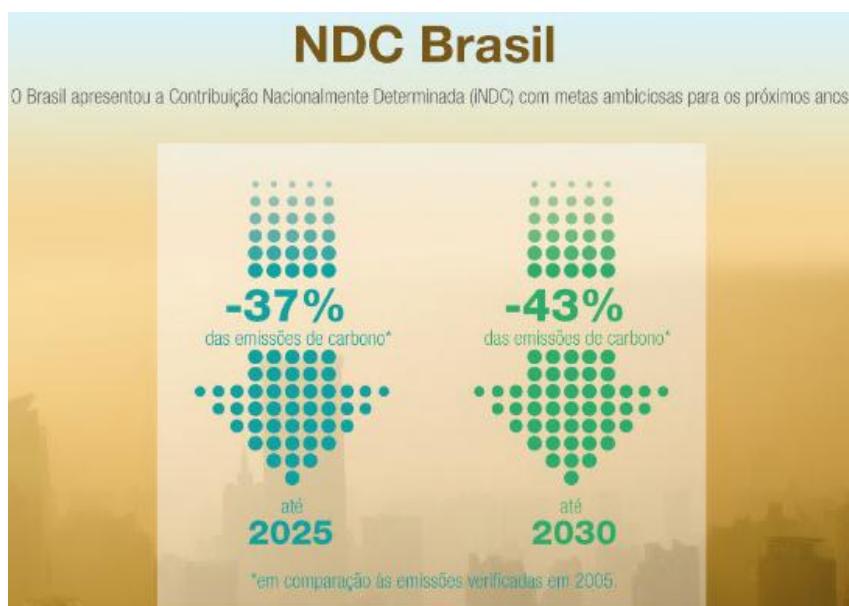


Figura 1.5 - Metas de Redução de Emissões de Carbono – COP-21

Fonte: MMA (2016)

Para atingir essas metas acordadas no COP-21, o Brasil lançou o programa RenovaBio em dezembro de 2016, sendo que esse programa tem como objetivo estratégias para incentivar o uso de biocombustíveis na matriz energética brasileira e reduzir a emissão dos gases de efeito estufa sem criação de impostos sobre carbono, subsídios, crédito presumido ou adição de biocombustíveis aos combustíveis.

Conforme anunciado no Forum da União da Industria Cana-de-Açúcar em novembro de 2016, a previsão é de dobrar a produção de etanol no Brasil incrementando a produção atual em 20 bilhões de litros de etanol por zafra até 2030.

1.2 – Objetivos do trabalho

O objetivo deste trabalho é mostrar o potencial energético para geração de biogás proveniente da vinhaça que é o resíduo do processo para fabricação do etanol hidratado carburante.

Com a previsão do crescimento na produção de etanol com o programa RenovaBio até 2030, haverá também uma maior produção de vinhaça, ou seja, maior volume de vinhaça a ser destinado e disposto nas lavouras. Essa é a oportunidade de se aproveitar o seu potencial energético através da produção do biogás e seus diversos usos finais.

Este trabalho aborda um estudo de caso de maneira modular em uma usina Sucroenergética no Estado de Goiás, sendo que, essa unidade hoje tem à produção 100% para etanol hidratado carburante.

1.3 Delimitações

Este trabalho apresenta um estudo de caso que poderá ser comparado com outra usina, desde que tenha as mesmas premissas de projeto:

- Capacidade de moagem;
- Propriedades da matéria prima (cana-de-açúcar processada): pol, fibra, brix;
- Mix de produção;
- Capacidade de fabricação de etanol; e
- Consumo de vapor de processo.

Para uma usina com características diferentes deverá ser elaborado um novo estudo de caso.

1.4 Resumo dos Capítulos

O capítulo 1 apresenta o processo geral das plantas de processamento de cana-de-açúcar, além de abordar, de maneira sucinta, os objetivos desse trabalho.

O capítulo 2 aborda um pouco da história da cana-de-açúcar no Brasil e o mercado para o açúcar. Aborda também, de maneira sucinta, como é o processo de produção de açúcar e etanol em usinas da região centroeste, desde a colheita da cana até a obtenção dos produtos finais da planta, que são: açúcar, etanol e energia elétrica.

O capítulo 3 aborda o processo de produção do biogás, tecnologias de biodigestores e tecnologias para uso desse biogás como fonte de energia térmica e elétrica, além das tecnologias utilizadas para a transformação do biogás em biometano.

O capítulo 4 aborda a metodologia de cálculo aplicada em análise econômica do investimento e quais as principais formas de obtenção de capital.

O capítulo 5 refere-se ao Estudo de Caso, de maneira modular para a geração de biogás e utilização do biogás em microturbina, motor de combustão interna ou utilização do biometano como gás veicular para movimentação da frota.

O capítulo 6 descreve as considerações finais levando em conta todos os dados apresentados no capítulo 5 (Estudo de Caso) e conclusão do trabalho.

2 – PROCESSO DE FABRICAÇÃO DE AÇÚCAR E ETANOL EM USINAS DA REGIÃO CENTROESTE DO BRASIL

Neste capítulo será abordado um pouco da história da cana-de-açúcar no Brasil e mercado para o açúcar, como é o processo de fabricação de açúcar e etanol em usinas da região centroeste, desde a colheita da cana até a obtenção dos produtos finais da planta, que são: açúcar, energia elétrica e etanol

2.1 A cana-de-açúcar no Brasil

Há dois períodos distintos de safra da cana-de-açúcar no Brasil: de setembro a março no Norte-Nordeste e de abril a novembro no Centro-Sul, sendo assim, o Brasil produz etanol, açúcar e gera energia elétrica durante praticamente todo o ano. Na Figura 2.1 podemos visualizar que há uma maior concentração de canaviais e usinas nas regiões Nordeste e Sudeste.

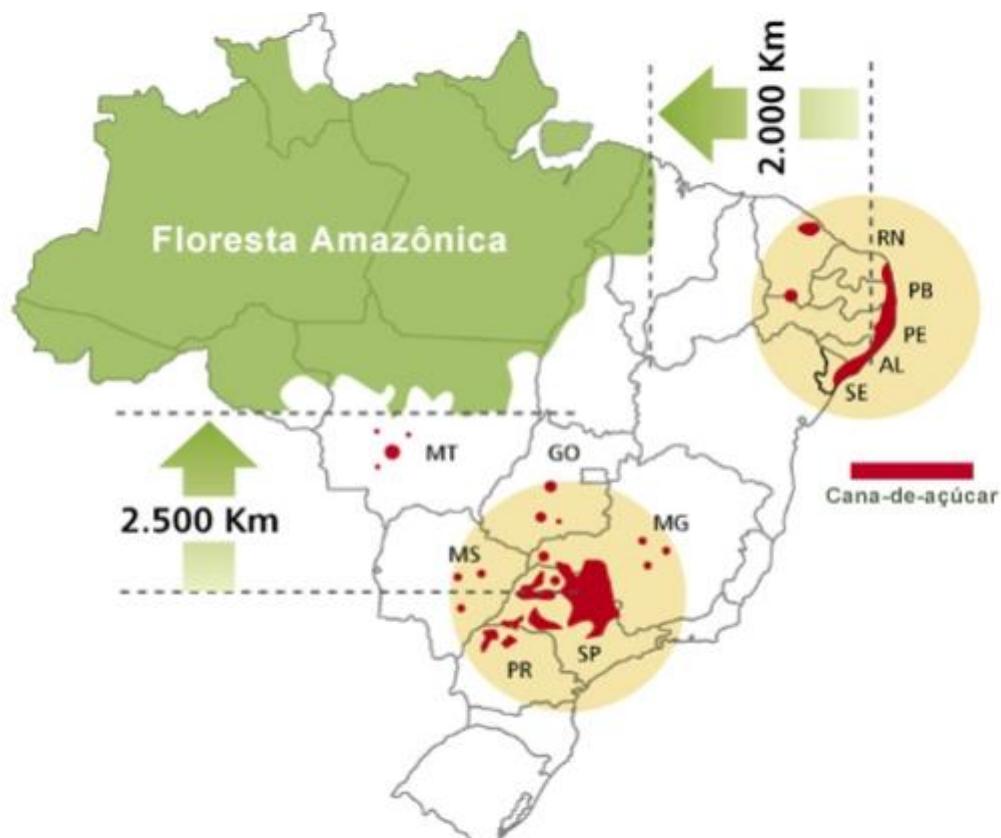


Figura 2.1 - Localização de Usinas de Cana-de-Açúcar

Fonte: Unicamp, IBGE e CTC (2014)

Segundo dados de 2007 da UNICA, as usinas têm produção em torno de 71 kg de açúcar e 42 litros de etanol para cada tonelada de cana processada, já as melhores destilarias produzem em torno de 85 litros de etanol anidro por tonelada de cana processada.

2.1.1 A História da Cana no Brasil

Segundo SIAMIG (2011), há relatos que as primeiras mudas de cana-de-açúcar surgiram por volta do século VI a.C nas montanhas da Ilha de Nova Guiné, no sudoeste do Oceano Pacífico, sendo que a cana foi usada inicialmente em construções e como alimento. A partir de lá começou a se espalhar pelo mundo e chegou ao nosso país no século XVI por volta do ano de 1532 conforme apresentado na Figura 2.2.

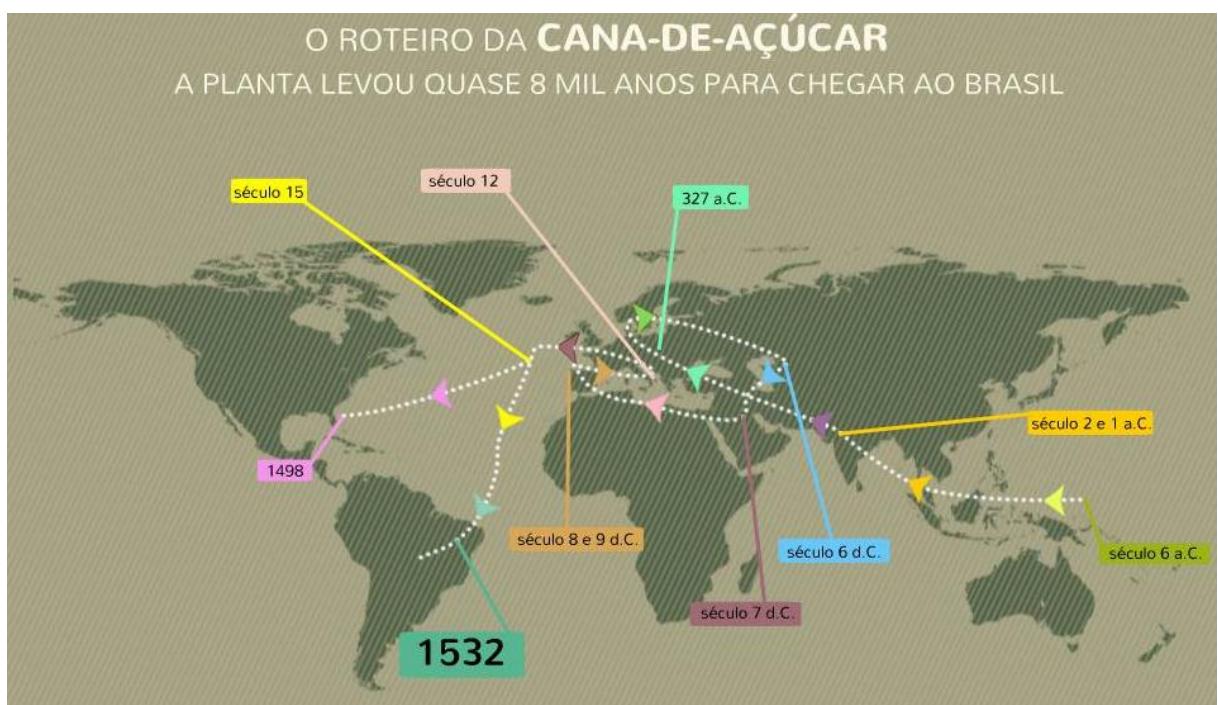


Figura 2.2 - O Roteiro da cana-de-açúcar – chegada ao Brasil

Fonte – SIAMIG (2011)

Segundo dados da UNICA (2008), a produção de cana-de-açúcar no Brasil cresceu de maneira muito acelerada após o programa de incentivo do Proálcool, que ocorreu em novembro de 1975, passando de um processamento de pouco menos de 100 milhões de ton/ano para 220 milhões de ton/ano em 1986/87. Porém o cultivo da cana-de-açúcar só voltou a crescer na safra 93/94, e desta vez, foi motivado pelo aumento

das exportações de açúcar. A partir deste momento o crescimento da produção tem ocorrido de forma contínua (com exceção do período entre 1998 a 2001, quando houve uma queda gerada pela crise no setor).

2.1.2 O mercado da Cana-de-açúcar

Conforme figura 2.3, nas usinas o processamento da cana pode ser para a produção de produtos variados dependendo do mercado consumidor interno e mercado externo e conforme as tecnologias existentes e em desenvolvimento. Para produção de açúcar podem ser produzidos os tipos: açúcar cristal, açúcar refinado, açúcar amorfó, açúcar de confeiteiro, açúcar VHP (*Very High Polarization*) e o açúcar VVHP (*Very Very High Polarization*), sendo que, o açúcar VHP e VVHP é o açúcar com foco no mercado externo, ou seja, a fabricação desse açúcar é para exportação que é transportado de navio até os países de destino.

Segundo o WWI (*World Watch Institute*) (2008), o balanço energético do etanol brasileiro, ou a proporção entre a energia fóssil utilizada para produzi-lo e a energia contida no combustível produzido, é altamente positivo. São nove unidades de energia renovável para cada unidade de energia fóssil utilizada na produção e esse índice é cerca de quatro vezes superior ao do etanol produzido no continente europeu, e quase cinco vezes maior que o do etanol produzido a partir do milho.

Segundo o Departamento de Energia dos EUA (2013), a produção de gasolina e de diesel, além de não produzir energia renovável, apresenta eficiência energética negativa – cada unidade de energia fóssil consumida no ciclo de produção gera em torno de 0,8 unidades de energia fóssil. Em relação à emissão de gases causadores do efeito estufa, segundo diversas estimativas calculadas com base na análise de ciclo de vida do produto (*well-to-wheel analysis*), o etanol brasileiro de cana-de-açúcar reduz as emissões em cerca de 90% comparado com o uso da gasolina.

Segundo dados da UNICA (2013), a bioeletricidade produzida essencialmente durante a colheita da cana, em meses mais secos do ano, contribui para a oferta de energia principalmente no período de níveis baixos dos reservatórios das hidrelétricas. Porém, ainda há um potencial imenso a ser explorado quando se trata de bioeletricidade.

Apenas 40% das usinas exportam energia para a rede elétrica. O restante ainda carece de investimentos para cogerar a partir do bagaço da cana ou palha.

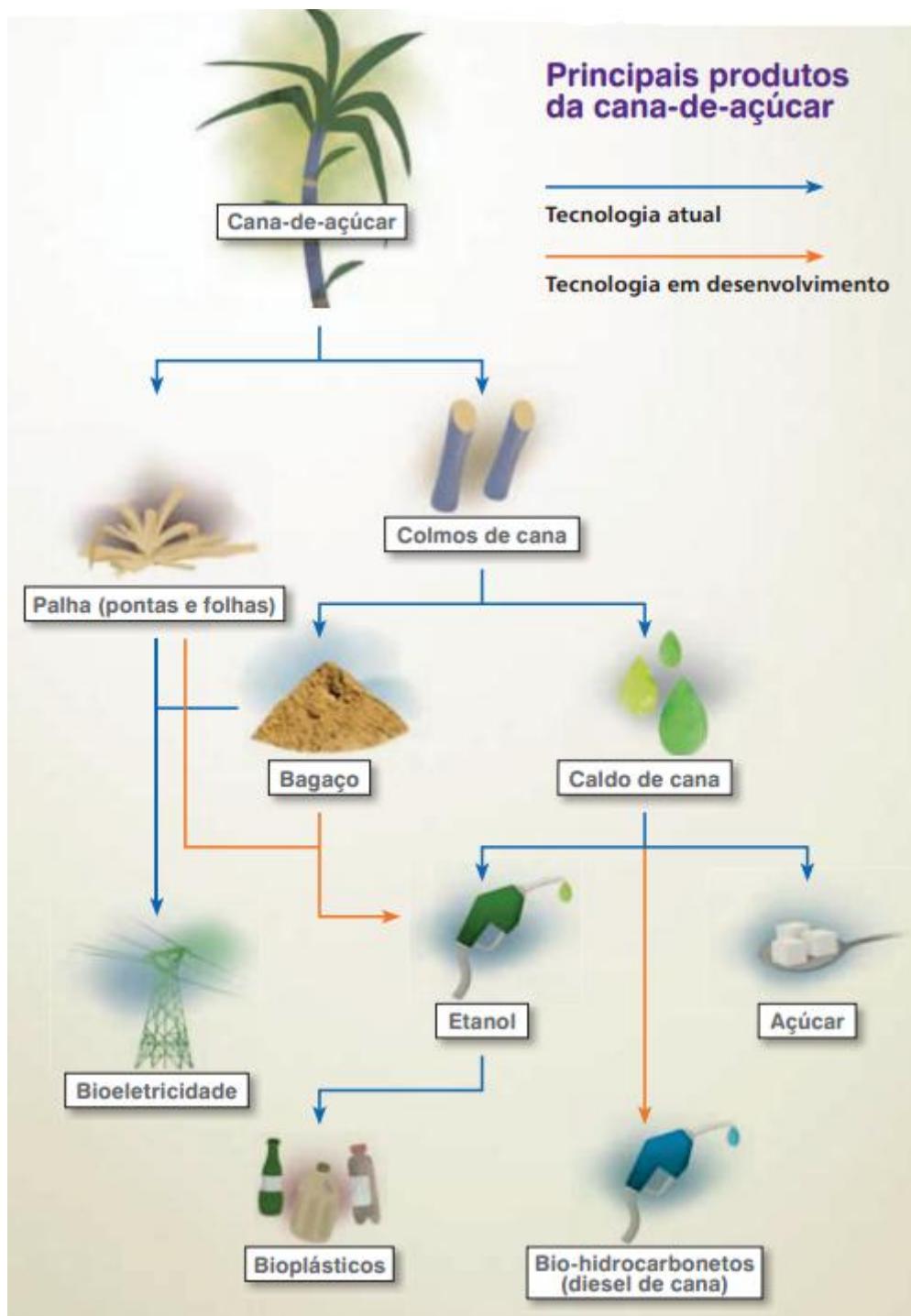


Figura 2.3 - Principais Produtos da Cana – Tecnologias existentes e em desenvolvimento

Fonte: Programa Etanol Verde (2012)

2.1.3 - Colheita da Cana-de-Açúcar

Segundo dados da NOVA CANA e UNICA (2016), a colheita de cana-de-açúcar no Brasil iniciou-se com o corte manual, queimadas, e apenas o carregamento era mecânico. Nas décadas de 1950 e 1960, começaram as melhorias no corte mecanizado com a importação das primeiras máquinas vindas da Austrália, e mesmo com essas máquinas era realizada a queimada da cana-de-açúcar. Na época, esse procedimento não era visto como um problema, ainda sem a preocupação ambiental de hoje. A primeira experimentação de corte de cana-de-açúcar mecanizado foi realizada em 1956, com um equipamento importado. Nos anos 1970, as primeiras configurações de máquinas como as de hoje começaram a ser produzidas no Brasil seguindo a mesma tecnologia australiana da década de 1950, com colheita de cana picada. Nesse período, existiram também colhedoras que utilizavam o processo de colheita de cana inteira. Em São Paulo, a colheita mecanizada teve início em 1973, com a utilização da tecnologia importada e da fabricação nacional. O processo de mecanização no cultivo canavieiro se tornou mais acentuado com a implantação do Proálcool, em 1975.

Segundo Braunbeck e Magalhães (2010), a partir da década de 1990 a opção pela cana picada na colheita se consolidou. Essa proposta para colheita mecanizada teve origem em virtude de questões sociais, econômicas e tecnológicas que ocorreram na Austrália e em Cuba, na segunda metade do século XX, com o intuito de eliminar a operação de carregamento necessária no sistema que manuseia colmos inteiros. Entretanto, mesmo nesse caso, ainda nos anos 1990, visava-se à recuperação apenas dos colmos, sendo a palha eliminada da forma mais econômica possível, normalmente por meio da queima, ou, no caso da colheita da cana crua, deixada no campo para conservação do solo. Apenas com a evolução das colhedoras em relação à potência e, sobretudo, com as maiores restrições impostas pelo Protocolo Agroambiental celebrado, em 2007, entre as usinas paulistas e o governo de São Paulo, o setor passou a buscar integralmente a colheita da cana crua. Esse protocolo agroambiental de São Paulo se traduziu em medida legal em defesa do meio ambiente, já que a queima da palha da cana-de-açúcar é uma das grandes responsáveis pela emissão de dióxido de carbono (CO_2) na atmosfera. Além disso, seria um caso de saúde pública, visto que há um aumento substancial no número de

doenças respiratórias entre crianças e idosos, principalmente nas cidades limítrofes da produção canavieira, o que teria gerado infundáveis processos na justiça contra as usinas. O protocolo antecipou os prazos legais paulistas para a eliminação da prática da queima, de 2021 para 2014 nas áreas onde é possível realizar a colheita mecanizada e de 2031 para 2017 nas áreas para as quais não existe a tecnologia adequada para a mecanização. Além disso, esse protocolo é um acordo voluntário pioneiro que contou com a adesão de mais de 170 unidades agroindustriais e 29 associações de fornecedores, que juntos representaram mais de 90% da produção paulista, e, importante é destacar que o trabalho de corte de cana-de-açúcar crua realizado por uma colhedora equivale ao trabalho de oitenta a cem homens segundo Braunbeck e Magalhães (2010). Sem a queima da palha, o corte manual é considerado inviável por causa dos riscos de acidente. Além disso, a produção homem/dia na cana crua é muito baixa. Em função disso, a mecanização da colheita cresceu bastante a partir de 2007, evidenciando o papel preponderante desempenhado pela legislação ambiental paulista e mais de 80% da cana produzida pelas usinas já é colhida mecanicamente no Centro-Sul, aumento de quase 150% em relação ao nível praticado em 2005.

2.1.5 - Balanço de Massa e Energia

De uma forma geral e simplificada, o balanço de massa nada mais é que a somatória de todo o fluxo de massa que entra em um sistema deverá ser igual a somatória de todo o fluxo de massa que sai desse mesmo sistema.

O balanço de massa é imprescindível para o dimensionamento e o projeto correto dos equipamentos que serão empregados no processamento da cana e seus subprodutos, porém é indispensável uma representação de forma simplificada do processo e normalmente utiliza-se um diagrama simplificado do processo que indica a(s) origem(ns), destino(s) e vazão(ões) em massa de cada fluxo para não tornar complexo o processo ou evitar problemas de fluxo de massa.

Para o processo na usina, com as premissas de mix de produção determinado, a qualidade e propriedades da cana, é possível determinar dados como:

- Consumo de água e vapor das áreas;

- Tabela de produção: quantidade de açúcar e etanol e energia elétrica; e
- Capacidade e quantidade dos equipamentos a serem instalados.

2.1.6 - Processamento da Cana para Obtenção do Caldo

Na Figura 2.4, está representado, de maneira simplificada, o processamento da cana para obtenção dos produtos açúcar e etanol a partir da extração do caldo do cana-de-açúcar.

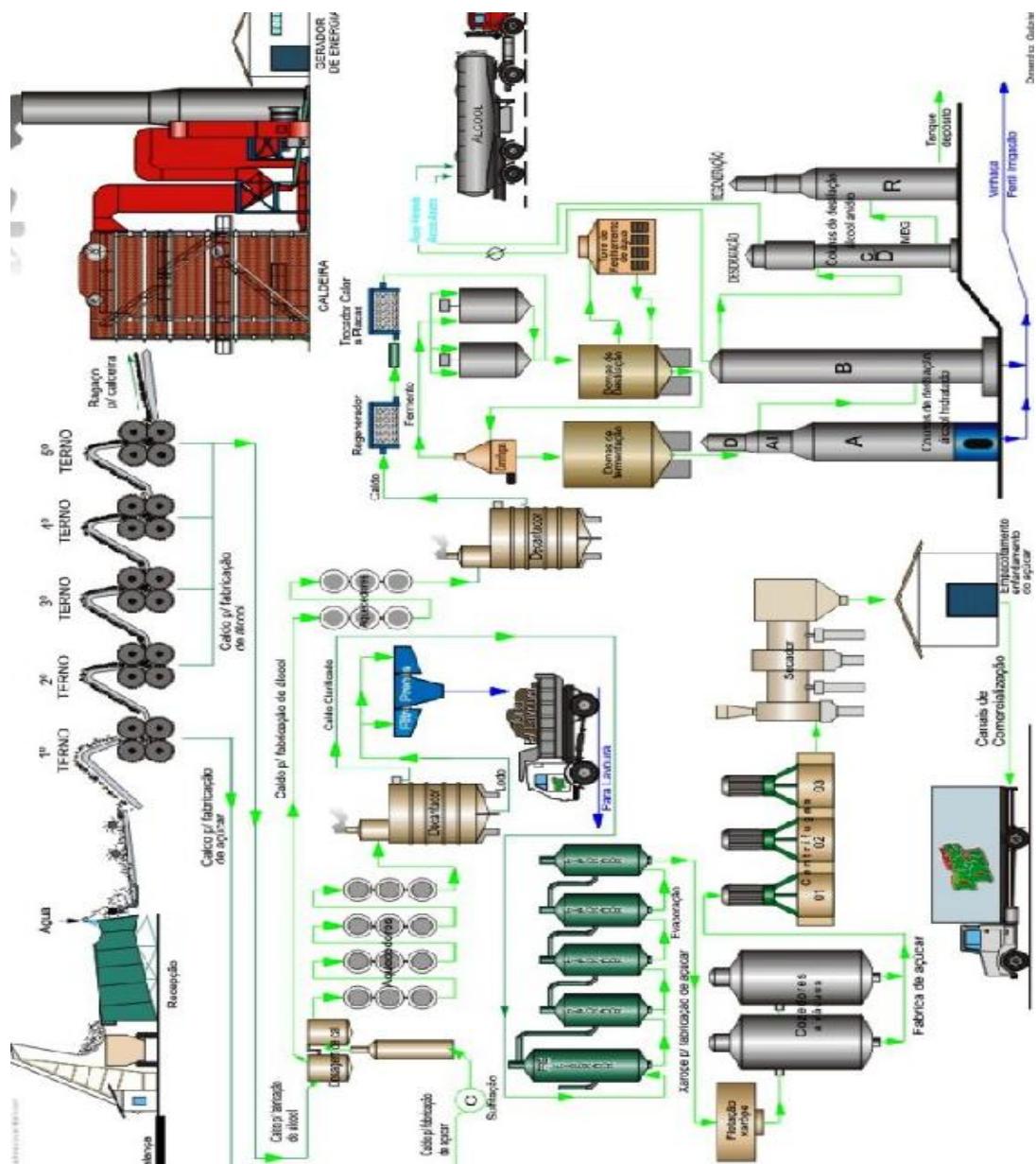


Figura 2.4 - Diagrama do Processo de Cana para Açúcar, Etanol e Geração de Vapor

Fonte: Coprodia Açúcar e Etanol (2014)

A cana crua (picada) é trazida até a unidade através de caminhões. É descarregada através de hilos para mesa alimentadora, normalmente à 45°, na área chamada de recepção de cana. Após passar pela região do preparo a cana passa a ser chamada de cana desfibrada e é levada até as moendas para iniciar a extração do caldo.

A extração do caldo é realizada em um tandem de moenda, onde a cana desfibrada passa por rolos que esmagam a cana contra os frisos da camisa do rolo. Nesse processo há a separação do caldo do bagaço, sendo que o caldo será enviado para a área do tratamento e o bagaço para a região da geração de vapor.

