

## P-11: “Desenvolvimento técnico e de negócio da Sinergia Gás-Usinas de álcool e açúcar”, Ciclo 2018/2019

Alexandre F. Schoubek<sup>1</sup>, Victor H. C. Cardoso<sup>2</sup> & Celso Procknor<sup>3</sup>

1,2, Gas Brasiliano Distribuidora Ltda

3, Procknor Engenharia

**Resumo:** Projeto de P&D, Pesquisa e Desenvolvimento, projeto do estudo técnico-econômico da sinergia ideal do uso do gás natural em usinas do setor sucroenergético.

**Palavras-chave:** Biometano, Cogeração, Gás natural, Usinas de álcool e açúcar, setor sucroenergético.

### Introdução

A utilização do gás natural no setor sucroenergético ainda é incipiente no Brasil, principalmente em virtude do uso direcionado do bagaço da cana como insumo energético industrial e do uso do Diesel na parte agrícola.

O estado de São Paulo possui 171 usinas de álcool e açúcar, sendo que 123 estão localizadas na área de concessão da *GasBrasiliano*. O setor sucroenergético apresenta elevado potencial energético e o presente estudo destinou-se à avaliação das possibilidades de aplicação do gás natural em usinas sucroalcooleiras e da possibilidade de aquisição do gás biometano.

A indústria sucroenergética do interior do estado de São Paulo é consolidada, contudo possuem diferentes configurações do processo produtivo. Sendo assim, é um grande desafio apresentar proposta única aplicável ao setor. Apesar deste fato, o processo de fabricação de etanol e açúcar descrito na Figura 1 pode ser utilizado como modelo para as usinas em geral.

Além do potencial energético que a cadeia produtiva agrícola e industrial do setor sucroenergético apresenta, nos últimos anos tem se estudado e iniciado implementações de tratamento anaeróbico da vinhaça. Este processo além de atenuar o impacto ambiental de disposição da vinhaça (efluente de fundo no processo de destilação do etanol) produz biogás que poderá ser purificado e ser comercializado como biometano.

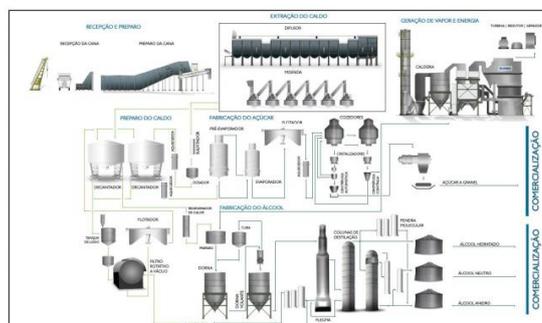


Figura 1: Processo produtivo de etanol e açúcar a partir da cana.

O uso do gás natural durante e ou na entressafra é uma aposta técnico-econômica que pode mudar todo o modelo de negócio e aumentar a sustentabilidade das usinas de álcool e açúcar.

### Desenvolvimento

O projeto contemplou as seguintes atividades:

**A-) Contratação da empresa parceira:** Elaboração dos documentos e requisitos necessários para a contratação da empresa parceira do projeto.

**B-) Avaliação Crítica do pré-planejamento:** Análise crítica do planejamento e metodologia do parceiro tecnológico junto a *GasBrasiliano*.

**C-) Levantamento de dados técnico-mercadológicos:** Desenvolver base de dados com informações técnicas de cada usina e seus potenciais mercadológicos.

**D-) Avaliação dos dados da fase 1 – decisões para a fase2:** Avaliar os dados da

estratificação e definir a estratégia em detalhes da fase 2.

**E-) Avaliação crítica dos critérios a serem utilizados na fase 2:** Análise crítica dos pontos a serem pontuados em detalhe para os casos em estudo.

**F-) Estudo de caso – fase 2:** Elaboração dos estudos de casos conforme previamente definido em estratégia da *GasBrasiliانو*.

**G-) Emissão de Relatório Final e Apresentação de Resultados:** Recebimento do relatório final de desempenho e divulgação de resultados.

O parceiro selecionado para este desenvolvimento foi a Procknor Engenharia, empresa especializada no desenvolvimento de projetos para empresas do setor sucroenergético e com conhecimento sobre o mercado de cogeração e gás natural.

