

PEDRO PAULO CAMPANATTI OSTIZ

**DESAFIOS DE SUBSTITUIÇÃO DO GÁS NATURAL PELA BIOMASSA
EM INDÚSTRIAS: UM ESTUDO MULTI-MÉTODO**

Trabalho de formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para a obtenção do diploma
de Engenheiro de Produção.

**São Paulo
2022**

PEDRO PAULO CAMPANATTI OSTIZ

**DESAFIOS DE SUBSTITUIÇÃO DO GÁS NATURAL PELA BIOMASSA
EM INDÚSTRIAS: UM ESTUDO MULTI-MÉTODO**

Trabalho de Formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para a obtenção do diploma
de Engenheiro de Produção.

Orientadora: Prof.^a Titular Marly
Monteiro de Carvalho

**São Paulo
2022**

FICHA CATALOGRÁFICA

Ostiz, Pedro Paulo Campanatti
DESAFIOS DE SUBSTITUIÇÃO DO GÁS NATURAL PELA
BIOMASSA EM INDÚSTRIAS: UM ESTUDO MULTI-MÉTODO /
P.P.C. Ostiz. -- São Paulo, 2022.
120 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.

1. Biomassa 2. Gás Natural
3. Potencial de Energias 4. Desafios de Substituição I.
Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento
de Engenharia de Produção II. t.

*“Either write something worth reading
or do something worth writing”*

-- Benjamin Franklin

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, por me ensinarem sobre a importância do estudo e da determinação. Obrigado por me darem acesso às ferramentas necessárias que me permitem continuar crescendo.

Ao meu irmão, Ciro, o qual sempre foi fonte de inspiração em inúmeras decisões profissionais e pessoais.

Aos meus amigos da Escola Morumbi, Colégio Anglo Alphaville e Escola Politécnica pelas risadas e infinitas manhãs de estudo compartilhadas em inúmeros anos de formação acadêmica.

À Profª Marly Monteiro de Carvalho, pela disponibilidade e orientação, na figura da qual cumprimento todos os meus professores de educação básica e superior.

Aos meus colegas de trabalho por me abrirem as portas, acreditarem no meu potencial e me tornarem um profissional mais preparado.

RESUMO

Este trabalho visa estudar e analisar o potencial de substituição do gás natural pela biomassa como combustível para produção de calor de processo em indústrias, bem como os desafios envolvidos. A motivação do trabalho foi um estudo de Private Equity no contexto de análise de um possível investimento. A estrutura do trabalho iniciou com a análise da indústria de gás natural no Brasil, seguida da revisão da literatura de conceitos de estratégia, sustentabilidade e finanças corporativas necessárias ao desenvolvimento das análises. A seguir, aplicou-se a metodologia de avaliação de potencial de energias sustentáveis proposta pelo NREL, dividindo-a em 4 etapas distintas: potencial de recursos, potencial técnico, potencial econômico e potencial de mercado. Para avaliar tais potenciais, foi realizada uma extensa revisão de textos acadêmicos e portais governamentais dos dados das biomassas em São Paulo, bem como uma análise geoespacial, financeira e sustentável das mesmas de modo a respeitar a metodologia. De posse de tais informações, foi possível descobrir que os principais desafios na transição energética dizem respeito ao conhecimento de operabilidade das biomassas e a logística envolvida no transporte delas. Tal descoberta se mostrou útil no contexto de estágio do autor, além de propor um modelo de análise utilizado pelo time em outros estudos de caso. Todavia, o estudo é limitado já que foca apenas no estado de São Paulo e apresenta escalabilidade de análise mediana considerando as ferramentas empregadas.

Palavras-chave: Biomassa. Gás Natural. Potencial de Energias. Desafios de Substituição.

ABSTRACT

This paper aims to understand the potential for replacing natural gas with biomass as a fuel for process heat production in industries, as well as the challenges involved. The motivation for the paper was a study conducted during a Private Equity internship in the context of analysis of a possible investment. The structure of the work began with an analysis of the natural gas industry in Brazil, followed by a literature review of concepts of strategy, sustainability and corporate finance necessary for the development of the analysis. Next, the methodology for assessing sustainable energy potential proposed by NREL was applied, dividing it into 4 distinct stages: resource potential, technical potential, economic potential, and market potential. To evaluate these potentials, an extensive review of academic texts and government portals of biomass data in São Paulo was conducted, as well as a geospatial, financial and sustainable analysis of the biomasses in order to comply with the methodology. With this information, it was possible to discover that the main challenges in the energy transition concern the knowledge of biomass operability and the logistics involved in transporting it. This discovery proved to be useful in the context of the author's internship, and proposed an analysis model used by the team in other case studies. However, the study is limited as it focuses only on the state of São Paulo and presents medium scalability of analysis considering the tools employed.

Keywords: Biomass. Natural Gas. Energy Potential. Substitution Challenges.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Posicionamento Geográfico das Indústrias em São Paulo.....	27
Figura 2 – Estrutura do trabalho	28
Figura 3 – Infraestrutura de escoamento da Bacia de Santos.....	33
Figura 4 – Cadeia de valor do gás natural.....	39
Figura 5 – Potencial de recursos, técnico, econômico e de mercado	54
Figura 6 – Emissão de créditos de carbono no mercado voluntário do Brasil	60
Figura 7 – Comparação de consumo de créditos de carbono no Brasil e no mundo .	63
Figura 8 – Mapa de atores do mercado de carbono brasileiro	63
Figura 9 – Fluxograma da Pesquisa	73
Figura 10 – Preparação dos dados no software Alteryx.....	78
Figura 11 – Estrutura de filtragem de potencial técnico das biomassas	79
Figura 12 – Evolução dos preços do gás natural pela tonelada de vapor produzida..	81
Figura 13 – Diagrama de Pareto do potencial de recursos.....	88
Figura 14 – Geolocalização das biomassas operáveis em São Paulo.....	91
Figura 15 – Geolocalização identificada das biomassas operáveis em São Paulo.....	91
Figura 16 – Biomassas e raio de influência	92
Figura 17 – Preço por TIR exigida e biomassa utilizada	100
Figura 18 – Projeção para o preço do Petróleo Brent pela EPE.....	101
Figura 19 – Desconto em relação ao gás natural por biomassa utilizada.....	104
Figura 20 – Desconto em relação ao gás natural carbonizado por biomassa.....	107
Figura 21 – Valores cumulativos dos potenciais estudados.....	109

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Extensão de gasodutos de transporte em países selecionados	34
Gráfico 2 – Evolução da oferta de gás natural no Brasil (2010 a 2021)	40
Gráfico 3 – Evolução da demanda de gás natural no Brasil (2010 a 2021)	44
Gráfico 4 – Volumes de créditos de Carbono gerados no MDL e no mercado voluntário brasileiro	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características do mercado de gás natural por país.....	31
Tabela 2 - Dados de Localização e Capacidade de Processamento das UPGNs	34
Tabela 3 – Dados de localização e capacidade dos terminais de GNL	36
Tabela 4 – Consumo e aplicações de gás natural nas principais indústrias demandantes	44
Tabela 5 – Possibilidades de risco de acordo com a situação do produto substituto .	51
Tabela 6 – Visão geral das entrevistas conduzidas com indústrias.....	82
Tabela 7 – Potencial de recursos de biomassa em São Paulo	87
Tabela 8 – Resultados do filtro de conhecimento técnico de operabilidade	90
Tabela 9 – Despesas de capital para a instalação da caldeira movida a biomassa.....	94
Tabela 10 – Modelagem das despesas e custos operacionais do projeto	96
Tabela 11 – Relação de ponto geográfico e biomassa vendida.....	97
Tabela 12 – Custos das biomassas filtradas	98
Tabela 13 – Modelagem do Capital de Giro	98
Tabela 14 – Projeção do preço da molécula do gás natural	103
Tabela 15 – Cenários de precificação do crédito de carbono no Brasil	106
Tabela 16 – Consolidação dos potenciais de biomassa e restrições.....	108

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BP: Balanço Patrimonial

CMV: Custo da Mercadoria Vendida

CNAE: Cadastro Nacional de Atividade Econômica

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

CPV: Custo do Produto Vendido

COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

DFC: Demonstração do Fluxo de Caixa

DRE: Demonstração do Resultado do Exercício

EBIT: Earnings Before Interest & Taxes

EBT: Earnings Before Taxes

EI: Ecologia Industrial

EIA: Energy International Agency

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

ETS: Electronic Trading System

E&P: Exploração e Produção

GEE: Gases de Efeito Estufa

GNL: Gás Natural Liquefeito

GNV: Gás Natural Veicular

G&G: Geológico e Geofísico

ICMS: Impostos sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

MDL: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MME: Ministério de Minas e Energia

NDA: Non Disclosure Agreement

NREL: National Renewable Energy Laboratory

ONS: Operador Nacional do Sistema

PDE: Plano Decenal de Energia

PEVS: Produção da Extração Vegetal e Silvicultura

PCI: Poder Calorífico Inferior

PIS: Imposto para o Programa de Integração Social

PNMC: Política Nacional de Mudanças Climáticas

REDD: Redução de Emissões de Desmatamento e Degradação Florestal

SCE: Sistema de Comércio de Emissões

SI: Simbiose Industrial

SIG: Sistema de Informação Geográfica

SIN: Sistema Interligado Nacional

TIR: Taxa Interna de Retorno

TMA: Taxa Mínima de Atratividade

UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change

UPGN: Unidade de Processamento de Gás Natural

VPL: Valor Presente Líquido

WACC: Weighted Average Cost of Capital

YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

TF: Trabalho de Formatura

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	24
1.1	Motivação.....	24
1.2	Estágio.....	25
1.3	Objetivos	25
1.4	Estrutura do Trabalho.....	27
2	SETOR DE GÁS NATURAL.....	29
2.1	Definição, Composição e Utilidades.....	29
2.2	Visão Geral da Indústria.....	30
2.3	Infraestrutura	32
2.4	Cadeia de Valor.....	36
2.5	Oferta.....	39
2.6	Demanda	42
3	REVISÃO DA LITERATURA.....	46
3.1	Estratégia.....	46
3.1.1.	Forças Competitivas.....	47
3.2	Sustentabilidade	52
3.2.1	Potencial de Energias Sustentáveis	52
3.2.2	Mercado de Carbono	55
3.3	Finanças Corporativas	64
3.3.1	Valor Presente Líquido (VPL)	64
3.3.2	Taxa Mínima de Atratividade (TMA).....	65
3.3.3	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	66
3.3.4	Balanço Patrimonial	67
3.3.5	Demonstração do resultado do exercício	69
3.3.6	Demonstração do fluxo do caixa.....	71
4	METODOLOGIA	72
4.1	Etapas da Pesquisa	72
4.2	Cálculo Teórico: potencial de recurso por biomassa	74
4.3	Análise Geoespacial	75
4.3.1	Restrição de Conhecimento	76
4.3.2	Restrição Geográfica	76
4.4	Análise Financeira.....	79
4.5	Análise das Alternativas na Perspectiva de Crédito de Carbono	83
5	RESULTADOS.....	85
5.1	Cálculo Teórico – Potencial de Recursos.....	85
5.2	Análise Geoespacial – Potencial Técnico	88
5.2.1	Operabilidade da Biomassa.....	89
5.2.2	Raio de Influência	90
5.3	Análise Financeira – Potencial Econômico.....	93
5.3.1	Despesas de Capital.....	93
5.3.2	Despesas Operacionais.....	95
5.3.3	Capital de Giro	98
5.3.4	Preço de Venda	99
5.3.5	Desconto em relação ao gás natural	100

5.4	Análise das Alternativas na Perspectiva de Crédito de Carbono – Potencial de Mercado	104
5.4.1	Projeção do crédito de carbono	105
5.4.2	Desconto considerando o crédito de carbono.....	106
5.5	Consolidação dos Resultados	107
6	CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES	111
6.1	Contribuições	111
6.2	Limitações e Sugestões de Trabalhos Futuros	113
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	115

1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo tem como objetivo introduzir as motivações e os objetivos deste Trabalho de Formatura (TF), bem como oferecer uma breve contextualização do estágio do autor – a fim de justificar a escolha do tema – e uma síntese gráfica da estrutura do relatório.

1.1 Motivação

A Escola Politécnica tem como missão formar profissionais em Engenharia com excelência científica e técnica, que possam se tornar líderes inovadores e empreendedores, realizar pesquisas, difundir e preservar conhecimento e prestar serviços de alta relevância e impacto para a sociedade (POLITÉCNICA, 2022). Por consequência, é de responsabilidade do estudante da Escola Politécnica zelar para que, durante a sua vida acadêmica e profissional, retribua à sociedade pela educação e conhecimento de qualidade aos quais teve acesso. Este trabalho almeja cumprir tal dever.

O presente trabalho alinha-se com o estágio realizado em *private equity* na GaiaCo, gestora de investimentos, recém-fundada por ex-sócios da Gávea Investimentos, a qual por sua vez, é uma das maiores gestoras brasileiras – já tendo investido cerca de US\$5.6 bilhões em mais de 55 empresas brasileiras. A razão para o alinhamento de interesses entre o trabalho e a experiência de estágio decorre do fato de que a GaiaCo dedica-se a analisar novas oportunidades de investimentos em diferentes setores da economia. Durante o período de estágio, houve a necessidade de maior investigação sobre o setor de gás natural no contexto de um possível investimento, bem como da possível substituição desse combustível fóssil pela biomassa por clientes do ramo industrial.

A partir de tal entendimento, espera-se apoiar a GaiaCo na avaliação de uma oportunidade de investimento vigente. Por motivos de confidencialidade assinados via NDA (*Non-Disclosure-Agreement*) com a possível investida, seu nome será doravante referenciado neste trabalho como Empresa X. A Empresa X baseia o seu modelo de negócio no desenvolvimento de projetos de geração de vapor e cogeração de energia elétrica com biomassa. Sem qualquer tipo de investimento por parte do cliente, a Empresa X promove a migração da matriz energética fóssil para renovável, cobrando apenas pelo volume de energia consumido.