Tabela 2.1 - Produção de Açúcar (mil toneladas) por estado brasileiro 2010-2017

Estado/Safra	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017
Acre	0	0	0	0	0	0	0
Alagoas	2.499	2.348	2.228	1.858	1.883	1.228	1.446
Amazonas	20	15	15	15	11	12	14
Bahia	114	124	113	94	84	80	125
Ceará	0	0	0	0	0	0	0
Espírito Santo	90	122	99	123	107	71	64
Goiás	1.805	1.752	1.875	1.891	1.997	1.892	2.102
Maranhão	9	9	9	11	8	13	12
Mato Grosso	448	398	492	418	405	337	398
Mato Grosso do Sul	1.329	1.588	1.742	1.368	1.391	1.302	1.735
Minas Gerais	3.244	3.238	3.418	3.411	3.289	3.245	3.993
Pará	21	15	37	32	38	22	30
Paraíba	183	270	209	77	148	129	187
Paraná	3.022	3.008	3.088	3.037	2.927	2.807	3.080
Pernambuco	1.365	1.482	1.221	1.134	1.047	822	1.004
Piauí	48	60	52	52	62	67	56
Rio de Janeiro	118	130	95	84	37	0	29
Rio Grande do Norte	169	201	134	123	156	138	125
Rio Grande do Sul	0	0	0	0	0	0	0
Rondônia	0	0	0	0	0	0	0
Santa Catarina	0	0	0	0	0	0	0
São Paulo	23.446	21.088	23.289	23.963	21.877	21.587	24.248
Sergipe	80	96	130	103	125	105	110
Tocantins	0	0	0	0	0	0	0
Região Centro-Sul	33.501	31.304	34.097	34.295	32.011	31.221	35.628
Região Norte-Nordeste	4.505	4.621	4.149	3.299	3.560	2.616	3.107
Brasil	38.006	35.925	38.246	37.594	35.571	33.837	38.734

Fonte: UNICA (2017)

De uma maneira simplificada, se o caldo for usado para fabricação de açúcar VHP, ele passa pelas etapas de: aquecimento, decantação e evaporação, sendo que da evaporação sai o xarope que é enviado para a área do cozimento onde começa a formação dos cristais de açúcar. Após o cozimento, os cristais já formados e tamanho uniformizados, passa pelo processo de cristalização, centrifugação e secagem. Após a secagem o açúcar estará pronto para ser enviado, normalmente, para armazéns a granel e posteriormente comercializado. Grande parte desse açúcar é para

exportação e será enviado para os portos para ser transportado por navios graneleiros até seu destino final onde será reprocessado novamente. Conforme tabela 2.1 o estado de São Paulo é o maior produtor de açúcar com 24.248 mil toneladas de açúcar na safra 2016/2017.

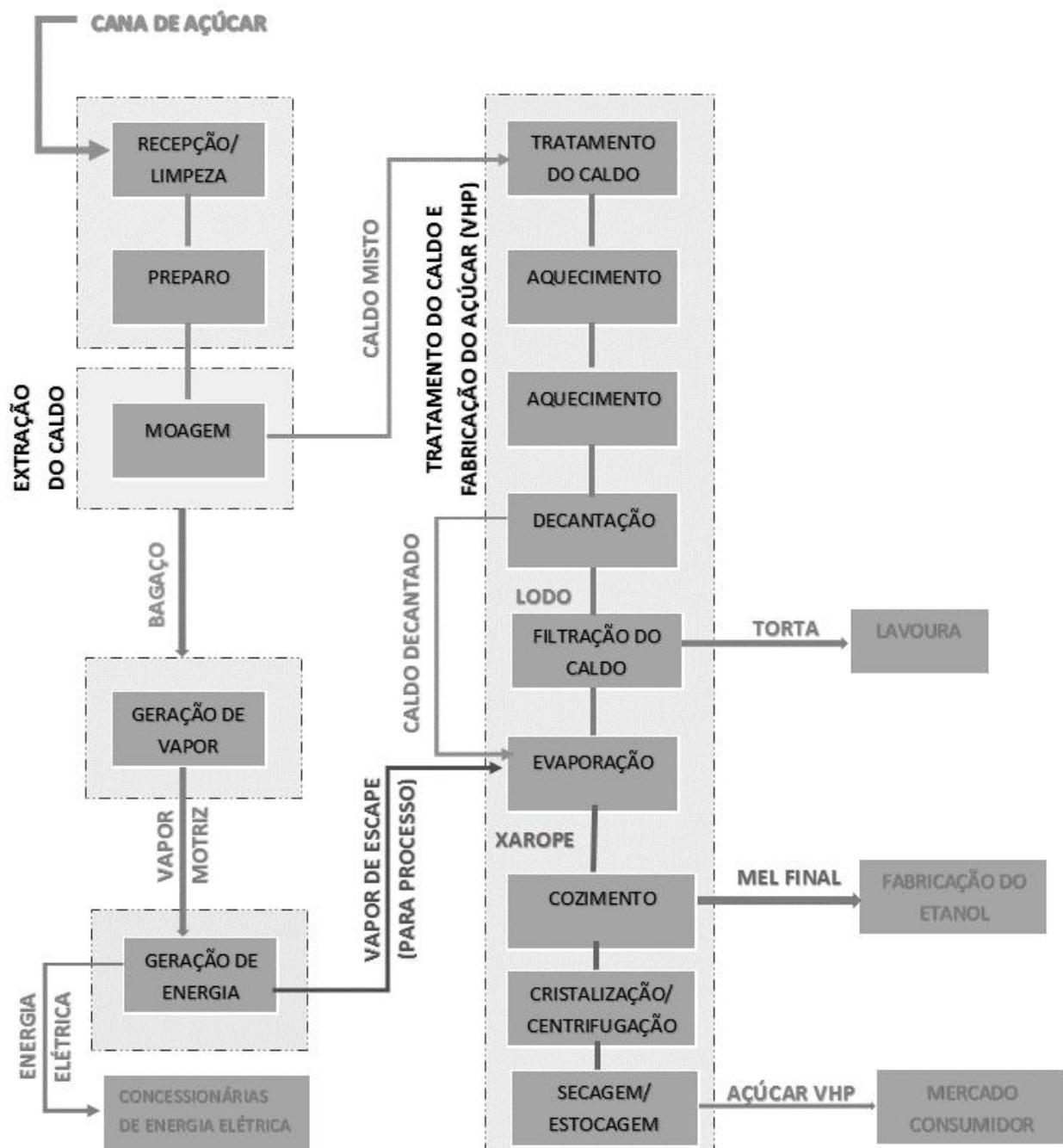


Figura 2.5 - Diagrama do Processo de Cana para Açúcar VHP (*Very High Polarization*)

Fonte: Elaborada pela autora com base na experiência no setor (2017)

Na figura 2.6 apresenta o diagrama da produção do álcool. O produto principal da destilação do vinho é o etanol hidratado, também conhecido como Álcool Etílico Hidratado Carburante (AEHC) utilizado como combustível para carros com motores veiculares movidos somente à etanol ou os motores que tem a opção *Flex* (gasolina ou etanol)

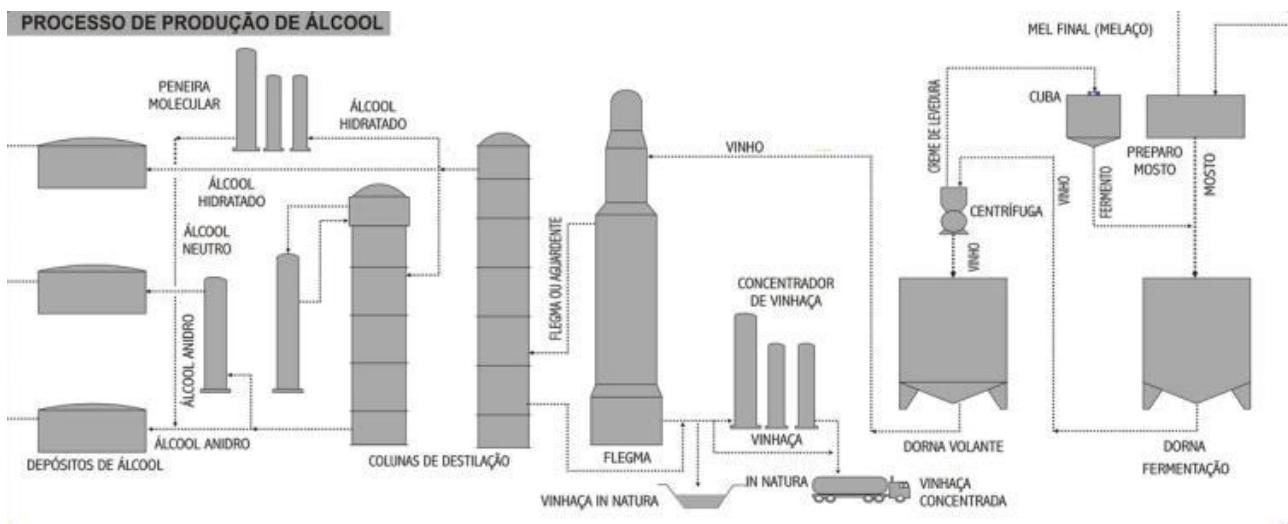


Figura 2.6 - Diagrama simplificado para fabricação de Etanol Hidratado e Anidro

Fonte: Mundo da Cana (2014)

O etanol anidro, também conhecido como Álcool Etílico Anidro Carburante (AEAC), é o etanol misturado na gasolina. É produzido a partir do etanol hidratado que passa por mais um processo chamado de desidratação que tem a finalidade de diminuir a porcentagem de água em peso da mistura aumentando a graduação alcoólica (%), que passa de 95,1% a 96% no etanol hidratado para 99,6% no etanol anidro.

O resíduo da destilação do etanol é chamado de vinhaça ou vinhoto e é comumente enviado para as lavouras e utilizado como adubo para a cana-de-açúcar por ser rica em nutrientes indispensáveis para o solo, principalmente o potássio. Conforme dados ÚNICA (2012), a razão de vinhaça é de 10-14 litros de vinhaça por litro de etanol hidratado carburante, constituindo-se no maior efluente da indústria de cana-de-açúcar, representando um sério problema ecológico devido à sua alta DBO (Demanda Bioquímica de Oxigênio) e DQO, 13 e 25 g/l em média, respectivamente, temperatura de aproximadamente 85°C na saída do aparelho de destilação e com pH 4,5, o que é altamente corrosivo e por esse motivo nos equipamentos e conexões são empregados materiais em aço inox, normalmente uma liga em 316L.

Para reduzir o volume de vinhaça transportada algumas usinas, instalaram concentradores de vinhaça, com a utilização de vapor, que concentra a vinhaça e diminui o volume de vinhaça a ser transportada até o destino final, impactando diretamente no menor custo do transporte.

O estado de São Paulo é o maior produtor de etanol para exportação conforme apresentado na tabela 2.2 e a frota brasileira de veículos automotores leves que no ano de 2007 era 4,5 milhões de automóveis Flex Fuel passou para mais de 26 milhões no ano de 2016 conforme dados da tabela 2.3.

Tabela 2.2 - Exportação anual de etanol por estado brasileiro (mil litros), safra 2017/2018 atualizada até 08/2017

Estados	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018
SÃO PAULO	2.271.280	1.234.410	1.992.115	1.344.453	684.841
MINAS GERAIS	66.449	62.941	89.783	31.559	10.505
PARANÁ	143.049	64.972	10.211	96	2.805
ALAGOAS	23.248	21.741	20.576	0	4.850
GOIÁS	30.508	1.014	8.209	1.464	1.163
PARAÍBA	9.492	8.393	21.819	0	0
MATO GROSSO	23.509	0	0	0	0
MATO GROSSO DO SUL	16.824	0	3.910	0	0
RIO DE JANEIRO	11.113	24	49	24	0
ESPÍRITO SANTO	0	0	9.822	0	0
TOCANTINS	9.801	0	0	0	0
PERNAMBUCO	229	252	1.821	100	0
RIO GRANDE DO SUL	137	143	835	51	0
SANTA CATARINA	0	0	0	2	3
CENTRO-SUL	2.562.870	1.363.504	2.115.027	1.377.684	699.317
NORTE-NORDESTE	42.770	30.387	44.215	100	4.850
TOTAL	2.605.640	1.393.891	2.159.242	1.377.784	704.166

Fonte: UNICA – União da Indústria de Cana-de-Açúcar (2017)

Tabela 2.3 - Número de veículos automotores leves (ciclo Otto) da frota brasileira

Ano	Frota total	Flex fuel	Gasolina	Etanol	Elétrico
2007	21.517.698	4.586.512	15.085.856	1.845.330	
2008	23.104.220	6.878.189	14.555.523	1.670.508	
2009	24.967.140	9.467.825	13.991.052	1.508.263	
2010	27.058.723	12.244.937	13.455.428	1.358.358	
2011	29.160.425	14.944.734	12.995.272	1.220.419	
2012	31.410.752	17.895.425	12.421.215	1.093.995	117
2013	33.513.236	20.772.995	11.761.194	978.439	608
2014	35.307.138	23.328.161	11.104.282	873.232	1.463
2015	36.224.340	25.030.412	10.413.865	777.768	2.295
2016	36.557.411	26.172.750	9.689.901	691.398	3.362

Fonte: UNICA – União da Indústria de Cana-de-Açúcar (2017)

3 – GERAÇÃO DE BIOGÁS A PARTIR DA VINHAÇA

Este capítulo relata o tratamento da vinhaça. Esse efluente pode ser considerado uma suspensão de sólidos orgânicos e minerais, contendo os componentes do vinho não arrastados na etapa de destilação, além de quantidades residuais de açúcar, etanol e compostos voláteis mais pesados.

A vinhaça apresenta teor de sólidos em torno de 7%, sendo que cerca de 75% são orgânicos e biodegradáveis, ou seja, tem potencial altamente poluidor. Esse resíduo apresenta pH em torno de 4,3, fato que, aliado à alta temperatura, em torno de 85°C na saída do aparelho de destilação, apresenta alto poder de corrosividade.

3.1 Composição da Vinhaça a partir do Processamento da Cana -Açúcar

A vinhaça tem uma composição química que pode variar dentro de largos limites, dependendo do processo de fabricação do etanol, e parece não existir qualquer relação com os teores dos elementos do caldo. Contudo, a vinhaça, pode ser caracterizada como um resíduo rico em matéria orgânica e potássio, relativamente pobre em nitrogênio e carente de fósforo. Além destes elementos, apresenta teores apreciáveis de cálcio, magnésio e enxofre, como também de outros minerais em menores quantidades. Alguns estudos de (Bolsanello, 1980) (Copersucar, 1979) (Bittencourt, 1978) (Brieger, 1977), observou correlações positivas somente entre os teores de cinza e de potássio. A composição da vinhaça de cana-de-açúcar depende de uma série de fatores como os indicados a seguir:

- Natureza e composição da matéria-prima, ou seja, varia se o mosto é proveniente de melaço obtido da fabricação de açúcar, se o melaço é diluído em água ou caldo das últimas moendas, ou ainda se o mosto é proveniente de caldo puro;
- Natureza e composição dos vinhos;
- Sistema de fermentação;
- Aditivos aplicados na fermentação, produtos químicos como ácidos, antibióticos e nutrientes à base de nitrogênio e fósforo;
- Tipos de aparelhos utilizados na destilação;
- Tipo de levedura utilizada na fermentação;

- Qualidade da água usada na diluição do mosto/melaço; e,
- Sistema de trabalho e influência dos operadores (forma de operar).

A vinhaça é empregada *in natura* na lavoura da própria cana-de-açúcar na grande maioria das usinas, substituindo em parte o uso de fertilizantes, sendo que esse método é apresentado como a solução para o enorme problema da disposição desse resíduo desde quando foi proibido o seu simples descarte no curso d'água mais próximo da usina, prática adotada historicamente. A vinhaça apresenta características diferentes quando é proveniente somente de caldo (quando a usina só produz etanol), mel ou misto (caldo e mel), essas variações estão apresentadas na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Características da vinhaça resultante de mostos de: melaço, caldo de cana e mistos

Parâmetro	Melaço	Caldo	Misto
pH	4,2 - 5,0	3,7 - 4,6	4,4 - 4,6
Temperatura	80 - 100	80 - 100	80 - 100
DBO (mg/lO ₂)	25000	6000 - 16500	19800
DQO (mg/lO ₂)	65000	15000 - 33000	45000
Sólidos totais (mg/l)	81500	23700	52700
Sólidos voláteis (mg/l)	60000	20000	40000
Sólidos fixos (mg/l)	21500	3700	12700
Nitrogênio (mg/lN)	450 - 1600	150 - 700	480 - 710
Fósforo (mg/lP ₂ O ₅)	100 - 290	10 - 210	9 - 200
Potássio (mg/lK ₂ O)	3740 - 7830	1200 - 2100	3340 - 4600
Cálcio (mg/lCaO)	450 - 5180	130 - 1540	1330 - 4570
Magnésio (mg/lMgO)	420 - 1520	200 - 490	580 - 700
Sulfato (mg/lSO ₄ ²⁻)	6400	600 - 760	3700 - 3730
Carbono (mg/lC)	11200 - 22900	5700 - 13400	8700 - 12100
Relação C/N	16 - 16,27	19,7 - 21,07	16,4 - 16,43
Matéria orgânica (mg/l)	63400	19500	38000
Substâncias redutoras (mg/l)	9500	7900	8300

Fonte: SOPRAL (1986).

A fertirrigação atualmente como a solução para o problema da disposição da vinhaça no setor sucroalcooleiro, e, na maioria dos casos, com ganhos na fertilidade do solo, sem atentar contra o meio ambiente no curto prazo, tem como objetivo se livrar de um resíduo incômodo e volumoso, da forma mais rápida e econômica possível, tentando não causar maiores danos paralelos.

Há limitações geográficas para a fertirrigação com o uso da vinhaça, o que faz com que boa parte seja ainda descarregada em áreas de sacrifício, sem levar em conta os riscos de contaminação dos lençóis freáticos e de salinização do solo. Há necessidade de mais pesquisas sejam necessárias para esclarecer estes pontos e para comprovação efetiva desses impactos ambientais. Aplicações excessivas de vinhaça poupam gastos importantes com transporte, mas podem trazer os problemas do excesso de muita matéria orgânica com acidificação e desestruturação do solo, além de proliferação de microrganismos que competem com as plantas pelo nitrogênio mineral e outros nutrientes. A aplicação de vinhaça no solo é possível e desejável, mas critérios precisam ser respeitados.

3.2 Processo de Biobiodigestão da Vinhaça

Conforme Pinto (1999), a tecnologia da biodigestão anaeróbica da vinhaça é uma tecnologia limpa pois possui as características para uso com recurso natural, no caso a cana-de-açúcar, da maneira mais eficiente possível, e gera produtos e rejeitos com potencial de danos reduzido. Quando a vinhaça é tratada através da biodigestão anaeróbica, alguns biodigestores podem gerar de 7 a 15 Nm³ de biogás a partir de 1m³ de vinhaça, com taxas de 60 a 65% de metano (CH₄) e 35 a 40% de dióxido de carbono (CO₂) conforme dados da Paques (2017). Na Figura 3.1 é possível observar de maneira simplificada o processo de obtenção de biometano a partir da biodigestão da vinhaça na usina de cana-de-açúcar.

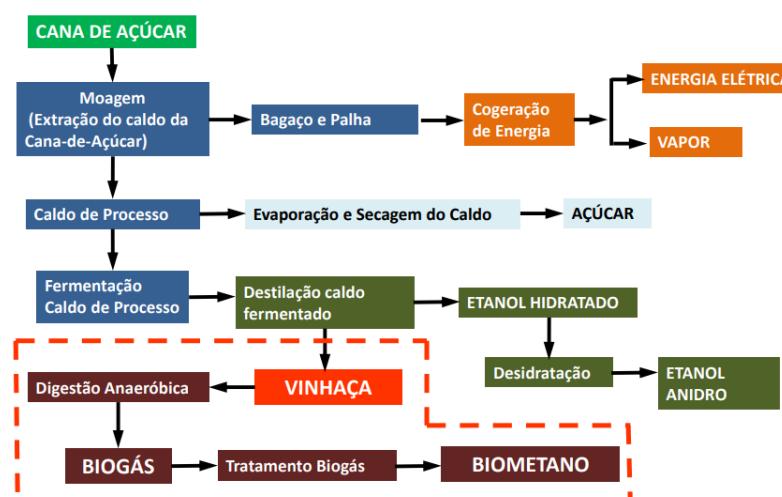


Figura 3.1 - Processo simplificado de obtenção do biometano

Fonte: UNICA (2016)

Conforme Pinto (1999), o biogás gerado pode ser usado diretamente em queimadores para a produção de calor ou em motores estacionários, além disso o metano pode ser separado do CO₂ e utilizado em motores a combustão interna de veículos, sendo que 1 Nm³ de biogás com 65% de metano apresenta poder calorífico de 19500 kJ conforme apresentado na tabela 3.2. O efluente do biodigestor guarda as mesmas propriedades fertilizantes da própria vinhaça, com a diferença de que o risco ecológico é significativamente reduzido, já que a DQO é removida em cerca de 90% e o pH aumentado.

Tabela 3.2 - Características do biogás e outros combustíveis

Combustível	Biogás*	Metano	Álcool	Gasolina	Diesel
Quantidade	1 m ³	1 m ³	1 litro	1 litro	1 litro
Poder Calorífico Inferior kJ	19500	36000	19812	32486	37492
Peso específico kgf/m ³	1,2	0,72	809	739	876
Poder Calorífico Superior	23400	50000	24490	43960	42800
1 m ³ de metano equivale	1,5 m ³	1 m ³	1,8 litro	1,1 litro	0,96 litro
1 m ³ de biogás equivale	1 m ³	0,65	1,2 litro	0,72 litro	0,62 litro

* Biogás com 65% de metano.

Fonte: Adaptado de Pinto, C (1999)

3.2.1. Como ocorre o Processo de Biodigestão Anaeróbia

Segundo Salomon (2007), a biodigestão anaeróbia, processo pelo qual o metano é produzido, é uma das formas naturais de se obter esse hidrocarboneto, sendo a biodigestão anaeróbia um processo biológico que ocorre na ausência de oxigênio livre, no qual diversas populações de bactérias convertem a matéria orgânica numa mistura de metano, dióxido de carbono e pequenas quantidades de hidrogênio, nitrogênio e sulfito de hidrogênio. Esta mistura é conhecida como biogás e pode ser utilizada como combustível devido às elevadas concentrações de metano, usualmente na faixa de 60% a 65% para biogás de vinhaça. O efluente líquido final do processo integra a parcela da matéria orgânica não convertida em forma solúvel e estável.

Segundo Price (1981) a biodigestão pode ser realizada em diferentes tipos de biodigestores. A degradação microbiológica de matéria orgânica em um ambiente

anaeróbio só pode ser obtida por microrganismos capazes de utilizar moléculas, ao invés de oxigênio, como receptores de hidrogênio. A degradação anaeróbia da matéria orgânica é, quimicamente, um processo bastante complicado. As bactérias atuam simbiótica e sinergeticamente, utilizando a matéria orgânica de forma assimilativa para o crescimento da população atuante no processo. As transformações podem ser obtidas por um dos vários caminhos metabólicos alternativos e os bioquímicos e esses mecanismos não são simples.

As bactérias degradam moléculas complexas como celulose, proteína, amido e gordura, que compõem a matéria orgânica, a primeira etapa consiste em quebrar as ligações entre as unidades básicas. Esta etapa, chamada de hidrólise, é, geralmente, lenta e pode ser acelerada pelo aumento da temperatura, utilização de material finamente dividido e pH levemente ácido.

A partir deste ponto, a decomposição anaeróbia é geralmente dividida em duas fases: a fase acidogênica e a fase metanogênica.

Na fase acidogênica, os compostos gerados na etapa anterior, uma vez incorporados ao interior da célula, são convertidos pelas bactérias formadoras de ácidos, em ácidos voláteis, álcoois, dióxido de carbono, hidrogênio molecular e amônia (Nogueira, 1986).

Na fase metanogênica, compostos simples como o dióxido de carbono, hidrogênio molecular, ácido acético e metanol, gerados na etapa anterior, são metabolizados pelas bactérias metanogênicas, havendo desassimilação de metano e dióxido de carbono (Nogueira, 1986).

Segundo Campos (1981), na formação de ácidos são utilizados pelas bactérias formadoras de metano, mais de 70% de todo o metano formado e provém do acetato, um sal do ácido acético, e o resto proveem do dióxido de carbono e hidrogênio. Sendo assim, considera-se que poderá ocorrer ainda uma etapa intermediária, chamada acetogênica, na qual os ácidos orgânicos mais pesados e álcoois são fermentados em acetato, dióxido de carbono e hidrogênio molecular, substratos efetivamente utilizados pelas bactérias metanogênicas.

Segundo Verstraete (1996), o processo da biodigestão é um processo que apresenta algumas soluções para o problema do rejeito de uma maneira mais abrangente, como:

- Ao invés de consumir, produz energia útil na forma de biogás;
- Apenas uma pequena parte da DQO é convertida em nova biomassa, ou seja, o volume do excesso de lodo é significativamente menor;
- Pode ser aplicado em praticamente qualquer lugar e em qualquer escala, pois altas taxas de conversão podem ser obtidas com os modernos sistemas de tratamento, requerendo relativamente pouco espaço;
- Pode ser operado com baixo custo, pois os reatores são relativamente simples e utiliza pouco ou nenhum aditivo de alto conteúdo energético;
- Pode ser combinado com métodos de pós-tratamento do efluente para a recuperação de produtos úteis, como amônia, enxofre, ou algum outro, dependendo da natureza do rejeito tratado.

As etapas da fermentação anaeróbica para produção de metano estão apresentadas na Figura 3.2.

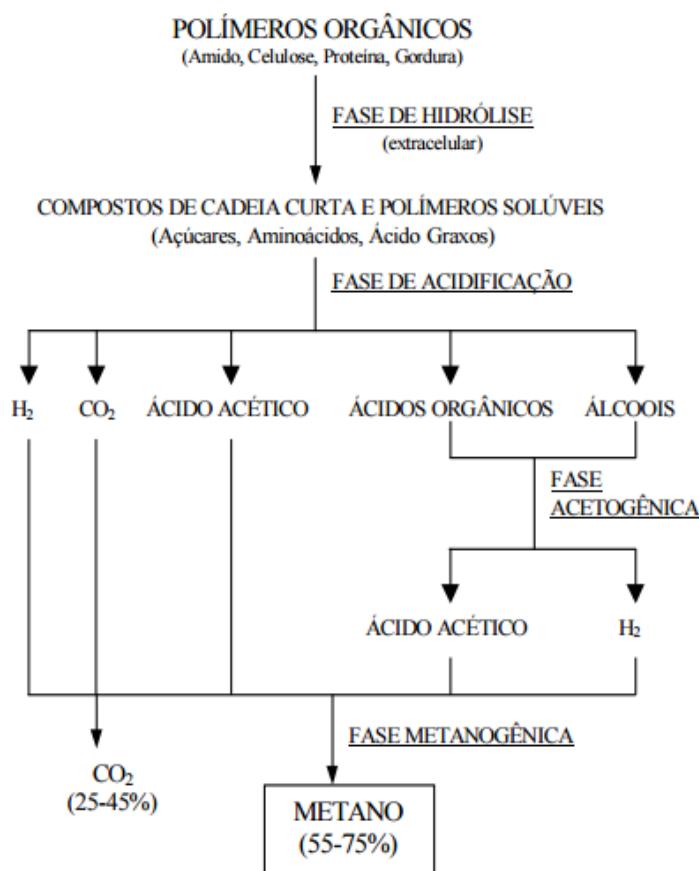


Figura 3.2 - Etapas da fermentação anaeróbica para produção de metano

Fonte: CNI (1982)

O biogás pode ser empregado nas aplicações termodinâmicas: geração de frio, calor e potência. Ele pode ser usado diretamente em equipamentos estacionários como fogões, lampiões, conjuntos moto-bomba e conjuntos geradores, entre outros.

Em motores estacionários, também pode-se utilizar o biogás produzido diretamente, porém em motores de unidades móveis é aconselhável utilizar o metano obtido a partir sua purificação e remoção do CO₂ e H₂S, isto porque o H₂S pode danificar os componentes do motor e o CO₂ (gás inerte) ocupa um importante espaço de armazenamento.

