

# TRANSIÇÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL PELO BIOMETANO: UMA OTIMIZAÇÃO DE TRANSPORTE PARA A REGIÃO SUL DO BRASIL

## 1 INTRODUÇÃO

A literatura sobre a transição energética no Brasil destaca que o Gás Natural (GN), o Gás Natural Liquefeito (GNL), o Biometano (BM) e o hidrogênio verde são soluções para um futuro de baixo carbono (SINIGAGLIA et al., 2022). Considera-se que o uso do GN ainda é importante para a transição energética, principalmente para suportar o BM e outras energias renováveis. A atual oferta nacional de energia do Brasil tem cerca de 48% de fontes renováveis, com 13% de GN e apenas 0,02% de biogás (EPE, 2021). Este estudo investiga o impacto de políticas que incentivam a produção de BM através do setor de GN, especificamente na região Sul do Brasil, conforme o programa Combustível do Futuro previsto para 2026, que prevê um aumento gradativo do suprimento de BM para as redes de GN em 1% do volume distribuído em GN de cada estado. Em 2021, na região Sul, o Paraná distribuiu 2,1 milhões de metros cúbicos de GN por dia (mcu/d), Santa Catarina 2,2 milhões de mcu/d e Rio Grande do Sul 1,69 milhões de mcu/d. Com esses volumes, a demanda supera a oferta, elevando os preços e forçando indústrias a buscarem fontes mais poluentes ou pior, a saírem da região (KERDAN et al., 2019). Como alternativa a região pode, a partir deste ano de 2024, importar GNL através do novo Terminal Gás Sul em Santa Catarina, se usado da forma correta o GNL pode iniciar o consumo antes do BM ser oferecido (MOUTINHO et al., 2021). Embora existam apenas algumas centenas de usinas de biogás no Brasil, as plantas atuais não buscaram instaurar modelos de negócios de BM, elas buscaram modelos mais simples, como geração de eletricidade com biogás (BORGES et al., 2021). A otimização é uma ferramenta reconhecida por conferir rentabilidade para cadeias de abastecimento do BM, como injeção direta nas redes de gás e transporte alternativo (FERRAZ et al., 2022). O modelo proposto neste trabalho tem objetivo de responder a questão de quanto BM seria possível transportar das plantas de biogás existentes, se todas fossem produtoras de BM, para os pontos de troca de custódia das distribuidoras. O foco é dado para a região Sul, mas o modelo deve ser passível de replicação para qualquer região do país. A motivação deste modelo é criar uma cadeia otimizada que possa viabilizar a cadeia do BM, aumentar a oferta de GN e ao mesmo tempo reduzir as emissões do setor de GN.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta fundamentação são apresentados a cadeia do GN, a cadeia do BM, e uma revisão sobre os modelos de otimização com logística de BM. Inicialmente, o GN é um combustível composto principalmente por metano (85% após refino), encontrado em grandes quantidades no subsolo, frequentemente associado ao petróleo ou extraído de rochas de xisto, e também pode ser produzido a partir de biogás purificado para BM. O GN ainda pode ser resfriado e transformado em GNL, o que permite transportar grandes quantidades de GN em tanques especiais de armazenamento. A indústria do GN é estruturada em três segmentos principais: exploração e produção (*upstream*), processamento, transporte e estocagem (*midstream*), e distribuição (*downstream*), onde o gás é odorizado e entregue aos consumidores finais oferecido (MOUTINHO et al., 2021). A distribuição requer uma infraestrutura de rede complexa e coordenada, geralmente composta de gasodutos, com altos custos de implantação. Aproximadamente 50 a 70% do custo total do GN está relacionado ao transporte e distribuição, por isso o setor se beneficia de economias de escala. A viabilidade da cadeia de GN depende da avaliação das distâncias e volumes demandados, buscando minimizar os custos totais de investimento (CAPEX) e operacionais (OPEX) (KERDAN et al., 2019).