1.2 Estágio

O presente trabalho foi realizado ao longo do período de estágio na GaiaCo, gestora de investimentos em *private equity* fundada em 2021. As atividades da empresa se concentram em analisar e encontrar as melhores oportunidades de investimento no mercado privado de capitais em companhias consideradas de médio porte – de R\$100 milhões a R\$500 milhões de faturamento anual – gerando retornos em excesso aos seus investidores.

De maneira geral, uma gestora de Private Equity é responsável por administrar recursos financeiros de terceiros através de veículos denominados fundo de investimentos. Os investidores de um fundo de investimento no Brasil são titulares de quotas que representam o seu co-investimento em ativos pertencentes ao fundo de investimento (ABVCAP, 2018). No mercado financeiro, os investidores são denominados como passivo do fundo, e as sociedades investidas que recebem aporte de capital como ativo.

A GaiaCo tem a missão de construir um ecossistema de investimentos por meio do desenvolvimento de talentos extraordinários e da atração de investidores qualificados em um esforço colaborativo para gerar excesso de retorno em escala. Para a gestora, o conceito de comunidade é fundamental: seu passivo é visto como parte importante do processo de investimento e é selecionado de maneira cuidadosa.

Na mão contrária de outras gestoras tradicionais, o passivo da GaiaCo foi escolhido com foco em pessoas físicas que, de algum modo, pudessem contribuir na formação de uma geração proprietária de novas oportunidades de investimento – um ingrediente de sucesso para a geração de retornos em excesso. Desse modo, ao possuir um passivo formado tanto por investidores tradicionais do mercado financeiro como por empreendedores e outras conexões dos sócios da GaiaCo, a gestora potencializa sua rede de contatos e consequentemente a originação de negócios, alinhando interesses das partes interessadas (*stakeholders*).

1.3 Objetivos

O objetivo primordial deste trabalho é compreender os desafios de substituição do gás natural pela biomassa como combustível para produção de calor de processo em indústrias. Em

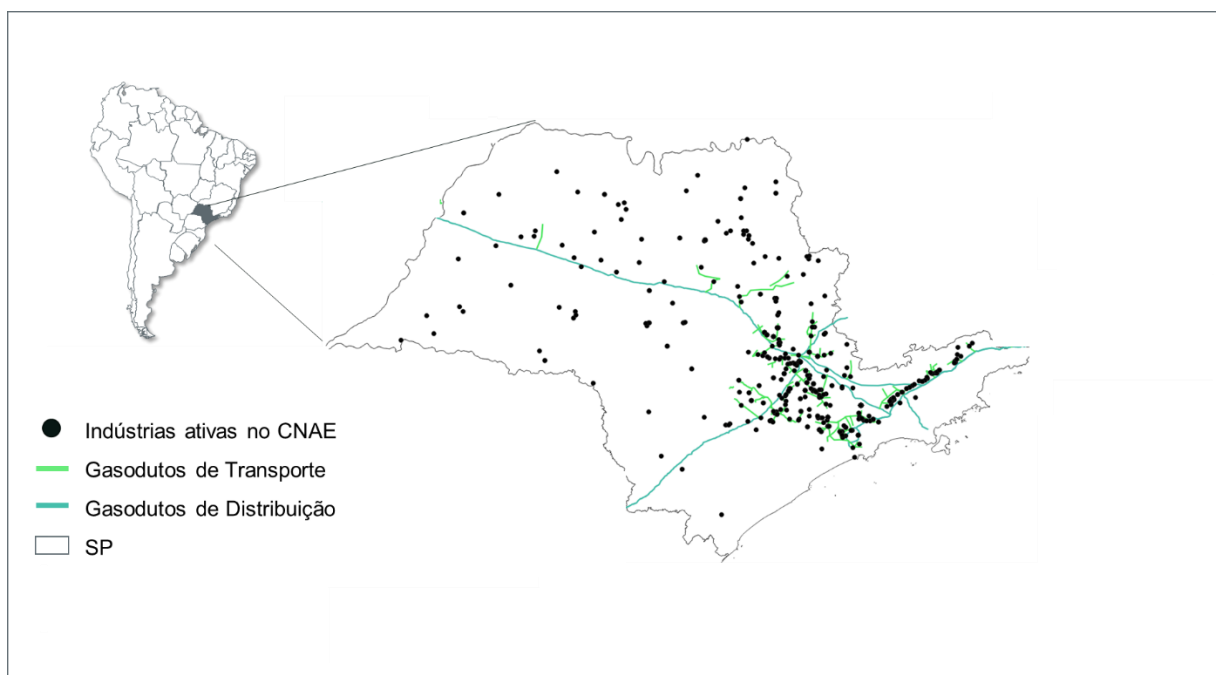
particular, procura-se entender se, sob a ótica do modelo de negócios da Empresa X – de desenvolvimento de projetos de geração de vapor com biomassa sem qualquer tipo de investimento por parte do cliente – torna-se técnica, financeira e politicamente possível uma transição energética com descarbonização. Como tanto a biomassa quanto o gás natural apresentam dinâmicas específicas relativas à geografia, um estudo de uma determinada indústria no estado de São Paulo foi escolhido como ponto de partida, uma vez que este é o principal polo industrial do Brasil. Por consequência, as questões a serem respondidas por esta pesquisa são:

Q1: Quais são as biomassas existentes, comercializáveis, tecnicamente viáveis e economicamente rentáveis em São Paulo e seus respectivos potenciais?

Q2: Quais são os desafios de substituição do gás natural pela biomassa em indústrias?

Ademais, tal questionamento passa não só pelo contexto de estágio do autor, como também por uma questão mais abrangente. As indústrias em São Paulo historicamente foram instaladas em zonas próximas aos gasodutos do estado, de modo a permitir o fácil acesso a um combustível fóssil para queima mais barato do que o óleo combustível. Além disso, e de maneira não excludente, tais gasodutos foram construídos seguindo a lógica de ancoragem em demandas firmes de indústrias, conduzindo a uma forte relação entre o posicionamento das indústrias e da distribuição do gás natural. A Figura 1 ilustra esta relação, sobrepondo geograficamente as indústrias ativas no Cadastro Nacional de Atividade Econômica (CNAE) aos gasodutos de transporte e de distribuição no Estado de São Paulo.

Figura 1 – Posicionamento Geográfico das Indústrias em São Paulo



Fonte: elaboração própria

Levando em consideração tal aspecto histórico de distribuição das indústrias próximas aos gasodutos, o contexto do objeto de estudo do autor em seu estágio e a corrente de desenvolvimento sustentável preponderante no momento presente, é possível verificar a importância do entendimento dos desafios de substituição do gás natural pela biomassa em indústrias.

1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho visa, a um só tempo, respeitar a ordem canônica do trabalho de formatura proposto pela Escola Politécnica e garantir a correta sequência de análise da metodologia proposta no mesmo. Isto posto, o trabalho foi dividido em 6 sessões, as quais são descritas a seguir.

No capítulo 1, é feita uma breve contextualização do problema, bem como a sua motivação, relação com o estágio do autor, objetivos e estrutura que o trabalho seguirá.

No capítulo 2, realiza-se uma extensa análise do setor de gás natural no Brasil. São apresentados os principais participantes, infraestrutura subjacente, dinâmicas de oferta e demanda e elos que compõem a cadeia de valor.

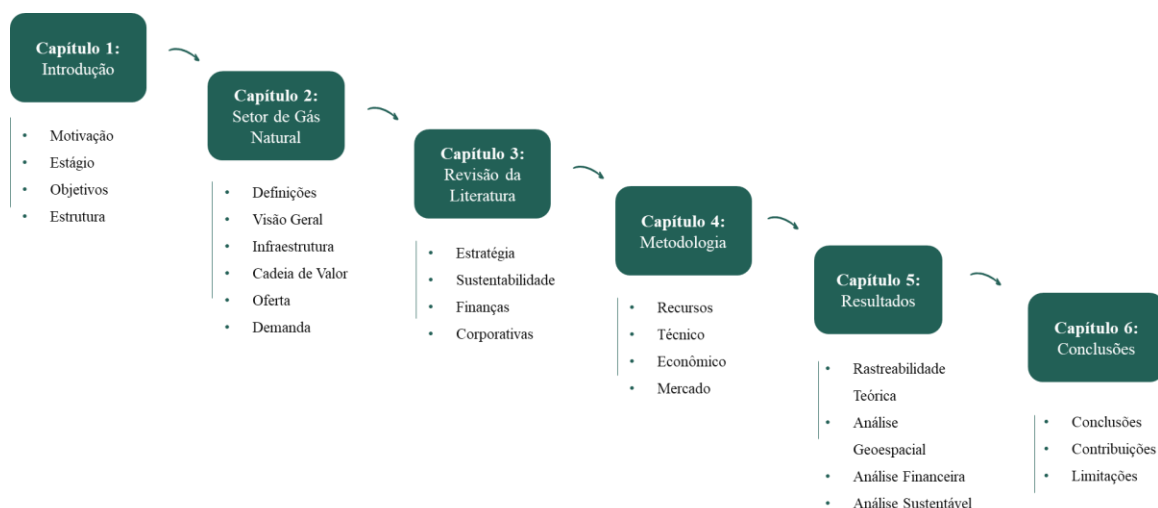
O capítulo 3 realiza a revisão da literatura característica de um trabalho acadêmico. Esta é dividida em três etapas, quais sejam (i) estratégia, (ii) sustentabilidade e (iii) finanças corporativas.

Na sequência, o capítulo 4 é responsável por detalhar a metodologia empregada no estudo, a qual é de extrema relevância em se tratando de um trabalho multi-método. A metodologia busca fornecer a estrutura para mapear e quantificar as biomassas no estado de São Paulo, entendendo os desafios de substituição do gás natural por tais biomassas em indústrias. Assim, ela é dividida em 4 etapas, sendo elas (i) a rastreabilidade teórica para entender o potencial de recursos, (ii) a análise geoespacial para compreender o potencial técnico, (iii) a análise financeira para averiguar o potencial econômico e (iv) a análise das alternativas na perspectiva de Crédito de Carbono para avaliar o potencial de mercado.

Depois da explicitação da metodologia, as análises e resultados obtidos por meio dela são apresentados no capítulo 5. Tais resultados são apresentados tanto de forma parcial, correspondente a cada etapa da metodologia, quanto conjugados, consolidando as apurações previamente atingidas.

Por fim, o capítulo 6 traz as considerações finais acerca do trabalho, destacando os aprendizados obtidos, as contribuições para o estágio do autor e as limitações do modelo escolhido.

Figura 2 – Estrutura do trabalho



Fonte: elaboração própria

2 SETOR DE GÁS NATURAL

Este capítulo tem o objetivo de contextualizar o leitor sobre os conceitos utilizados no decorrer do trabalho para que a leitura possa ser mais produtiva, acessível e interessante para todos os públicos. O capítulo esclarece conceitos referentes ao gás natural, dissertando sobre suas particularidades, o funcionamento da indústria e a regulação envolvida. No contexto do presente trabalho, o entendimento do gás natural faz-se necessário para sua futura comparação com a Biomassa. Além disso, considera-se que o setor de gás natural é bastante complexo devido à sua regulação e quantidade de peculiaridades envolvidas. Por tais razões, a compreensão sobre o gás natural é necessária para o desenvolvimento do trabalho.

2.1 Definição, Composição e Utilidades

O gás natural é um combustível fóssil que se encontra na natureza, normalmente em reservatórios profundos no subsolo, associado ou não ao petróleo. Assim como o petróleo, ele resulta da degradação da matéria orgânica (fósseis de animais e plantas pré-históricas), sendo retirado da terra através de perfurações (BAHIAGÁS, 2022). O maior componente do gás natural é o metano, composto de um átomo de carbono e quatro de hidrogênio (CH_4). Outros componentes são principalmente gases não hidrocarbonetos, como dióxido de carbono (CO_2) e vapor de água (H_2O) (EIA, 2021).

O gás natural pode ser encontrado em alguns tipos de ambientes. Em alguns casos, o gás natural pode ser extraído em grandes rachaduras e espaços entre camadas de rocha sobrejacentes, o chamado gás natural “convencional.” Em outros casos, o gás natural ocorre nos minúsculos poros dentro de algumas formações de xisto, arenito e outros tipos de rochas sedimentares, sendo chamado de gás de xisto ou gás não convencional (EIA, 2021).

Outra classificação possível diz respeito à sua associação ou não ao petróleo no local de sua extração. O gás associado é aquele que, no reservatório geológico, se

encontra dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás. Neste caso, normalmente privilegia-se a extração e produção inicial do óleo, utilizando-se o gás para manter a pressão do reservatório. O gás não associado é aquele que está livre do óleo e da água no reservatório; sua concentração é predominante na camada rochosa, permitindo a produção de gás natural (ANP, 2020).

Por último, as principais utilidades do gás natural dizem respeito ao seu uso como combustível para fornecimento de calor, geração de eletricidade e de força motriz, bem como matéria-prima nos setores químico, petroquímico e de fertilizantes.

2.2 Visão Geral da Indústria

A indústria de gás natural no Brasil foi negligenciada por muitos anos devido à ênfase na produção de petróleo e à falta de uma infraestrutura de transporte confiável no país (SCARCIOFOLLO; ETIENNE, 2019). Com a descoberta de novos campos de exploração mais próximos às regiões mais desenvolvidas do Brasil – e.g. Bacia de Campos – e após a Crise do Petróleo em 1973, o setor de gás finalmente passou a ser desenvolvido na década de 1980.