Segundo Nogueira (1986), os equipamentos empregados para realizar a absorção do dióxido de carbono ou os equipamentos que comprimem o metano purificado são caros, chegando algumas vezes a representar mais que o dobro do custo do sistema de biobiodigestão (Barbeli, 1998). Mesmo com água pura é possível realizar a purificação do biogás, conforme mostra a lei de Henry, a pressão de equilíbrio do dióxido de carbono dissolvido na água é função direta da temperatura; ou seja, a água quente retém menor quantidade de dióxido de carbono comparando com a água fria.

Conforme dados da Paques (2016), a quantidade de biogás produzido a partir de 1 m³ de vinhaça pode variar de 7 a 15 Nm³, isso corresponde a 37 a 78 kW_t de energia térmica ou 17 a 37 kW_e de energia elétrica, sendo que a quantidade de biogás dependerá da concentração de DQO na vinhaça. Na Figura 3.3 é possível observar que o poder calorífico aumenta com o aumento da porcentagem em volume de metano.

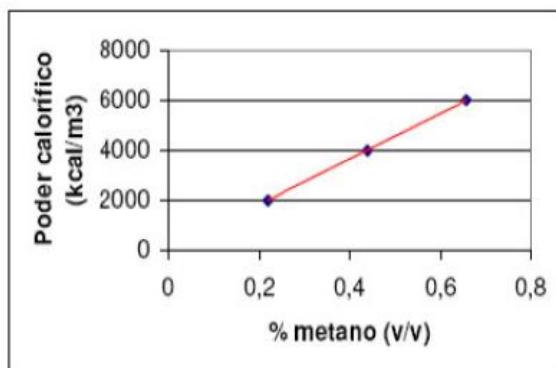


Figura 3.3 - Poder calorífico (kcal/m³) por porcentagem de metano (CH₄)

Fonte: Alves (2000)

3.3 Tipos e Tecnologia de Biogestores

Normalmente, as tecnologias aplicadas para o tratamento anaeróbio da vinhaça são reatores UASB (Digestor Anaerobico de Fluxo Ascendente), IC (Circulação Interna) e lagoas cobertas.

Segundo informações da Paques (2016) estes tratamentos anaeróbicos caracterizam-se pela baixa taxa de aplicação em função do meio que ocorrerá a biodigestão, ou seja, isso significa que é necessário um volume muito grande de reator ou lagoa para cada metro cúbico de vinhaça a ser tratada. Considerando-se uma vinhaça com concentração de DQO de 30 g/l, o volume de reator necessário para cada 1 m³/dia de vinhaça a ser tratada pode variar de aproximadamente 3m³ para um reator tipo UASB ou aproximadamente 15m³ para uma lagoa coberta. Na tabela 3.3 pode-se que na usina Ester há uma lagoa de 15.000 m³ que opera com 288 horas de tempo de retenção hidráulica (TRH) e na usina São Martinho há instalado um biodigestor UASB com volume de 5.000m³ que opera com 100 horas de TRH .

Tabela 3.3 – Exemplos biodigestão da vinhaça em operação no Brasil e características da operação

Referência	Tipo de reator	kg DQO/m ³ vinhaça	Taxa de carregamento orgânico (kg DQO/m ³ de reator.dia)	Tempo de Retenção Hidráulica (h)	Taxa de remoção DQO (%)	Produção de gás (m ³ de gás/kg de DQO alimentada)	Nm ³ de biogás/m ³ de vinhaça	CH ₄ (%)
SOUZA (1992)	UASB (75 m ³)	31,8	26,5	10,8	72	0,37	11,8	60
Destilaria Central Jacques Richer CAMPOS (1981)	UASB (330 m ³)	-	-	10	62	-	16,5	55
Usina São João. PINTO (1999)	UASB (1.000 m ³)	-	-	-	85	-	Média de 4,3 (Max 7,2)	60
Usina Ester, Omnis Biotechnology (2013)	Lagoa (15.000 m ³)	20-60	2,0	288,0	95	0,20	4,0 – 12,0	-
Usina São Martinho (2013)	UASB (5.000 m ³)	20-30	6,0	100,0	70	0,24	6,0	50
Fabricante de IC (2014)	IC (2.520 m ³)	20-25	22,2	24,3	65	0,29	6,4	60-65

Fonte: Poveda (2014)

Segundo a Procknor e Paques (2016), a decisão de aplicar lagoa ou reator é definida pela análise dos custos do investimento e dos custos operacionais de cada sistema, sendo que normalmente reatores pequenos são mais caros do que as lagoas, porém quando há grandes volumes de DQO a ser convertido, as lagoas passam a ser mais caras devido as dimensões necessárias e a escavação e contenção lateral, pois as

Iagoas para biodigestão anaeróbica apresentam profundidade entre 4 a 8 m e devem ser revestidas e cobertas com membrana para a contenção do biogás e para este processo opera na faixa de 36°C pois são utilizadas bactérias mesofílicas e com taxa de aplicação de 2 a 3 kg DQO/m³/dia, ou seja, quando a produção de biogás é para grandes instalações industriais, o reator passa a ser a melhor solução, pois os problemas decorrentes das enormes dimensões das lagoas em relação ao layout disponível na unidade passam a inviabilizar tecnicamente e economicamente o uso de lagoas. Além disso, quando se usa lagoas de grandes dimensões há o problema com o tempo de partida do sistema no início da safra, naturalmente muito mais longo.

Segundo Procknor (2016), na construção das lagoas para biodigestão anaeróbica, o fundo e laterais deve ser revestido com membrana de PAD para evitar contaminação do solo e esse mesmo material, com espessura de 1,5mm, é usado para a cobertura da lagoa e com isso o sistema opera com pressões baixas, na faixa de 1,5 a 5,0 mm.c.a. Para que o sistema funcione com essa pressão baixa, o biogás é retirado da lagoa por meio de exaustores dedicados para esta finalidade, porém como a área é muito grande pode ocorrer vazamentos de biogás para a atmosfera mesmo com essa pressão de operação baixa pois a membrana de cobertura da lagoa está ao tempo, ou seja, sofre a ação dos ventos fortes o que pode deslocar essa cobertura além disso pode ocorrer vazamentos que são muito difícil de serem identificados como por exemplo bicadas de pássaros, além disso se o exaustor de retirada de biogás falhar, um sistema de válvulas de segurança deve aliviar a pressão rapidamente, essas válvulas são caras em função do baixo diferencial de pressão envolvido devido que a membrana não suporta pressão elevada, Por outro lado, se não for dada a manutenção nessas válvulas e elas não atuarem quando forem requisitadas, haverá o rompimento da membrana e o biogás será na atmosfera um produto com cerca de 65% de metano, que é explosivo e altamente contaminante por ser gás de efeito estufa. Vale ressaltar também que é importante instalar flutuadores sob essa cobertura para que na época de fortes chuvas essa água seja drenada para as laterais, principalmente no período de entressafra da usina. A membrana de PAD é a aplicação mais barata, porém está sujeita a vários problemas de vazamento e aplicação de outro material mais resistente seria uma solução para o problema de vazamento, contudo não é aplicado pois a área de cobertura é muito grande e economicamente é inviável.

Nas lagoas de biodigestão anaeróbica, para possibilitar a distribuição uniforme do efluente, deve ser instalado um sistema de distribuição para homogeneização para evitar caminhos preferenciais do biogás o que poderia taxa de conversão de DQO, porém esse sistema de distribuição é formado por tubulações, que requerem inspeções e manutenções que é de difícil acesso por ficar dentro da lagoa.

Com base nas informações das lagoas, a outra opção a ser avaliada são os reatores para biodigestão anaeróbica.

O reator UASB da Paques é dividido em três fases. Conforme informações da Paques (2017), o funcionamento deste reator permite a separação das misturas de gás, água e lodo em condições de alta turbulência e isso que permite um projeto mais compacto. O projeto patenteado pela Paques tem vários níveis de coletores de gás para a separação de biogás. Como resultado esse reator apresentou a grande interface de gás/água que reduz a turbulência, sendo assim possível se obter taxas de aplicação maiores em comparação com as lagoas, sendo na faixa de 10 a 15 kg/m³/dia. Na Figura 3.4 é representado internamente esse reator conforme projeto da Paques. No reator UASB da Paques, para a separação ocorrer se requere um metro de altura, o que evita os efeitos de flotação e consequentemente, camadas de flotação.

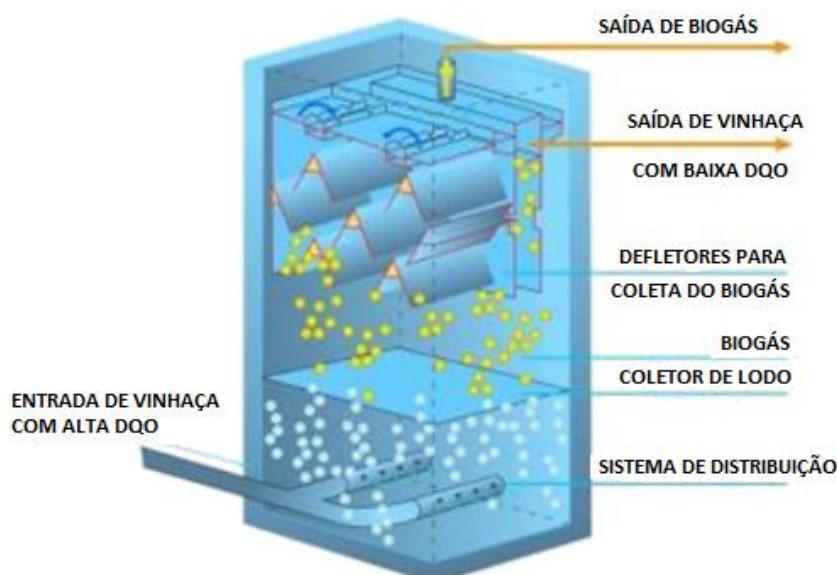


Figura 3.4 - Reator UASB do Fornecedor Paques

Fonte: Adaptado de Paques (2017)

Também foi desenvolvido e patenteado pela empresa Paques mais recentemente um reator anaeróbico tipo IC (Circulação Interna). Esse tipo de reator anaeróbio apresenta maiores taxas de aplicação, na faixa de 20 a 30 kg DQO/m³/dia, ou seja, significa que é necessário menor volume de reator para tratar a mesma quantidade de DQO diminuindo a carga orgânica e gerando biogás. O reator IC, em relação ao UASB, tem uma melhor retenção de lodo pois possui dois separadores além de possuir um menor tempo de retenção hidráulica, além de ocupar menos espaço construtivamente apresenta menor diâmetro e maior altura. Na Figura 3.5 é representado internamente o reator IC conforme projeto da Paques.

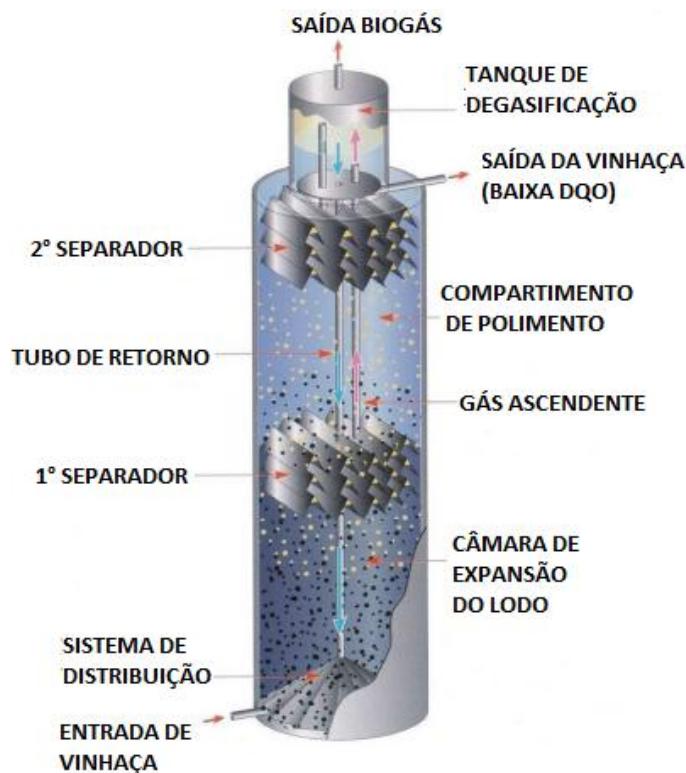


Figura 3.5 - Reator IC (Circulação Interna) do Fornecedor Paques

Fonte: Adaptado de Paques (2017)

Além disso, os separadores do reator IC da Paques são em polipropileno o que mitiga o problema de corrosão devido ao pH baixo da vinhaça. Conforme informações dadas pelo engenheiro Paulo Lamo, da Paques, este reator é o que mais está sendo estudado e aplicado para unidades de produção de biogás a partir da vinhaça e apresenta menores taxas de perda de biogás por vazamento pela parte superior apresentar melhor vedação nas juntas do equipamento.

A Paques indica para tratamento da vinhaça o reator modelo ICx, pois informa que este reator combina as excelentes propriedades do reator IC com uma alta flexibilidade em relação ao design do tanque, possui 2 separadores internos, sendo que o primeiro fica na parte superior e o segundo na parte inferior do tanque conforme representado na Figura 3.6. A Paques informa que devido a altos níveis e concentração globais de biomassa, o sistema pode manusear altas taxas volumétricas de carregamento e a retenção da biomassa é realizada em dois estágios, evitando alta velocidade do efluente e prevenindo o desgaste do equipamento.



Figura 3.6 - Reator ICx (Circulação Interna) do Fornecedor Paques

Fonte: Adaptado de Paques (2017)

3.4 Histórico de aplicação da Biodigestão Anaeróbia da Vinhaça em Usinas de Cana-de-Açúcar

Em 1981, o IPT (Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo) iniciou uma experiência na Penedo Agroindustrial Destilaria (PAISA), em Penedo - Alagoas, financiada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), em que se pesquisou a biodigestão anaeróbia da vinhaça a 32°C, utilizando-se dois biodigestores de fluxo ascendente com 11 e 24 m³. Os resultados foram considerados ótimos, com

uma produção média de gás, com 65% de CH₄, de 13,1 litros por litro de vinhaça, um tempo de retenção de 1,5 dias e remoção de 95% da DQO (CNI, 1982). O êxito da experiência alimentou um grande número de trabalhos sobre as possibilidades do uso do gás, obtido da biodigestão anaeróbia da vinhaça, como fonte de energia alternativa aos combustíveis fósseis, e sendo menos poluente.

Na Figura 3.7, apresenta o primeiro reator anaeróbio UASB instalado pela Paques no Brasil, na Usina São João em 1986, cidade de São João da Boa Vista localizada no estado de São Paulo. Esse projeto foi para tratar 33% da vinhaça gerada pela usina e o biogás foi purificado e utilizado como combustível da frota de caminhões da usina. Este reator UASB operou por 10 anos até o projeto ser encerrado.



Figura 3.7 - Reator UASB Instalado na Usina São João no Ano de 1986

Fonte: Portal Tratamento de Água (2016)

Em 1987, a usina São Martinho do grupo São Martinho, localizada em Pradopolis, interior do estado de São Paulo, instalou um reator tipo UASB de 75m³/h para vinhaça. Segundo informações do consultor da São Martinho, Guilherme Prado (2017), a partir da biodigestão da vinhaça no reator UASB, a geração de biogás é destinada a secagem de levedura. Esta planta ainda opera, porém apresenta problemas de corrosão interna e que favorece vazamentos de biogás para a atmosfera e já faz alguns anos que o equipamento opera abaixo da capacidade nominal.

Borzacconi (1995) publicou um levantamento realizado para a América Latina sobre a situação do tratamento anaeróbio de rejeitos. Até a metade do ano de 1994, havia 396 digestores, sendo instalado um volume total de cerca de 400 mil m³. Entretanto, no

Brasil, a primeira experiência de grande porte com a biodigestão anaeróbia da vinhaça não utilizou um reator UASB, mas um modelo tipo indiano modificado. Num convênio assinado entre a Eletrobrás e a Coperflu (Cooperativa Fluminense de Produtores de Açúcar e Álcool), instalou-se na Destilaria Central Jacques Richer, em Campos - Rio de Janeiro, instalou-se um biodigestor de 330 m³ que tinha uma produção de 180000 litros de etanol por dia.

Com o desenvolvimento do processo utilizando o reator tipo UASB (leito de lodo anaeróbio ascendente), houve um aumento na aplicação para a biodigestão de efluentes industriais. Com a possibilidade de tratar a vinhaça pelo processo de biodigestão anaeróbia, aumentou a quantidade de experiências, protótipos e plantas operando em condições normais em diversas partes do mundo. Segundo Harada (1996) com a experiência realizada na Universidade de Nagaoka no Japão, foi utilizado um protótipo de reator UASB, de capacidade de 140 l, operando com vinhaça na faixa termofílica (55°C) por um período de 480 dias. Apesar das dificuldades para obtenção inicial do lodo, o processo se mostrou viável, mesmo com baixas remoções da DQO (entre 39 e 67% dependendo do período) do efluente. Na Figura 3.8 poder-se observar os principais projetos de biodigestão de vinhaça instalados no Brasil de 1981 a 2012.

Ano	Empresa/ Instituição	Biodigestor	Capacidade [m ³]	Produção biogás [L biogás / L vinhaça]	TRH	Remoção DQO [%]	Taxa de aplicação [DQO m ³ dia]	CH ₄ [%]
1981	IPT e PAISA	UASB	11	13,1	1,5 dias	95	20-30	65
1981	Destilaria Jacques Richer	Tipo indiano	330	16,5	-	62	-	55
1982	Cetesb	Misto	0,185	-	1,8 dias	60,4	16,2	63,2
1983	CTC	-	0,052	-	-	75-95	22	-
1984	CTC/Usina Iracema	Manta de lodo	12	-	-	45-95	1,4-8,8	-
1984	Codistil/Paques	Manta de lodo	120	-	-	-	16,5	-
1986	Usina São João	UASB	1500	-	-	-	1,5	70
1987	Usina São Martinho	UASB	75	9,8	10,8 h	71	26,5	60
1995	Usina São Martinho	UASB	5.200	-	-	-	5-21	-
2012	Usina Ester	Lona	20.000	-	-	-	-	-
2012	Grupo JB	UASB	1.000	-	16,7 h	-	20	80
2012	Geo Energética/Coopcana	Co-biodigestor	-	-	-	-	-	-

Figura 3.8 - Histórico de Unidades de Biodigestão de Vinhaça até 2012

Fonte: UNICA (Seminário em Brasília em dez/2016) (2016)

Segundo dados de ELAIUY (2016), a usina Ester localizada em Cosmópolis, interior de São Paulo instalou em 2012 um biodigestor tipo lagoa com a capacidade de 20.000m³ e uma potência de 1MWe com motor de combustão interna, sendo que este projeto foi uma planta piloto em parceria com a CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz) que começou em 2009. Este projeto foi esta unidade piloto é a primeira no Brasil com o objetivo de geração de eletricidade utilizando um motor a combustão interna, além de redução do potencial poluidor da vinhaça.

Em 2015, a usina Bonfim do grupo Raizén foi a vencedora do certame que instalará um projeto de biogás para implantação de 20,8 megawatts (MW) e negociado a R\$ 251/MWh conforme dados apresentados na Figura 3.9. Pela primeira vez na história um projeto de biogás em larga escala venceu um leilão de geração de energia no leilão A-5, promovido pela ANEEL.

Venda Leilão Energia	contrato 25 anos	
Investimento	129.893.000,00	R\$
Potência Instalada	20,89	MW
Garantia Física	13,70	MWm
Energia Vendida	11,00	MWm
Energia disponível para venda	2,70	MWm
Qtde Energia Vendida Total (25 anos)	2.410.584,000	MWh
Qtde Energia Vendida	96.423,360	MWh/ano
Receita Fixa Leilão	24.837.400,00	R\$/ano
ICB	251,00	R\$/MWh

Figura 3.9 – Dados da UTE Usina Bonfim para Geração de Energia Elétrica a partir do Biogás

Fonte: CCCE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) Leilão A-5 (2016)

Em 2016, a usina Iracema do grupo São Martinho, localizada em Iracemápolis, interior do estado de São Paulo, instalou em parceria com a empresa Paques uma planta piloto de biodigestão com o reator IC (Circulação Interna) modelo Biopaq ICx com capacidade para tratar 1m³/h de vinhaça e capacidade de projeto para gerar 7Nm³/h de biogás para biodigestão da vinhaça. Está em fases de testes e vem apresentando bons resultados, incluindo uma geração de biogás maior que a estimada.

Segundo a ABIOGAS (Associação Nacional de Biogás e Biometano) (2016), atualmente o Brasil tem potencial de produzir 52 Bilhões m³/ano. Isso equivale a 28,5 bilhões m³/ano de combustível (biometano) ou 115 mil GWh/ano, o que equivale a

mais do que toda a energia gerada em um ano inteiro na hidrelétrica de Itaipu (Brasil/Paraguai, 14.000 MW) e que em 2015 foi a maior usina em termos de energia produzida no planeta. A maior parte desse potencial, 39 bilhões de metros cúbicos, viria de resíduos da cana-de-açúcar usada na produção do álcool e os outros 9 bilhões de metros cúbicos seriam produzidos com rejeitos agrícolas e dejetos de animais como porcos, bovinos e aves.

3.5 Tecnologias para aproveitamento do biogás proveniente da Vinhaça

O biogás produzido através de uma digestão anaeróbia, geralmente também conterá porcentagens do gás sulfeto de hidrogênio (H_2S). As concentrações desse gás podem variar de 200 ppm (partes por milhão) a diversas porcentagens de volume e a remoção do sulfeto de hidrogênio é frequentemente um requisito por motivos de saúde, segurança, ambiental e corrosão de equipamentos.

O processo para remoção do gás de sulfeto de hidrogênio é chamado dessulfurização, e é aplicável essencialmente quando o uso do biogás exigir qualidade para seu aproveitamento como por exemplo do gás natural para ser injetado na rede, ou para evitar corrosão interna dos equipamentos de geração de energia elétrica como turbinas ou for usado como substituição ao diesel nos caminhões da frota da usina conforme representado na Fugura 3.10 .

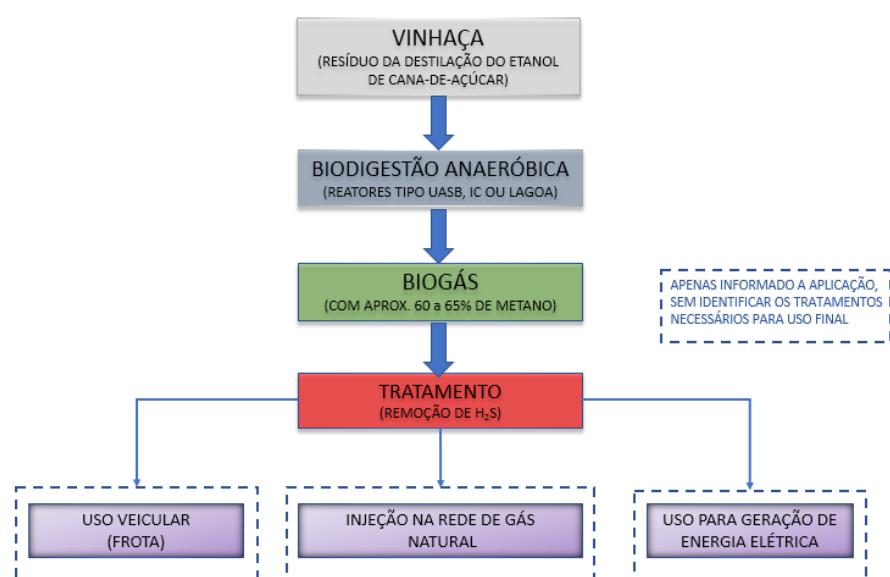


Figura 3.10 - Diagrama Simplificado para Aproveitamento e Aplicação do Biogás

Fonte: Elaborado pela autora (2017)

3.5.1 Remoção de Sulfeto de Hidrogênio (H₂S) – Processo de Dessulfurização

Segundo Wellinger (1999), após a biodigestão anaeróbica o biogás contém sulfeto de hidrogênio (H₂S) que precisa ser removido, passando por um sistema de tratamento chamado dessulfurização, que pode ter remoção de 99,5% desse gás corrosivo e nocivo, garantindo uma remoção eficiente, ele deve ser removido pois durante a combustão é convertido em dióxido de enxofre, além de causar corrosão no compressor, nos tanques de armazenamento e nos motores, além de poder afetar o processo de digestão anaeróbia por inibição.

Os principais processos de remoção de H₂S utilizados podem ser divididos em duas categorias gerais: processo seco de oxidação e processos de oxidação na fase líquida.

3.5.1.1 Processos seco de oxidação para remoção de sulfeto de hidrogênio (H₂S)

Estes processos são usados para remover o H₂S do biogás pela conversão para enxofre ou óxidos de enxofre. É utilizado quando o teor de enxofre no gás é relativamente baixo e requer alta pureza. Alguns destes serão exemplificados abaixo:

a. Método por introdução de oxigênio ou ar no sistema de biogás

No sistema de biogás é introduzido com um compressor uma pequena quantidade de oxigênio, que pode variar de 2 a 6%. Com isso, o sulfeto no biogás é oxidado em enxofre reduzindo a concentração do H₂S, resultando na seguinte equação:



Segundo (Wellinger 1999), este processo tem um baixo custo de investimento e a operação é relativamente simples, não são necessários produtos químicos nem equipamentos especiais. Para este processo a concentração do H₂S é reduzida em até 95%, menos do que 50 ppm dependendo da temperatura, do tempo de reação e local onde o ar é adicionado, porém se deve atentar para a quantidade de ar no biogás, que pode ser explosivo em uma escala de 6 a 12%, dependendo da quantidade de metano no biogás.

b. Método por adsorção utilizando óxidos de ferro

Este método é aplicado usando os hidróxidos e óxidos de ferro que reagem com o sulfeto de hidrogênio para formar sulfeto de ferro. O biogás passa através de *pellets* de óxidos de ferro e remove o sulfeto de hidrogênio. Quando estes *pellets* são completamente saturados por enxofre eles são removidos para regeneração do enxofre. É um método simples, mas durante a regeneração ocorre perda de calor. Este processo é sensível a presença de água no biogás. Pequenos pedaços de madeira cobertos com óxidos de ferro também são utilizados, pois possuem uma ampla superfície de contato.

Segundo Hagen (2001) este processo também pode ser feito com carvão ativado, sendo que o carvão também trabalha como um catalisador. Podem ser construídos leitos rasos com alta vazão de biogás que podem ser utilizados até um ano e meio antes da substituição e se recomenda operar com velocidades superficiais de 0,13 a 0,18 m/s e a temperatura do efluente não deve ultrapassar 52°C com a umidade relativa abaixo de 50%, pois com faixas superiores a estas os gases não são facilmente absorvidos. O carvão ativo após sua vida útil pode ser reativado em processos em processos termoquímicos a temperaturas na faixa de 600°C e isso deve ser realizado pelo fornecedor do carvão.

3.5.1.2 Processos de oxidação na fase líquida - para remoção de sulfeto de hidrogênio (H_2S)

Estes processos são geralmente utilizados em tratamento de gases onde a concentração de sulfeto de hidrogênio é relativamente baixa, sendo eles: processo de absorção física e processo de absorção química.

a. Método pelo processo de absorção física

Neste processo o H_2S pode ser absorvido por um solvente, que pode ser a água, porém o consumo de água é relativamente alto para uma quantidade pequena de sulfeto de hidrogênio absorvido. E para melhorar o processo, podem ser adicionadas na água algumas substâncias químicas como o hidróxido de sódio ($NaOH$), dando

origem a subprodutos formados como sulfetos ou hidrossulfetos de sódio que não podem ser recuperados e devem ser tratados para sua disposição final.

b. Método pelo processo de absorção química

A absorção química do sulfeto de hidrogênio pode ser feita com soluções de sais de ferro, como o cloreto de ferro (FeCl_3), sendo que este método é altamente eficaz na redução de altos níveis de H_2S , sendo que os produtos formados são precipitados insolúveis.