A produção de BM se origina do biogás, o qual é produzido principalmente em reatores de biodigestão, que processam diversas matérias orgânicas, ou ainda, o biogás pode ser gerado em aterros sanitários. Com um poder calorífico entre 5.000 e 7.000 kcal/Nm<sup>3</sup>, o biogás é composto majoritariamente por metano (50-70%) e dióxido de carbono (25-40%). A cadeia de suprimento de biogás é estruturada em três etapas principais: mapeamento das quantidades potenciais de biomassa, planejamento do processo de produção e previsão da demanda pelo combustível. A operação das plantas de biogás deve ser segura e devidamente licenciada para evitar riscos ambientais e à saúde. Políticas de incentivo, como tarifas de alimentação, isenções fiscais e incentivos ao investimento, são fundamentais para promover a adoção do biogás e BM. Em 2021, haviam cerca de 755 plantas de biogás em operação no Brasil, com uma produção total de aproximadamente 6 MMm<sup>3</sup>/d de biogás, sendo que 74% deste volume é oriundo do setor de saneamento, segundo a literatura o Brasil tem potencial para mais de 10.000 plantas (BORGES et al., 2021). O custo de produzir BM ainda é pouco competitivo quando comparado ao GN, mas devido aos movimentos geopolíticos recentes, o BM pode começar a ser comparável ao preço do GNL (~1,50 Reais/m<sup>3</sup>, sem transporte e distribuição). O preço do BM é estimado em cerca de 3,88-9,70 Reais/m<sup>3</sup> e pode ser reduzido nas próximas décadas para cerca de 2,91-4,07 Reais/m<sup>3</sup> (NELISSEN et al., 2020).

Um modelo de otimização logística é essencial para minimizar os custos de modelos de negócio de BM, especialmente as modelagens sobre como o BM é integrado às redes de gás, modelos chamados de *midstream* (KEOGH et al., 2022). Estudos no *midstream* utilizam problemas de localização-alocação para minimizar custos, incluindo processos como a liquefação e entrega do BM. Outro exemplo são os Corredores Azuis, que visam produzir BM e entregar em um ponto onde ele possa substituir o diesel no setor de transportes pesados por BM e GNL (FERRAZ et al., 2022). Nos modelos *upstream* o foco é a origem da biomassa, geralmente vinda de áreas rurais onde o digestato é utilizado como bio-fertilizante. Modelos de p-mediana ajudam a determinar locais ideais para plantas de biogás, minimizando custos de transporte, enquanto Sistemas de Informação Geográfica mapeiam o potencial de biogás em fazendas através do suprimento de biomassa e pontos de alta demanda (SIEGRIST et al., 2022). Modelos *downstream* por sua vez buscam otimizar redes de gasodutos até os clientes finais, considerando a sazonalidade da demanda e a capacidade de estocagem (BEKKERING, 2015). Os modelos de *downstream* são mais focados em redes singulares, e por vezes possuem otimizações termo fluido hidráulicas, pode-se dizer que são modelos mais técnicos.

### 3 METODOLOGIA

O método de um modelo de otimização geralmente possui seis etapas: (i) definição do problema e coleta de dados; (ii) formulação do modelo matemático (iii); desenvolvimento da solução; (iv) teste de soluções; (v) aplicação do plano; e (vi) implementação. Neste trabalho são realizados apenas os quatro primeiros, utilizando o GurobiPy, uma interface de programação em Python para o otimizador Gurobi. A primeira fase é a definição do problema (Problema de Transportes com custo de habilitação de rota e de pontos de destino), onde se estabelece que o objetivo é: minimizar os custos de investimento em um projeto de cadeia de suprimento de BM e GNL, para atender a demanda dos pontos de troca de custódia existentes. Para a coleta de dados, foram buscadas as localizações das plantas de biogás existentes e sua produção diária, bem, como a localização das estações de troca de custódia. Estes dados foram encontrado em 2022, no mapa de geração da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Vale ressaltar que atualmente os dados sobre as plantas de biogás não estão mais disponíveis. A demanda de cada ponto foi ajustada com valores aleatórios dentro de um intervalo pré-definido e o valor de investimento no equipamento de produção de BM (atualizador) segue uma curva existente na literatura (SCHRÖER et al., 2024). O modelo proposto pode ser então descrito:

Figura 1 – Modelo proposto

<p><b>Indicês:</b>  <math>i \in I = 1, \dots, m</math> plantas origens produtoras de BM [Plantas];  <math>j \in J = 1, \dots, n</math> pontos de destinos de entrega de gás [CityGates];  <math>k</math>: define origem específica para GNL do porto [PortoGNL];</p> <p><b>Parâmetros:</b>  <math>S_i</math> = Quantidade ofertada na origem <math>i</math> [m<sup>3</sup>/ano];  <math>D_j</math> = Quantidade requerida no destino <math>j</math> [m<sup>3</sup>/ano];  <math>C_{i,j}</math> = Custo unitário de transporte de <math>i</math> para <math>j</math> [R\$/ano];  <math>F_{ij}</math> = Custo de habilitar a ligação <math>i - j</math> [R\$/ano];  <math>M_{ij}</math> = Mínimo entre <math>(O_i, D_j)</math> [R\$/ano];  <math>T_j</math> = Custo de habilitar destino <math>j</math> [R\$/ano];  <math>R</math> = Razão desejada entre o volume de BM e o volume total [%]</p> <p><b>Variáveis de decisão:</b>  <math>X_{i,j}</math> = Quantidade transportada da origem <math>i</math> para <math>j</math> [m<sup>3</sup>/ano];  <math>Y_j = 1</math> se o destino <math>j</math> é habilitado, senão 0 [bin];  <math>W_{i,j} = 1</math> se a ligação <math>i - j</math> é habilitada, senão 0 [bin];</p>	<p><b>Função Objetivo:</b></p> $MinCT = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C_{ij}X_{ij} + \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n F_{ij}W_{ij} + \sum_{j=1}^n T_jU_j \quad (1)$ <p><b>Restrições:</b></p> $\sum_{j=1}^n X_{ij}W_{ij} \leq O_i; \forall i \quad (2)$ $(R) \sum_{i=2}^m X_{ij}W_{ij} + (1 - R) \sum_{i=1}^1 X_{ij}W_{ij} \geq D_jY_j; \forall j \quad (3)$ $\sum_{j=1}^n W_{ij} = 1; \forall i; i \neq 1 \quad (4)$ $\sum_{j=1}^n W_{i,j} = \sum_{j=1}^n Y_j; \forall j; i = 1 \quad (5)$ $X_{ij} \geq 0; \forall i, j \quad (6)$ $W_{ij} \in \{0, 1\}; \forall i \quad (7)$ $U_j \in \{0, 1\}; \forall j \quad (8)$
---	---

Fonte: autores.

## 4 RESULTADO

Para esta otimização com a infraestrutura existente em 2020, este modelo conta com 22 pontos de demanda e 183 pontos de oferta. No primeiro momento são estabelecidos os parâmetros não indexados (Tabela 1). No segundo momento as plantas são carregadas (a entrada 0 fica para o porto de GNL) e formam uma tabela com os dados para a modelagem (x[latitude], y[longitude], Name, Local [código da cidade], Production [indicando o volume de BM que poderia ser produzido nesta planta], Capex Biodigester [valor muitos próximos de zero pois estes biodigestores já existem], Capex Upgrader [utiliza a produção de biogás com a curva de custo do atualizador], Opex [utiliza valor aleatório entre 15 e 20 multiplicado pela produção diária de biogás]). No terceiro momento são carregados os dados referentes aos pontos de demanda. Contendo os mesmos tipos de dados de localização, foram criados apenas os valores de demanda e de custo de introduzir o BM junto do GNL. Foram criados valores aleatórios de 5 a 10 e multiplicados pela ordem de grandeza sugerida para cada um, neste caso cem mil para o custo de introduzir o BM e 1000 para a demanda diária. A soma dos suprimentos resulta em 261.969 mcu por dia e a demanda 181 mil mcu por dia.