Contudo, trata-se de mercado bastante peculiar, com características distintas daquelas encontradas nos mercados de petróleo e seus correlatos. Entre as principais diferenças é possível mencionar a questão da regionalização e a dificuldade de escoamento e estoque (MENDES, et al., 2015). A regionalização é uma característica do setor do gás, a qual vai na contramão do petróleo e seus derivados, os quais possuem uma ampla dinâmica de mercado global. Os principais motivos para essa dinâmica local são os diferentes custos de ponto de equilíbrio (break-even) da molécula de acordo com a região, bem como a regulação a nível de estado na distribuição. A dificuldade de escoamento e estoque, por sua vez, consiste no fato de que, distintamente do petróleo, que é facilmente transportável por diversos meios com estoques facilmente reguláveis, o transporte de gás natural não é trivial, apresentando dificuldades físicas de escoamento e estoque.

Os custos de infraestrutura são determinantes para a viabilização do gás natural no mercado, uma vez que são necessários pesados investimentos e de longa maturação.

Nesse contexto, para que um mercado de gás natural em estágio inicial possa ser desenvolvido, é necessário identificar grandes consumidores que pretendam demandar o combustível em grandes volumes e por um longo período de tempo. A malha de gasodutos deve se desenvolver a partir desses consumidores âncoras. À medida que a malha se desenvolve, externalidades de rede positivas vão sendo geradas para outros consumidores, beneficiando diversos segmentos econômicos (BNDES, 2020).

Por falta de investimentos em transporte do lado da oferta e de grandes consumidores com demanda firme garantida do lado da demanda, o Brasil encontra-se atrasado em termos de infraestrutura em relação a outros países como Argentina e Estados Unidos. A Tabela 1 demonstra a comparação entre os países supracitados em termos de desenvolvimento do mercado de gás natural:

Tabela 1 – Características do mercado de gás natural por país

País	Brasil	Argentina	Estados Unidos
Transporte (mil km)	9,4	28,9	490,9
Participação na Matriz Elétrica (%)	13	52	33
Preço ao Consumidor Industrial (US\$/MMBTU)	14	4 a 6	3 a 5

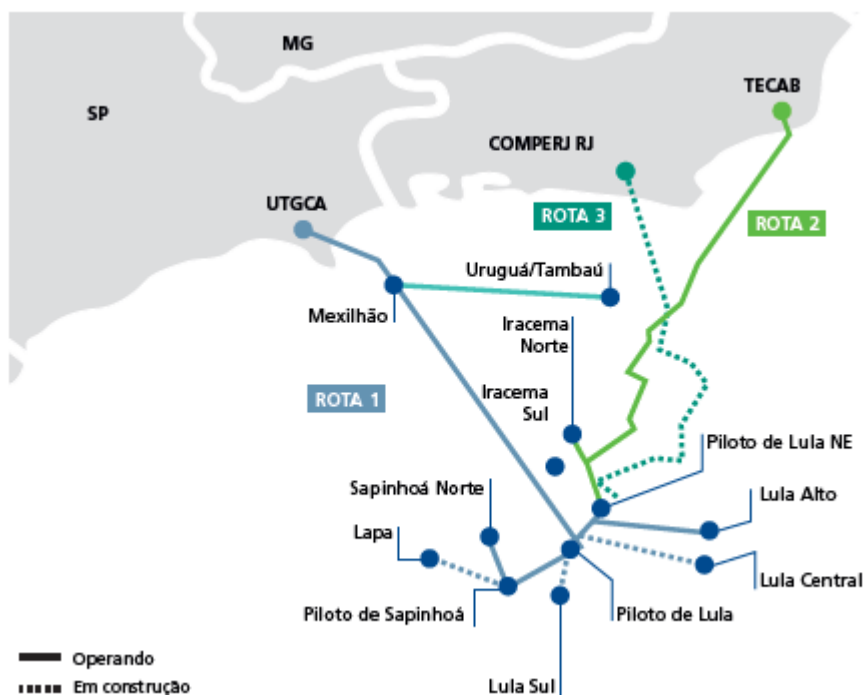
Fonte: MME (2019)

2.3 Infraestrutura

A infraestrutura relacionada à indústria de gás natural é composta basicamente de gasodutos de escoamento, gasodutos de transporte, unidades de processamento de gás natural (UPGN), terminais de gás natural liquefeito (GNL), city-gates e ramais de distribuição de gás natural (BNDES, 2020).

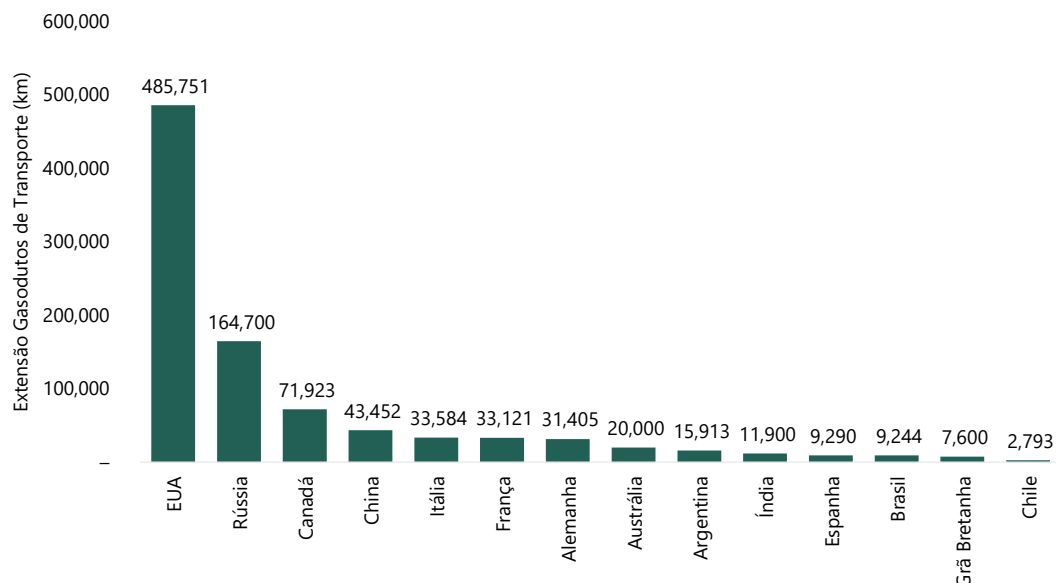
Os gasodutos de escoamento são aqueles que transferem o gás natural desde o campo de produção até a UPGN, onde o insumo é tratado até atingir as condições de especificação requeridas para ser injetado na malha de transporte. Atualmente, existem 2 gasodutos de escoamento em plena operação no Brasil – denominados Rota 1 e Rota 2 – com a previsão de entrada em operação do terceiro – Rota 3 – ainda em 2022. O gasoduto Rota 1 tem a capacidade de escoamento de 20 M m³/dia, extensão de cerca de 359 km e está instalado em profundidade superior a 2.100 metros. Ele conecta a Bacia de Santos à cidade de Caraguatatuba (SP) e está em operação desde 2011. O gasoduto Rota 2 tem capacidade igual ao anterior, porém com extensão de cerca de 382 km e profundidade de 2.200 metros. Ele liga a Bacia de Santos a Macaé (RJ) e está em operação desde 2016. Por fim, o gasoduto Rota 3 terá a capacidade de 18 M m³/dia e extensão de 307 km, estando à profundidade de 2.300 metros. Ele conectará a Bacia de Santos a Itaboraí (RJ) e tem investimento estimado de R\$ 6 bilhões realizado pela Petrobrás (TAVARES, 2019). A Figura 3 ilustra o posicionamento geográfico dos 3 gasodutos supracitados:

Figura 3 – Infraestrutura de escoamento da Bacia de Santos



Fonte: (HAYASHI, 2017)

Os gasodutos de transporte, por sua vez, são aqueles que transportam o Gás Natural da UPGN até o portão da cidade (*city-gate*). Atualmente, o Brasil conta com uma rede de 9.244 km de extensão, majoritariamente concentrada na região litorânea. A maior parte dessa rede começou a operar entre os anos de 1999, com a entrada em operação do Gasbol, e de 2010, com a entrada em operação do Gasene ligando a região Sudeste à região Nordeste. A rede de gasodutos de transporte brasileira pode ser considerada modesta quando comparada a outros países, principalmente considerando a extensão territorial do país. O Gráfico 1 ilustra a comparação de extensão de redes entre países selecionados, demonstrando que o Brasil se encontra em patamares próximos à Espanha – país com área 16 vezes menor e com um quarto da população brasileira.

Gráfico 1 – Extensão de gasodutos de transporte em países selecionados

Fonte: elaboração própria com base no Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (EPE, 2014)

As UPGNs são plantas industriais responsáveis pela purificação do gás antes de ser inserido nos gasodutos de transporte. Seu modelo de funcionamento é simples: o gás natural bruto é extraído da natureza contendo 12 elementos químicos diferentes, e na UPGN é feita a separação das frações pesadas dos gases mais leves, resultando em uma mistura mais pura para ser comercializada. Na chegada à UPGN, o gás sofre compressão, de modo a permitir o processo de tratamento. Atualmente existem 16 UPGNs no Brasil com capacidade total de processamento de 116 M m³/dia. A Tabela 2 resume as principais unidades existentes no país.

Tabela 2 - Dados de Localização e Capacidade de Processamento das UPGNs

UPGN	Estado	Capacidade (M m ³ /dia)	Capacidade (%)
Cabiúnas	RJ	25.2	22%
Caraguatatuba	SP	20.0	17%

Cacimbas	ES	18.1	16%
Urucu	AM	12.2	10%
Eneva	MA	8.5	7%
Vandemir Ferreira	BA	6.0	5%
Guamaré	RN	5.7	5%
Reduc	RJ	5.0	4%
Atalaia	SE	3.0	3%
Candeias	BA	2.9	2%
RPBC	SP	2.5	2%
Sul Capixaba	ES	2.5	2%
Santiago	BA	2.0	2%
Alagoas	AL	1.8	2%
Caburé	BA	0.5	0%
Lubnor	CE	0.4	0%

Fonte: (MME, 2022)

Outro tipo de infraestrutura do setor de Gás Natural presente no Brasil são os terminais de GNL. Os terminais de gás natural liquefeito consistem no conjunto das infraestruturas ligadas diretamente à rede de transporte de gás natural destinadas à recepção de navios metaneiros, bem como ao tratamento, regaseificação e posterior emissão de gás natural para a rede de transporte. O Brasil conta atualmente com 5 dessas estruturas, e as suas localizações e respectivas capacidades podem ser analisadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Dados de localização e capacidade dos terminais de GNL

Terminal	Estado	Capacidade (M m ³ /dia)	Capacidade (%)
Pecém	CE	23	21%
Baía de Guanabara	RJ	30	28%
Baía de Todos os Santos	BA	14	13%
Barra dos Coqueiros	SE	21	19%
Porto do Açú	RJ	21	19%

Fonte: (MME, 2022)

Por fim, vale destrinchar o conceito de *city-gate*. Eles são o conjunto de instalações que representam a etapa de entrega do gás natural do transportador para a concessionária estadual que realiza a distribuição, provocando mudança de propriedade e pressão.

2.4 Cadeia de Valor

Segundo Carvalho e Laurindo (2003): “A cadeia de valor compõe-se de uma série de atividades independentes conectadas através das ligações, que ocorrem sempre que uma atividade afetar o custo ou a eficiência das outras atividades.” Conceitualmente, a cadeia de valor do gás natural segue uma estrutura semelhante àquela encontrada nas indústrias de petróleo e eletricidade, sendo dividida em três segmentos principais.

O primeiro deles é o *upstream*, composto pelas atividades de exploração e produção (E&P) e processamento do gás. A lei nº 9.478/1997 - Lei do Petróleo - define que as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural são monopólio da União, podendo ser exercidas por outras empresas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção (BRASIL, 1997). Em geral, os contratos são elaborados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de acordo com as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e todas as atividades também são reguladas e fiscalizadas por ela.

O segundo segmento é o *midstream*, o qual compreende as atividades de transporte e estocagem de gás natural. Em países produtores de GNL, este segmento também compreende a liquefação, transporte por navios e a regaseificação do gás liquefeito nos mercados compradores. Atualmente, o Brasil possui uma malha de gasodutos de 9.244 km de dutos, além de 5 terminais de regaseificação (MME, 2021). De 2009 a 2021, o segmento de transporte de gás natural foi regulado sob o regime de concessão de acordo com a lei nº 11.909/09 – Lei do Gás (BRASIL, 2009). Contudo, nenhum gasoduto de transporte foi construído no período, e a partir de 2021 com a lei nº 10.712/21 – Nova Lei do Gás – o regime vigente passou a ser o de outorga (BRASIL, 2021).

Por fim, o terceiro segmento é o *downstream*, o qual compreende as atividades de distribuição e venda ao consumidor final de gás natural. Tais atividades são reguladas a nível estadual, dependendo, por consequência, da legislação promulgada por cada unidade federativa. Contudo, vale ressaltar que nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro existem peculiaridades que os diferem dos demais. Enquanto nos outros estados a atividade é regulada e explorada pela esfera pública, nos dois estados supracitados a exploração fica a cargo de empresas privadas sob o regime de concessão.