O cloreto de ferro pode ser adicionado no digestor diretamente, sendo que este método de remoção de sulfeto de hidrogênio é recomendado para biodigestores anaeróbios de pequeno porte e com este método é possível obter a concentração final de 10 ppm de sulfeto de hidrogênio.

3.5.1.3 Processos de remoção de sulfeto de hidrogênio (H_2S) da Paques

O dessufurizador Thiopaq pode ser aplicado a uma ampla variedade de fluxos de biogás contendo sulfeto de hidrogênio e pode ser combinado com todos os sistemas biológicos anaeróbios.

Conforme Figura 3.11, o processo de remoção de sulfeto de hidrogênio neste sistema usa solução de soda cáustica que é regenerada biologicamente e continuamente. No depurador, o biogás contendo sulfeto de hidrogênio é colocado em contato com água de lavagem em sistema de contracorrente. Há absorção de sulfeto de hidrogênio em condições ligeiramente alcalinas. Com um pH na faixa de 8 e 9, o que permite uma reação química com íons da soda caustica, que após passar pelo processo é regenerada no biorreator. O sistema obtém uma eficiência muito alta na remoção de sulfeto de hidrogênio, excedendo 99,5%. Há uma pequena corrente de purga com sais de sódio que é descartada sem problemas, pois o enxofre produzido é livre de sulfeto.

Após tratamento no depurador, o biogás pode ser usado em um motor a gás ou caldeira ou pode ser transportado em uma mini rede de gás local e após tratamento, o biometano, pode ser conduzido para rede de distribuição de gás em uso como combustível para veículos.

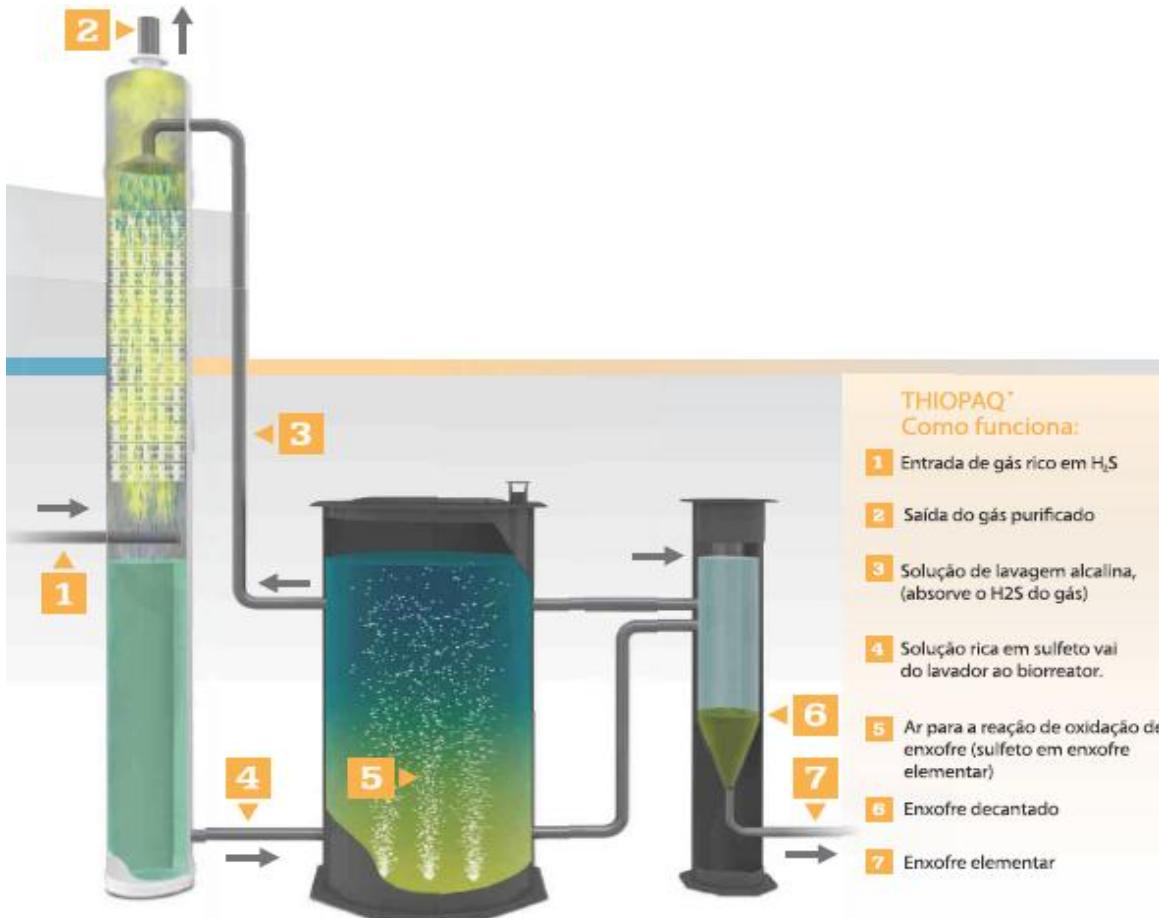


Figura 3.11 - Etapas do processo de dessulfurização modelo THIOPAQ

Fonte: Paques (2017)

Além disso há possibilidade de uso como fertilizante do enxofre elementar produzido, pois possui alta qualidade conforme desempenho do sistema apresentado na Figura 3.12 comparando a quantidade de H₂S no biogás tratado.

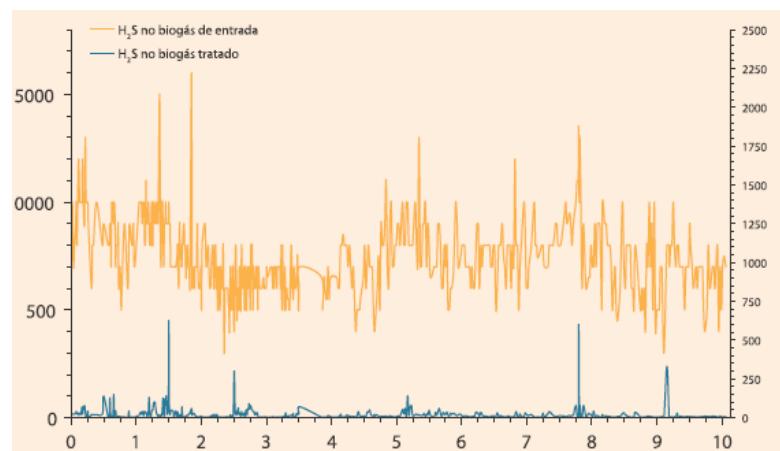


Figura 3.12 – Desempenho do dessulfurizador modelo THIOPAQ

Fonte: Paques (2017)

3.5.2 Tratamentos para purificação a serem aplicados ao biogás para geração de energia elétrica, uso veicular e injeção na rede

Segundo Oliveira (2005) é necessário tratar e purificar o biogás para aumentar o poder calorífico, o rendimento térmico e eliminar a característica corrosiva em decorrência a presença de sulfeto de hidrogênio.

A presença de substâncias de umidade e dióxido de carbono no biogás diminui o poder do biogás e prejudica o processo de queima, pois quando estão presentes na combustão absorvem parte da energia gerada.

Segundo, Tolmasquim (2007), o tipo de tecnologia de purificação e tratamento para essas diminuir ou elmininar as substâncias indesejáveis irá depender da porcentagem de impurezas encontradas em relação ao índice recomendado pelo equipamento de conversão de energia a ser utilizado, ou seja, substâncias que possuírem níveis aceitáveis de acordo com o fabricante não será necessária a retirada da mesma, porém o biogás requer um tratamento mínimo de remoção de sulfeto de hidrogênio para todas as aplicações com biogás. Para geração de energia elétrica em microturbinas e motores estacionários de combustão interna (MCI) não é necessário a remoção do dióxido de carbono, porém para uso veicular e injeção no gasoduto é obrigatório e deve atender os limites da resolução Nº8 da APN.

Segundo Salomon (2007) os tratamentos com maior índice de utilização para a realização de purificação do biogás são a remoção de umidade e remoção de dióxido de carbono (CO_2). Há abundância de processos para retirada do dióxido de carbono e separar as impurezas do biogás, como por exemplo: absorção física e química, adsorção em uma superfície continua, separação por membranas, separação criogênica e separação a partir de conversão química (reações químicas).

Segundo Ferling (2001), as características do biogás dependem da temperatura e da pressão, variando o teor de umidade, sendo assim é essencial conhecer o volume do gás quando se trata para fins de geração de energia, o poder calorífico e a própria umidade.

Segundo Ross (1996), quando se deseja manipular o gás, além da umidade, é fundamental conhecer o volume de biogás representado pelo peso específico, que é a relação entre a sua densidade e a densidade do ar.

A remoção da umidade pode ser realizada usando com glicóis, com sílica gel dependendo da utilização final do gás será estabelecido o grau de umidade aceitável.

3.5.2.1 Processo de remoção de Dióxido de Carbono (CO₂)

Existe uma variedade de processos de remoção do dióxido de carbono presente no biogás e diferentes mecanismos conseguem separar as impurezas do gás, entre eles: absorção física e química, adsorção em uma superfície continua, separação por membranas, separação criogênica e separação a partir de conversão química (reações químicas) como são apresentados a seguir:

a. Método de remoção de dióxido carbono por absorção física

Segundo Wellinger (1999), o método de remoção de dióxido de carbono a partir de lavadores com água é bastante conhecido em plantas de biogás na Suécia, França e EUA. Os resultados mostram após a lagagem do gás permanece uma faixa de 5 a 10% de dióxido de carbono. O método de absorção físico/química para lavagem do biogás é comumente aplicado e efetivo até mesmo para baixas produções de biogás. É um processo simples e baixo custo, este método envolve o uso da água pressurizada como absorvente e pouca infraestrutura. O biogás é comprimido e alimentado no sentido ascendente no leito de uma coluna de absorção e água pressurizada é pulverizada em sentido contracorrente ao biogás e o dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio são dissolvidos na água, sendo coletados no fundo da torre de absorção. A água pode ser recirculada para a primeira lavagem do biogás na torre, simplificando esse processo é uma lavagem do biogás conforme representado na Figura 3.13.



Figura 3.13 – Absorção física de dióxido de carbono pelo processo de lavagem

Fonte: Greenlane biogás (2009)

b. Método de remoção de dióxido carbono por absorção química

A remoção de dióxido de carbono por absorção química envolve a formação de ligações químicas reversíveis entre o soluto e o solvente. A regeneração do solvente envolve consequentemente a quebra destas ligações e corresponde a uma entrada de energia relativamente elevada. Solventes químicos geralmente empregados são soluções aquosas de aminas ou soluções de sais alcalinos como hidróxidos de sódio, cálcio ou potássio.

Segundo Biswas (1977), o biogás ao atravessar uma solução aquosa com 10% de mono-etanolamina, o teor de dióxido de carbono que se encontrava na faixa de 40% foi reduzido para aproximadamente 1% em volume. A solução de mono-etanolamina pode ser regenerada completamente fervendo-a por 5 minutos e ser usada outra vez.

Segundo Savery & Cruzon (1972), é possível realizar a remoção de dióxido de carbono nos lavadores de biogás usando hidróxido de sódio (NaOH), hidróxido de potássio (KOH) e o hidróxido de cálcio (Ca(OH)₂). A absorção de dióxido de carbono na solução alcalina é feita por agitação o que gera uma turbulência necessária para dar o tempo de contato entre o líquido e o gás, além disso um fator importante para a eficiência de absorção é concentração da solução.

A remoção de dióxido de carbono utilizando carbonato de potássio (K₂CO₃) é o processo mais utilizado na indústria. Neste processo há a introdução do gás na base da coluna de absorção enquanto a solução absorvedora, de 20 a 30 % em peso de

carbonato de potássio (K_2CO_3) é injetada no topo da coluna. A temperatura de operação é em torno de $110^{\circ}C$ tanto para absorção com para a regeneração. A reação inversa na coluna de regeneração resulta na liberação de CO_2 para atmosfera. A simples redução da pressão ao passar da coluna de absorção para a de regeneração libera parte do CO_2 , o restante é retirado através da injeção de vapor no fundo da coluna de regeneração. Esta solução apresenta efeitos corrosivos sendo, portanto necessário selecionar inibidores de corrosão para se poder construir as colunas de aço carbono.

c. Método de remoção de dióxido carbono por separação por membranas

No processo de remoção de dióxido de carbono por membranas alguns componentes do biogás podem ser transportados através de uma membrana fina, menor que 1mm, enquanto outros ficam retidos. O transporte de cada componente acontece por diferença de pressão parcial e pela dependência do componente a permeabilidade do material da membrana. Segundo Glub (1991), o fluxo de gás que atravessa a membrana aumenta proporcionalmente com a diferença de pressão parcial, ou seja, quanto maior a diferença de pressão menor é a área requerida da membrana, porém a pressão máxima que a membrana pode suportar deve ser levada em consideração e isso deve ser verificado com cada fornecedor. Na Figura 3.14 é apresentado o interno de um filtro membrana e as saídas para os gases do equipamento.

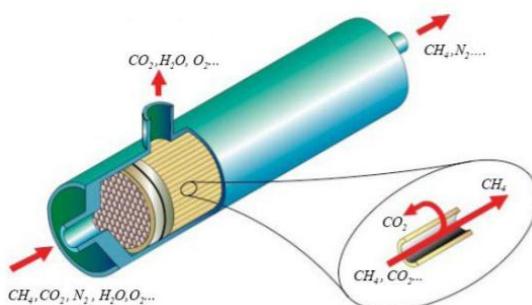


Figura 3.14 – Absorção de CO_2 por filtro membrana

Fonte: *Medal membrane system for Biogas/Landfill gas, Art Liquide, (2013).*

d. Método de remoção de dióxido carbono por separação criogênica

A remoção de dióxido de carbono por pelo processo criogênico de purificação do biogás envolve a separação dos componentes do gás por condensação e destilação fracionária a baixas temperaturas. Segundo Hagen (2001), este

processo tem a vantagem de recuperar o componente puro em forma de líquido e transportá-lo convencionalmente, mas possui duas desvantagens: baixa eficiência térmica devido a variação de fluxo e alto custo de investimento e operação.

Neste processo o biogás é comprimido a aproximadamente 80 bar(a) e para isso é utilizado um compressor de múltiplos estágios com resfriamento. O biogás é refrigerado por chillers e trocadores de calor a -45°C, condensado o dióxido de carbono que é removido e separado, sendo que posteriormente o dióxido de carbono é processado para recuperar o metano que é reciclado para a entrada de gás e utilizando este processo é possível obter até 97% de metano puro. Na Figura 3.15 pode-se observar as etapas de maneira simplificada do processo de purificação do biogás por separação criogênica.

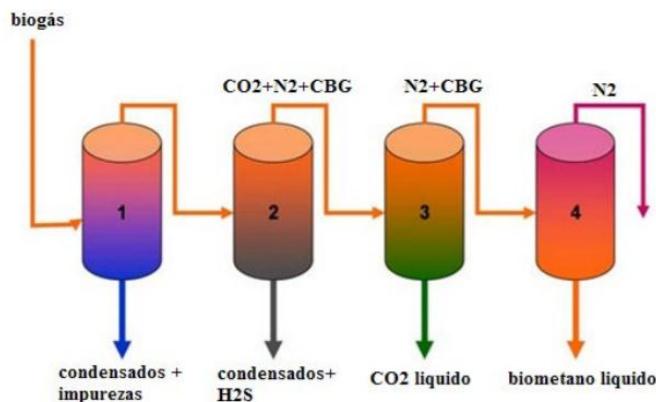


Figura 3.15 – Esquema simplificado de purificação do biogás por separação criogênica

Fonte: *Cryogenic technology* (2009).

Os sistemas de purificação para remoção de dióxido de carbono e gases inertes do biogás de vinhaça em processos industriais de grande escala mais empregados que atendem grandes vazões é o método por aborção física (que é o processo de lavagem do biogás) que apresenta menor custo de instalação e operação. Os métodos para remoção de dióxido de carbono por absorção química (usa de produtos químicos para reação), separação criogênica e por filtro membranas apresentam alto custo de instalação e elevadíssimo custo de operação devido a insumos e manutenções conforme dados da empresa Ener.

3.5.3 Biogás para uso em motores de combustão interna (MCI)

Os motores de combustão interna (MCI) são máquinas térmicas nas quais a energia química do combustível (líquido ou gasoso) se transforma em trabalho mecânico, sendo que o fluido de trabalho consiste dos produtos da combustão da mistura ar-combustível, e a câmara de combustão e o próprio processo de combustão e estão integrados ao funcionamento geral de motor. Essas as máquinas térmicas são amplamente aplicadas pela simplicidade, robustez e alta relação potência/peso. São usados para gerarem eletricidade continuamente, de back-up ou de carga de pico e além para acionamento de bombas, compressores ou qualquer outro tipo de carga estacionária. São os equipamentos mais utilizados para a queima do biogás por sua flexibilidade.

Segundo Liss (1999), os motores de combustão interna do tipo alternativo são divididos em motores de ignição por centelha ou Otto e de ignição por compressão ou diesel. Podem ser de dois ou quatro tempos.

Nos motores de ciclo Otto, a mistura ar/combustível é admitida na câmara de combustão e inflamada por meio de uma vela de ignição. Já nos motores a diesel (ciclo diesel), o ar admitido na câmara de combustão é comprimido até uma pressão suficiente para que ocorra a combustão espontânea quando o combustível for injetado.

Para aplicações de geração de eletricidade os motores são divididos em quatro grupos: motores a diesel, motores de ignição por centelhas tradicionais ou a gás, motores duplo combustível e motores gás-diesel. Os motores diesel dominam o mercado para potências até 5 MW e para sistemas de emergência e reserva pois possuem menor custo de geração, ou seja, os motores de ignição por centelha possuem custos iniciais menores, mas um custo maior com o combustível.

Segundo Lombard (2004), realizou em estudo que demonstra que a eficiência do motor decresce drasticamente quando o teor de metano é menor que 50% e o custo de manutenção é fixo, até mesmo quando são utilizados com cargas parciais pois ocorrem perdas auxiliares constantes quando em cargas parciais, o operador tem que reiniciar manualmente a máquina e o ligamento é muito sensível ao conteúdo do

metano. Atualmente os motores de combustão interna já preparados para queimar o biogás com diferentes teores de metano e dióxido de carbono.

Os conjuntos de motogeradores para geração de energia elétrica a partir do biogás representam um importante avanço na geração de energia limpa e renovável, a partir do biogás.

Segundo Brasmetano (2007) os motogeradores para uso de biogás já são fornecidos completos e com os acessórios, conforme segue:

- Motor a biogás, turbo alimentado com intercooler;
- Sistema de alimentação e ignição gerenciadas eletronicamente;
- Geradores sem escovas;
- Painel de comando manual;
- Unidade de auto-alimentação de biogás de acionamento direto pelo motor;
- Filtros desumidificadores,
- Unidade de aquecimento / controle de temperatura do biogás, incorporado à unidade de auto-alimentação;
- Unidade de resfriamento, controle da temperatura do motor; e
- Unidade de segurança, composta de válvulas de bloqueio automáticas.

3.5.4 Biogás para uso em Microturbinas

Conforme dados da empresa Capstone (2014) as microturbinas a gás são equipamentos com alta e variável velocidade de rotação na faixa de potência de 30 kW a 1 MW e o uso de um gás com baixo poder calorífico (pouco metano) em microturbinas requer duas considerações: a remodelação da microturbina para queima de um gás pobre, com ênfase na câmara de combustão e uma purificação do gás antes desta queima. Esses equipamentos apresentam fácil instalação e flexibilidade para trabalhar em diversos locais. A eficiência das microturbinas operando com biogás pode variar de 26% a 33% conforme apresentado na tabela 3.4

Tabela 3.4 – Modelos e potências de microturbinas de acordo com o combustível – Fabricante Capstone

Modelo	Combustível	Potência Elétrica ⁽¹⁾	Eficiência Elétrica	Vazão dos Gases de Escape		Temperatura de Saída dos Gases		Rendimento Térmico Líquido		Dimensões ⁽²⁾ (Largura x Profundidade x Altura)	
		kW	%	kg/s	lbm/s	C°	F°	MJ/kWh	btu/kWh	m	in
COMBUSTÍVEIS GASOSOS⁽³⁾											
C30 LP	NG	28	25	0.31	0.68	275	530	13.8	13,100	0.76 x 1.5 x 1.8	30 x 60 x 70
C30 HP	NG, P, LG, DG	30	26	0.31	0.68	275	530	13.8	13,100	0.76 x 1.5 x 1.8	30 x 60 x 70
C30 HZLC ⁽⁴⁾	NG	30	26	0.32	0.70	275	530	13.8	13,100	0.87 x 2.9 x 2.2	34 x 112 x 85
C65	NG, P	65	29	0.49	1.08	309	588	12.4	11,800	0.76 x 1.9 x 1.8	30 x 77 x 76
C65 ICHP	NG, P, LG, DG	65	29	0.49	1.08	309	588	12.4	11,800	0.76 x 2.2 x 2.4	30 x 87 x 93
C65 CARB	NG	65	28	0.51	1.13	311	592	12.9	12,200	0.76 x 2.2 x 2.6	30 x 87 x 103
C65 CARB	LG, DG	65	29	0.49	1.08	309	588	12.4	11,800	0.76 x 2.2 x 2.6	30 x 77 x 85
C65 HZLC ⁽⁴⁾	NG	65	29	0.50	1.09	325	617	12.9	12,200	0.87 x 3.2 x 2.3	35 x 128 x 90
C200 LP	NG	190	31	1.3	2.9	280	535	11.6	11,000	1.7 x 3.8 x 2.5	67 x 150 x 98
C200 HP	NG, P, LG, DG	200	33	1.3	2.9	280	535	10.9	10,300	1.7 x 3.8 x 2.5	67 x 150 x 98
C200 HZLC ⁽⁴⁾	NG	200	33	1.3	2.9	280	535	10.9	10,300	1.9 x 3.2 x 3.1	74 x 126 x 122
C600 LP	NG	570	31	4.0	8.8	280	535	11.6	11,000	2.4 x 9.1 x 2.9	96 x 360 x 114
C600 HP	NG, P, LG, DG	600	33	4.0	8.8	280	535	10.9	10,300	2.4 x 9.1 x 2.9	96 x 360 x 114
C800 LP	NG	760	31	5.3	11.7	280	535	11.6	11,000	2.4 x 9.1 x 2.9	96 x 360 x 114
C800 HP	NG, P, LG, DG	800	33	5.3	11.7	280	535	10.9	10,300	2.4 x 9.1 x 2.9	96 x 360 x 114
C1000 LP	NG	950	31	6.7	14.7	280	535	11.6	11,000	2.4 x 9.1 x 2.9	96 x 360 x 114
C1000 HP	NG, P, LG, DG	1000	33	6.7	14.7	280	535	10.9	10,300	2.4 x 9.1 x 2.9	96 x 360 x 114
COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS⁽⁵⁾											
C30	D, A, K	29	25	0.31	0.69	275	530	14.4	13,700	0.76 x 1.5 x 1.9	30 x 60 x 70
C65	D, A, K	65	29	0.49	1.08	309	588	12.4	11,800	0.76 x 1.9 x 1.8	30 x 77 x 76
C65 ICHP	D, A, K	65	29	0.49	1.08	309	588	12.4	11,800	0.76 x 2.2 x 2.4	30 x 87 x 93
C200	D	190	30	1.3	2.9	280	535	10.9	10,300	1.7 x 3.8 x 2.5	67 x 150 x 98

(1) Rendimento nominal a plena carga em condições ISO: 59° F, 14.696 psia, 60% de umidade.

(2) As medidas de altura são até a linha de teto da microturbina. A saída de escape pode chegar até a dimensão de 7 polegadas (17.8 centímetros) acima da linha do teto da microturbina.

(3) Modelos disponíveis que operam com os seguintes combustíveis: NG – Gás Natural; P – Propano; LG – Biogás de Aterro Sanitário; DG – Biogás de Biodigestores.

(4) As unidades para aplicação em locais perigosos (Hazardous Locations) são adequadas para o uso em atmosferas potencialmente explosivas (UL Classe I, Divisão 2 ou Atex Classe I, Zona 2).

(5) Modelos disponíveis que operam com os seguintes combustíveis: D – Diesel; A – Combustível de avião/JP1; K – Querosene.

Fonte: Capstone (2014)

3.5.5 Biogás para uso em Caldeiras

Segundo a USEPA (traduzindo do inglês, Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos, 2001), para usar o biogás na combustão direta nas caldeiras são necessárias algumas considerações para assegurar o funcionamento adequado do sistema. Para isso é necessário adaptar fazendo pequenas modificações nos equipamentos para usar o biogás devido às características desse combustível. Para isso deve-se controlar os níveis de umidade do gás com a instalação de purgadores e linhas de

condensado para impedir danos aos equipamentos e problemas na operação das caldeiras, além disso, para controlar a vazão de biogás deve-se instalar válvula de controle do combustível adequada, uma vez que o biogás possui menor quantidade de metano que o gás natural. Para se controlar a instabilidade da chama, que é decorrente da menor concentração de metano e das flutuações na composição do biogás, devesse instalar sensores ultravioletas que monitoram a chama da caldeira impedindo que a chama se apague.

A corrosão devido à umidade e o sulfeto de hidrogênio presentes no biogás é outro problema nas caldeiras que usam este gás combustível, uma vez que compostos de cloro nos gases de exaustão comprometem pré-aquecedores de ar, dutos e outros componentes do equipamento. O revestimento do pré-aquecedor e da chaminé com material anticorrosivo, o controle da temperatura dos gases de exaustão acima do ponto de orvalho e a circulação adequada da água podem reduzir os efeitos corrosivos.

3.5.6 Biometano a partir da Biodigestão da Vinhaça

O biometano é o produto gasoso resultante da purificação do biogás pelo processo da retirada de dióxido de carbono (CO₂), sulfeto de hidrogênio (H₂S), umidade e impurezas. Na Figura 3.16 pode-se observar que o biogás passa por um processamento de purificação para posteriormente ser usado como GNC (Gas Natural Comprimido) para injeção na rede de gás natural ou ser usado na frota de caminhões.

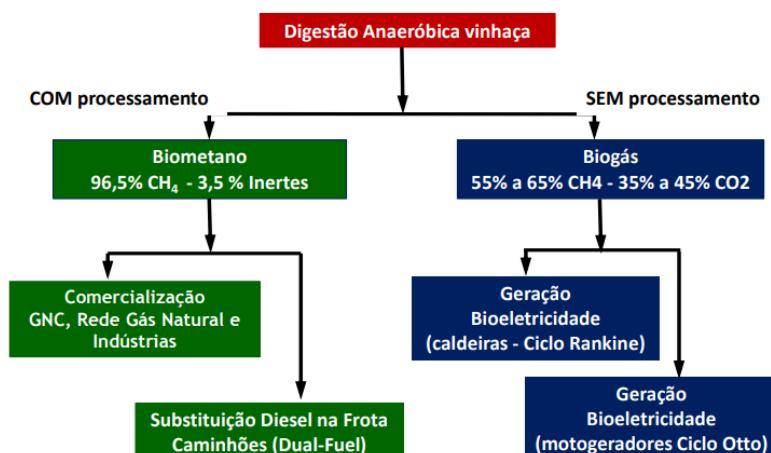


Figura 3.16 – Esquema da Biodigestão da Vinhaça e possíveis usos (com e sem tratamentos)

Fonte: CONE, Workshop SIAMIG (2016).

Segundo a Resolução nº 08/2015 da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) o biometano após purificação deve possuir as mesmas características do gás natural de acordo com os parâmetros regulamentados para ser injetado na rede. Pode ser misturado diretamente na rede de gás natural ou comercializado na forma comprimida (GNC), para atendimento aos clientes industriais e/ou substituição do diesel.