A Fase 1 definiu os critérios descritos a seguir:

- **Localização (20 pontos):** Distância das ETCs e redes de gás natural (primária e secundária) existentes: Até 20 km (10); 20 a 35 km (5); Conexão existente: multiplicador (2x).
- **Capacidade (10 pontos):** ≥ 5 MMTC (10); ≥ 4 MMTC (8); ≥ 2,5 MMTC (6); ≥ 1,5 MMTC (4); <1,5 MMTC (0).
- **Geração de Biometano: (10 pontos):** ≥ 100.000 Nm<sup>3</sup>/d (10); ≥ 80.000 Nm<sup>3</sup>/d (8); ≥ 60.000 Nm<sup>3</sup>/d (6); ≥ 40.000 Nm<sup>3</sup>/d (4); ≥ 20.000 Nm<sup>3</sup>/d (2); < 20.000 Nm<sup>3</sup>/d (0).
- **Geração de eletricidade excedente (10 pontos):** Potência elétrica outorgada na conexão tipo PIE ou APE: ≥ 70 MW (10); ≥ 50 MW (8); ≥ 30 MW (6); ≥ 10 MW (4); < 10 MW (2). Conexão tipo REG (0)
- **Frota (10 pontos):** Colheita, Transbordo e Transporte (CTT) – Gestão própria: ≥ 12 MLDA (10); ≥ 9 MLDA (8); ≥ 6 MLDA (6); ≥ 3 MLDA (4); < 3 MLDA (0); MLDA – milhões de litros de diesel por ano
- **Ciclo Termodinâmico (10 pontos):** ≥ 65 kWh/tc (10); ≥ 50 kWh/tc (8); ≥ 30 kWh/tc (6); ≥ 10 kWh/tc (4); < 10kWh/tc (0)
- **Situação Econômico Financeira (-35 pontos):** Usina em recuperação judicial (-20); Usina não operou na safra 2019/2020 (-10)

Na fase 1 cada item teve uma escala de pontuação e as usinas foram classificadas conforme a soma dos critérios. A segunda englobou o estudo detalhado de duas usinas com grande potencial de acordo com os resultados da fase 1.

Em cumprimento à acordo de confidencialidade entre as partes, as Usinas estudadas serão denominadas Usina 1 e Usina 2.

## Resultados

O resultado da fase 1 pode ser visto na Figura 2, conforme critérios previamente estabelecidos.

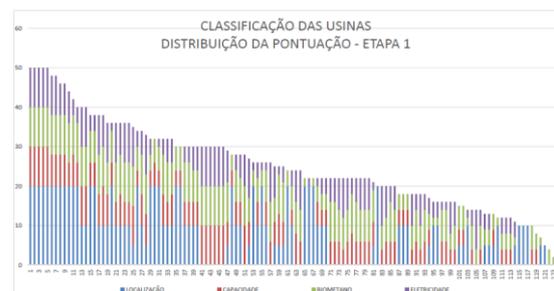


Figura 2: Resultado estratificação das Usinas Fase 1.

O estudo apresentou 10 possibilidades de aplicação do gás natural no processo agrícola-industrial, sendo que o resultado pode ser ampliado a depender de outras aplicações.

As Figuras 3 e 4 descrevem os potenciais de cada aplicação para as Usina 1 e 2 respectivamente.

Colheita de Cana (C) GNV – GÁS NATURAL VEICULAR	2.300.000 / 288.000	Em desenvolvimento	Provavelmente adequada
Transbordo de Cana (T) GNV – GÁS NATURAL VEICULAR	1.100.000 / 138.000	Em desenvolvimento	Provavelmente adequada
Transporte de cana (T) GNV – GÁS NATURAL VEICULAR	2.700.000 / 330.000	Em ponto de maturação	Adequada
Ciclo híbrido COGERAÇÃO DE ENERGIA	13.088.000 / 1.188.000 a 18.176.400 / 1.852.400	Adequada	Potencial Futuro
Estando de milho COGERAÇÃO DE ENERGIA	A ser estudada caso a caso	Adequada	Potencial Futuro
CAG – Fermentação ENERGIA TÉRMICA – FRIO	2.700.000 / 330.000	Adequada	Potencial Futuro
Substituição do Bagaço ENERGIA TÉRMICA	28.000.000 / 3.400.000	Adequada	Pouco provável
Secagem de bagaço ENERGIA TÉRMICA	6.580.000 / 805.000	Adequada	Pouco provável
Secagem de Açúcar e Levedura ENERGIA TÉRMICA	3.400.000 / 423.500	Adequada	Pouco provável
Outros usos ENERGIA TÉRMICA / MATÉRIA PRIMA	A ser estudada caso a caso	A ser estudada caso a caso	A ser estudada caso a caso

Figura 3: Potencial de uso do gás natural de cada aplicação na Usina 1.