Quanto à etapa de *upstream*, vale ressaltar a diferenciação entre exploração e produção. A exploração é o processo de pesquisa de acumulação de hidrocarbonetos tanto em bacias terrestres – *onshore* – como em bacias marítimas – *offshore*. A produção, por sua vez, é o processo de extração, recuperação e processamento do Gás Natural em escala comercial. A fase de exploração é caracterizada por um maior nível de risco envolvido, dado os altos investimentos prévios somados à incerteza da

descoberta do recurso natural. Neste sentido, processos de mapeamento geológico e geofísico (G&G) antecedentes à perfuração dos poços de exploração são realizados com o objetivo de se reduzir o risco e aumentar a taxa de sucesso nas buscas de novas jazidas. Contudo, o dimensionamento real do reservatório e sua análise de comercialidade só ocorrem mediante uma custosa campanha de perfuração e avaliação de poços nas zonas de interesse definidas pelos grupos de G&G. Dito isso, o gerenciamento de tal risco exploratório e dos custos operacionais da campanha até tal momento constituem o principal desafio enfrentado pelo segmento *upstream* (FGV ENERGIA, 2014). Por fim, vale destacar que a maior parcela dos investimentos em E&P ocorre na fase de produção, a qual está condicionada à declaração de comercialidade da jazida na fase anterior.

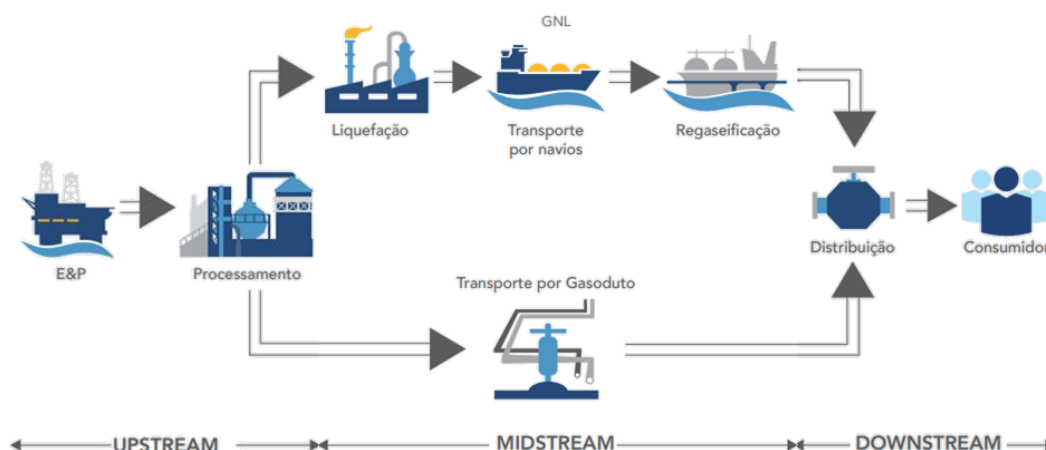
Após ser produzido na fase de E&P, o gás natural precisa ser escoado da plataforma de produção através de gasodutos de escoamento – no caso do gás *offshore* – e ser processado em uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN). Uma UPGN é uma instalação industrial que realiza a separação das frações pesadas (propano e outros gases pesados) existentes no gás natural, do metano e do etano, gerando: (i) o gás seco, que contém principalmente metano e etano; (ii) o Líquido de Gás Natural (LGN) que contém propano e butano, os quais formam o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP); e (iii) a gasolina natural (C5) (CBIE, 2019).

Quanto à etapa de *midstream*, existem duas modalidades principais de transporte. A primeira diz respeito ao gás natural liquefeito importado, o qual é associado ao transporte marítimo por navios metaneiros e regaseificado em terminais de regaseificação – Terminais de GNL. Já a segunda consiste no transporte de Gás Natural em alta pressão através de gasodutos em ambiente terrestre. Tais gasodutos são instalados mediante um alto investimento, além do fato de que seu dimensionamento e traçado devem levar em conta o atendimento simultâneo ao escoamento ininterrupto da produção e à demanda do mercado consumidor.

Por fim, após a etapa de transporte, inicia-se o processo de distribuição, o qual configura a etapa denominada de Downstream. O gás natural é recebido nos *city-gates* – instalações de redução e controle de pressão, medição e odorização de gás natural – e é direcionado através de tubulações aos diversos segmentos consumidores de gás

natural. A Figura 4 ilustra a cadeia de valor do gás natural dividida nos três segmentos principais.

Figura 4 – Cadeia de valor do gás natural



Fonte: FGV ENERGIA (2014)

2.5 Oferta

A oferta de gás natural no Brasil pode ser dividida em 2 grupos principais. O primeiro corresponde à oferta nacional, isto é, aquele produzido em território brasileiro. O segundo, por sua vez, corresponde às importações advindas de outros países.

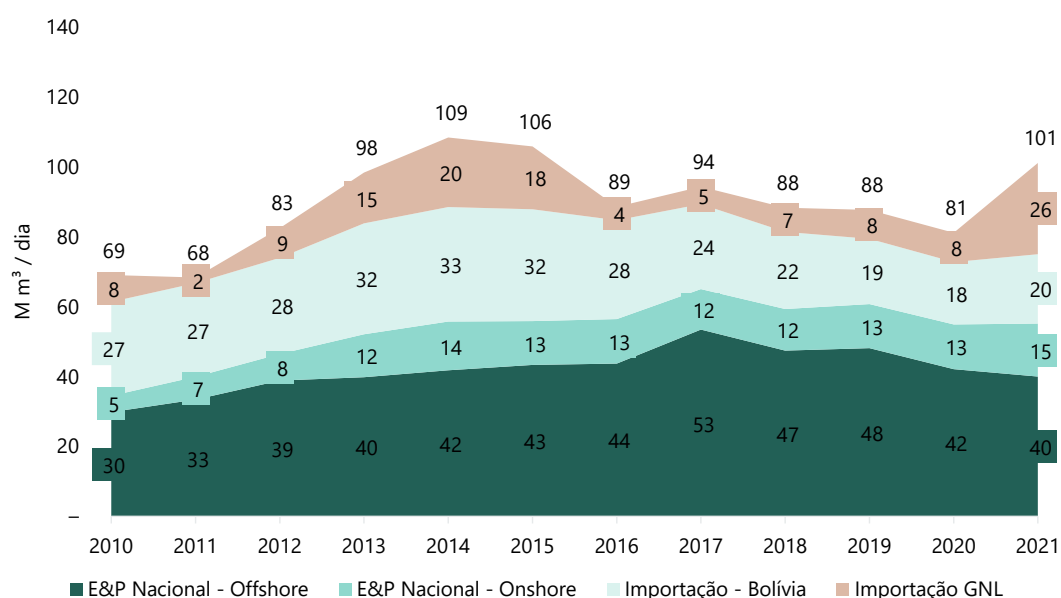
Olhando para a oferta nacional, é possível ainda dividi-la em 2 subgrupos de acordo com o local de extração do gás natural. Assim, o gás natural extraído em bacias terrestres brasileiras é denominado onshore, enquanto aquele extraído em bacias marítimas brasileiras é denominado offshore. Este segundo conjunto acrescenta complexidades idiossincráticas frente ao primeiro, uma vez que se encontra em média a 221 km da costa (EPE, 2019) e a 7 mil metros de profundidade (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2020), enquanto o primeiro já se encontra em terra firme e a profundidades usualmente menores. Como consequência, o gás natural offshore precisa ser escoado até a costa, e para tanto, grandes gasodutos de escoamento precisam ser construídos em projetos bilionários e de longo prazo, incrementado os custos do consumidor final.

Passando para a oferta internacional, também é possível realizar a sua subdivisão em 2 grupos menores, sendo o primeiro o gás boliviano e o segundo o gás natural liquefeito (GNL). A principal diferença entre eles consiste no fato de que o primeiro é importado da Bolívia via gasoduto na forma gasosa, enquanto o segundo é importado de diferentes países via navios metaneiros na forma líquida. A razão para tal mudança de estado é que o gás natural ocupa um volume 600 vezes menor em sua forma líquida, o que facilita que seja armazenado e transportado a qualquer lugar do mundo.

Vale ressaltar, porém, que o GNL envolve complexidades adicionais de operação quando comparado aos outros tipos de oferta. Neste sentido, o GNL é comprado na forma gasosa em algum país produtor, liquefeito em usinas de liquefação no país em questão, transportado pelo mar através de navios metaneiros e regaseificado na costa brasileira por meio de terminais de regaseificação. Somente após tais etapas o gás pode ser inserido nos gasodutos de transporte, adicionando custos extras operacionais ao consumidor final.

O Gráfico 2 demonstra a evolução dos números das 4 fontes de ofertas de gás natural no Brasil em milhões de metros cúbicos por dia ($M m^3 / dia$) – unidade de medida padrão utilizada no setor.

Gráfico 2 – Evolução da oferta de gás natural no Brasil (2010 a 2021)



Fonte: elaboração do autor com base em dados da ANP (2021)

Através do gráfico, denotam-se quatro situações distintas em termos de evolução de oferta. Quanto à E&P Nacional Offshore, com a descoberta do Pré-Sal em 2006 pela Petrobrás, a produção saiu de 19 M m³/dia para 30 M m³/dia em 2010, atingindo seu pico de produção em 2017 com 53 M m³/dia. Atualmente, tal produção encontra-se em 40 M m³/dia, principalmente em razão dos altos níveis de reinjeção do Gás Natural nos campos associados a fim de otimizar a produção de petróleo (IBP, 2022) e responde por 39.6% da oferta nacional.

Já a E&P Nacional Onshore, por sua vez, apresenta uma dinâmica peculiar. Originalmente, os campos de produção pertenciam à Petrobras, mas vêm sendo desinvestidos pela empresa em conformidade com o seu plano estratégico de privilegiar a produção de petróleo na camada do Pré-Sal. Há um futuro promissor para a produção onshore mediante a entrada de novos agentes no mercado, e os números de oferta vêm acelerando desde 2017 de 12 M m³/dia para 15 M m³/dia em 2021. Desse modo, corresponde por 14.8% da oferta nacional.

Analisando-se a oferta internacional, deve ser considerada, em primeiro lugar, a importação da Bolívia. O Brasil importa o gás boliviano desde 1999, quando a Petrobrás firmou contrato de demanda firme com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), além de ter realizado o investimento necessário à construção do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). Inicialmente, esta era uma forma de garantir uma oferta fixa e substancial no início do mercado de gás nacional. Contudo, a produção nacional do insumo aumentou muito depois do Pré-Sal, e ficou mais vantajoso para a Petrobras revender a sua própria produção ao invés de importar da Bolívia (COIMBRA, 2017). Neste sentido, a importação da Bolívia atingiu o seu pico em 2014 com 33 M m³/dia, mas vem caindo sequencialmente desde então, atingindo 20 M m³/dia em 2021. Desse modo, corresponde por 13.8% da oferta nacional.

Por fim, a oferta internacional é completada importação de GNL. Entre as 4 fontes de oferta, esta é a mais variável, uma vez que é vista como uma opção flexível para atender picos de demanda do Gás Natural durante épocas específicas. Neste sentido, o gás é comprado em algum país com excedente de produção na forma gasosa, liquefeito em terminais de liquefação através do resfriamento a uma temperatura de -

163°C e transportado por navios metaneiros até a costa do Brasil. Já no litoral, o insumo é regaseificado em terminais de GNL e finalmente pode ser inserido nos gasodutos de transporte. Através do Gráfico 1, é possível notar que os picos de importação de GNL ocorreram nos anos de 2014 com 20 M m³/dia e 2021 com 26 M m³/dia. A razão para tais picos é que nos anos de 2014 e 2021 os níveis de reservatórios das hidrelétricas estava abaixo da média, e assim o Operador Nacional do Sistema (ONS) ordenou o despacho das usinas termelétricas a gás de modo a não esgotar a matriz hidrelétrica. Desse modo, a importação de GNL corresponde por 31.8% da oferta nacional.

2.6 Demanda

Do lado da demanda, o Gás Natural tem a função de servir como combustível para queima e fornecimento de calor, bem como matéria prima em alguns casos específicos – os quais serão melhor detalhados adiante. Logo, os principais grupos consumidores de Gás Natural no Brasil são as indústrias, os veículos, o setor residencial, o setor comercial e as termelétricas a gás.

No caso das indústrias, o Gás Natural é utilizado tanto como insumo energético quanto como matéria prima, principalmente para a produção de metanol e fertilizantes nitrogenados. Em 2021, a indústria consumiu 40 M m³/dia, correspondendo por 39.6% da demanda.

No caso dos veículos, o consumo de Gás Natural se dá através do chamado Gás Natural Veicular (GNV). Como forma de arrefecer os frequentes reajustes nos preços da gasolina e do etanol, muitos proprietários de veículos com alta rodagem diária optam por fazer a conversão, uma vez que o combustível proporciona uma economia maior para o motorista. Para sua utilização, um *kit* é instalado no veículo, tendo como contrapartida a diminuição no preço de revenda do automóvel. Em 2021, o GNV consumiu 6 M m³/dia, correspondendo por 5.9% da demanda nacional.