Os valores para garantir a qualidade do biometano a ser injetado na rede de gás natural regulamentado pela Resolução nº 08/2015 da ANP está representado na tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Limites para Biometano

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE		MÉTODO		
		Região Norte - Urucu	Demais Regiões	NBR	ASTM	ISO
Metano	% mol.	90,0 a 94,0 (2)	96,5 mín.	14903	D1945	6974
Oxigênio, máx.	% mol.	0,8	0,5	14903	D1945	6974
CO ₂ , máx.	% mol.	3,0	3,0	14903	D1945	6974
CO ₂ +O ₂ +N ₂ , máx.	% mol.	10,0	3,5	14903	D1945	6974
Enxofre Total, máx.(3)	mg/m ³	70	70	15631	D5504 D6228	6326-3 19739
Gás Sulfídrico (H ₂ S), máx.	mg/m ³	10	10	15631	D5504 D6228	6326-3 19739
Ponto de orvalho de água a 1 atm, máx.	°C	-45	-45	15765	D5454	6327 10101-2 10101-3 11541 (4)

Observações:

(1) O Biometano deve ser isento de partículas sólidas ou líquidas devendo ser usado um filtro de 0,2 µm no produtor e 1,0 µm no revendedor varejista.

(2) A especificação de 90,0 a 94,0 % mol de metano deve ser seguida somente nas localidades da Região Norte abastecidas pelo gás natural de Urucu.

(3) A odoração do Biometano quando necessária deverá atender a norma ABNT NBR 15616.

(4) O ponto de orvalho de água deve ser calculado por meio da norma ISO 18453 quando se usar método para a determinação do teor de água.

Fonte: Adaptado da ANP, Resolução nº 08/2015.

A utilização do biometano possibilita ganhos de sustentabilidade e foca nos objetivos para a propagação do uso de fontes renováveis para geração de energia e diminuição da emissão de gases de efeito estufa. O uso de biometano proveniente do biogás contribuirá para que o Brasil atinja a meta estipulada no acordo de Paris em 2015 (COP-21) que deve diminuir as emissões de dióxido de carbono em 43% até 2030.

Na Figura 3.17 pode-se observar na cor azul o trecho existente de gasoduto de transporte está localizado ao norte do estado de São Paulo e Rio de Janeiro e uma parte do Espírito Santo, com ramificação para o estado de Minas Gerais, porém há linhas novas em estudos para distribuição no estado de Minas Gerais (gasoduto de distribuição em estudo na cor verde), além de um gasoduto de transporte para o estado de Goiás (gasoduto de transporte em estudo na cor amarela).

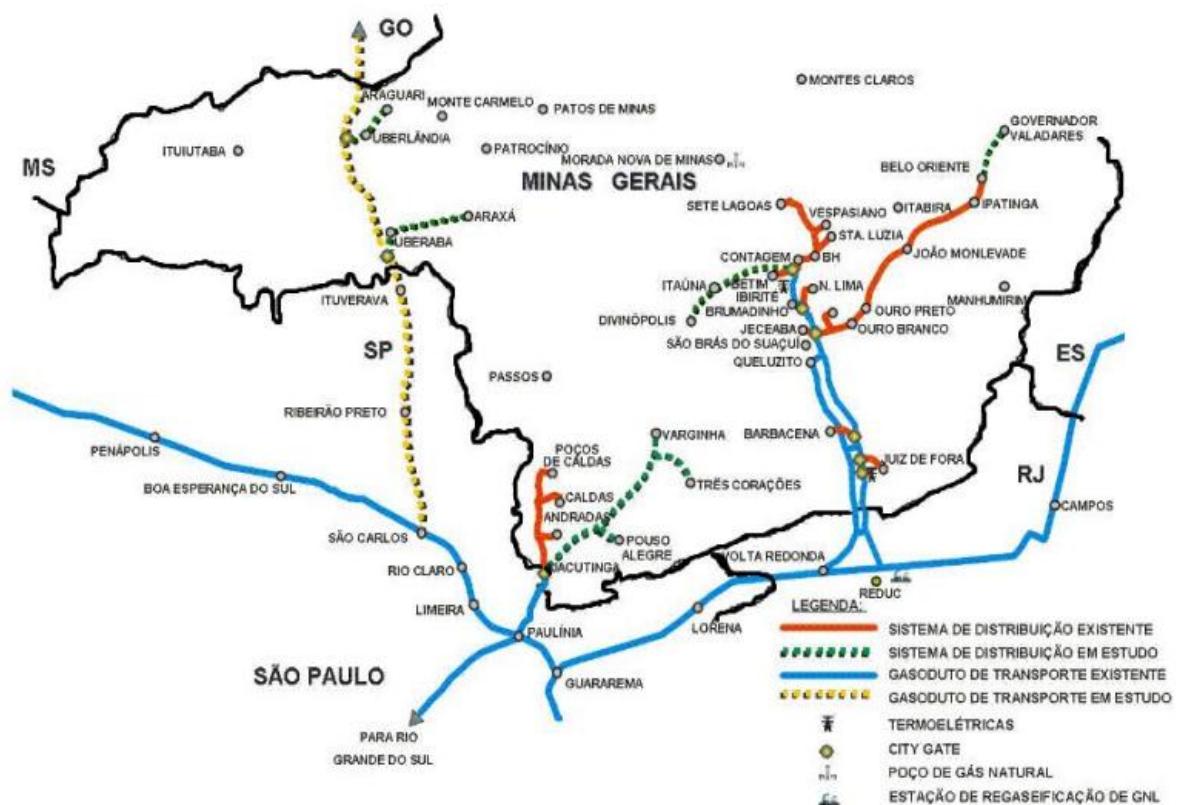


Figura 3.17 – Malha de Gás Natural existente e possíveis ampliações nos estados de SP/GO/MG

Fonte: GASMIG (2016).

A ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) abriu a consulta pública CP 14/2016 com o objetivo de reformular a metodologia de cálculo

da tarifa de transporte nos gasodutos, em função da privatização da malha Sudeste e saída da Petrobras do contrato com a Bolívia que vencerá em dez/2019. Com isso deverá regulamentar procedimentos para substituição do responsável pela operação da malha de gasoduto, em função da presença de operadores privados de suprimento de gás natural, principalmente originado de projetos de GNL (gás natural liquefeito).

Uma iniciativa do Programa Paulista do Estado de São Paulo pelo Decreto nº 58.659 de dez/2012, prevê a obrigatoriedade de um mínimo de biometano no gás natural no estado de São Paulo com foco em biogás produzido a partir da vinhaça.

Conforme Meirelles (secretário de Energia e Mineiração/SP) apresentou na Fenasucro de 2016, no estado de São Paulo há pelo menos 66 usinas que estão aproximadamente a 20 km da rede de gás natural existente, o que possibilita fomentar a instalação de projetos para biogigestão anaeróbica da vinhaça para produção de biogás e biometano para injeção na rede primeiramente nestas plantas.

A ARSESP (Agência Reguladora Saneamento e Energia do Estado de São Paulo) é responsável pela rede de distribuição, comercialização de gás natural e biometano. Em 2011 a ARSESP criou a Deliberação 221/2011 que estabeleceu condições e critérios para prestação de serviço de distribuição de gás canalizado em regiões com atendimento por redes locais, implantadas ou a serem implantadas, que dependam de suprimento de GNC (Gás Natural Comprimido) ou GNL (Gás Natural Liquefeito), além disso, definiu o que a rede local é o conjunto de dutos e demais equipamentos de distribuição que estão isolados do sistema principal da concessionária, atendendo a unidades usuárias.

Em 2016 a ARSESP criou a Deliberação 633/2016 que incluiu o biometano na Deliberação 221/2011 e estabelece que o biometano a ser distribuído via rede local deverá atender as características estabelecidas na Resolução nº 08/2015 da ANP. A ARSESP será responsável por autorizar as aquisições de volumes de biometano.

A ARSESP abriu em outubro de 2016 uma consulta pública para contribuição e elaboração de procedimentos de regulamentação, com o foco de publicar um marco regulatório que contenha as especificações técnicas para acesso à rede de gás, limites das responsabilidades dos fornecedores de biometano, concessionárias distribuidoras, comercializadoras e consumidores e também investimentos. Além

disso avaliar mercado livre de biometano para agentes produtores e comercializadores e modelos de contratos como tipos de fornecimento, permuta, inter-relação entre distribuidoras, vendedores e compradores e um quesito fundamental que é a sazonalidade.

Na Figura 3.18 pode-se verificar que a maior parte do gasoduto de transporte existente se localiza no litoral brasileiro e uma linha da Bolívia até o litoral. A maior parte do gasoduto de distribuição encontra-se no sudeste do estado de São Paulo e não há gasoduto de transporte existente que interligue o gasoduto de transporte ao o centro-oeste do país, apenas está em avaliação conforme dados do EPE (2017).

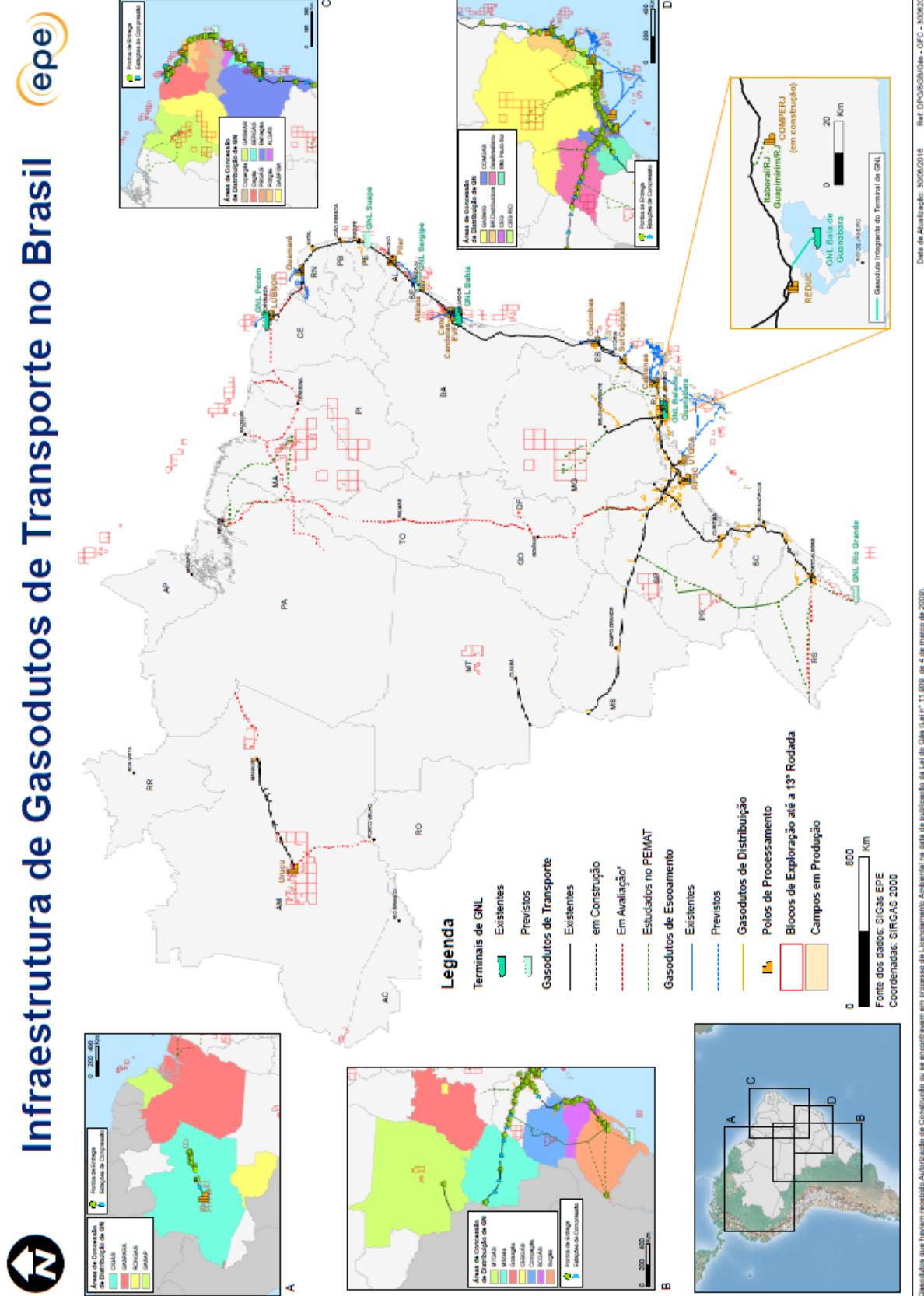


Figura 3.18 – Infraestrutura de Gasodutos de Transporte no Brasil

Fonte: EPE (2017).

4 – ANÁLISE DO INVESTIMENTO

4.1 - Análise Econômica do Investimento

Segundo os autores, como Copeland (2002), Damodaran (1997), Gitman (1997) e Stalla (2000), há diferentes metodologias de avaliação de investimento, e as principais como: *Payback* (Simples e descontado); Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL);

a. Método de *Payback*

Os investimentos (ou diferentes projetos) são comparados entre si em termos de quanto tempo se leva para recuperar o investimento inicial, contabilizando de seus retornos (entradas incrementais de caixa), sendo que, se esses retornos forem iguais, temos:

$$\textbf{Payback} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Fluxo de Caixa Anual}} \quad \text{Equação 4.1}$$

b. Método do Valor Presente Líquido - VPL

O Valor Presente Líquido (VPL) é considerado uma técnica sofisticada de análise de investimento. Para empregá-la corretamente é preciso entender o conceito do valor do dinheiro no tempo, ou seja, o valor do dinheiro hoje é sempre maior que o valor do dinheiro no amanhã.

VPL é a diferença entre o Valor Presente de todos os Fluxos de Caixa do projeto e seu Investimento Inicial.

c. Taxa Interna de Retorno – TIR e Taxa Mínima de Atratividade - TMA

TIR é a taxa que iguala o VP de todos os Fluxos de Caixa futuros com o Investimento Inicial resultando num VPL = 0.

Para avaliação, compara-se a TIR e TMA, sendo que:

- Se a TIR > TMA: o projeto tem uma taxa de retorno maior que a taxa de retorno mínima exigida; aprovaria o projeto;
- Se a TIR = TMA: o projeto estaria obtendo uma taxa de retorno exatamente igual à taxa de retorno mínima exigida; seria indiferente em relação ao projeto;
- Se a TIR < TMA: o projeto estaria obtendo uma taxa de retorno menor que a taxa de retorno mínima exigida; reprovaria o projeto.

Segundo o autor Sanvicente (2004), é importante avaliar 4 propriedades para a escolha do melhor método de avaliação:

- 1^a Propriedade (P1): Levar em conta todas as consequências (fluxos de caixa) de uma decisão de investimento.
- 2^a Propriedade (P2): Levar em conta o custo de oportunidade do capital aplicado.
- 3^a Propriedade (P3): Permitir que alternativas independentes sejam avaliadas como independentes – Propriedade Aditiva.
- 4^a Propriedade (P4): Conduzir à escolha da alternativa que aumenta mais o valor da empresa.

Sendo que:

- VPL: atende às quatro propriedades.
- Apenas *Payback*, TIR e VPL atendem “P1”;
- TIR: atende “P1” e não atende “P2”;

4.2 – Riscos do Investimento

Segundo Finnerty (2006), risco é um fator determinante no projeto de financiamento e implantação, uma vez que é responsável por mudanças inesperadas na capacidade do projeto de pagar os custos, o serviço da dívida e dividendos aos acionistas, se o dinheiro não é suficiente para pagar os credores. Uma iniciativa bem sucedida de financiamento do projeto se baseia em uma análise cuidadosa de todos os riscos que o projeto pode apresentar durante a sua vida econômica, sendo que esses riscos

podem surgir durante a fase de construção, quando o projeto ainda não é capaz de gerar dinheiro, ou durante a fase operacional e os financiadores não financiam um projeto a menos que eles estejam convencidos de que o projeto tem condições de gerar os recursos necessários para o pagamento do financiamento e que estes recursos sejam destinados como prioridade para este fim. Financiar um projeto antes do início da construção, sem proteção contra os riscos financeiros e os vários riscos do negócio, pode expor os financiadores a riscos iguais aos dos sócios.

Um sistema de distribuição de riscos entre os participantes do projeto pode ser através do *Project Finance*. A identificação e a locação dos riscos permitem que a volatilidade das entradas e saídas de caixa do projeto seja minimizada.

Segundo Gatti (2008), o processo de gestão de risco é fundamental em uma estrutura de Project Finance e pode ser resumido em quatro etapas:

1. Identificação dos Riscos;
2. Análise dos Riscos;
3. Transferência dos riscos e sua locação para os Participantes que têm maiores e melhores condições de mitigá-los; e
4. Gestão dos riscos residuais.

Alguns riscos, mesmo após todo o processo de mitigação, permanecem e, por vezes, são inerentes ao setor em que o projeto irá se desenvolver. As experiências e o histórico de sucessos dos participantes podem determinar maior ou menor percepção de risco dos financiadores. A maior parte do tempo locado para estruturar um *Project Finance* que é dedicado ao mapeamento de todos os possíveis riscos do projeto ao longo de sua vida útil ou, pelo menos, até o financiamento estar quitado. O foco não é só a identificação dos riscos, mas, principalmente, a identificação das soluções que podem ser utilizadas para limitar o impacto desses riscos, ou para eliminá-los.

4.3 - Obtenção do Recurso Financeiro para o Investimento

O setor sucroenergético possui uma dependência significativa do maior banco público do país. As taxas de juros e os programas específicos do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) atraem as usinas e toda a indústria brasileira na busca por recursos financeiros. Abaixo será abordado um pouco das políticas de como funciona o sistema do BNDES.

O BNDES conta com três subsidiárias integrais: a FINAME, a BNDESPAR e a BNDES PLC. Juntas, as empresas compreendem o chamado Sistema BNDES.

O FINAME foi criado em 1966, para gerir o então existente Fundo de Financiamento para Aquisição de Máquinas e Equipamentos Novos. Suas atividades são desenvolvidas sob a responsabilidade e com a colaboração do BNDES. A gestão da Agência cabe à sua Junta de Administração, sendo que os objetivos da FINAME são:

- Atender às exigências financeiras da crescente comercialização de máquinas e equipamentos fabricados no País;
- Concorrer para expansão da produção nacional de máquinas e equipamentos, mediante facilidade de crédito aos respectivos produtores e aos usuários;
- Financiar a importação de máquinas e equipamentos industriais não produzidos no País;
- Financiar e fomentar a exportação de máquinas e equipamentos industriais de fabricação brasileira.

A Agência, por decisão da Junta de Administração, pode realizar operações de *acceptance* para suprimento de capital de giro às empresas instaladas em setores industriais básicos de economia.

Os recursos do FINAME são destinados ao financiamento de operações de compra e venda de máquinas e equipamentos de produção nacional e de exportação e importação de máquinas e equipamentos e as operações da Agência são realizadas por intermédio de agentes financeiros intermediários, públicos ou privados.

O BNDESPAR é uma sociedade por ações, constituída como subsidiária integral do BNDES e tem por objetivos:

- Realizar operações visando à capitalização de empreendimentos controlados por grupos privados, observados os planos e políticas do BNDES;
- Apoiar empresas que reúnem condições de eficiência econômica, tecnológica e de gestão e, ainda, que apresentem perspectivas adequadas de retorno para o investimento, em condições e prazos compatíveis com o risco e a natureza de sua atividade;
- Apoiar o desenvolvimento de novos empreendimentos, em cujas atividades se incorporem novas tecnologias;
- Contribuir para o fortalecimento do mercado de capitais, por intermédio do acréscimo de oferta de valores mobiliários e da democratização da propriedade do capital de empresas; e
- Administrar carteira de valores mobiliários, próprios e de terceiros.

O BNDES, na qualidade de Acionista Único, detém plenos poderes para decidir sobre todos os negócios relativos ao objeto social da BNDESPAR e adotar as resoluções que julgar convenientes à sua defesa e ao seu desenvolvimento, cabendo-lhe privativamente, a deliberação sobre matérias de caráter administrativo e gerencial, como a abertura do capital social da subsidiária, emissão de títulos ou valores mobiliários e a apreciação das demonstrações financeiras da BNDESPAR.

Os órgãos de assessoramento, administração e fiscalização da BNDESPAR são, respectivamente, o Conselho de Administração, a Diretoria e o Conselho Fiscal.

O BNDES PLC é uma subsidiária integral do BNDES, constituída no Reino Unido, e tem como principal finalidade a aquisição de participações acionárias em outras companhias, por ser uma *investment holding company*. Inaugurada em novembro de 2009, em Londres, a subsidiária representou a chegada do banco a um dos principais centros financeiros do mundo, constituindo mais uma etapa da expansão das atividades da instituição para fora do Brasil.

Também são objetivos da subsidiária aumentar a visibilidade do banco junto à comunidade financeira internacional e auxiliar de maneira mais efetiva as empresas brasileiras que estão em processo de internacionalização ou aquelas que buscam oportunidades no mercado internacional.

Além de ser um ponto de referência e de apoio para as companhias brasileiras que já possuem presença global, a BNDES PLC é a ponte entre investidores internacionais e as grandes oportunidades de investimento oferecidas pelo Brasil, que possui grande fronteira de investimentos em infraestrutura, sofisticado setor industrial e agronegócio com competitividade única em termos mundiais.

Além disso, com o programa RenovaBio que prevê um incremento de 20 bilhões de litros de etanol por safra até 2030 deverá ser criadas linhas de crédito para possibilitar os investimentos. Além disso será a oportunidade de se aproveitar o seu potencial energético da vinhaça através da biodigestão anaeróbica e produção do biogás e biometano.

A partir de Leis e Decretos estaduais que incentivem a geração de biogás para geração de energia elétrica e biometano há também a necessidade de linhas de crédito para estudar e implementar novos projetos.

Para o estado de São Paulo já há uma linha de financiamento chamada de Linha Economia Verde que financia projetos que minimizem emissão de gases de efeito estufa, substituição de combustíveis fosseis por renováveis, projetos com práticas sustentáveis e de eficiência energética.

Na Figura 4.1 pode-se observar a partir de junho de 2009 começaram a ser aprovadas leis e decretos apoiando a políticas de mudanças climáticas e incentivo a participação de energias renováveis na matriz energética, porém o estado de São Paulo é o que mais apresenta participação nesse processo principalmente com o Programa Paulista de Biogás com o decreto nº 58.659 de dezembro de 2012 que estabelece uma adição de biometano ao gás canalizado do estado. Já em abril de 2013 com o decreto nº 59.038 estabelece a frota com motor a diesel deve ser reduzida substituindo por biogás e/ou biometano.

A resolução APN nº 8 de janeiro de 2015 estabelece as especificações para uso do biometano e para que possa ser injetado no gasoduto existente.

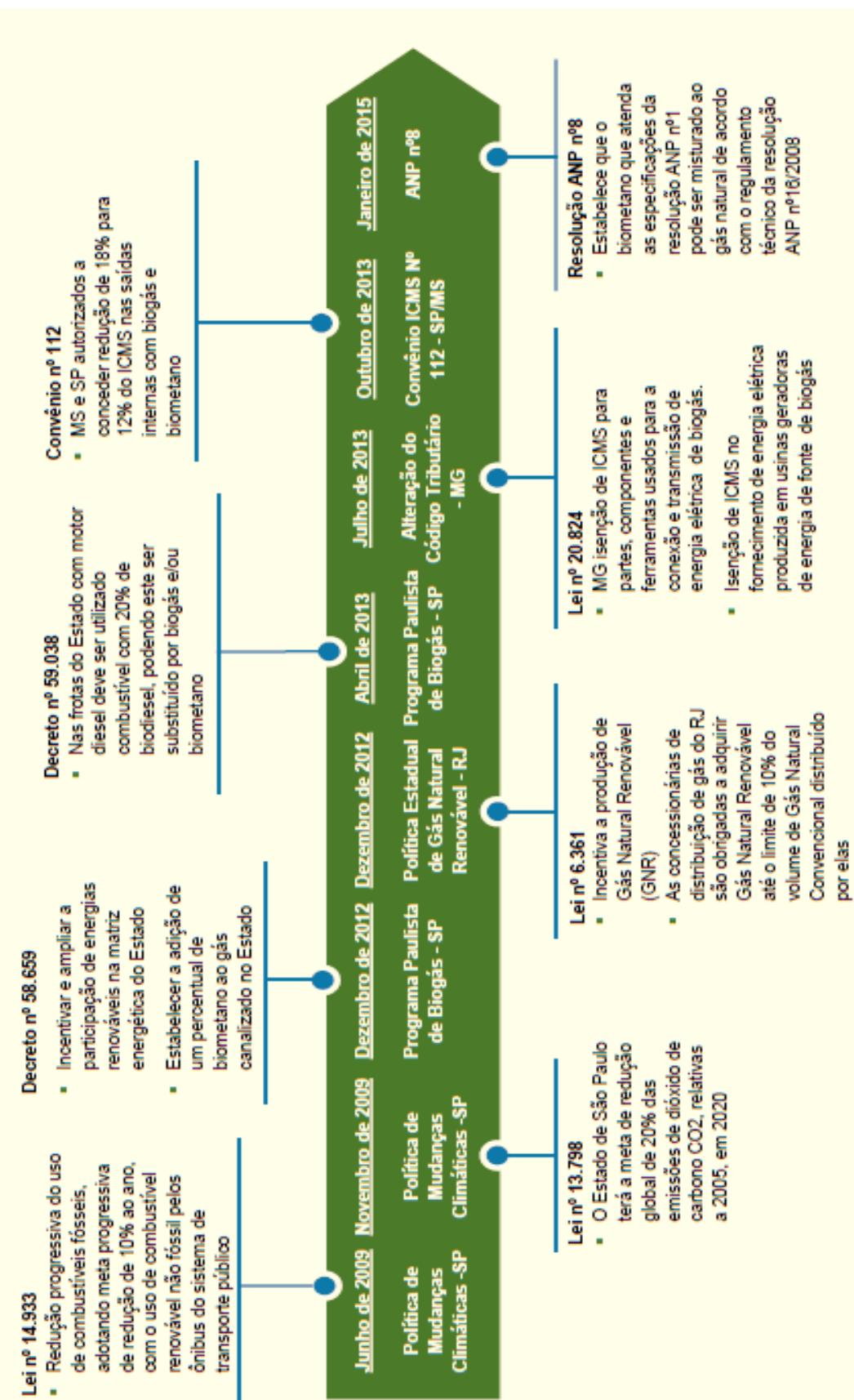


Figura 4.1 Ambiente Regulatório para Gás Natural na Matriz Energética Brasileira

Fonte: GeoEnergética (2015).

5 – ESTUDO DE CASO

5.1 – Dados da Planta Existente para o Estudo de Caso

O estudo de caso avaliará uma usina localizada no estado de Goiás na divisa com Mato Grosso do Sul conforme representa a Figura 5.1



Figura 5.1 – Localização da Usina do Estudo de Caso

Fonte: Google Mapas (2017).

Por uma questão de dados confidenciais não será divulgado o nome da unidade.

Neste estudo de caso será avaliada a geração de biogás a partir da biodigestão anaeróbica da vinhaça de forma modular.

Esta planta existente processa toda a cana apenas para produção de etanol hidratado.

Essa planta produz 100 m³/h de etanol ou 2400 m³/dia a partir de caldo evaporado, processando 1068t/h de cana conforme dados da tabela 5.1. A fermentação trabalha com o teor alcoólico na faixa de 12 ° GL.

Tabela 5.1 – Tabela de Moagem e Produção

Capacidade (t cana/safra)	Dias Efetivos	Cana balança (t/h)	Palha Separada (t/h)	Moagem efetiva /t/h)	Etanol Hidratado (m ³ /dia)
6.250.000	227	1146	76	1068	2400

Fonte: Adaptado de Procknor Engenharia (2017)

Esta planta processa a cana-de-açúcar para produção de etanol hidratado e geração de energia elétrica no período da safra que normalmente inicia no mês de março e encerra em dezembro.

A entressafra nesta planta ocorre no mês de janeiro, quando a planta não faz a moagem da cana-de-açúcar, porém gera energia elétrica a partir do excesso de bagaço que há no pátio para cumprir o contrato de venda de energia.

O período de parada para manutenção dessa planta é de apenas 30 dias, o que é extremamente pequeno em relação a outras unidades. Nesta planta é essencial o planejamento para as paradas programadas e manutenções preventivas para garantizar a operatividade da planta conforme o esperado.