Tabela 1 – Parâmetros da otimização

Nome da variável	Valor	Descrição
np.random.seed()	124	Seleciona o seed para replicar cenário em caso de uso de variável randômica
Port_supply	100000	Determina o volume máx.. de gás que o porto de GNL poderia vender todos os dias para os pontos de demanda através do modal GNL em caminhões
Max_Arcs	2	Determina o número máximo de arcos cada ponto de suprimento pode ter
Open_DP	18	Determina o número mínimo de ponto de demanda devem ser abertos
Truck_capacity	12000	Determina o volume de BM que um caminhão pode carregar na forma comprimida
Truck_cost_per_km	7	Determina o custo por km rodado
Truck_cap_lng	24000	Determina o volume de GN que um caminhão pode carregar na forma liquefeita
Euro_to_reais	5,4	Conversão de Euro para Reais
Project_lifetime	20	Determina a vida útil do projeto
R	0.25	Determina porcentagem mín de GNL para ser entregue em cada ponto de demanda

Fonte: autores.

Com todos os pontos carregados, o quarto passo é realizar o carregamento das distancias para realizar o cálculo do preço unitário de entrega do BM e do GNL em cada um dos pontos de demanda. Para esta etapa, apenas, inicialmente foi utilizado a linguagem de programação R devido a facilidade de uso do pacote que calcula as distancias rodoviárias entre os pontos (Pacote OsMR), o pacote limita o cálculo pelo número de pontos, por isso a matriz foi dividida em duas, a primeira calcula dos pontos 1-100 para cada um dos 21 pontos de demanda e depois a segunda matriz do 101-182. Os valores são exportados para um arquivo .csv e depois importados para o Python, onde os cálculos para o preço unitário realizados. Os custos unitários variaram de 0,075 até 5,10 Reais por metro cubico. Por fim, os valores de habilitação da rota foram simplificados, para 1000 vezes a distância entre os pontos.

O modelo encontrou um gap de apenas 0,05% com 25 segundos de execução, considerado suficiente para esta modelagem. O resultado da função objetivo, apontou o valor de 271 milhões de Reais para instaurar o projeto. Foram abertos os 18 pontos de demanda como definido no início do problema (0, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21). O volume de gás ofertado foi de 135.000 metros cúbicos por dia (mcu/d), o volume de gás suprido pelo GNL foi de 33.750 mcu/d e o restante de BM. O ponto que mais recebe GNL é o ponto 13, recebendo 3.500 mcu/d, e os pontos que recebem menos, entre 1250 e 1500mcu/d são 9 (3, 7, 8, 9, 11, 12, 16, 17, 19). A maior planta (122) realiza entregas para três pontos de demanda (0,2,13), a maior entrega foi de 10.055 por dia para o ponto 13. O ponto de oferta 49 apresentou comportamento semelhante, também com 3 conexões. A menor planta (67) com produção de apenas 11mcu/d (tecnicamente significa 1 carregamento de BM a cada 1000 dias, portanto impraticável) foi conectada ao ponto de demanda 15, o qual possui outros 10 pontos de oferta. Portanto o ponto de menor oferta foi conectado com o ponto com mais conexões. Ainda, 11 pontos de oferta apresentaram conexão com mais de um ponto de demanda (1, 3, 4, 27, 39, 49, 57, 90, 107, 111, 122). Os resultados de pontos de Ofertas (O), pontos de Demanda (D) e Volume (V) são apresentados na Tabela 2 e as conexões são apresentadas na Figura 2.