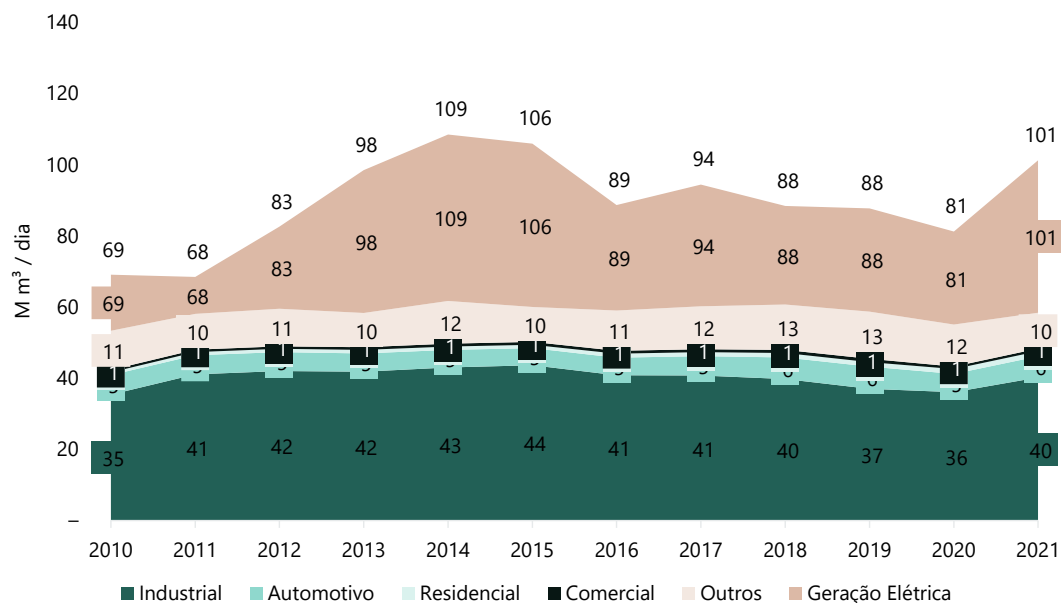
No setor residencial, por sua vez, o gás natural é largamente utilizado para aquecimento de chuveiros e acendimento de fogões. Sua escolha como combustível, no entanto, não se restringe a estes usos. Ele pode ser utilizado ainda para aquecer saunas, piscinas, lavadoras e secadoras de roupa, em sistemas de refrigeração, lareiras,

aquecedores de ambiente e até para churrasqueiras. Em 2021, o setor residencial consumiu 1 M m³/dia, correspondendo por 0.9% da demanda nacional.

No setor comercial, o gás natural é utilizado em várias aplicações e equipamentos, oferecendo muitas soluções de fornecimento de energia às atividades de comércio, substituindo outras fontes de energia como o petróleo, o gás de botijão e a própria energia elétrica. É uma versátil forma de energia para a cocção de alimentos e para o aquecimento de água, podendo ser utilizado pelo setor hoteleiro, além de restaurantes, bares, padarias, pastelarias, shopping centers, hospitais e demais estabelecimentos comerciais que precisem de um energético eficiente e versátil (ABEGÁS, 2018). Em 2021, o setor residencial consumiu 1 M m³/dia, correspondendo por 0.9% da demanda nacional.

Por último, encontram-se as termelétricas a gás. A utilização de Gás Natural na geração elétrica passou a ser fortemente disseminada a partir dos anos 2000, quando o país passou por uma grave crise hídrica que comprometeu a geração de energia hidrelétrica. O papel das termelétricas a gás no sistema de produção e transmissão de energia elétrica do país é de caráter estratégico. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é do tipo hidro-termo-eólico com predominância de usinas hidrelétricas. As usinas termelétricas atuam estrategicamente de forma a garantir a segurança do sistema, sendo acionadas de acordo com as condições hidrológicas vigentes, a fim de assegurar o suprimento de energia quando a geração hidrelétrica é comprometida (ONS, 2018). Em 2021, as termelétricas a gás consumiram 43 M m³/dia, correspondendo por 42.5% da demanda nacional.

O Gráfico 3 demonstra a evolução dos números das principais unidades de demanda de gás natural no Brasil em milhões de metros cúbicos por dia (M m³ / dia) – unidade de medida padrão utilizada no setor.

Gráfico 3 – Evolução da demanda de gás natural no Brasil (2010 a 2021)

Fonte: elaboração própria com base em dados da ANP (2021)

Dado que os consumidores industriais e as termelétricas a gás correspondem por 82.1% da demanda nacional, vale tecer alguns comentários adicionais sobre cada um.

Do lado do primeiro grupo, as indústrias química, cerâmica, de ferro-gusa e aço e de papel e celulose destacam-se como as maiores consumidoras de gás natural e responderam por cerca de 69% do consumo industrial verificado em 2020 (BEN, 2020), considerando consumo final energético, uso como matéria-prima e cogeração de eletricidade. A tabela 4 abaixo sintetiza o consumo e as aplicações do gás natural nas quatro principais indústrias demandantes:

Tabela 4 – Consumo e aplicações de gás natural nas principais indústrias demandantes

Indústria	Consumo (M m³/dia)	Aplicações

Química	5.7	Geração de vapor e aquecimento em caldeiras, fornos e incineradores
Cerâmica	3.6	Desde a secagem da matéria-prima até a queima do esmalte, em secadores de argila, atomizadores, secadores de biscoito (piso já prensado) e fornos
Ferro Gusa e Aço	3.5	Principalmente nas etapas de laminação e redução, em fornos de redução e tratamento térmico
Papel e Celulose	2.8	Geração de vapor, secagem e acabamento, em caldeiras, fornos de cal e incineradores

Fonte: BNDES (2019)

Quanto às termelétricas, vale ressaltar que estas são consideradas como relevantes para o sistema de abastecimento elétrico interno do Brasil, uma vez que essa fonte é vista como a segunda maior expectativa de expansão até 2031 – atrás apenas da eólica – segundo o cenário-base do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031) (BRASIL, 2021). Tal relevância está associada à sua característica de despachabilidade, ou seja, a possibilidade de ser acionada ou desligada conforme a necessidade do operador nacional do sistema - seja para complementar a geração em períodos hidrológicos secos, seja para suprir a necessidade de potência.

Além disso, é importante mencionar que atualmente algumas termelétricas operam com a característica de *inflexibilidade*, isto é, com despacho mínimo compulsório. O estabelecimento desse tipo de usina é importante para criar uma demanda firme, previsível e contínua de gás natural em polos específicos, contribuindo para a viabilização financeira dos investimentos necessários para a construção da infraestrutura adjacente ao Gás Natural.

3 REVISÃO DA LITERATURA

Além de compreender o funcionamento da indústria do Gás Natural, é de suma importância investigar conceitos da literatura relacionados a estratégia, ecologia industrial e finanças corporativas para que posteriormente seja possível analisar, classificar e comparar o gás natural à biomassa à luz de modelos mentais pré-estabelecidos e comprovados.

3.1 Estratégia

Na literatura, não existe uma definição única e universalmente aceita para o conceito de estratégia. Como afirmam Carvalho e Laurindo (CARVALHO; LAURINDO, 2010), a palavra “estratégia” vem do léxico grego “*strategos*”, o qual significa “general”. Ao longo da história, esse termo assumiu diversos significados em diferentes contextos, desde aplicações militares até econômicas e políticas. Henderson (1989), por exemplo, afirma que estratégia é a busca deliberada por um plano de ação para desenvolver vantagens competitivas e nortear os negócios. Tais vantagens competitivas podem ser entendidas como as alavancas que permitem que uma dada empresa entregue melhores resultados do que os de seus rivais. De maneira semelhante, Porter (1996) definiu estratégia competitiva como a escolha deliberada de atividades diferentes dos concorrentes para a entrega de um produto ou serviço de valor exclusivo.

Uma maneira possível de se analisar estratégia competitiva é através de uma metodologia classificatória que tente agrupá-la em grupos previamente definidos ou categorias derivadas. Mais do que isso, de acordo com Hambrick (1984), dado que as estratégias podem resultar da integração de muitas dimensões as quais podem ser combinadas de múltiplas maneiras, a classificação torna-se especialmente importante para o estudo daquelas. Logo, sem uma classificação, o analista de um determinado caso terá que lidar individualmente com muitas variáveis, causando uma possível deterioração da qualidade de seu estudo final.

3.1.1. Forças Competitivas

Tendo em vista a necessidade de classificação, é possível recorrer a Michael Porter (1980), o qual apresentou um modelo com a finalidade de determinar a intensidade de competição dentro da indústria, o nível de lucratividade e a estratégia de empresas a partir de cinco forças competitivas. De modo geral, Porter afirma que as empresas diferem em seu potencial de lucro final na medida em que se encontram mais ou menos aptas para gerenciar o conjunto de forças que caracterizam uma dada indústria. Assim, a meta de estratégia competitiva de uma empresa é a de encontrar a melhor solução para se defender contra forças competitivas adversas ou influenciá-las em seu favor.

Ao propor cinco forças competitivas – poder de negociação dos fornecedores, ameaça de novos entrantes, ameaça de produtos e serviços substitutos, poder de negociação de compradores e rivalidade entre as empresas existentes – nota-se que a concorrência em uma indústria não está limitada aos participantes estabelecidos. Neste sentido, a concorrência pode ser definida, segundo Porter, como “rivalidade ampliada”.

A primeira força é o poder de negociação dos fornecedores, o qual diz respeito à capacidade dos fornecedores de imporem força e eventualmente diminuïrem o poder de barganha de compradores durante a negociação de seus produtos. De modo geral, o sucesso e o fracasso das organizações estão muito associados às parcerias estabelecidas com seus supridores. Tal força dos fornecedores pode ser exercida através tanto da ameaça de elevação de preços, bem como através da redução da qualidade dos bens fornecidos. Como afirma Porter (1986), um grupo de fornecedores obtém poder de barganha em relação a uma indústria quando esta é dominada por poucos supridores e é mais concentrada do que aquela para a qual vende. Outro cenário que tende a aumentar o poder de negociação dos fornecedores ocorre quando eles não são obrigados a lutar com outros produtos substitutos na venda para a indústria, uma vez que alternativas de produtos diminuem o poder de barganha de um fornecedor. Por fim, custos de mudanças associados à troca do fornecedor que possam dificultar ou

impossibilita a troca de parceiros comerciais tendem a aumentar o poder de negociação dos fornecedores.

A segunda força é a ameaça de novos entrantes, a qual está relacionada à probabilidade de entrada de novas empresas capazes de trazer novas capacidades e produtos a fim de alcançar uma parcela de mercado. Novas empresas que entram em uma indústria trazem nova capacidade de produção, tecnologias, desejo de ganhar parcela de mercado e novos recursos financeiros. Desse modo, os preços de venda praticados podem diminuir, reduzindo, assim, a rentabilidade do negócio. Contudo, vale ressaltar que a aquisição de uma empresa já existente em uma indústria por um terceiro, tendo este interesse em construir uma posição no mercado, também deve ser vista como uma entrada, mesmo que uma empresa nova não tenha sido criada de fato. A razão para tal decorre do fato de que terceiros fazendo aquisições podem injetar novos recursos financeiros na antiga empresa como mecanismo de diferenciação diante dos competidores, o que caracteriza um novo participante na indústria. Em suma, a ameaça de entrada em uma indústria depende das barreiras à entrada existentes, e costuma ser objeto de estudo devido ao ambiente de análise estratégica.

A terceira força, por sua vez, é a ameaça de produtos e serviços substitutos, fazendo menção àqueles produtos que desempenham a mesma função daqueles vigentes na indústria. De modo geral, as empresas em uma indústria concorrem com companhias de outras indústrias que fabricam produtos similares. Assim, os produtos substitutos podem ser vistos como aqueles que não seriam escolhidos naturalmente, mas que podem acabar sendo priorizados frente a uma possível ausência de qualidade ou preço competitivo dos produtos vigentes. Segundo Porter (1986), os produtos substitutos que mais exigem necessidade de análise são aqueles sujeitos a melhoramentos de sua relação de preço e desempenho frente aos produtos vigentes na indústria.

Já a quarta força diz respeito ao poder de negociação dos compradores. Diametralmente oposta à primeira força, esse vetor revela que um grupo de compradores é poderoso quando é concentrado e compreende grande volume das compras de um setor, podendo exigir preços menores que os usuais. Além disso, Porter aponta que os compradores também podem ser uma ameaça quando eles têm todas as

informações sobre demanda, preços de mercado e custos de produção, uma vez que uma maior transparência tende a arrefecer distorções de mercado.

Por fim, a quinta força consiste na rivalidade entre as empresas existentes, podendo ser definida como a disputa por mercado entre as empresas já existentes em uma indústria. A força de intensidade de tal rivalidade pode ser moldada tanto pela concorrência entre os competidores, como pelo arcabouço regulatório vigente. Tal batalha pode se dar através de preços mais baixos, maiores investimentos em publicidade, aumento de serviços complementares, dentre outros. Por fim, a rivalidade entre os concorrentes existentes pode ser entendida como a consequência da interação de fatores como o número e o equilíbrio de concorrentes, a velocidade de crescimento da indústria e as barreiras à saída existentes. Quanto à velocidade, um crescimento mais lento de um setor tende a transformar a concorrência em uma disputa por fatias de mercado, ao passo que um crescimento mais acelerado tende a criar novos espaços e arrefecer o confronto direto. No que tange as barreiras à saída, grandes necessidades de investimento iniciais tendem a manter as empresas em uma indústria mesmo que estejam obtendo retornos baixos.

Assim, segundo Porter, formular uma estratégia competitiva é encontrar uma posição no ambiente onde a organização possa estar mais bem protegida das forças competitivas, bem como obter uma vantagem em relação aos seus competidores. Tendo isso em vista, o autor sugere três estratégias competitivas genéricas para enfrentar as forças competitivas, a fim de criar barreiras à entrada e superar os competidores em longo prazo.

A primeira estratégia competitiva genérica diz respeito à liderança em custo. Nesse caso, a empresa visa ter o menor custo de produção da indústria a fim de repassar baixos preços a seus clientes e manter margens de lucratividade. Vale ressaltar que a qualidade deve ser parelha mesmo com custos inferiores.

A segunda estratégia competitiva genérica é a de diferenciação, na qual a empresa visa se destacar em alguma dimensão valorizada pelo cliente ao ser a única a oferecê-la. Contudo, vale destacar que, via de regra, a disparidade de preços não deve ser gritante, uma vez que a diferença à qual o consumidor está disposto a pagar não representa um valor muito superior à média do setor.

Por fim, a terceira estratégia competitiva genérica é a de enfoque. Aqui, a empresa busca um segmento específico do mercado total, que pode ser definido pela singularidade geográfica, por exemplo. Servindo a um mercado limitado, a empresa que utiliza a estratégia do enfoque pode buscar liderança em custos ou diferenciação neste segmento, com as mesmas vantagens e desvantagens dos líderes de custo e dos diferenciadores.