Conforme a tabela 5.2 as horas totais do período de safra é de 7440 h, porém as horas efetivas de safra são 5.454 h, pois considera a eficiência de tempo de safra de 73,3% (que é o tempo parado devido a chuvas ou quebras de equipamentos para manutenção corretiva durante a safra). Esse período que a planta fica sem operação da moenda devido a fatores como chuva, entra como horas de safrinha (1986h).

Para o estudo de caso será usada as horas efetivas de safra (5454h), pois é o período que realmente a planta está com operação da moenda, produzindo etanol e vinhaça para a planta de biogás.

Tabela 5.2 – Período de Operação e Eficiência da Planta

SAFRA 2017			
	Horas Totais	Eficiência (%)	Horas Efetivas
Safra	7.440	73,3	5.454
Safrinha (*)	1.986	96	1788
Entressafra (**)	600	96	540
Manutenção	720	-	
Total	8.760	-	7782

(*) Safrinha: Período de safra com moenda parada haverá apenas produção de energia com bagaço disponível.

(**) Entressafra: Período após a safra com operação prevista considerando a utilização de bagaço excedente.

Fonte: Adaptado de Procknor Engenharia (2017)

5.2 – Premissas para o Estudo de Caso

Nesta planta como a produção de etanol é proveniente somente de caldo evaporado, a DQO pode variar de 15.000 a 33.000 mg/IO₂ conforme dados da *tabela 3.1* (SOPRAL, 1986).

Para o estudo de caso será adotada a DQO de 25.000 mg/l ou 25 kg/m³.

Para esta planta há a geração de 12 litros de vinhaça por litro de etanol hidratado produzido, portanto para produzir 100m³/h de etanol essa planta gera 1.200m³/h ou 28.800 m³/dia de vinhaça com uma moagem horária de 1068 tc/h.

Nesta planta não há concentração de vinhaça e não será considerada a instalação de concentradores de vinhaça para o estudo de caso e geração de biogás.

Na Figura 5.2 apresenta o circuito de vinhaça existente. A planta já possui um sistema de regeneração de caldo com vinhaça que resfria a vinhaça a 70°C. Após a regeneração a vinhaça é encaminhada as torres de resfriamento que resfria toda a vinhaça até 45°C. Na saída das torres, a vinhaça escoa por gravidade até o tanque denominado N°01 com capacidade de armazenamento de 5.000 m³. Desse tanque a vinhaça é bombeada para um segundo tanque denominado N°02 com capacidade de armazenamento de 5.000 m³. A vinhaça é bombeada do tanque N°02 para a lavoura que será aplicada através de pivôs lineares.

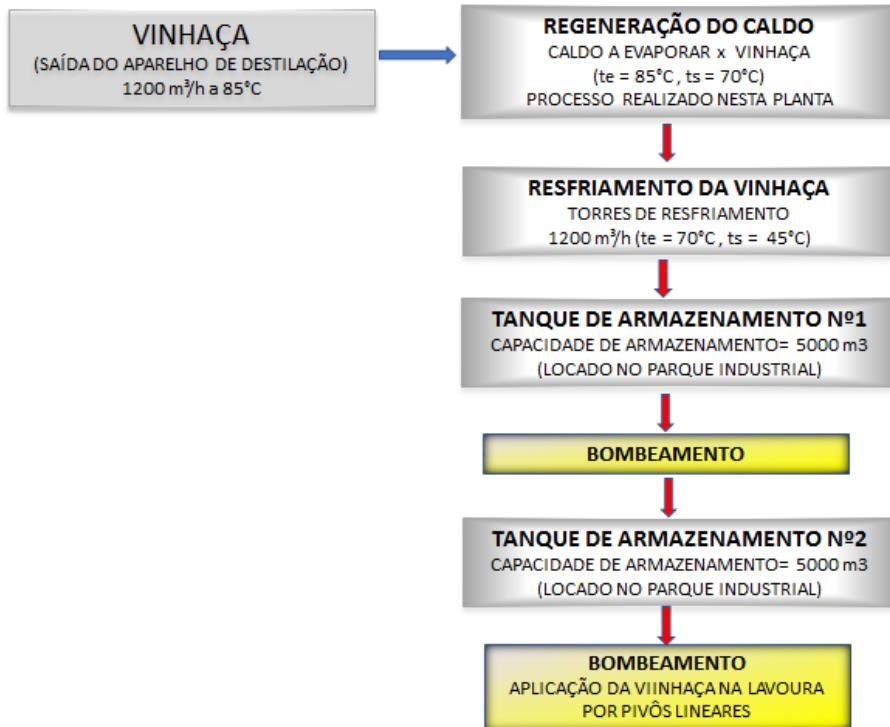


Figura 5.2 –Processo do Circuito da Vinhaça Existente na Usina

Fonte: Elaborado pela Autora (2017)

Em contato com a Paques, líder em tecnologia de biodigestores anaeróbicos, foi informado pelo engenheiro Paulo de Lamo que se o objetivo é a geração de biogás para substituição da frota, o biodigestor é projetado para tratar aproximadamente 30% da produção de vinhaça. Como serão comparadas as tecnologias para aproveitamento do biogás, será considerada a 30% da capacidade total da vazão de vinhaça conforme os dados apresentados na tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Resultados para Quantidade de Vinhaça a ser Tratada

Significado e Símbolo	Unidade	Valor	Referência
Produção de Etanol Hidratado (PE)	m³/h	100	Tabela 5.1
Relação de etanol/vinhaça (E/V)	-	12	Ref. Usina
Percentual adotada de vinhaça a ser tratada com Biogigestão Anaeróbica (%BA)	%	30	Ref. Paques / Adotada
Demandas Químicas de Oxigênio (DQO)	Kg/m³	25	Ref. Paques / Adotada

RESULTADOS	EQUAÇÃO		
Geração de Vinhaça (GV)	m³/h	1200	$GV = PE * (E/V)$
Vazão de Vinhaça a ser tratada no Biodigestor (VT)	m³/h	360	$VT = GV * (%BA)$
Carga Orgânica a ser Tratada (CO)	Kg /h	9000	$CO = DQO * VT$

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

Após a biodigestão anaeróbica dos 360 m³/h da vinhaça que será tratada e com a DQO reduzida, essa vazão será direcionada para o mesmo tanque de vinhaça para continuar no mesmo circuito da vinhaça conforme é representado na Figura 5.3.

Para a geração de biogás a Paques informou que o biodigestor anaeróbico ICX gera 7 Nm³ biogás/ m³ de vinhaça com teor de metano na faixa de 60 a 65%, e para este estudo de caso será adotado 63% de metano no biogás.

Da geração de vinhaça que corresponde a 1200 m³/h, 360 m³/h será desviado e direcionado para ser tratado com a biodigestão anaeróbica (*Equação 5.2*), e o restante da vinhaça continuará sendo direcionada para o tanque de vinhaça Nº1 (*in natura*).

Os tratamentos aplicados após a geração do biogás dependerão do uso final desse gás. Os usos mais comuns do biogás após a biodigestão anaeróbica estão representados na Figura 5.4.

Com isso, essa planta terá um potencial de geração de biogás de 13.744.080 Nm³/safra a partir de 360 m³/h de vinhaça (ver Tabela 5.4).

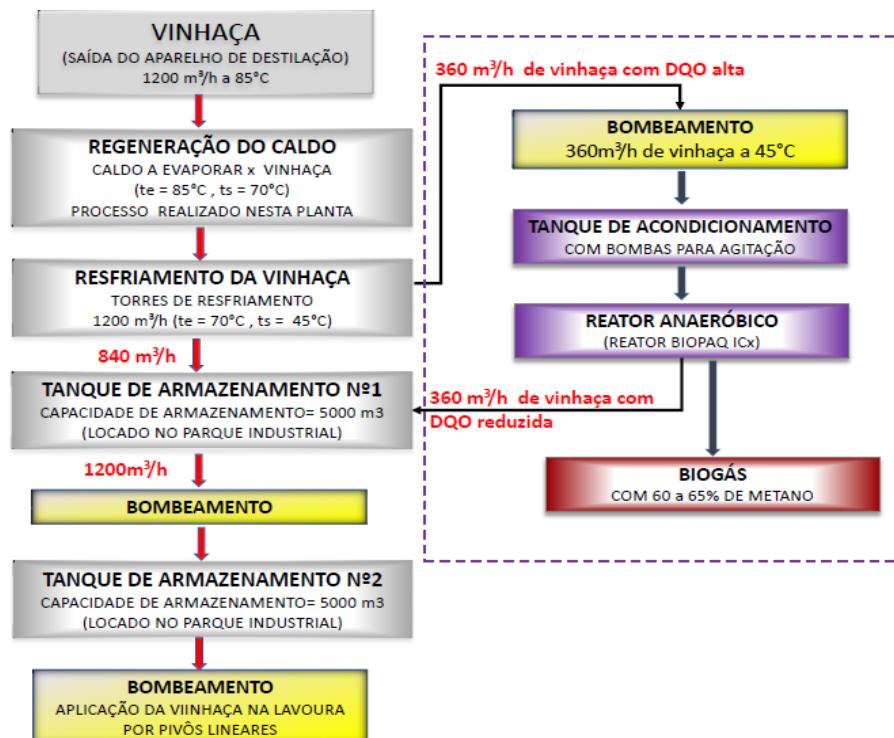


Figura 5.3 – Modificação Proposta do Circuito da Vinhaça para Biodigestão Anaeróbica na Usina

Fonte: Elaborado pela Autora (2017)

Tabela 5.4 – Resultados para Produção de Biogás e Biometano

Significado e Símbolo	Unidade	Valor	Referência	
Vazão de Vinhaça a ser tratada no Biodigestor (VT)	m ³ /h	360	<i>Equação 5.2</i>	
PCI do Biogás (PCIB)	kJ/m ³	19500	<i>Ref. Tabela 3.2</i>	
Percentual adotado de Metano (CH ₄) no Biogás de Vinhaça (% CH ₄)	%	63	<i>Ref. Paques (BioPaq ICX)</i>	
Horas Efetivas de Safra (HE)	h	5454	<i>Ref. Tabela 5.2</i>	
Taxa de Remoção DQO após Biodigestão (TR)	%	65	<i>Ref. Paques (BioPaq ICX)</i>	
Nm ³ de Biogás/m ³ de vinhaça (VB)	Nm ³	7	<i>Ref. Paques (BioPaq ICX)</i>	
Demanda Química de Oxigênio (DQO)	Kg/m ³	25	<i>Adotado</i>	
RESULTADOS		EQUAÇÃO		
Geração de Biogás (GB)	Nm ³ /h	2.520	$GB = VT * VB$	<i>Equação 5.5</i>
Geração de Biogás (GBS)	Nm ³ /safra	13.744.080	$GBS = GB * HE$	<i>Equação 5.6</i>
Quantidade de DQO removida (DQOR)	Kg/h	5.850	$DQOR = DQO * VT * TR$	<i>Equação 5.9</i>
Quantidade de DQO removida (DQORS)	Kg/safra	31.905.900	$DQORS = DQOR * HE$	<i>Equação 5.10</i>

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

5.3 – Utilização do Biogás e Biometano

Conforme o estudo de caso é possível gerar 2.520 Nm³/h (*Equação 5.2*) de biogás com o PCI na faixa de 19.500 kJ/m³ (*Tabela 3.2*) a partir de 360m³/h de vinhaça a ser tratada com biodigestão anaeróbica.

Será mostrado no próximo item um diagrama simplificado e as etapas para cada uso do biogás após a biodigestão. Na Figura 5.4 representa os usos do biogás após o tratamento de dessulfurização.

Neste estudo de caso não será considerado o uso do biogás em caldeiras para geração de vapor.

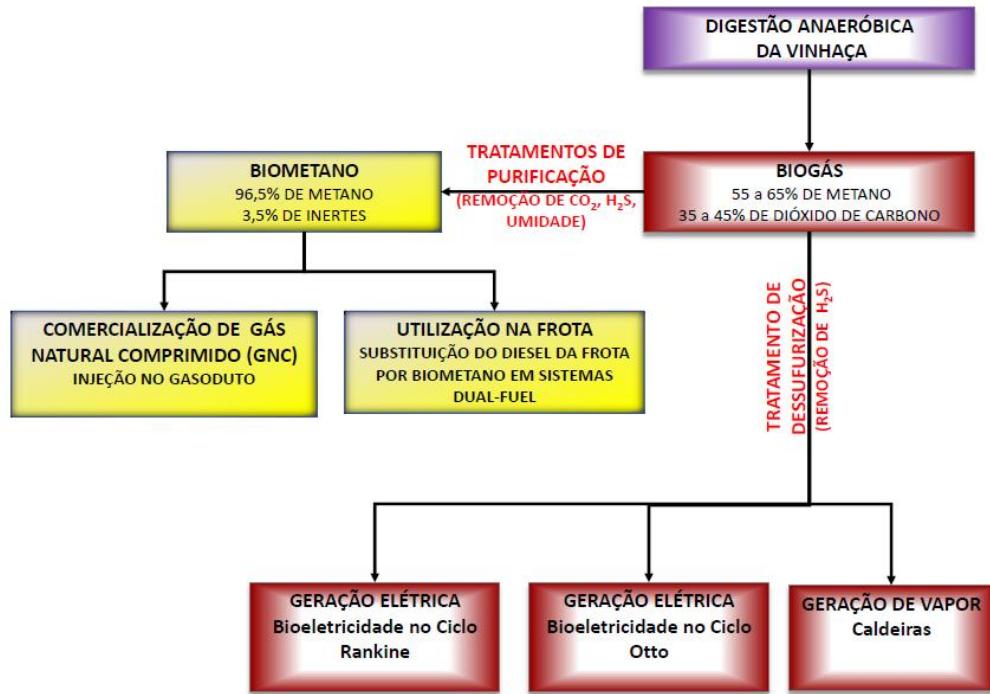


Figura 5.4 – Usos do Biogás Após a Biogigestão da Vinhaça

Fonte: Adaptado de Paques, elaborado pela Autora (2017)

5.3.1 – Utilização do Biogás para Geração de Energia Elétrica em Motores Estacionários

Do biodigestor anaeróbico tipo ICX (modelo da Paques) o biogás é direcionado ao gasômetro que trabalha com pressão interna de 150 a 200 mmca. Por segurança há um queimador (*flare*) acoplado ao gasômetro caso a pressão interna aumente e ultrapasse a pressão de projeto, o biogás contido no gasômetro é aliviado para queimador, liberando apenas gases de combustão na atmosfera. Em condições normais de operação o biogás sai do gasômetro e é encaminhado para o tratamento de dessulfurização, poia para geração de energia elétrica a partir do biogás em um motor de combustão interna (MCI) tipo estacionário, é necessário à remoção do sulfeto de hidrogênio para não corroer e oxidar as partes internas do equipamento conforme representado na Figura 5.5.

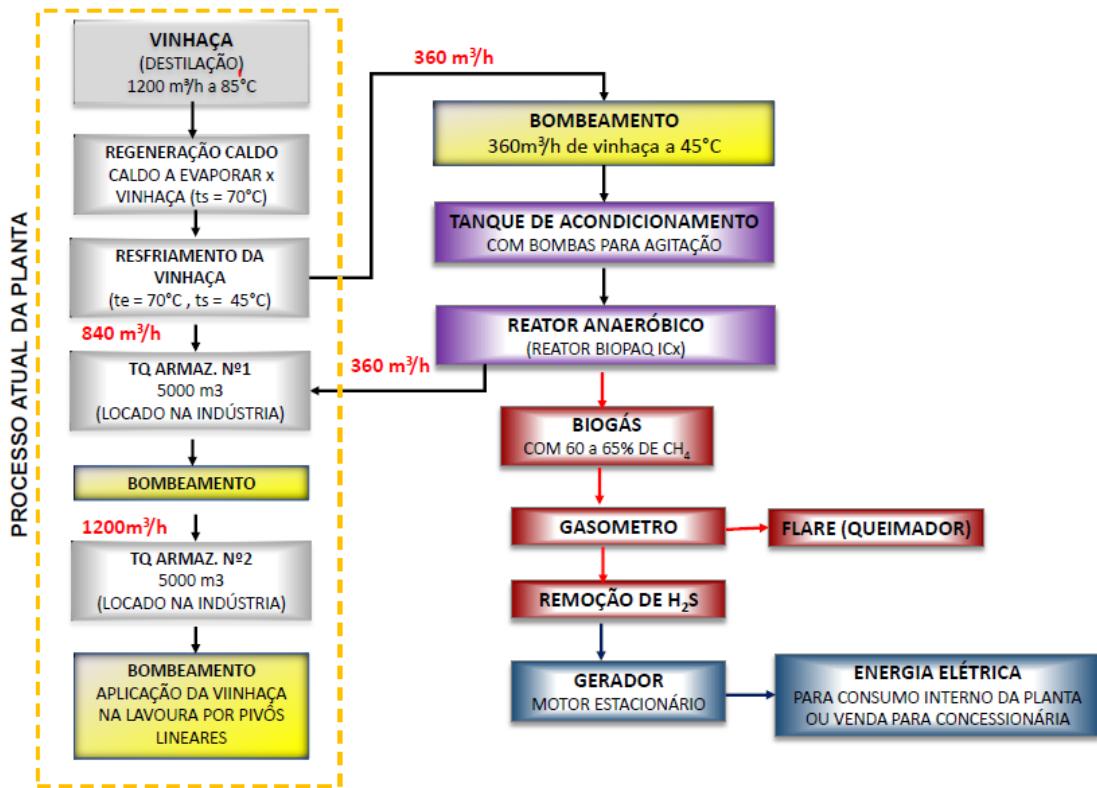


Figura 5.5 – Diagrama para uso do Biogás em Motores Estacionários

Fonte: Elaborado pela Autora, com base em informações da Paques (2017)

Para essa purificação será adotado o sistema de dessulfurização da Paques, modelo ThioPaq, com eficiência de 99,5% da remoção de H₂S. Esse sistema opera com regeneração da soda caustica que diminuiu o consumo de soda caustica na operação do sistema. O sistema detalhado foi abordado no item 3.5.1.3 e está representado na Figura 3.11. O sistema de dessulfurização da Paques modelo ThioPaq será o mesmo para todas as opções de utilização de biogás neste estudo de caso.

Para consumo de energia elétrica da planta de biogás foi estimado 350 kWh (Poveda 2014), o que corresponde a 1.909 MWe/safra (Equação 5.12).

Nesta planta foi adotada uma perda de biogás por vazamento de 2% pois conforme informações da Paques o biodigestor modelo ICX apresenta no projeto melhores vedações nas juntas do equipamento o que diminui as perdas de biogás no processo, em reatores modelo UASB essas perdas por vazamento podem chegar até 5% se não forem feitas manutenções periódicas.

A energia térmica produzida com o biogás será de 262.649.369 MJ/safra (Equação 5.11) para uma geração de energia elétrica para exportação de 19.266 MWhe/safra

(Equação 5.14) e uma potência elétrica instalada de 4 MWe (Equação 5.15) conforme dados e cálculos apresentados na tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Resultados para Produção de Energia Elétrica em Motores Estacionários de Combustão Interna (MCI)

Significado e Símbolo	Unidade	Valor	Referência	
PCI do Biogás (PCIB)	kJ/m ³	19.500	Ref. Tabela 3.2	
Geração de Biogás (GB)	Nm ³ /h	2.520	Equação 5.5	
Geração de Biogás por Safra (GBS)	Nm ³ /safra	13.744.080	Equação 5.6	
Perda de Biogás por Vazamento (PBV)	%	2	Ref. Paques	
Fator de Conversão <i>kJ/h</i> para <i>kW</i> (FJW)		2,78E-04	Ref. Tab. Conversão	
Eficiencia do Motor Estacionário (EM)	%	29	Adaptado de Poveda (2014)	
Horas Efetivas de Safra (HE)	h	5.454	Ref. Tabela 5.2	
Consumo de Energia Elétrica da Planta de Biogás (CEB)	kWh	350	Estimado a partir de Poveda (2014)	
RESULTADOS		EQUAÇÃO		
Energia Termica Produzida com biogás por Safra (ETBS)	MJ/safra	262.649.369	$ETBS = GBS * (1 - PBV) * PCIB$	Equação 5.11
Consumo Elétrico da Planta de Biogás por Safra (CEBS)	MWh/safra	1.909	$CEBS = CEB * HE$	Equação 5.12
Energia Elétrica Gerada por Safra (EES)	MWh/safra	21.175	$EES = ETBS * EM * FJW$	Equação 5.13
Energia Elétrica Gerada por Safra para Venda (Exportação) (EEX)	MWh/safra	19.266	$EEX = EES - CEB$	Equação 5.14
Potência Elétrica de Geração Instalada (PEI)	MWe	4	$PEI = (ETBS * EM) / HE$	Equação 5.15

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

5.3.2 – Utilização do Biogás para Geração de Biometano e Uso Veicular

Após a biodigestão anaeróbica da vinhaça, para uso veicular, o biogás deverá passar pelo processo de purificação (remoção de sulfeto de hidrogênio, dióxido de carbono e gases inertes) gerando o biometano.

Segundo Poveda (2014) o uso do biometano pode ser usado em motores a gasolina e motores a diesel fazendo alterações no tanque de combustível, no motor e chassi do automóvel ou caminhão. O biometano para uso veicular é comprimido a uma faixa de pressão de 200bar para armazenamento em cilindros de alta pressão. Os motores a diesel podem ter a operação bi-combustível (diesel e biometano) sendo a ignição por injeção de combustível piloto e outra operação pode ser somente com biometano

utilizando o sistema de ignição por faísca e para isso o motor a diesel é transformado para trabalhar no ciclo Otto, retirando os injetores e instalando velas, além de instalar um carburador e diminuir a taxa de compressão. Para motores que trabalham com o ciclo Otto, a modificação para funcionar com biometano é mais simples, é possível fazer a troca o sistema de injeção do combustível e regular os sensores que controlam a mistura de ar e combustível do motor. Na Figura 5.6 apresenta as fases de geração do biometano para uso veicular.

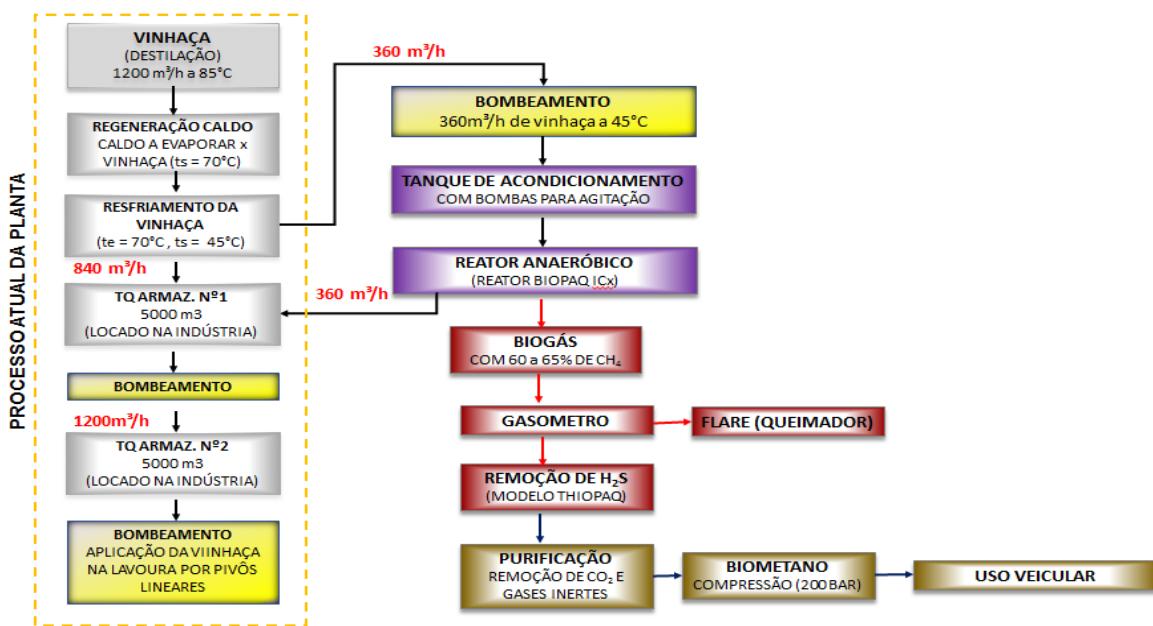


Figura 5.6 – Diagrama para uso do Biogás para Produção de Biometano e Uso Veicular

Fonte: Elaborado pela Autora, com base em informações da Paques (2017)

Para atender o consumo de energia elétrica da planta de biometano para uso veicular na safra de 7.077 MWh/safra (*Equação 5.19*), que inclui as etapas de biodigestão, purificação e compressão do GNV, e para suprir essa demanda elétrica com geração elétrica em um motor MCI será necessário 4.505.045 Nm³/safra (*Equação 5.20*), ver resultados na Tabela 5.6

Segundo orientação da professora Vanessa Pecora (2017) a relação de volume de biometano e biogás após as etapas de purificação e compressão é de 50%, ou seja, 50% do biogás é transformado em biometano na saída da planta de purificação e compressão que gerará um volume de 4.619.518 Nm³/safra (*Equação 5.51*) para uso como combustível na frota da usina ou venda desse gás como GNV para distribuidoras de Goiás, Mato Grosso ou Mato Grosso do Sul, ver resultados na Tabela 5.7

Tabela 5.6 – Resultados para consumo de Biogás para suprir a demanda de energia elétrica da planta de Biometano para Geração do GNV (Gás Natural Veicular)

Significado e Símbolo	Unidade	Valor	Referência
Consumo Elétrico da Planta de Biogás por Safra (CEBS)	MWh/safra	1.909	CEBS = CEB * HE <i>Equação 5.12</i>
Geração de Biogás (GBS)	Nm ³ /safra	13.744.080	GBS = GB * HE <i>Equação 5.6</i>
Horas Efetivas de Safra (HE)	h	5.454	<i>Ref. Tabela 5.2</i>
Relação para Consumo de Energia Elétrica para Purificação do Biogás (EEPB)	kWh/ Nm ³	0,25	<i>Ref. Poveda (2014)</i>
Relação para Consumo de Energia Elétrica para Compressão do GNV (EECB)	kWh/ Nm ³	0,2	<i>Ref. Poveda (2014)</i>
PCI do Biogás (PCIB)	kJ/kg	19.500	<i>Ref. Tabela 3.2</i> <i>Adaptado de Poveda (2014)</i>
Eficiencia do Motor Estacionário (EM)	%	29	

RESULTADOS	EQUAÇÃO		
Consumo de Energia Elétrica para Purificação do Biogás (CEEPB)	MWh/safra	3.436	CEEPB= EEPB*GBS <i>Equação 5.17</i>
Consumo de Energia Elétrica para Compressão do Biometano (CEECMS)	MWh/safra	1.732	CEECMS = ECB*GMS <i>Equação 5.18</i>
Consumo Total de Energia Elétrica para Geração do GNV (CEEVS)	MWh/safra	7.077	CEEVS = CEEPB+CEECMS+CEBS <i>Equação 5.19</i>
Volume de Biogás para Geração de Energia Elétrica para Planta GNV por Safra (BGEV)	Nm ³ /safra	4.505.045	BGEV= CEEVS/(PCIB*EM) <i>Equação 5.20</i>
Potência Elétrica Instalada para Atender a Demanda da Planta de GNV (PEIB)	MWe	1,30	PEIB = CEEVS/HE <i>Equação 5.21</i>

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

Tabela 5.7 – Resultados de Geração de GNV (Gás Natural Veicular)

Significado e Símbolo	Unidade	Valor	Referência
Geração de Biogás (GBS)	Nm ³ /safra	13.744.080	GBS = GB * HE <i>Equação 5.6</i>
Volume de Biogás para Geração de Energia Elétrica para Planta de Biometano para Uso Veicular por Safra (BGEV)	Nm ³ /safra	4.505.045	BGEV= CEEVS/(PCIB*EM) <i>Equação 5.20</i>
Relação de Volume de Biometano após Purificação do Biogás (% CH4P)	%	50	<i>Ref. Prof. Vanessa Pecora (PECE)</i>
RESULTADOS	EQUAÇÃO		
Volume de Biogás para Planta de Purificação e Geração de GNV (VBVS)	Nm ³ /safra	9.239.035	VBVS=GSB-BGEV <i>Equação 5.50</i>
Volume de GNV (Biometano) na Saída da Planta Tratamento (VBUV)	Nm ³ /safra	4.619.518	VBUV=VBVS*(% CH4P) <i>Equação 5.51</i>

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

5.3.3 – Utilização do Biogás para Geração de Biometano e Produção de GNC (Gás Natural Comprimido) para Injetar no Gasoduto

Para injetar no gasoduto o biogás passará pelo projeto de purificação (remoção de sulfeto de hidrogênio, remoção de dióxido de carbono e gases inertes) gerando o biometano e atender as características do gás natural pela resolução Nº 8 da APN (2015) conforme Tabela 3.3.