Tabela 2 – Destinos e quantidades em mcu por dia

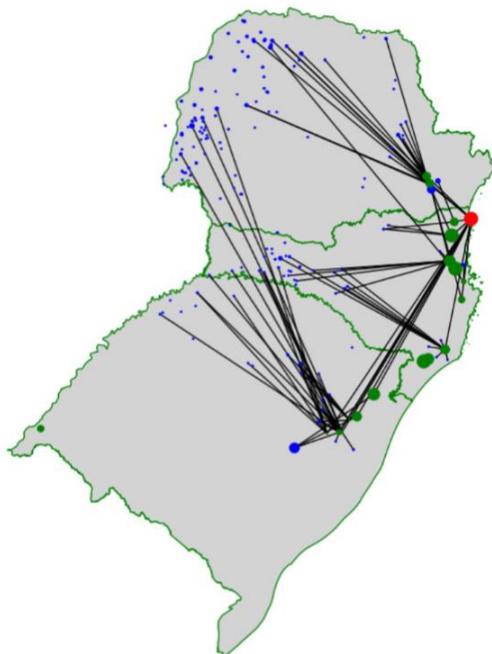
O	D	V	O	D	V	O	D	V	O	D	V	O	D	V	O	D	V
0	0	1750	0	20	3000	38	16	107	77	2	54	122	2	5028	169	12	65
0	2	2750	0	21	2000	39	8	86	88	15	177	122	13	10162	170	4	2863
0	3	1500	1	8	108	39	17	119	90	14	444	130	12	131	171	19	424
0	4	2000	1	12	2081	40	2	192	90	19	278	131	2	118	173	12	1051
0	7	1500	3	2	2433	41	15	363	91	15	56	137	8	321	174	16	2628
0	8	1250	3	9	300	42	15	544	92	2	74	143	14	438	175	19	1576
0	9	1500	4	2	51	44	8	246	94	16	134	147	2	197	176	11	2628
0	11	1250	4	15	298	48	9	4200	97	21	5729	151	12	281	177	15	525
0	12	1250	14	17	3000	49	7	4500	103	2	100	152	15	100	178	14	525
0	13	3500	19	19	2220	49	18	6750	107	4	1962	155	16	99	179	17	630
0	14	2000	24	8	1942	49	20	9000	107	14	887	156	16	128	180	8	204
0	15	2250	27	4	1173	57	13	337	108	14	287	159	12	138	181	11	630
0	16	1250	27	11	491	57	21	270	111	8	45	163	8	262	182	3	4500
0	17	1250	32	8	438	59	14	3153	111	16	223	164	8	93			
0	18	2250	34	15	3576	67	15	11	115	16	120	167	16	289			
0	19	1500	37	14	262	70	15	1095	122	0	5250	168	16	20			

Fonte: autores.

Diante do valor de investimento de 271 milhões de Reais para instaurar o projeto e um volume de BM de 101.250 por dia (Aproximadamente 37 milhões por ano), o valor do BM que traz equilíbrio econômico em pelo menos cinco anos seria de 1,45 Reais/mcu, portanto considerando esta realidade o BM compete no mesmo patamar de preço do GNL. Vale ressaltar que o Opex do projeto foi altamente simplificado e fontes de receita alternativas não foram consideradas, como o valor do digestão e dos créditos de descarbonização CBIOS. Além disso,

vale lembrar que nesta primeira modelagem, os custos de investimento dos biodigestores não foram incluídos, pois estes já existem.

Figura 2 – Conexões propostas pelo modelo



Fonte: autores.

Um aspecto interessante deste modelo demonstrou que as distancias não são tão significantes para a seleção de supridores. Este resultado ressalta que o BM, após comprimido em um caminhão, os custos de entregar algumas poucas centenas de km a mais que o destino mais próximo, não faz diferença muito grande. Considerando que um caminhão transporta 12mil mcu de BM, e que consome 20-30mcu a cada 100km, o transporte corresponde a uma pequena quantidade de energia. Com isso o modelo demonstrou que algumas plantas do oeste do Rio grande do sul (4 plantas) e plantas do oeste de Santa Catarina (4 plantas) podem ter viabilidade vendendo BM de 400 até 900 km distantes do ponto de demanda.