Dado que o intuito do relatório é comparar o gás natural à biomassa, vale explorar com maior afinco a terceira força do modelo Porter previamente mencionado: a ameaça de produtos substitutos. A definição de ameaça de produtos substitutos de Porter trata-se da disponibilidade de um produto que o consumidor pode comprar em vez do produto da indústria. Um produto substituto é um produto de outra indústria que oferece ao consumidor benefícios semelhantes aos produtos produzidos pelas empresas da indústria.

A ameaça de substituição em um setor afeta o ambiente competitivo para as empresas desse setor e influencia a capacidade dessas empresas de obter lucratividade. A presença de uma ameaça de substituição afeta a lucratividade de uma indústria porque os consumidores podem optar por comprar o substituto em vez do produto da indústria. A disponibilidade de produtos substitutos próximos pode tornar um setor mais competitivo e diminuir o potencial de lucro para as empresas do setor. Por outro lado, a falta de produtos substitutos próximos torna um setor menos competitivo e aumenta o potencial de lucro para as empresas do setor. Um exemplo de ameaça de substitutos é a indústria de bebidas – um mercado com muitos concorrentes.

Vários fatores determinam se há ou não uma ameaça de produtos substitutos em uma indústria. Primeiro, se os custos de troca do consumidor são baixos, de modo que há pouco ou nada que impeça o consumidor de comprar o substituto em vez do produto da indústria, então a ameaça de produtos substitutos é alta. Em segundo lugar, se o produto substituto for mais barato que o produto da indústria – colocando assim um teto no preço do produto da indústria – existe um alto risco de ameaça de substitutos. Terceiro, se o produto substituto for de qualidade igual ou superior em relação ao produto da indústria, a ameaça de substitutos é alta. E quarto, se as funções, atributos ou desempenho do produto substituto são iguais ou superiores ao produto da

indústria. Em suma, qualquer uma dessas situações é uma alta ameaça de produtos substitutos à indústria.

Ao analisar um determinado setor, talvez nem todos os fatores previamente mencionados sobre a ameaça de substitutos se apliquem. Mas alguns, se não a maioria, certamente o farão. E dos fatores que se aplicam, alguns podem indicar alta ameaça de substitutos e alguns podem indicar baixa ameaça de produtos substitutos. Os resultados nem sempre serão diretos. Portanto, é necessário considerar as nuances da análise e as circunstâncias particulares de determinada empresa e setor ao usar esses dados para avaliar a estrutura competitiva e o potencial de lucro de um mercado. Apesar de tais nuances, uma regra geral postulada por Porter (1980) diz que os produtos substitutos que possuem maior potencial para tomar o lugar dos incumbentes são aqueles capazes de melhorar a relação de custo-benefício da indústria.

A Tabela 5 resume as possibilidades de alto risco e de baixo risco de produtos substitutos de acordo com a situação.

Tabela 5 – Possibilidades de risco de acordo com a situação do produto substituto

Alto Risco	Baixo Risco
Produto substituto é mais barato do que o atual da indústria	Produto substituto é mais caro do que o atual da indústria
Custos de troca do consumidor são baixos	Custos de troca do consumidor são altos
A qualidade do produto substituto é igual ou superior à do produto atual	A qualidade do produto substituto é inferior à do produto atual
A performance do produto substituto é igual ou superior à do produto atual	A performance do produto substituto é inferior à do produto atual
	Inexistência de produto substituto

Fonte: adaptado de Porter (1980)

3.2 Sustentabilidade

A discussão sobre o desenvolvimento sustentável já vem de longa data, uma vez que com o desenvolvimento industrial do ser humano, surgiu um contexto de controvérsia sobre as relações entre crescimento econômico e meio ambiente (NETO, 2011).

Tal discussão é extremamente pertinente no Brasil, dado que no território nacional, de diversas formas, manifestam-se algumas das contradições que envolvem demandas conjunturais por crescimento econômico, proteção do meio ambiente e por um desenvolvimento sustentável. Neste contexto, políticas de compensação são necessárias de modo a valorar o meio ambiente a partir da oneração dos empreendedores em obras de significativo impacto ambiental (FONSECA, 2015).

Assim, neste contexto repleto de ações contraditórias e em meio ao objetivo do trabalho de analisar a potencial transição energética do gás natural para a biomassa, é necessário entender o potencial de energias sustentáveis, bem como as políticas de compensação de modo a acelerar a transição energética.

3.2.1 Potencial de Energias Sustentáveis

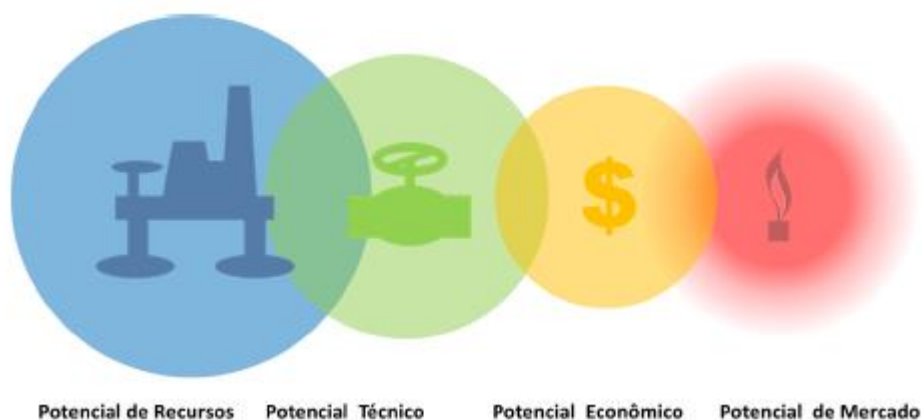
Segundo o Laboratório Nacional de Energia Renovável (*National Renewable Energy Laboratory*, NREL) dos Estados Unidos, o potencial de penetração de fontes energéticas pode ser analisado levando em conta quatro níveis de análise com valores quantificáveis, sendo eles o potencial de recursos, o potencial técnico, o potencial econômico e o potencial de mercado.

O potencial econômico é uma métrica que tenta quantificar a quantidade de geração renovável economicamente viável que está disponível em um local ou dentro de uma área. O potencial econômico pode ser definido de várias maneiras. Por exemplo, uma definição pode ser a de receitas esperadas (com base nos preços do mercado local) menos os custos de geração considerados durante a vida útil esperada do ativo de geração. Outra definição pode levar em conta os custos de geração relativos

a uma referência (por exemplo, uma usina de ciclo combinado de gás natural) usando premissas de preços de combustível, custo de capital e eficiência da usina (NREL, 2016). A métrica de potencial econômico pode ser um fator de triagem útil para entender a viabilidade econômica das tecnologias de geração sustentável, bem como para avaliar o impacto de melhorias tecnológicas, políticas e outras ações que podem afetar o acesso ao mercado.

O potencial econômico de um local pode ser entendido em relação a outros tipos de potencial de energia renovável. De acordo com o Laboratório Nacional de Energia Renovável (*National Renewable Energy Laboratory*, NREL) dos EUA, ele pode ser analisado levando em conta quatro níveis de análise com valores quantificáveis. O maior potencial (i.e. potencial de recursos), é a quantidade de energia fisicamente disponível. Em outras palavras, diz respeito à quantidade total de recurso disponível e aos quantitativos energéticos que podem ser produzidos com base na totalidade deste potencial. O segundo nível, o potencial técnico, leva em conta as restrições geográficas do mundo real, restrições de conhecimento e de desempenho do sistema. O terceiro nível, o potencial econômico, é o subconjunto do potencial técnico disponível levando-se em conta aspectos de custo financeiro e econômico, como receitas e despesas envolvidas. Por fim, o último nível trata-se do potencial de mercado, o qual leva em conta todas as questões prévias, além de considerar o impacto de fatores de mercado atuais ou futuros, como incentivos e outras políticas públicas, regulamentos, decisões de investidores e outros. Na Figura 5, a metodologia de estimativa dos potenciais é apresentada de forma esquemática.

Figura 5 – Potencial de recursos, técnico, econômico e de mercado



Fonte: (NREL, 2016)

Considerando o esquema apresentado na Figura 5, é possível dizer que os diferentes potenciais podem ser compreendidos segundo uma lógica de afunilamento, na qual o potencial seguinte tende a ser menor ou igual ao potencial precedente ou inicial, devido ao maior conjunto de restrições analisadas a cada etapa da estimativa. A razão para tal decorre do fato que cada uma das etapas leva em consideração os limites da etapa anterior, o que na maior parte das vezes implica que o potencial posterior seja governado por limites mais restritivos.

Por outro lado, existem também casos em que o potencial seguinte pode ter valores maiores do que os resultantes na etapa precedente. Como exemplo, a substituição entre combustíveis pode ser viável em termos de mercado mesmo no caso em que ela tenha maior custo e não seja aprovada na etapa econômica, devido a outros parâmetros que não foram levados em conta na análise do potencial econômico e favoreçam a substituição ao invés de limitarem-na.

Programas de governo que incentivem a adoção de novos combustíveis, ou uma percepção de futuro que já mostre um caminho favorável, também podem fazer com que o potencial de mercado seja maior que o potencial econômico. Ressalte-se também que a própria divisão dos fatores analisados entre econômicos ou de mercado está sujeita a diferentes interpretações (NREL, 2016).

Os parâmetros adicionais “de mercado” podem se tratar de aspectos de segurança, emissão de poluentes, percepção de risco, qualidade do serviço, aumento

na qualidade dos produtos finais, e até mesmo percepções subjetivas e de imagem pública ou ideologia consideradas pelos agentes. Exatamente devido à variedade de aspectos incluídos na análise do potencial de mercado, sua quantificação é mais complexa do que para as etapas precedentes (DA COSTA, 2021).

3.2.2 Mercado de Carbono

As emissões de gases de efeito estufa são um dos principais exemplos de externalidade negativa na sociedade contemporânea, uma vez que os benefícios das atividades econômicas que causam as emissões são privados, enquanto os custos gerados por tais gases – que vão para a atmosfera – são arcados por toda a sociedade. Diante desta incongruência, surgiu a ideia de atribuir um preço ao carbono, fazendo com que os agentes emissores que outrora compartilhavam os malefícios com terceiros, passassem a internalizar seus próprios custos. Assim, a precificação tem potencial para direcionar a demanda dos consumidores e investidores para produtos de baixo carbono, bem como estimular projetos e tecnologias ditos mais limpos.

3.2.2.1 Histórico

O crédito de carbono foi criado a partir do Protocolo de Kyoto em 1997, sendo o primeiro tratado internacional multilateral com foco em questões ambientais visando a diminuição dos gases de efeito estufa. O Protocolo estabeleceu que Estados desenvolvidos deveriam ter metas de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e que Estados em desenvolvimento poderiam contribuir para que os Estados desenvolvidos conseguissem atingir suas metas de forma mais custo-efetiva (VARGAS; DELAZERI; FERREIRA, 2021). Entre as possibilidades para tal, foi proposto um arranjo em que os Estados até então sem metas compulsórias de redução de emissões teriam a possibilidade de desenvolver projetos geradores de Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) os quais poderiam ser negociadas com Estados que

tivessem metas de redução definidas pelo Protocolo (PROLO; GUIMARÃES; SANTOS; THEUER, 2021).

Este arranjo de colaboração entre os Estados em desenvolvimento e os desenvolvidos, responsável por garantir que estes cumprissem com as metas de redução previamente estabelecidas, foi denominado Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Por meio deste mecanismo, foi criado um mercado internacional de créditos de carbono, no qual a demanda por créditos é originada nos Estados coercidos a atingir a meta e a oferta é proveniente de Estados com projetos de redução de emissões de GEE (ICC, 2021).

Apesar de ser visto como o principal marco histórico na criação do mercado regulado de créditos de carbono, o Protocolo de Kyoto possui restrições relacionadas aos tipos de metodologias implementadas para o desenvolvimento dos projetos e aos escopos setoriais de atuação, o que provocou a exclusão de alguns participantes e projetos que não atendiam às regras do MDL (SOUZA; ANDRADE, 2014). Dito isso, de forma paralela ao mercado de créditos de carbono originário do Protocolo de Kyoto, surgiram iniciativas no mercado internacional não-vinculadas ao acordo, denominadas de Mercado Voluntário de Carbono (VARGAS; DELAZERI; FERREIRA, 2021).

Nesse ambiente de mercado, com regras e metodologias específicas, empresas e instituições que não possuíam obrigações legais de reduzir as emissões, mas que desejavam compensá-las, tornaram-se capazes de adquirir créditos de carbono mercado (PROLO; GUIMARÃES; SANTOS; THEUER, 2021).

3.2.2.2 Tipos de Mercado

De modo geral, existem 3 ambientes de comercialização de créditos de carbono coexistentes. O primeiro deles é o mercado de carbono regulado em nível internacional, o qual está no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas Sobre Mudanças Climáticas (*United Nations Framework Convention on Climate Change* - UNFCCC), no qual, atualmente, vigora o Acordo de Paris. O segundo mercado coexistente diz respeito aos mercados regulados de carbono regionais denominados *Emissions Trading System* (ETS). Por fim, existe o mercado voluntário de carbono, o

qual se caracteriza pela falta de regulação por parte de um agente de estado e tem como proposta abrir espaço para o desenvolvimento de projetos com escala neste cenário (ICC BRASIL; WAYCARBON, 2022).

No campo regulado, existem duas formas principais de precificar o carbono. A primeira delas consiste em adotar um tributo sobre emissões (“*Carbon Tax*”) e a segunda em estabelecer um Sistema de Comércio de Emissões (SCE).