Conforme COMGAS (2017), esse gás natural comprimido (GNC) deverá passar por compressores que trabalham entre 7 a 32 bar e injetado no gasoduto mais próximo a planta de geração, sendo que a pressão pode variar conforme a empresa responsável pela concessão do gasoduto próximo a planta de geração do GNC . Na Figura 5.7 apresenta as fases de geração do biometano para injetar na rede.

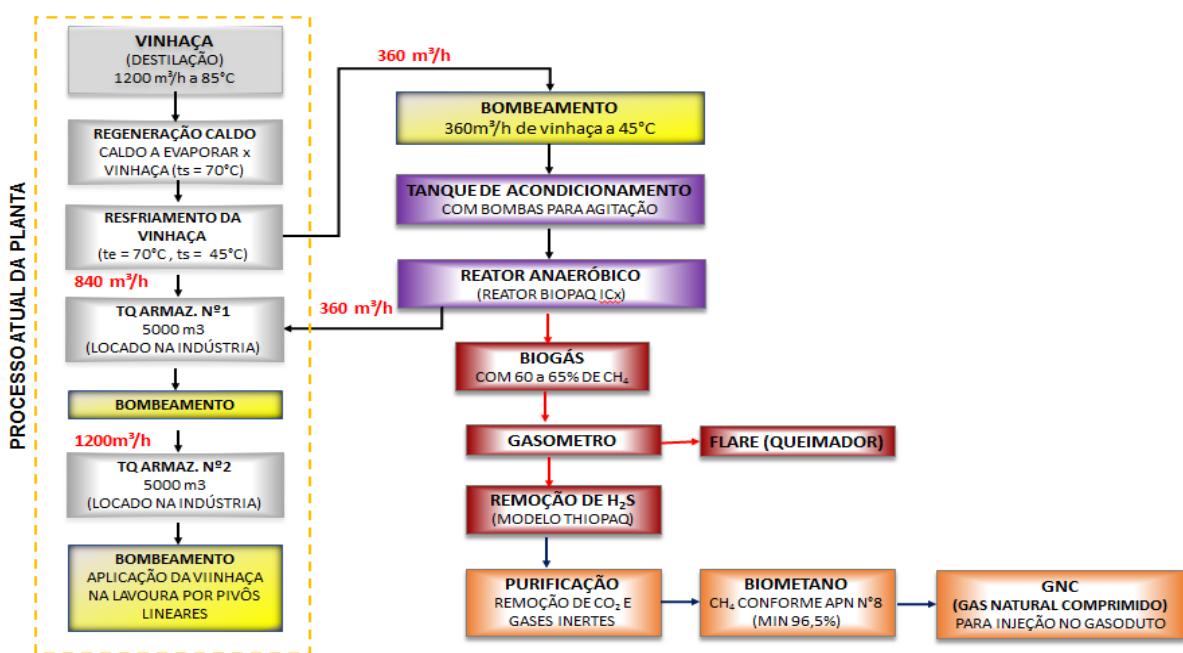


Figura 5.7 – Diagrama para uso do Biogás para Produção de Biometano e Injeção de GNC (Gas Natural Comprimido) no Gasoduto

Fonte: Elaborado pela Autora (2017)

Para consumo de energia elétrica da planta de biogás foi estimado 350 kWh o que corresponde a 1.909 MWe/safra (*Equação 5.12*). Os processos de purificação e compressão para geração do GNC consumirá na safra 6.376 MWh/safra (*Equação 5.26*), e para suprir essa demanda elétrica com geração elétrica em um motor MCI será necessário um volume de 4.058.818 Nm³/safra de biogás (*Equação 5.27*).

Tabela 5.8 – Resultados para consumo de Biogás para suprir a demanda de energia elétrica da planta de Biometano para Produção de GNC (Gás Natural Comprimido)

Significado e Símbolo	Unidade	Valor	Referência
Consumo Elétrico da Planta de Biogás por Safra (CEBS)	MWh/safra	1.909	CEBS = CEB * HE <i>Equação 5.12</i>
Geração de Biogás (GBS)	Nm ³ /safra	13.744.080	GBS = GB * HE <i>Equação 5.6</i>
Relação de Volume de Biometano após Purificação do Biogás (% CH4P)	%	50	<i>Ref. Prof. Vanessa Pecora (PECE)</i>
Horas Efetivas de Safra (HE)	h	5.454	<i>Ref. Tabela 5.2</i>
Relação para Consumo de Energia Elétrica para Purificação do Biogás (EEPG)	kWh/ Nm ³	0,25	<i>Ref. Poveda (2014)</i>
Consumo de Energia Elétrica para Compressão do Biometano - Aprox. 7 bar - Injetar no gasoduto (EECG)	kWh/ Nm ³	0,15	<i>Ref. Poveda (2014)- Adaptado</i>
PCI do Biogás (PCIB)	kJ/kg	19.500	<i>Ref. Tabela 3.2</i>
Eficiencia do Motor Estacionário (EM)	%	29	<i>Adaptado de Poveda (2014)</i>
RESULTADOS		EQUAÇÃO	
Volume de Biometano na Saída da Planta Purificação por Safra (VGNC)	Nm ³ /safra	6.872.040	VGNC=GSB*(% CH4P) <i>Equação 5.23</i>
Consumo de Energia Elétrica para Purificação do Biogás - GNC Para Injetar no Gasoduto (CEEPG)	MWh/safra	3.436	CEEPG= EEPG*GBS <i>Equação 5.24</i>
Consumo de Energia Elétrica para Compressão do GNC (CEECGS)	MWh/safra	1.031	CEECGS = EECG*VGNC <i>Equação 5.25</i>
Consumo Total de Energia Elétrica para GNC na Safra (CEEKS)	MWh/safra	6.376	CEEKS = CEEPG+CEECGS+CEBS <i>Equação 5.26</i>
Volume de Biogás para Geração de Energia Elétrica para Planta de GNC na Safra (BGEGS)	Nm ³ /safra	4.058.818	BGEGS= CEEGS/(PCIB*EM) <i>Equação 5.27</i>
Potência Elétrica Instalada para Atender a Demanda da Planta de GNC (PEIBG)	MWe	1,17	PEIBG = CEEGS/HE <i>Equação 5.28</i>

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

Segundo orientação da professora Vanessa Pecora (2017) a relação de volume de biometano e biogás após as etapas de purificação e compressão é de 50%, ou seja, 50% do biogás é transformado em biometano na saída da planta de purificação e compressão que gerará um volume de 4.842.631 Nm³/safra (*Equação 5.29*) para injetar no gasoduto conforme cálculos apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Resultados para volume de GNC e Injetar no Gasoduto

Significado e Símbolo	Unidade	Valor		Referência
Geração de Biogás (GBS)	Nm3/safra	13.744.080	GBS = GB * HE	Equação 5.6
Relação de Volume de Biometano após Purificação do Biogás (% CH4P)	%	50		Ref. Prof. Vanessa Pecora (PECE)
Volume de Biogás para Geração de Energia Elétrica para Planta de GNC na Safra (BGEGS)	Nm3/safra	4.058.818	BGEGS= CEEGS/(PCIB*EM)	Equação 5.27
RESULTADOS				EQUAÇÃO
Volume de GNC para ser Comercializado (VGNCV)	Nm3/safra	4.842.631	VGNCV= (GSB-BGEGS)*(% CH4P)	Equação 5.29

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

5.4 – Custos para Instalação do Sistema de Biodigestão Anaeróbica e Dessulfurização

Para instalação dos sistemas apresentados nos itens 5.3.1 a 5.3.3 serão apresentados os custos totais de instalação baseado em referências de fornecedores.

Para o sistema de biodigestão anaeróbico para tratar 360m³/h de vinhaça em reator BIOPAQ ICx da Paques e para geração de 2.520 Nm³/h de biogás (Equação 5.5) serão necessários e considerados os custos para os seguintes itens:

- 2 reatores de 4500m³;
- tanque de agitação;
- bombas centrífugas;
- instrumentos e malhas de controle;
- gasômetro;
- queimador (*flare*);
- tubulações e válvulas manuais;
- base civil e escavações;
- equipamentos auxiliares, estruturas e edifícios;
- montagem mecânica, elétrica e de instrumentação; e
- comissionamento.

Conforme os itens necessários para instalação completa do sistema de biodigestão anaeróbica na usina estão na faixa de R\$ 16.800.000,00 conforme informado pela Paques (Nov/2017).

Para a dessulfurização para tratar 2.520 Nm³/h de biogás (*Equação 5.5*) com 63% de metano e retirar aproximadamente 1,5% de sulfeto de hidrogênio (15.000ppm) com o sistema da THIOPAQ da Paques, serão necessários e considerado para os custos para os seguintes itens:

- reatores biológicos;
- sopradores de ar;
- decantador;
- instrumentos e malhas de controle;
- tubulações e válvulas manuais;
- base civil;
- montagem mecânica, elétrica e de instrumentação; e
- comissionamento.

Conforme os itens necessários para instalação completa na usina do sistema de dessulfurização estão na faixa de R\$ 4.200.000,00 conforme informado pela Paques (Nov/2017).

O custo total para instalação do sistema de biodigestão anaeróbica e dessulfurização está na faixa de R\$ 21.000.000,00 (*Equação 5.31*). Esse valor corresponde ao total para entrega ao cliente da planta funcionando, ou seja, como é chamado no mercado como projeto “chave na mão”.

Esse custo de R\$ 21.000.000,00 (*Equação 5.31*) será para todos os usos do biogás neste estudo de caso, ver Tabela 5.10. Para o uso do biogás para geração de energia elétrica será considerado o custo adicional do motor de combustão interna (MCI). Para o uso do biogás como biometano para uso veicular e injeção no gasoduto será considerado o custo adicional do sistema de purificação e compressão.

A Figura 5.8 representa o layout de instalação para o sistema completo da planta de biodigestão anaeróbica e dessulfurização.



Figura 5.8 – Layout em 3D para a Planta de Biodigestão Anaeróbica e Dessulfurização

Fonte: Fornecido por Paques (2017)

Tabela 5.10 – Custos para Instalação do Sistema de Biodigestão Anaeróbica e Dessulfurização

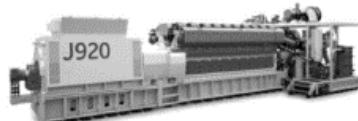
Significado e Símbolo	Unidade	Valor	EQUAÇÃO	Referência
Geração de Biogás (GBS)	Nm3/safra	13.744.080	$GBS = GB * HE$	<i>Equação 5.6</i>
Custo Sistema Completo Bidigestão Anaeróbica ICx (Equipamentos, Instalação e Comissionamento) (CBP)	R\$	16.800.000,00		<i>Ref. Paques</i>
Custo Sistema Completo de Dessulfurização (Equipamentos, Instalação e Comissionamento) (CBS)	R\$	4.200.000,00		<i>Ref. Paques</i>
RESULTADOS			EQUAÇÃO	
Custo Total Biodigestão Anaeróbica e Dessulfurização (CBPS)	R\$	21.000.000,00	$CEPS = CBP + CBS$	<i>Equação 5.31</i>

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

5.4.1 – Custos para Utilização do Biogás para Geração de Energia Elétrica em Motores Estacionários e Viabilidade Econômica

Para instalação do sistema de biodigestão anaeróbica com foco em energia elétrica, há possibilidade de exportação de energia elétrica com venda em leilões tipo A-5 de 18.303 MWe/safra (*Equação 5.32*) com potência instalada de 4MWe (*Equação 5.15*).

Para geração de energia elétrica será considerado motores MCI da linha Jenbacher da GE (*General Electric*) conforme Figura 5.9. Para o custo de instalação foi adotado \$600,00 por kW para solução completa com referência da Procknor Engenharia e taxa de cambio considerado R\$ 3,25 (Banco Central, 2017). Para o custo de instalação do MCI com solução completa será de R\$ 7.570.745,25 (*Equação 5.33*)



- Produção elétrica: 120 – 9.500 kW
- Eficiência elétrica de até 48,7%, eficiência total superior a 90%
- + de 19.500 motores entregues, 18.200 MW da energia em todo o mundo
- Gás natural e CHP, um líder em aplicações de gás especial (biogás, LFG, CMG, BFG), potencial petrolífero

Figura 5.9 – Motores MCI linha Jenbacher da GE (*General Electric*)

Fonte: GE (*General Electric*) (2012)

O custo total dessa instalação incluindo a planta de biodigestão e dessulfurização será de R\$ 28.570.745,25 (*Eq.5.34*).

Tabela 5.11 – Custos para Instalação do Sistema de Biodigestão Anaeróbica e Dessulfurização para Geração de Energia Elétrica

Significado e Símbolo	Unidade	Valor		Referência
Venda de Energia Elétrica Garantida em Leilões por Safra (EEGX)	MWh/safra	18.303	EEGX = EEX*FC	<i>Equação 5.32</i>
Custo por kW instalado do MCI - Solução Completa Instalada (CMCI)	\$/kW	600		<i>Referência Procknor</i>
Potência Elétrica de Geração Instalada (PEI)	MWe	4	PEI = (ETBS*EM)/HE	<i>Equação 5.15</i>
Taxa de Câmbio (R\$/ \$) (TC)	R\$	3,25		<i>Banco Central</i>
Custo Total Biodigestão Anaeróbica e Dessulfurização (CBPS)	R\$	21.000.000,00	CEPS= CBP+CBS	<i>Equação 5.31</i>

RESULTADOS		EQUAÇÃO		
Custo Total da Instalação MCI (CTMCI)	RS	7.570.745,25	$CTMCI = CMCI * PEI * TC$	<i>Equação 5.33</i>
Custo Total da Instalação para Geração de Energia Elétrica (CTGEE)	RS	28.570.745,25	$CTGEE = CEPS + CTMCI$	<i>Equação 5.34</i>

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

Para a viabilidade econômica foi considerado a venda da energia elétrica em leilões tipo A-5 com contrato de 25 anos e preço de R\$ 251,00 por MWe (como referência o preço pago em leilão para a usina Bonfim). Será gerada 19.266 MWh/safra de energia elétrica para exportação (*Equação 5.14*), porém para venda em leilão foi adotado 95% desse valor como energia firme, ou seja, para cálculo de viabilidade econômica será considerada 18.303 MWh/safra (*Equação 5.32*), conforme cálculos apresentados na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 – Energia Elétrica Firme para Venda em Leilão

Significado e Símbolo	Unidade	Valor	Referência
Potência Elétrica de Geração Instalada (PEI)	MWe	4	$PEI = (ETBS * EM) / HE$ <i>Equação 5.15</i>
Energia Elétrica Gerada por Safra para Venda (Exportação) (EEX)	MWh/safra	19.266	$EEX = EES - CEB$ <i>Equação 5.14</i>
Garantia Física para Venda de Energia (FC)		0,95	<i>Adotado</i>
RESULTADOS		EQUAÇÃO	
Venda de Energia Elétrica Garantida em Leilões por Safra (EEGX)	MWh/safra	18.303	$EEGX = EEX * FC$ <i>Equação 5.32</i>

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

Foi adotado o custo de manutenção de 0,75%, custo operacional de 1,00% e custo com insumos de 0,50% em cima do valor total do investimento baseado em informações da Procknor, Paques e usina. O insumo nesta planta é a soda caustica para controle e correção do pH da vinhaça que será biodigerida.

Com taxa de juros de 8% baseado na taxa básica de juros do banco central e uma TMA (Taxa Mínima de Atratividade) de 12,40%. Na Tabela 5.13 são apresentados os resultados:

Tabela 5.13 – Resumo da Viabilidade Econômica para Geração de Energia Elétrica com Biodegradação da Vinhaça

Resumo - Geração de Energia Elétrica		
Energia Elétrica Firme - Vendida por Safra	18.303	MWh/safra
Valor pago pela Energia Elétrica	R\$ 251,00	R\$/MWh
Contrato de Energia	25	anos
Investimento Total	R\$ 28.570.745,25	
Taxa de Juros	8,00%	
TMA (Taxa Mínima de Atratividade)	12,40%	
VPL (Valor Presente Líquido)	R\$ 2.878.345,48	
TIR (Taxa Interna de Retorno)	13,86%	
PayBack Simples	6,9	anos

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

O PayBack Simples dessa instalação foi de 6,9 anos e o PayBack Descontado foi de 16,8 anos com VPL de R\$ 2.878.345,48.

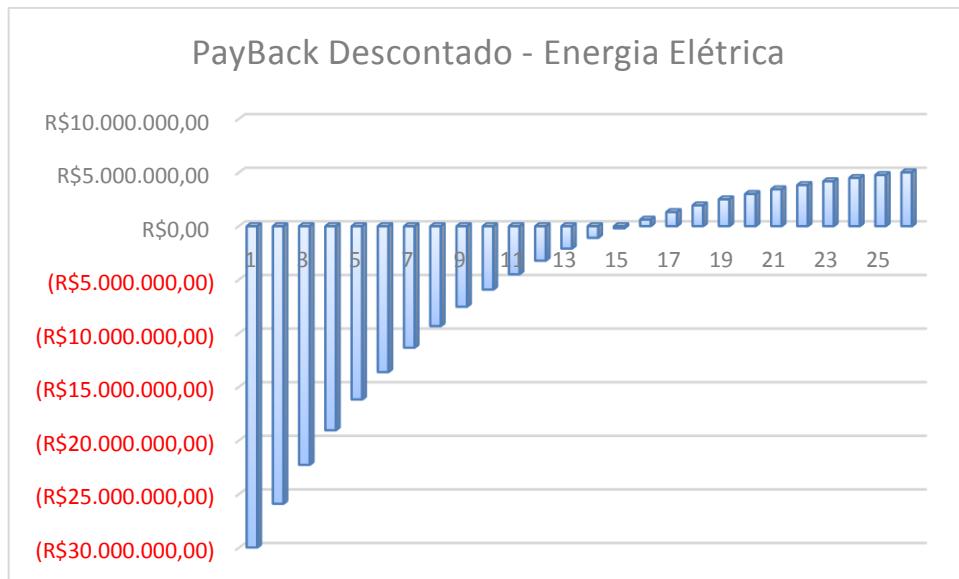


Figura 5.10 – Avaliação Econômica – PayBack Descontado – Energia Elétrica

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

5.4.2 – Custos para Utilização do Biogás para Geração de Biometano e Uso Veicular e Viabilidade Econômica

A usina não usa transporte de vinhaça por caminhões, pois como a região de localização da usina é muito plana, a vinhaça é bombeada para os canais e toda a vinhaça é distruída no canavial por 9 pivôs lineares.

A substituição do Diesel por GNC (Gás Natural Veicular) será considerado para os caminhões de etanol. O transporte do etanol hidratado é feito pela usina até o ponto de distribuição que fica a 48 km da usina e depois é transportado por transporte ferroviário até a cidade de Paulínia. Para esse transporte a usina consome em média 188.000 litros de diesel/safra.

Para um custo médio R\$ 3,410 por litro de diesel (adotado a partir dos dados da Tabela 5.14 - baseado na APN para postos da cidade de Rio Verde em Goiás), o custo com diesel por safra para transporte de etanol hidratado até o ponto de distribuição é de R\$ 641.080,00 (*Equação 5.37*) conforme Tabela 5.16. Esse valor será considerado como economia por substituição do diesel na frota de transporte do etanol.

Tabela 5.14 – Levantamento de Preços no Estado de Goiás do Diesel (R\$/litro) (período de 12 a 18/11/2017)

MUNICÍPIO	Nº DE POSTOS PESQUISADOS	DADOS MUNICÍPIO			Preço Distribuidora		
		PREÇO MÉD.	PREÇO MÍN.	PREÇO MÁX.	PREÇO MÉD.	PREÇO MÍN.	PREÇO MÁX.
ANAPOLIS	13	R\$ 3,29	R\$ 3,19	R\$ 3,45	R\$ 2,99	R\$ 2,88	R\$ 3,10
CALDAS NOVAS	8	R\$ 3,35	R\$ 3,24	R\$ 3,66	R\$ 2,84	R\$ 2,84	R\$ 2,85
FORMOSA	7	R\$ 3,39	R\$ 3,24	R\$ 3,55	R\$ 2,87	R\$ 2,84	R\$ 2,90
GOIANIA	19	R\$ 3,21	R\$ 3,09	R\$ 3,40	R\$ 2,87	R\$ 2,87	R\$ 2,87
ITUMBIARA	15	R\$ 3,27	R\$ 3,19	R\$ 3,40	R\$ 2,95	R\$ 2,81	R\$ 3,19
LUZANIA	11	R\$ 3,33	R\$ 3,19	R\$ 3,50	R\$ 3,07	R\$ 2,90	R\$ 3,24
MORRINHOS	10	R\$ 3,36	R\$ 3,19	R\$ 3,50	R\$ 3,00	R\$ 2,90	R\$ 3,11
RIO VERDE	7	R\$ 3,49	R\$ 3,35	R\$ 3,56	R\$ 2,90	R\$ 2,90	R\$ 2,90
VALPARAISO DE GOIAS	6	R\$ 3,33	R\$ 3,29	R\$ 3,50	R\$ 3,08	R\$ 2,93	R\$ 3,23

Fonte: ANP e Coordenadoria de Defesa da Concorrência (2017)

O volume de GNV que pode ser comercializado para venda a distribuidora do estado do Mato Grosso do Sul é de 4.423.684 Nm³/safra (*Equação 5.39*), ver Tabela 5.16. O preço adotado para venda para a distribuidora foi R\$ 1,45 por m³ que é abaixo do

preço mínimo da distribuidora que é de R\$1,72 por m³ (baseado na APN para distribuidora da cidade de Campo Grande em Mato Grosso do Sul).

Tabela 5.15 – Levantamento de Preços do GNV (Gás Natural Veicular) nos Estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul (R\$/m³) (período de 12 a 18/11/2017)

DADOS MUNICÍPIO								
MUNICÍPIO	Nº DE POSTOS PESQUISADOS	Preço ao Consumidor			Preço Distribuidora			
		PREÇO MÉD.	PREÇO MÍN.	PREÇO MÁX.	PREÇO MÉD.	PREÇO MÍN.	PREÇO MÁX.	
CAMPO GRANDE	2	R\$ 2,40	R\$ 2,40	R\$ 2,40	R\$ 1,72	R\$ 1,72	R\$ 1,72	
TRÊS LAGOAS	1	R\$ 2,40	R\$ 2,40	R\$ 2,40	-	-	-	
CUIABÁ	1	R\$ 2,70	R\$ 2,70	R\$ 2,70	-	-	-	

Fonte: ANP e Coordenadoria de Defesa da Concorrência (2017)

Tabela 5.16 – Economia com Substituição do Diesel por GNV na Frota de Caminhões para Transporte de Etanol

Significado e Símbolo	Unidade	Valor	Referência
Consumo de Diesel por Safras (transporte de Etanol) (CDS)	litros	188.000	Informação Usina
Custo por litro de Diesel (CLD)	R\$	3,410	Ref. APN (Cid. Rio Verde - GO)
Volume de Biometano na Saída da Planta Tratamento para Uso Veicular Safra (VBUV)	Nm ³ /safra	4.619.518	VBUV=VBVS*(% CH4P)
Relação Biometano (Nm ³) / Diesel (litro) (RBD)		0,96	Ref. Tabela 3.2
Valor de Venda do GNV da usina por m ³ (CLD)	R\$	1,45	Ref. APN (Cid. Campo Grande - MT)
RESULTADOS		EQUAÇÃO	
Economia na safra na Substituição do Diesel por GNV na Frota de caminhões de etanol (EDGNV)	R\$/Safra	641.080,00	EDGNV = CDS*CLD
Volume de GNV equivalente ao Diesel Substituído Safra (VEDGNV)	Nm ³ /safra	195.833	VEDGNV=CDS/RBD
Volume de GNV que pode ser comercializado (vendido para Distribuidoras) (VVGNV)	Nm ³ /safra	4.423.684	VVGNV= EDGNV-VEDGNV

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

Para geração de energia elétrica para atender a planta de biodigestão, purificação e compressão do GNV será considerado motores MCI da linha Jenbacher da GE (*General Electric*). Para o custo de instalação foi adotado \$600,00 por kW para solução completa com referência da Procknor Engenharia e taxa de cambio considerado R\$

3,25 (Banco Central, 2017). Para o custo de instalação do MCI com solução completa será de R\$ 2.540.164,00 (*Equação 5.35*) conforme apresentado na Tabela 5.17.

Para a planta de purificação e compressão a 200 bar do GNV foi informado pela empresa ENER o custo total de R\$ 5.500.000,00 para solução completa instalada.

O custo total dessa instalação incluindo a planta de biodigestão, dessulfurização, purificação e compressão será de R\$ 29.030.164,00 (*Equação 5.36*).

Tabela 5.17 – Custos para Instalação do Sistema de Biodigestão Anaeróbica e Dessulfurização, Purificação e Compressão para Geração de GNV (Gás Natural Veicular)

Significado e Símbolo	Unidade	Valor	Referência
Custo por kW instalado do MCI - Solução Completa Instalada (CMCI)	\$/KW	600	Ref. Empresa Procknor
Potência Elétrica Instalada para Atender a Demanda da Planta de Biometano (PEIB)	MWe	1,30	PEIB = CEEVS/HE <i>Equação 5.21</i>
Taxa de Câmbio (R\$/ \$) (TC)	R\$	3,25	Banco Central (2017)
Custo Planta de Purificação e Compressão para Gas Natural Veicular (Solução Completa) (CPGNV)	R\$	5.500.000,00	Ref. Empresa ENER (eng. Alfredo)
Custo Total Biodigestão Anaeróbica e Dessulfurização (CBPS)	R\$	21.000.000,00	CEPS= CBP+CBS <i>Equação 5.31</i>
RESULTADOS		EQUAÇÃO	
Custo Total da Instalação MCI para Planta de GNV (CTGNV)	RS	2.530.164,00	CTGNV = CMCI*PEI*TC <i>Equação 5.35</i>
Custo Total da Instalação para Produção de Gás Natural Veicular (CTGNV)	RS	29.030.164,00	CTGEE= CEPS+CPGNV+CTGNV <i>Equação 5.36</i>

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

Foi adotado o custo de manutenção de 1,1%, custo operacional de 1,5% e custo com insumos de 0,50% em cima do valor total do investimento baseado em informações da Procknor, Paques e usina.

Com taxa de juros de 8% baseado na taxa básica de juros do banco central e uma TMA (Taxa Mínima de Atratividade) de 12,40% obteve-se os seguintes resultados:

Tabela 5.18 – Resumo da Viabilidade Econômica para Geração de GNV (Gás Natural Veicular) com Biodigestão da Vinhaça

Resumo - Geração de GNV (Gás Natural Veicular)		
Economia com substituição do Diesel por GNV	R\$ 641.080,00	RS/Safra
Volume de GNV que pode ser comercializado (vendido para Distribuidoras)	4.423.684	Nm ³ /safra
Valor pago pelo Nm³ de GNV (venda para distribuidora)	R\$ 1,45	R\$/Nm ³
Tempo de Contrato Considerado	15	anos
Investimento Total	R\$ 29.030.164,00	
Taxa de Juros	8,00%	
TMA (Taxa Mínima de Atratividade)	12,40%	
VPL (Valor Presente Líquido)	R\$ 13.673.748,32	
TIR (Taxa Interna de Retorno)	20,76%	
PayBack Simples	4,5	anos

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

O PayBack Simples dessa instalação foi de 4,5 anos e o PayBack Descontado foi de 7,1 anos com VPL de R\$ 13.673.748,32.