	Demanda de Gás Natural Nm³/ano - Nm³/mês	Viabilidade técnica	Viabilidade econômica
Colheita de Cana (C) GNV – GÁS NATURAL VEICULAR	2.945.000 / 327.000	Em desenvolvimento	Provavelmente adequada
Transbordo de Cana (T) GNV – GÁS NATURAL VEICULAR	1.185.000 / 132.000	Em desenvolvimento	Provavelmente adequada
Transporte de cana (T) GNV – GÁS NATURAL VEICULAR	2.520.000 / 280.000	Em ponto de maturação	Adequada
Ciclo híbrido COGERAÇÃO DE ENERGIA	13.088.000 / 1.188.000	Adequada	Potencial Futuro
Etapas de moinho COGERAÇÃO DE ENERGIA	A ser estudada caso a caso	Adequada	Potencial Futuro
CAG – Fermentação ENERGIA TÉRMICA – FRIO	5.343.000 / 594.000	Adequada	Potencial Futuro
Substituição do Bagaço ENERGIA TÉRMICA	38.250.000 / 4.250.000	Adequada	Pouco provável
Secagem de bagaço ENERGIA TÉRMICA	9.000.000 / 1.000.000	Adequada	Pouco provável
Secagem de Apiclar e Levedura ENERGIA TÉRMICA	957.000 / 108.000	Adequada	Pouco provável
Outros usos ENERGIA TÉRMICA / MATÉRIA PRIMA	A ser estudada caso a caso	A ser estudada caso a caso	A ser estudada caso a caso

Figura 4: Potencial de uso do gás natural de cada aplicação na Usina 2.

As usinas estudadas possuem características distintas. A usina 2 apresenta o dobro de capacidade de moagem da usina 1. Por outro lado, a Usina 2 está mais distante do gasoduto de distribuição de gás natural do que Usina 1. Ainda assim constatou-se que os potenciais das duas usinas são similares sendo viável a implementação dos projetos nos dois tipos de usinas, apenas mudando a modulação de projetos em decorrência do *capex* envolvido em cada etapa de acordo com seus potenciais.

Dentre as soluções apresentadas, destaca-se a possibilidade de queima do gás natural em ciclo *Brayton*, gerando energia no eixo da turbina a gás. Os gases de escape poderão ser utilizados para reaquecer o “vapor vivo” no ciclo de cogeração convencional. Essa configuração também é conhecida como ciclo combinado (híbrido), e é amplamente difundida em países europeus e asiáticos.

A produção de biogás para geração de energia elétrica é vista como um possível primeiro passo na estratégia para viabilização do projeto de cogeração em ciclo híbrido havendo, portanto, um “escalonamento” de *capex* com receitas. Em momento oportuno, novos investimentos podem ser destinados ao aumento de produção do biogás e em seguida no módulo de purificação do mesmo para produção de biometano.

O biometano poderá ser utilizado na frota interna do CTT (colheita, transbordo e transporte), ser injetado na rede de distribuição da concessionária e ainda há possibilidades de comercialização como GNC (Gás Natural Comprimido) ou GNL (Gás Natural Liquefeito).

Processos energéticos mais estratégicos também foram apontados no estudo como, por exemplo, a instalação de GHP (*gas heating pump*) com o objetivo de aumentar a produtividade do processo fermentativo.

Outros processos foram ainda estudados, tais como a secagem de bagaço ou de

levedura. Estas possibilidades, apesar de possuírem eficiência menor em comparação aos demais processos, apresentam menor investimento.

Sendo assim, as usinas poderão selecionar a aplicação que represente melhor sua estratégia de investimento.

## Conclusões e Contribuições

A utilização do gás natural na área agrícola, em substituição ao Diesel apresenta retorno mais rápido que as demais propostas apresentadas. Tal substituição pode ser feita nos processos de colheita, transporte e transbordo, sendo que para aplicação nas etapas de colheita e transbordo faz-se necessário estudo mais aprofundado.

Projetos de cogeração utilizando o ciclo híbrido apresentam elevada eficiência e são apontados pelo estudo como item estratégico no plano de negócios das usinas dos próximos 5-10 anos, visto que promoverá aumento constante de receita no longo prazo.

Portanto, conclui-se que as empresas do setor sucroenergético detêm vastas possibilidades de uso do gás natural em sua cadeia produtiva assim como potencial de geração de biometano, sendo necessário manter estes estudos de viabilidade técnico-econômica alimentados com valores correntes de gás, energia, diesel, turbinas e caldeiras etc.

## Referência

- Relatório Fase 1 da Procknor Engenharia e **GasBrasiliano** do Programa de P&D Arsesp Ciclo 2018-2019.
- Relatório Fase 2 da Usina 1 da Procknor Engenharia e **GasBrasiliano** do Programa de P&D Arsesp Ciclo 2018-2019.
- Relatório Fase 2 da Usina 2 da Procknor Engenharia e **GasBrasiliano** do Programa de P&D Arsesp Ciclo 2018-2019.