Com o tributo, o governo especifica uma alíquota a ser paga por tonelada de CO₂ equivalente emitida, enquanto a quantidade de GEEs emitida varia de acordo com cada agente econômico de acordo com seus custos internos de mitigação. Em outras palavras, a tributação promove a previsibilidade ao preço a ser pago por cada emissão, mas acarreta em incerteza no resultado ambiental em termos de emissões.

Já no caso de um SCE, é definida uma quantidade máxima de emissões agregadas de GEE que os agentes regulados podem emitir, e são gerados direitos de emissão (permissões) em montante equivalente. As permissões são distribuídas pelo governo gratuitamente ou por meio de leilões e podem ser posteriormente transacionadas entre agentes, os quais têm a obrigação legal de entregar permissões em volume equivalente ao de suas emissões. Em outras palavras, as empresas atuantes em países com tal regulação têm um limite máximo de emissão de gases estipulado e a partir disso podem comprar e vender permissões. Nesse caso, o objetivo de limitar a quantidade de GEEs é garantido, enquanto o preço é definido no mercado (PROLO; GUIMARÃES; SANTOS; THEUER, 2021).

Em contrapartida ao mercado regulado, o mercado voluntário caracteriza-se pelas empresas compensarem a emissão de CO₂ simplesmente por uma questão reputacional derivada de consumidores e investidores. Pela falta de regulação, uma empresa no Brasil pode comprar créditos em qualquer lugar do mundo, sendo a relação é bilateral e não sujeita a regulação. Há diversos programas de certificação de projetos de carbono desenvolvidos por atores privados, sendo a Verra o mais utilizado no Brasil (RESET, 2022).

De modo geral, o mercado voluntário é um mercado ineficiente – no sentido de que o preço do bem vendido não incorpora completamente todas as informações disponíveis – devido a assimetrias informacionais presentes neste mercado. O

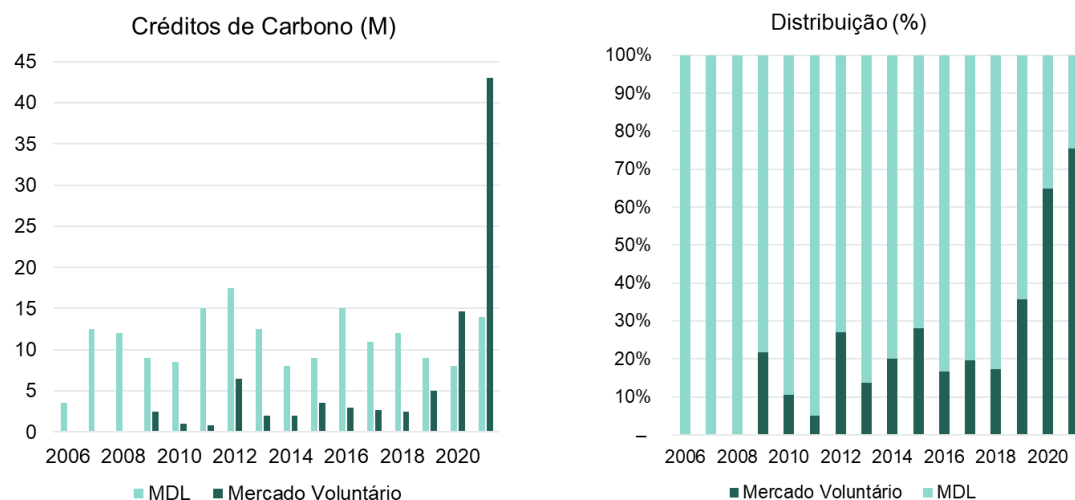
comprador dos créditos não possui informações suficientes sobre a quantidade e qualidade dos créditos, de modo que aceita pagar mais caro a um intermediário que possui acesso a essas informações, fazendo com que o preço do crédito cresça mais acentuadamente no ambiente dos mercados regulados (ICC BRASIL; WAYCARBON, 2022).

3.2.2.3 Cenário Nacional

Assim como no cenário mundial, a implementação do MDL no Protocolo de Kyoto criou o ambiente impulsionador para a comercialização de créditos de carbono, no qual Estados desenvolvidos eram coercidos a atingir metas de redução e Estados em desenvolvimento poderiam emitir RCEs. De 2006 a 2018, a participação de créditos correspondentes ao mercado voluntário no Brasil representaram não mais do que 30% de todos os créditos gerados em âmbito nacional, com uma participação média de 14% no período correspondente.

Contudo, a partir de 2019, os créditos originários do mercado voluntário passaram por uma trajetória ascendente em termos de representatividade do cenário brasileiro, ultrapassando os créditos do MDL. O fim do período de cumprimento dos compromissos assumidos pelo Protocolo de Kyoto em 2021, somado à crescente demanda por créditos de compensação de emissões por parte do setor empresarial para neutralizar as suas emissões, contribuiu para a inversão do tipo de mercado líder em geração de créditos a partir de 2020 (VARGAS; DELAZERI; FERREIRA, 2021). Esta relação pode ser observada no Gráfico 4 a seguir, elaborado a partir de dados públicos do Verra, uma organização sem fins lucrativos cujos padrões de certificação servem como pilar para validar e nortear o mercado voluntário de carbono, de modo a assegurar que os créditos transacionados possuem lastro e são íntegros na prática.

Gráfico 4 – Volumes de créditos de Carbono gerados no MDL e no mercado voluntário brasileiro



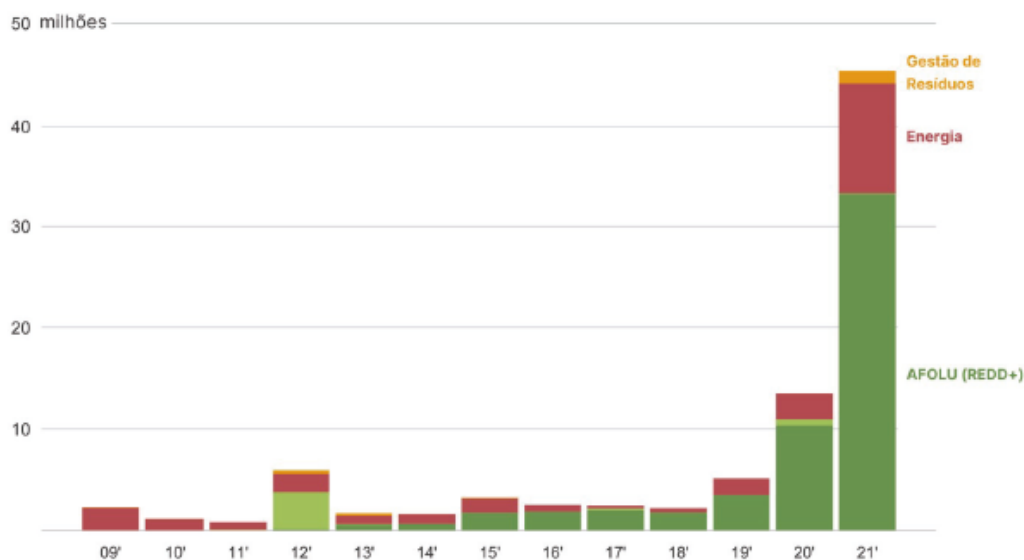
Fonte: elaboração própria a partir de dados extraídos de (VERRA, 2021)

Dito isso, apesar de o mercado brasileiro ser atualmente caracterizado como um mercado voluntário, foi promulgado em maio de 2022 o Decreto 11.075, o qual tem como objetivo estabelecer os procedimentos para a elaboração dos Planos Setoriais de Mitigação das Mudanças Climáticas previstos na Política Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC). Neste decreto, definiu-se o crédito de carbono como “ativo financeiro, ambiental, transferível e representativo de redução ou remoção de uma tonelada de dióxido de carbono equivalente, que tenha sido reconhecido e emitido como crédito no mercado voluntário ou regulado” (BRASIL D. , 2022).

Ao contrário do que muitos imaginam, o decreto não criou um mercado de carbono regulado no Brasil, uma vez que a criação de mercado regulado propriamente dito depende da aprovação de uma lei pelo Congresso Nacional. Embora o decreto tenha definido a natureza jurídica do crédito, é necessário que tal definição conste em Lei, posto que um decreto não tem força de lei no Brasil.

Colocando em perspectiva o cenário nacional, o crescimento das emissões de créditos de carbono ao longo dos anos foi bastante expressivo, como indica a Figura 6.

Figura 6 – Emissão de créditos de carbono no mercado voluntário do Brasil



Fonte: (VARGAS; DELAZERI; FERREIRA, 2021)

A razão para tal crescimento exponencial decorre do crescente reconhecimento da importância de se reduzir as emissões de GEE por parte das empresas, as quais são motivadas pela responsabilidade socioambiental, possibilidade de valorização da imagem institucional e adoção de compromissos por parte das empresas para reduzir suas emissões líquidas de GEE.

Ademais, é possível observar através da figura que os setores que mais têm se destacado em âmbito nacional na emissão de créditos de carbono no mercado voluntário brasileiro são os de produção ou conservação de energia e de floresta (REDD+), sendo REDD o acrônimo para Redução de Emissões de Desmatamento e Degradação Florestal, e o “+” simbolizando o papel da conservação. A crescente preferência por tais tipos de créditos se dá pelo fato de que tais projetos não tem apenas como objetivo reduzir as emissões de GEE por meio da redução do desmatamento, como também almejam aumentar o estoque de carbono via ações de florestamento, reflorestamento e manejo sustentável (SEROA DA MOTTA, 2020).

Tendo em vista um cenário de aumento de preocupação em relação às causas ambientais, o Banco Mundial projeta que a demanda por créditos de carbono deverá

continuar em trajetória ascendente ao longo dos próximos anos, revelando uma vez mais a relevância do tema.

3.2.2.4 *Ecosystema*

Com o intuito de compreender a dinâmica do mercado de carbono brasileiro, é necessário compreender a realidade dos entes nele atuantes. Com isso, prova-se a relevância de mapear o mercado de carbono no país, compreendendo os atores, perspectivas e maneiras de atuação.

O processo de compra e venda de créditos de carbono é composto por diferentes atores que atuam financiando, elaborando, implementando, relatando e verificando projetos. De acordo com um estudo recente da ICC e da Way Carbon (2022), os atores podem ser classificados entre atores da oferta, da demanda e transversais.

Entre os atores da oferta, podem ser elencados o proponente do projeto, o financiador, o desenvolvedor do projeto, o implementador e os fornecedores de tecnologias para mitigação. O proponente do projeto é o indivíduo ou organização que tem o controle e responsabilidade pelo projeto, podendo ou não ser o proprietário do local no qual se dará a execução do mesmo. Entre os principais nomes proponentes no Brasil, é possível citar a Sustainable Carbon e a Agcert do Brasil Soluções Ambientais.

Quanto aos financiadores do projeto, pode-se dizer que eles têm o papel vital de mobilizar e alocar capital, exercendo influência significativa sobre as decisões de priorização de descarbonização. De maneira geral, estes atores auxiliam conectando a oferta com a demanda, promovendo liquidez, profundidade e capilaridade de mercado.

Para o registro de tais projetos propostos e financiados, a figura do desenvolvedor é de extrema importância, uma vez que ele será o responsável por reunir os dados, avaliar as aplicações de metodologia no projeto e elaborar os documentos necessários para o seu registro, demonstrando conformidade com os requisitos apresentados. Entre os principais desenvolvedores de projetos, é possível citar a Sustainable Carbon e a WayCarbon.

De modo a materializar a ideia, tem-se a figura do implementador, o qual operará a atividade do projeto em parceria com o proponente. Em função da natureza de operação contínua do implementador, pode-se dizer que ele acaba por desenvolver um estreito relacionamento com a comunidade local. Nesse sentido, a Empresa X – motivadora inicial deste trabalho – pode ser categorizada como um implementador.

Por fim, a última figura do lado da oferta diz respeito aos fornecedores de tecnologia, os quais tem o papel de munir os proponentes com os recursos adequados para a sua atividade.

Apesar de tamanha capilaridade e complexidade do lado da oferta, os atores da demanda possuem menos nomenclaturas, podendo ser interpretados como os compradores de créditos de carbono. De acordo com a WayCarbon (2022), o comprador está interessado na aquisição de créditos, seja para benefício próprio – comprador final – ou para revenda – agentes intermediários conhecidos como *brokers* e *traders*.

Dito isso, é interessante notar uma discrepância entre o padrão visto ao redor do mundo em comparação ao Brasil em termos de consumo de créditos de carbono. Enquanto no cenário mundial o maior consumidor de créditos de carbono é composto pelo setor da indústria com 41% dos créditos consumidos, no Brasil este número alcança não mais do que 8%, revelando o potencial de crescimento de créditos de carbono no setor industrial. Trata-se de objeto de estudo desse trabalho e será analisado posteriormente utilizando métricas de precificação de carbono.

3.3 Finanças Corporativas

Os conceitos estudados na revisão bibliográfica do trabalho objetivam possibilitar a realização da análise da Taxa Interna de Retorno (TIR) de um projeto de uma caldeira de biomassa a partir da sua geração de caixa. Nesse sentido, é necessária a compreensão de conceitos de rentabilidade em finanças corporativas, bem como os três principais demonstrativos financeiros contábeis.

3.3.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos métodos mais utilizados pela engenharia econômica, sendo de grande importância para avaliar investimentos. O intuito principal do VPL é o de avaliar o ganho monetário a partir da realização de um investimento a uma certa taxa de juros.

O VPL de um projeto de investimento é o valor atual das entradas de caixa (retornos de capital esperados), incluindo o valor residual (se houver) menos o valor atual das saídas de caixa (equivalente aos investimentos realizados) (REBELATTO, 2004). Como a metodologia do VPL considera o valor do dinheiro no tempo, ela é considerada como uma técnica sofisticada para a análise de investimentos. Por consequência, essa técnica desconta os fluxos de caixa de uma empresa ou de um projeto a uma taxa especificada, denominada taxa de desconto.