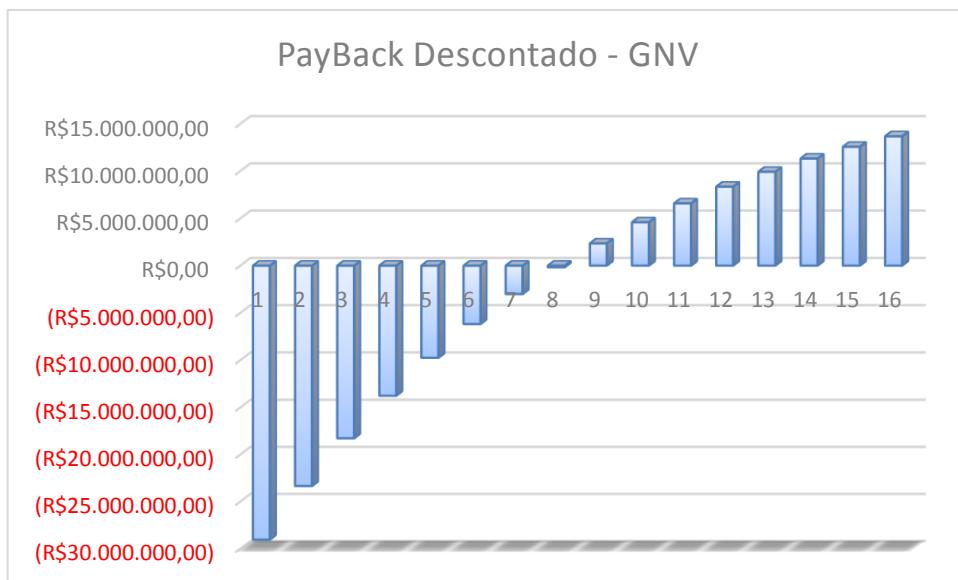


Figura 5.11 – Avaliação Econômica – PayBack Descontado – GNV

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

5.4.3 – Custo para Utilização do Biogás para Geração de Biometano e Produção de GNC (Gás Natural Comprimido) para Injetar no Gasoduto e Viabilidade Econômica

O volume de GNC (Gás Natural Comprimido) que pode ser comercializado para venda a distribuidora do estado do Mato Grosso do Sul é de 4.842.631 Nm³/safra (*Equação 5.29*). O preço considerado para venda para a distribuidora mais próxima que é a MSGas foi R\$ 1,15 por m³ que é abaixo do preço mínimo da distribuidora que é de R\$1,78 por m³ para uma tarifa industrial (consulta no site da distribuidora)

Para geração de energia elétrica para atender a planta de biodigestão, purificação e compressão do GNC será considerado motores MCI da linha Jenbacher da GE (*General Electric*). Para o custo de instalação foi adotado \$600,00 por kW para solução completa com referência da Procknor Engenharia e taxa de cambio considerado R\$ 3,25. Para o custo de instalação do MCI com solução completa será de R\$ 2.279.550,00 (*Equação 5.40*) conforme Tabela 5.19.

Para a planta de purificação atendendo as especificações da resolução Nº 8 da APN e compressão a 7 bar do GNC foi informado pela empresa ENER o custo total de R\$ 12.000.000,00 para solução completa instalada.

O custo total dessa instalação incluindo a planta de biodigestão, dessulfurização, purificação e compressão será de R 35.279.550,00 (*Equação 5.41*).

Foi adotado o custo de manutenção de 1,5%, custo operacional de 1,5% e custo com insumos de 0,50% em cima do valor total do investimento baseado em informações da Procknor, Paques e usina.

Para transporte do GNC é necessário conexão com a rede de gasoduto mais próxima. Na Figura 5.12 pode-se observar as linhas de gasoduto existentes nos estados de Mato Grosso do Sul e norte de São Paulo. A usina está a pelo menos 100 km do gasoduto mais próximo. Em contato com a COMGÁS foi informado que o custo para construção de uma rede nova subterrânea em aço é em torno de R\$ 1.000.000,00 por Km, ou seja, adicionaria ao custo do projeto R\$ 100.000.000,00. (*Equação 5.42*).

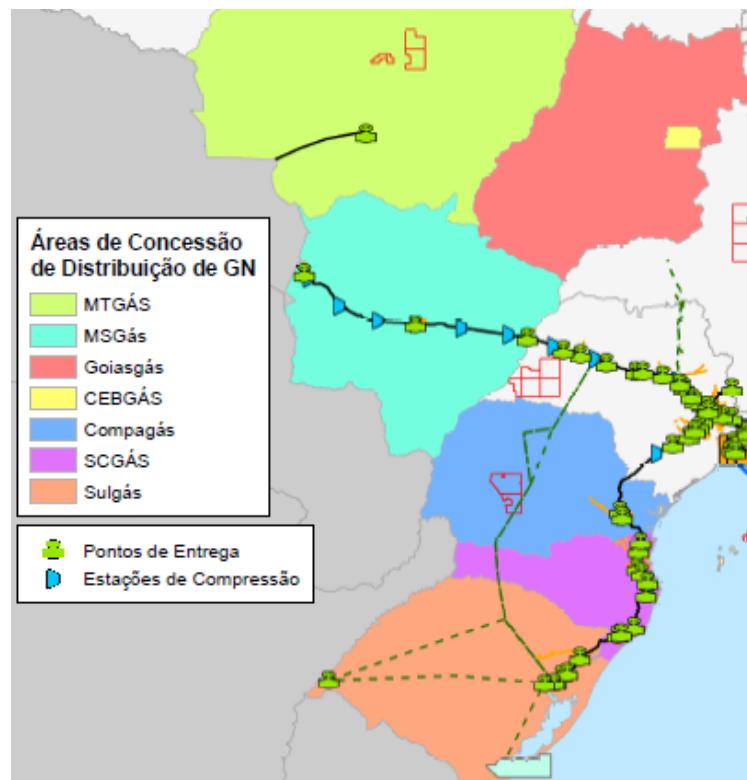


Figura 5.12 – Localização das linhas de Gasoduto e Concessões Próximas a Usina

Fonte: EPE (2017)

O custo da construção do gasoduto para conexão sendo completamente da usina inviabilizará o projeto devido ao alto custo de implantação da obra por km.

Tabela 5.0.19 – Custos para Instalação do Sistema de Biodigestão Anaeróbica e Dessulfurização, Purificação e Compressão para Geração de GNC (Gás Natural Comprimido)

Significado e Símbolo	Unidade	Valor	Referência
Custo por kW instalado do MCI - Solução Completa Instalada (CMCI)	\$/KW	600	Ref. Empresa Procknor
Potência Elétrica Instalada para Atender a Demanda da Planta de GNC (PEIBG)	MWe	1,17	PEIBG = CEEGS/HE
Taxa de Câmbio (R\$/ \$) (TC)	R\$	3,25	Equação 5.28
Custo Planta de Purificação e Compressão para GNC (Solução Completa) (CPGNC)	R\$	12.000.000,00	Ref. Empresa ENER (eng. Alfredo)
Custo Total Biodigestão Anaeróbica e Dessulfurização (CBPS)	R\$	21.000.000,00	CEPS= CBP+CBS
Distância entre usina e Gasoduto (DS)	km	100	Equação 5.31
Custo total da Rede de Gasoduto para Conexão com a Usina (CGU)	R\$/km	1.000.000,00	Estimado
			Ref. COMGAS

RESULTADOS	EQUAÇÃO
Custo Total da Instalação MCI para Planta de GNV (CTGNC)	RS 2.279.550,00 $CTGNV = CMCI * PEI * TC$
Custo Total da Instalação para Produção de Gás Natural Comprimido (CTGNC)	RS 35.279.550,00 $CTGNC = CTGNC + CBPS + CPGNC$
Custo para instalação rede de conexão com Gasoduto (CRGNC)	RS 100.000.000,00 $CRGNC = CGU * DS$

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

Com taxa de juros de 8% baseado na taxa básica de juros do banco central e uma TMA (Taxa Mínima de Atratividade) de 12,40% obteve-se os resultados apresentados na Tabela 5.20

Tabela 5.20 – Resumo da Viabilidade Econômica para Geração de GNC (Gás Natural Comprimido) com Biodigestão da Vinhaça

Resumo - Geração de GNC		
Volume de GNC que pode ser injetado no Gasoduto	R\$ 4.842.631,19	Nm ³ /safrá
Valor pago pelo Nm³ de GNC	R\$ 1,15	R\$/m ³
Tempo de Contrato Considerado	15	anos
Investimento Total (com rede de gasoduto de 100 km)	R\$ 135.279.550,00	
Taxa de Juros	8,00%	
TMA (Taxa Mínima de Atratividade)	12,40%	
VPL (Valor Presente Líquido)	-R\$ 103.304.901,38	
TIR (Taxa Interna de Retorno)	-8,14%	
PayBack Simples	-28,0	anos

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

O PayBack Simples dessa instalação foi de 28 anos e com VPL negativo de R\$ 103.303.901,38 conforme apresentado na Figura 5.13, ou seja, não vale a pena investir neste projeto para GNC.



Figura 5.13 – Avaliação Econômica – PayBack Descontado – GNC

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

6 – CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

No processamento da cana-de-açúcar para a fabricação do etanol hidratado, há a geração de um resíduo denominado vinhaça. Este resíduo é empregado *in natura* na lavoura da própria cana-de-açúcar, por grande parte das usinas, substituindo em parte o uso de fertilizantes, porém doses excessivas de vinhaça podem trazer os problemas do excesso de muita matéria orgânica com acidificação e desestruturação do solo, proliferação de microrganismos que competem com as plantas pelos nutrientes.

Em algumas regiões mais secas com pouca precipitação de chuvas, a aplicação da vinhaça juntamente com água e efluentes da planta industrial é a solução para da irrigação e fertirrigação das áreas com plantação da cana-de-açúcar conforme dados apresentados na Figura 6.1, como exemplo, estados com menor precipitação de chuva como Alagoas irrigam com água pura 53,7% da área cultivada.

Estado	Área irrigada em relação à área com cana			TOTAL
	Vinhaça Diluída	Vinhaça Pura	Água Pura	
AL	19,4%	14,9%	53,7% →	88,0%
ES	0,0%	17,1%	5,9%	23,0%
GO	15,4%	7,6%	14,2%	37,2%
MA	42,1%	0,0%	42,1% →	84,2%
MG	7,9%	15,6%	11,8%	35,3%
MS	25,1%	0,0%	11,4%	36,5%
MT	35,4%	0,0%	5,6%	41,0%
PB	21,1%	0,0%	52,6% →	73,7%
PE	17,1%	0,0%	58,7% →	75,8%
PR	20,7%	4,4%	0,0%	25,1%
RJ	0,0%	0,0%	75,0% →	75,0%
SP	25,6%	9,0%	4,4%	39,0%

Figura 6.1 – Área Irrigada em Relação à Área com Cana

Fonte: Projeto Cana Pede Água (2012)

No estudo de caso apresentado, a usina localiza em no estado de Goiás, na divisa com Mato Grosso do Sul, usa para a fertirrigação a vinhaça e efluentes industriais da planta além da adição de água em épocas de pouca precipitação de chuva, sendo que, a aplicação no solo é 100% através de pivôs lineares que garantem uma melhor irrigação da área cultivada com cana e melhora a produtividade do canavial.

Essa região apresenta um déficit de precipitação de chuva na ordem de 221mm a 290mm, segundo dados do Projeto Irriga Cana apresentado na Figura 6.2, por isso, o

uso da vinhaça com água nessa região é fundamental para garantir uma produtividade média do canavial. Já em estados como São Paulo apresentam um déficit de até 150mm de chuva por ano não havendo necessidade de irrigação do canavial com água pura.

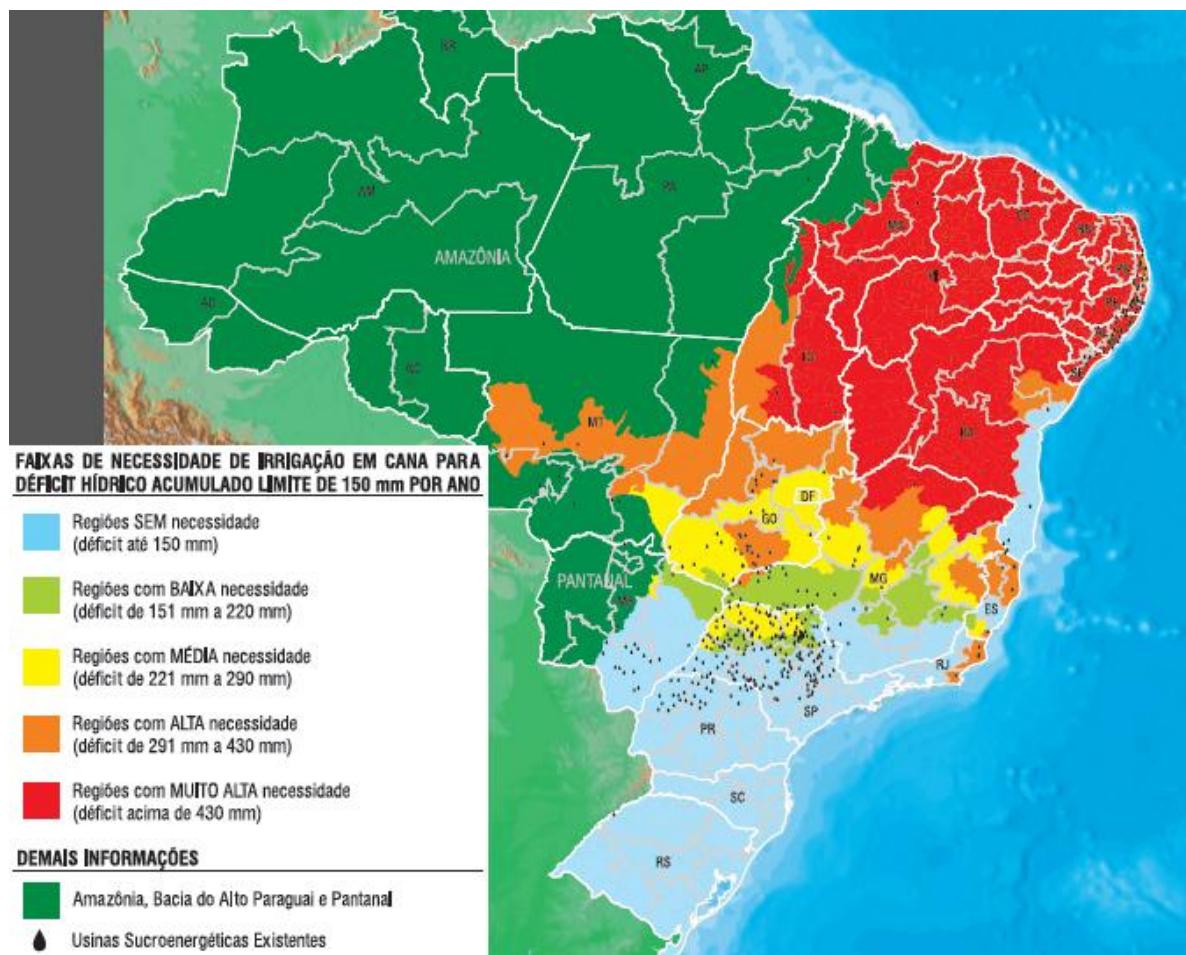


Figura 6.2 – Mapa de Necessidade de Irrigação de Cana no Brasil

Fonte: Projeto Cana Pede Água (2012)

Como citado neste trabalho já houve diversas plantas pilotos no Brasil, pelo menos desde a década de 80, que estudava a possibilidade da biodigestão anaeróbica da vinhaça em lagoas e reatores tipo UASB.

A biodigestão anaeróbica da vinhaça mitiga o problema da alta DQO depositada no solo dos canaviais, além disso, reduz a acidez e remove parte do enxofre e ainda tem como produto principal o biogás que pode ter seu potencial energético aproveitado. Com a biodigestão anaeróbica as regiões que sofrem com a pouca precipitação de

chuvas e com clima seco podem continuar usando a vinhaça biodigerida mitigando o risco de poluir e saturar o solo.

Segundo a UNICA (2017), na safra 2015/2016 foram produzidos 30,3 bilhões de litros de etanol e aplicando uma média de 12 litros de vinhaça gerada por litro de etanol produzido, foi gerado 364 bilhões de litros de vinhaça na safra 2015/2016 que foram dispostas nos canaviais.

No ano de 2015, no evento do COP-21, conhecido como Acordo de Paris, o Brasil se comprometeu, em reduzir em 37% as emissões de efeito estufa para o ano de 2025 em relação aos níveis de emissão do ano de 2005, e em 43% para o ano de 2030 após aprovação no Congresso Nacional em setembro de 2016. Para atingir essa meta, o Brasil se comprometeu em aumentar em até 45% a participação de energias renováveis na matriz energética brasileira até 2030, bem como restaurar e reflorestar 12 milhões de hectares de florestas e aumentar em até 18% a participação da bioenergia sustentável até 2030.

Em dezembro de 2016, para atingir essas metas acordadas no COP-21, o Brasil lançou o programa RenovaBio, sendo que, esse programa tem como objetivo estratégias para incentivar o uso de biocombustíveis na matriz energética brasileira e reduzir a emissão dos gases de efeito estufa sem criação de impostos sobre carbono, subsídios, crédito presumido ou adição de biocombustíveis aos combustíveis e a previsão é dobrar a produção de etanol no Brasil incrementando a produção atual em 20 bilhões de litros de etanol por zafra até 2030, ou seja, haverá também uma maior produção de vinhaça, que deverá ser destinada e disposta nos canaviais.

Com o aumento da produção de etanol para atender o programa RenovaBio e aumento na geração do volume de vinhaça há uma grande oportunidade no tratamento deste resíduo para geração de biogás e aproveitamento energético como combustível em caldeiras e/ou em microturbinas ou MCI para geração de energia elétrica, para produção biometano e uso como GNC (Gás Natural Comprimido) ou GNV (Gás Natural Veicular). Esse aproveitamento energético do biogás a partir do tratamento da vinhaça contribui para uma matriz energética e elétrica mais limpa a partir de uma fonte renovável.

Além disso, é possível substituir o diesel ou parte dele da frota veicular por GNV a partir do tratamento da vinhaça, contribuindo para reduzir a emissão de gases de efeito estufa, contribuindo para que o Brasil atinja a meta para 2030.

São necessárias linhas de crédito para financiamento dos projetos de ampliação das usinas existentes e implantação de usinas *greenfields* com o foco em aumentar a produção de etanol hidratado para que realmente o Brasil atinja a meta para 2030 em aumentar a participação de fontes renováveis matriz energética brasileira, porém até o momento não houve investimentos e políticas públicas efetivas que possibilite avanço com o programa RenovaBio.

6.1 – Conclusões da Viabilidade Econômica do Estudo de Caso

Para uma vazão parcial da produção total de 360 m³/h e geração de biogás de 2520 Nm³/h (*Equação 5.5*) em uma usina no estado de Goiás, foi possível avaliar o potencial energético para Geração de Energia Elétrica, Geração de Gás Natural Veicular (GNV) e Gás Natural Comprimido (GNC) conforme desmonstrado no capítulo 5.

Tabela 6.1 – Resumo da Viabilidade Econômica para Geração de Energia Elétrica, GNV (Gás Natural Veicular) e GNC (Gás Natural Comprimido) com Biodigestão da Vinhaça

COMPARAÇÃO			
Geração Energia Elétrica , GNV (Gás Natural Veicular) e GNC (Gás Natural Comprimido)			
	Geração E.E	Geração GNV	Geração GNC
Contrato Considerado (anos)	25	15	15
Investimento Total	R\$ 28.570.745,25	R\$ 29.030.164,00	R\$ 135.279.550,00
Taxa de Juros	8,00%	8,00%	8,00%
TMA (Taxa Mínima de Atratividade)	12,40%	12,40%	12,40%
VPL (Valor Presente Líquido)	R\$ 2.878.345,48	R\$ 13.673.748,32	-R\$ 103.304.901,38
TIR (Taxa Interna de Retorno)	13,86%	20,76%	-8,14%
PayBack Simples	6,9	4,5	-28,0

Fonte: Elaborada pela autora (2017)

A opção que apresenta maior VPL, TIR e menor PayBack é a geração de Gás Natural Veicular (GNV) seguido da Geração de Energia Elétrica. Esses 2 projetos são viáveis pois apresentam VPL com valor positivo e TIR maior que a TMA.

A opção de Geração de Gás Natural Comprimido (GNC) não é aceitável pois os valores de VPL e TIR são negativos, além do valor de PayBack Simples ser

demasiado longo. Esse fato ocorreu pela usina ficar muito distante de um gasoduto, o que deixa o valor inicial do investimento muito alto devido a necessidade da construção de uma rede de conexão nova.

A opção de investir em projetos de digestão anaeróbica para Geração de Gás Natural Comprimido (GNC) se avaliada no estado de São Paulo já pode se tornar viável pois há um número grande de usinas próximas a rede de gasodutos existentes.

6.2 – Sugestões de Pesquisas Futuras

Para este estudo de caso não foi abordado e elaborada Análise de Ciclo de Vida (ACV) e a redução da emissão dos gases de efeito estufa em cada opção do uso de biogás. Como sugestão para pesquisas futuras é avaliar a contribuição do uso do biogás a partir do tratamento da vinhaça para a redução da emissão de gases de efeito estufa com a substituição do volume de diesel por GNV, além da geração de energia elétrica a partir do biogás em motores MCI conforme as premissas adotadas neste estudo de caso.

Para este estudo de caso foi abordado à geração de biogás de uma forma modular limitada a 30% da geração total de vinhaça. Como sugestão para pesquisas futuras é avaliar a geração de biogás com 100% da vinhaça gerada e estudar o potencial energético para geração de energia elétrica.

Para este estudo de caso não foi abordado à geração de biogás para uso em caldeiras para geração de vapor e geração de energia elétrica no ciclo Rankine. Como sugestão para pesquisas futuras é avaliar a geração de biogás com 100% da vinhaça gerada e estudar o potencial energético para geração de energia elétrica com levantamentos das necessidades de modificação das caldeiras aquatubulares de grelha rotativa com pressão de 62 bar(a), 515°C e geração de vapor de 320tv/h e principalmente o custo com os fabricantes para realizar essas modificações.

7 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, J.W.S. – **Diagnóstico técnico institucional da recuperação e uso energético do biogás gerado pela digestão anaeróbia de resíduos**, 2000.

BNDES, Sistema BNDES e Finame. Disponível em:
http://www.bnDES.gov.br/SiteBNDES/bnDES/bnDES_pt/Institucional/O_BNDES/A_Empresa/sistema_bnDES.html. Acessado em: 24/06/2017

CAPSTONE, **Catálogo de Microturbinas a Gás (2014)**. Disponível em: <http://heimer.com.br/v4/br/assets/folder_microturbina_2014_v1.0.pdf>. Acesso em: 18/12/2017

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), **Mapa da Infraestrutura de Gasodutos de Transporte de Gás Natural no Brasil**, 06/07/2016. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/Petroleo/Paginas/EPEpublicaMapadaInfraestruturaGasodutosdeTransporteG%C3%A1sNaturalnoBrasil.aspx>. Acesso em: 18/10/2017

ELAIUY, Marcelo Leite Conde, 2016. **Biodigestão Anaeróbica da Vinhaça de cana-de-açúcar: Abordagem do Modelo ADM1 e Eficiência de Biodegradação no solo**. Dissertação de Pós-Doutorado em Engenharia Civil – Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da UNICAMP (2016)

GLUB, J.C, DIAZ, L.F. (1991), **Biogás purification process. Biogás and alcohol fuels production**, vol II.: The JP Press Inc.

L JANKE, A LEITE, M NIKOLAUSZ, T SCHMIDT, J LIEBETRAU, M NELLES, W STINNER - **Biogas Production from Sugarcane Waste: assessment on kinetic challenges for process designing** – 2015

LOMBARD, X., KHAIRALLAH, P., (2004), **Return of Experience for Microturbines**

MMA, Ministério do Meio Ambiente, **Acordo de Paris**. Disponível em:
<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>. Acesso em: 10/10/2017

MME (Ministério de Minas e Energia), **Resenha Energética Brasileira Exercício 2016**, Edição publicada em Junho/2017. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/02+->

+Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira+2017+-
 +ano+ref.+2016+%28PDF%29/13d8d958-de50-4691-96e3-
 3ccf53f8e1e4?version=1.0._Acesso em: 10/10/2017

MME, Ministério de Minas e Energia, **RenovaBio**. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/renovabio/principal>. Acesso em: 22/10/2017

NOVACANA, Uso de gás em motores a diesel será avaliado pela GasBrasiliano e São Martinho. Disponível em:
<https://www.novacana.com/https://www.novacana.com/n/industria/uso-gas-motores-diesel-avaliado-gasbrasiliano-sao-martinho-240817/> Acesso em: 13/09/2017

POVEDA, Manuel Moreno Ruiz, Análise Económica e Ambiental do Processamento da Vinhaça com Aproveitamento Energetico, 2014. Dissertação de mestrado – Curso de Pos-graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente (IEE)

PAQUES, Dessulfurização de Biogás. Disponível em: <
<https://br.paques.nl/aplicaces/featured/dessulfurizacao-de-biogas>.> Acesso em: 18/09/2017

PAQUES, Tratamento de Efluentes Industriais. Disponível em: <
<https://br.paques.nl/produtos/featured/tratamento-de-efluentes-industriais>.> Acesso em: 20/09/2017

PROCKNOR, Produção de Biogás: Lagoa x Reator. Disponível em: <
<https://www.procknor.com.br/br/artigos/producao-de-biogas-lagoa-x-reactor>.> Publicação Stab Maio/Jun 2016 Acesso em: 18/08/2017

PROJETO CANA PEDE AGUA, Mapa de Necessidade de Irrigação de Cana no Brasil. Disponível em: <<http://canapedeagua.com.br/>> Acesso em: 15/11/2017

RAUTENBACH, R., ETHRESMANN, E., WAYER, H.. (1987), Removal of carbon dioxide from fermentation gas by membrane separation.

SALOMON, K. R. (2007), Avaliação técnico-econômica e ambiental da utilização do biogás proveniente da biodigestão da vinhaça em tecnologias para geração

de eletricidade. Tese de Doutorado (Doutorado em Conversão de Energia) – Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

TRATAMENTO DE AGUA, Pela primeira vez um projeto de biogás venceu um leilão de energia, 02/06/2016. Disponível em: <https://www.tratamentodeagua.com.br/pela-primeira-vez-um-projeto-de-biogas-venceu-um-leilao-de-energia/>. Acesso em: 15/10/2017

USEPA – United States Environmental Protection Agency (2001). **Energy Project Landfill Gas Utilization Software (E-PLUS)** Manual. EPA-30-B-97-006. 1997b.

UNICA (União da Industria de Cana-de-Açúcar), **Histórico de Produção de Moagem.** Disponível em: < <http://www.unicadata.com.br/historico-de-producao-e-moagem.php?idMn=32&tipoHistorico=4/> > Acesso em: 10/09/2017

UNICA (União da Industria de Cana-de-Açúcar), **Frota Brasileira de Autoveiculos Leves (Ciclo Otto).** Disponível em: < <http://www.unicadata.com.br/listagem.php?idMn=55> > Acesso em: 10/09/2017

ZANINI, Disponível em: <http://www.sermatec.com.br/empreendimentos/usina-guariroba/> Acesso em: 24/06/2017

WEG, Disponível em: <http://www.weg.net/acucar-e-alcool/images/content/usina-por-dentro.jpg>.. Acesso em: 24/08/2017

WELLINGER A, LINDEBERG A. (1999), **Biogás upgrading and utilization.** Task 24:energy from biological conversion of organic wastes, pp. 1–19.

WILLIS, H. L.; SCOTT, W. G. (2000), **Distributed Power Generation. Planning and Evaluation.** Ed. Marcel Dekker, Inc. New York. p 597

WISE, D.L., (1981), **Analysis of systems for purification of fuel gas.** Fuel gas production from biomass, vol 2. Boca Raton, FL: CRC Press.