## 5 CONCLUSÃO

O modelo proposto aqui faz referência aos modelos de *midstream* e entregou uma solução plausível para o problema. Notavelmente o valor encontrado para o BM de 1,45 Reais/mcu é inferior aos valores da literatura, porém, estão na mesma grandeza (NELISSEN et al., 2020). O modelo possivelmente requer refinamento para encontrar um valor mais preciso. Mesmo com um pouco de incerteza sobre o preço o modelo ilustrou que atender a política Combustível do Futuro, vai requerer grandes quantidades de investimento, pois a produção atual não será capaz de atender os objetivos. Ainda, sobre a modelagem, a principal mudança sugerida se refere a função objetivo que busca minimizar os custos, nela, existe a necessidade de informar quantos pontos de entrega serão abertos. Como próximos passos portanto, é sugerido, alterar a função objetivo para encontrar o máximo de BM, por exemplo, assim seria mais fácil implementar uma lógica onde o número de plantas fosse resultado da modelagem. O cuidado neste ponto diz respeito a limitação de não multiplicar variáveis de decisão. Além disso, o modelo chama atenção para as plantas pequenas, que não formaram economia de escala suficientes para produzir BM, neste caso, um novo caminho dentro dos modelos de otimização poderia ser seguido. Estes novos modelos tem por objetivo agrupar diversas plantas e selecionar dentre elas qual poderia ter uma produção de BM que recebesse o biogás das plantas mais

próximas (SCHRÖER et al., 2024). Este estudo demonstra e clama por mais estudos sobre modelos de otimização para o BM, pois estes podem aproximar o setor de GN do Brasil de realizar uma transição, algo inconcebível até poucos anos atrás.

## REFERÊNCIAS

SINIGAGLIA, Tiago et al. Current scenario and outlook for biogas and natural gas businesses in the mobility sector in Brazil. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 47, n. 24, p. 12074–12095, 2022.

KERDAN, Iván G. et al. Modelling cost-effective pathways for natural gas infrastructure: A southern Brazil case study. **Applied Energy**, v. 255, p. 113799, 2019.

MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson, et al., **Oportunidades e Desafios do Gás Natural e do Gás Natural Liquefeito no Brasil**. Letra Capital, 2021.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Energia 2031**. 2021.

BORGES, Cosme P. et al. A systems modeling approach to estimate biogas potential from biomass in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 138, 2021.

FERRAZ JÚNIOR, Antonio D. N. et al. Liquefied biomethane from sugarcane vinasse and municipal solid waste: Sustainable fuel for a green-gas heavy duty road freight transport corridor in Sao Paulo state. **Journal of Cleaner Production**, v. 335, p. 130281, 2022.

SCHRÖER, Daniel, et al. A network design problem for upgrading decentrally produced biogas into biomethane. **Journal of Cleaner Production**, v. 452, p. 142049, 2024.

NELISSEN, Dagmar et al. **Availability and costs of liquefied bio- and synthetic methane - The maritime shipping perspective**. Report, Delft University. 2020.

KEOGH, Niamh; CORR, D.; MONAGHAN, R.F.D. Biogenic renewable gas injection into natural gas grids: A review of technical and economic modelling studies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 168, p. 112818, 2022.

SIEGRIST, Armin; BOWMAN, Gillianne; BURG, Vanessa. Energy generation potentials from agricultural residues: The influence of techno-spatial restrictions on biomethane, electricity, and heat production. **Applied Energy**, Elsevier, v. 327, p. 120075, 2022.

BEKKERING, J. et al. Designing a green gas supply to meet regional seasonal demand – An operations research case study. **Applied Energy**, v. 143, p. 348–358, 2015.