O cálculo do VPL é determinado pela seguinte função:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0$$

Em que:

FC_0 : fluxo de caixa no momento inicial, podendo ser um investimento, empréstimo ou financiamento;

FC_j : valor de fluxo de caixa previsto para cada intervalo de tempo, podendo ser uma entrada ou saída;
 i : taxa de desconto do projeto;
 n : período de tempo.

A partir do cálculo do VPL, no caso de uma única alternativa de investimento, aceita-se o projeto se o VPL for positivo e rejeita-se o projeto se o VPL for negativo. No caso de o VPL ser igual a zero, torna-se indiferente investir ou não no projeto. No caso de duas ou mais alternativas de projeto, utiliza-se a alternativa com o maior VPL positivo.

3.3.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Dado que o dinheiro tem valor no tempo, os projetos econômicos a serem avaliados sob a ótica da engenharia econômica necessitam de uma taxa de juros para equacionamento (REBELATTO, 2004). Nesse sentido, é necessária a definição prévia de uma taxa de desconto para servir como delimitador de aceitação ou rejeição de um dado projeto de investimento. A taxa delimitadora recebe o nome de Taxa Mínima de Atratividade (TMA), a qual carrega consigo o significado de ser a taxa mínima de retorno que um investimento deve alcançar para que um dado projeto seja economicamente viável e, por consequência, aceitável.

Um enfoque dado à TMA diz respeito ao conceito de custo de capital. De acordo com Gitman (2004), o capital das empresas é limitado, havendo um custo envolvido nos projetos em que se decidam realizar investimentos. Ainda, segundo o autor em questão, uma empresa pode utilizar o capital próprio, proveniente de seus acionistas, o capital de terceiros, ou um balanceamento entre ambos para financiar as suas atividades. Tal composição é definida como a estrutura de capital da empresa.

O custo médio de capital de uma empresa financiada tanto por seus acionistas quanto por terceiros é denominado Custo Médio Ponderado de Capital ou *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) (ROSS; WESTERFIELD; JAFFE, 2000). De acordo com o autor, seu cálculo é possibilitado pela seguinte equação:

$$WACC = \left(\frac{S}{S+B} \right) \times i_s + \left(\frac{B}{S+B} \right) \times i_b \times (1 - T_c)$$

Em que:

S : capital próprio;

B : capital de terceiros;

i_s : custo de capital próprio;

i_b : custo de capital de terceiros;

T_c : taxa de imposto de renda da empresa;

A partir da equação, é possível observar que ambas as fontes de capital da empresa são consideradas na formação de seu custo de capital, levando em conta a proporção que cada uma representa no investimento. Ademais, vale ressaltar que o custo de capital de terceiros é ajustado pelo fator $(1 - T_c)$, uma vez que parte do custo cobrado pelos credores é subsidiada pelo governo através de sua renúncia fiscal (em inglês, esse termo é comumente denominado *tax shield*). Dito isso, um investimento que tenha um retorno superior ao WACC propicia à empresa lucro econômico, pois a permite remunerar o capital financiado e formar um excedente que, por sua vez, aumenta a riqueza da empresa.

3.3.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) de um investimento ou projeto é a taxa de desconto que faz com que o valor presente de todos os fluxos de caixa consumidos e gerados ao longo do tempo sejam iguais ao investimento inicial (OLIVEIRA, 2008). Em síntese, trata-se da taxa de desconto para a qual o valor presente de todos os fluxos de caixa gerados seja igual ao valor presente dos desembolsos, e é possível compreender que a TIR é a taxa que torna nulo o VPL de um investimento.

Via de regra, um investimento que tenha a TIR superior ao valor da TMA é viável economicamente, pois gera retorno excedente ao custo de capital. Por outro lado, um investimento que apresente TIR inferior ao valor da TMA não é viável

economicamente, pois a execução dele acaba por gerar retornos que não excedem o custo de capital.

A TIR é um dado intrínseco ao projeto, enquanto a TMA é um valor extrínseco ao investimento. Analiticamente, a *TIR* é obtida através da seguinte equação (BARREIROS, 2003):

$$FC_0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j}$$

3.3.4 Balanço Patrimonial

De acordo com Ludícibus (2010), o balanço patrimonial (BP) é uma ferramenta por meio da qual se pode apurar a situação patrimonial e financeira de uma empresa em um determinado momento, a depender das regras contábeis em ação. Outra angulação possível para a definição do BP é fornecida por Málaga (2014), que afirma que o balanço deve refletir, em um dado momento do tempo, as decisões de financiamento e investimento de uma determinada empresa.

Assim, do lado esquerdo do BP encontra-se o ativo da empresa, o qual representa as aplicações dos recursos feitas pela companhia. Do outro lado, o passivo e o patrimônio líquido são os outros componentes importantes, indicando a origem de tais recursos, os quais podem ser originários de obrigações devidas a terceiros (passivo) ou recursos próprios da empresa (patrimônio líquido). As principais subdivisões do ativo, de acordo com Marion (2015) são o ativo circulante e o ativo não circulante.

O ativo circulante é constituído pelos bens e direitos realizáveis em período inferior a um ano. Em ordem de liquidez, são constituintes dessa conta: (i) caixa e equivalentes, que são os recursos detidos pela companhia para honrar seus compromissos imediatos, incluindo importâncias financeiras detidas em espécie ou em conta bancária pela empresa; (ii) contas a receber, as quais são valores a serem pagos pelos clientes por produtos ou serviços já entregues pela empresa, e portanto registrados como receita pelo regime de competência; (iii) estoques, que são bens

detidos pela empresa com o objetivo de venda no cenário de atividade fim da companhia e (iv) impostos a recuperar, constituídos de impostos pagos em excesso pela entidade empresarial e que poderão ser recuperados na forma de abatimentos futuros em até um ano.

Já o ativo não circulante é constituído pelos bens e direitos realizáveis em período superior a um ano. Em ordem de liquidez, são constituintes dessa conta: (i) aplicações financeiras, que são investimentos financeiros feitos com utilização do caixa com liquidez superior a um ano; (ii) impostos a recuperar, que são impostos pagos em excesso pela entidade empresarial e que poderão ser recuperados na forma de abatimentos futuros após um ano; (iii) investimento, constituídos de participações permanentes em outras companhias, como subsidiárias; (iv) imobilizado, constituído de bens físicos necessários para que a empresa seja capaz de manter as suas atividades como imóveis, equipamentos, veículos e outros; (v) intangível, composto de bens incorpóreos necessários para que a empresa mantenha suas atividades, composto majoritariamente por valor de patentes, marcas e ágio de aquisições.

Colocando sob perspectiva de análise o passivo, pode-se dividi-lo em passivo circulante e passivo não circulante. O passivo circulante é composto pelas obrigações a pagar pela empresa em um prazo inferior a um ano, e é possível ordenar e listar em ordem decrescente de liquidez seus principais componentes: (i) fornecedores, sendo os débitos a quitar com fornecedores por produtos e serviços que já tenham sido realizados, conforme regime de competência; (ii) salários a pagar e encargos sociais, compostos por salários, bonificações e impostos relacionados à atividade do trabalho de pessoas a serem pagas; (iii) empréstimos e financiamentos, compostos de parcela de dívidas levantadas junto a bancos a serem amortizadas em um prazo inferior a um ano e (iv) provisão para contingências, sendo as contas provisionadas para pagamentos relacionados a processos envolvendo a empresa com probabilidade elevada de ocorrência.

Já o passivo não circulante é definido como sendo as obrigações a pagar pela empresa em um prazo superior a um ano. Seus principais constituintes em ordem decrescente são: (i) contas a pagar, sendo os débitos diversos em relação a fornecedores e prestadores de serviços com prazo superior a um ano e (ii) empréstimos

e financiamentos, compostos pela parcela de dívidas levantadas junto a bancos a serem amortizadas em um prazo superior a um ano;

Por fim, o patrimônio líquido é constituído majoritariamente pelo montante atribuído aos sócios da empresa, sendo a diferença entre ativo e passivo por definição. Suas principais contas são: (i) capital social:, representando o valor de face dos investimentos feitos pelos sócios da empresa; (ii) reservas de capital, compostas pelos valores do patrimônio líquido que não se originaram do capital social ou do resultado do exercício, sendo o melhor exemplo o ágio na emissão de ações e (iii) lucros acumulados: conta que acumula os lucros e prejuízos da empresa oriundos de exercícios fiscais anteriores.

3.3.5 Demonstração do resultado do exercício

A demonstração do resultado do exercício (DRE) resume a performance da empresa em um período de tempo específico, geralmente de acordo com o seu exercício social. De acordo com Damodaran (2002), uma DRE deve providenciar informações financeiras acerca das operações realizadas pela empresa em um período de tempo pré determinado, tendo como objeto final o lucro líquido, o qual é a diferença entre as receitas obtidas pela empresa e os custos incorridos por ela no período.

Um ponto importante a ser ressaltado em relação à DRE diz respeito a sua associação ao chamado regime de competência, segundo o qual as receitas são reconhecidas no momento em que os serviços ou bens são entregues ou executados, de modo que, em contrapartida, são reconhecidos os custos correspondentes. Este regime se diferencia do chamado regime de caixa, segundo o qual receitas e despesas são reconhecidas somente quando das entradas e saídas de caixa propriamente ditas.

A DRE se inicia pela Receita Bruta, a qual pode ser definida como o somatório do valor dos serviços prestados ou dos produtos vendidos pela entidade, sendo contabilizada no momento do fato gerador. A título de ilustração, no exercício financeiro executado posteriormente neste trabalho, considera-se como receita bruta o volume de vapor vendido multiplicado pelo preço unitário de venda.

Na sequência, são deduzidos da receita bruta descontos dados a clientes e devoluções realizadas por estes. São também deduzidos os impostos pagos sobre a Receita Bruta, notadamente ICMS (impostos sobre circulação de mercadorias e serviços), PIS (imposto para o programa de integração social) e COFINS (contribuição para o financiamento da seguridade social).

Como resultado da subtração dos impostos em relação à receita bruta, tem-se a receita líquida. De modo geral, registra-se como receita líquida apenas os itens considerados operacionais pela empresa, sendo outras fontes de receitas advindas de itens não operacionais registradas na conta de Outras Receitas e Despesas.

Da receita líquida, deduz-se o custo da mercadoria vendida (CMV) ou o custo do produto vendido (CPV), que são definidos por Assaf Neto (2015) como os custos incorridos durante a execução das atividades da empresa, ou como dispêndio financeiro relacionado ao esforço para produção de bens e serviços de acordo com Málaga (2014). Como exemplo, no caso da Empresa X os principais componentes do CMV são o custo de aquisição da biomassa, o custo logístico de transporte da biomassa e o componente fixo de operação da caldeira, sendo este composto majoritariamente por operadores de caldeira.

Para além dos custos, as empresas também incorrem em despesas operacionais para executar a venda de seus produtos ou serviços. De acordo com Marion (2015), é aconselhável que as despesas sejam divididas em vendas e administrativas. Ademais, destacam-se entre as despesas operacionais as contas de Depreciação e Amortização, as quais consistem no registro contábil proveniente da utilização de ativos imobilizados (depreciação) e ativos intangíveis.

Subtraindo as despesas supracitadas, obtem-se o lucro operacional ou EBIT (*Earnings Before Interest and Taxes*). Deste valor, subtraem-se as despesas financeiras e são somadas as receitas financeiras, de modo a atingir o montante denominado resultado do lucro antes dos impostos ou EBT (*Earnings Before Taxes*), a partir do qual calcula-se o imposto de renda e contribuição social. Por fim, subtraindo-se tal imposto, alcança-se no lucro líquido.

3.3.6 Demonstração do fluxo de caixa

De acordo com Málaga (2014), a demonstração do fluxo de caixa (DFC) tem como principal objetivo mostrar a movimentação de entradas e saídas de caixa de uma empresa, representando de forma mais fidedigna as movimentações de caixa em relação à DRE.

A longo prazo, o lucro líquido da DRE deve coincidir com a geração de caixa da empresa. Contudo, a curto prazo, necessidades de capital de giro, ciclos de investimentos (*Capital Expenditures*, *CapEx*) e tomadas de empréstimo para financiamento podem modificar essa igualdade. Além disso, como afirma Iudícibus (2010), a relevância da DFC reside no fato de que há certas movimentações que não transitam pela DRE, e que só serão capturadas na DFC.

Apesar de ter sido definido no artigo 176 da lei nº 11.638 de 2007 a obrigatoriedade da elaboração da DFC, há duas formas maneiras distintas de fazê-lo, sendo elas o método direto e o método indireto. O fluxo de caixa pelo método direto é elaborado com base nas variações do balanço patrimonial de acordo com um racional contábil, enquanto no método indireto, parte-se de uma conta da DRE (lucro líquido ou EBIT), vincula-se os itens do balanço às contas do resultado e toma-se a variação delas para a conversão da DRE em regime de competência na DFC em regime de caixa. Neste trabalho, será empregado o método indireto para a elaboração da demonstração do fluxo de caixa do projeto, a qual será utilizada para cálculo da TIR do mesmo.

4 METODOLOGIA

Este capítulo tem como objetivo explicar a metodologia adotada para obter e analisar os dados para o trabalho, descrevendo cada fase de investigação e os métodos adotados

4.1 Etapas da Pesquisa

O objetivo desta pesquisa é entender os desafios de substituição do gás natural pela biomassa como combustível em indústrias. Precisamente, procura-se entender se, sob a ótica do modelo de negócios da Empresa X de desenvolvimento de projetos de geração de vapor com biomassa sem qualquer tipo de investimento por parte do cliente, torna-se técnica, financeira e politicamente possível uma transição energética com descarbonização.

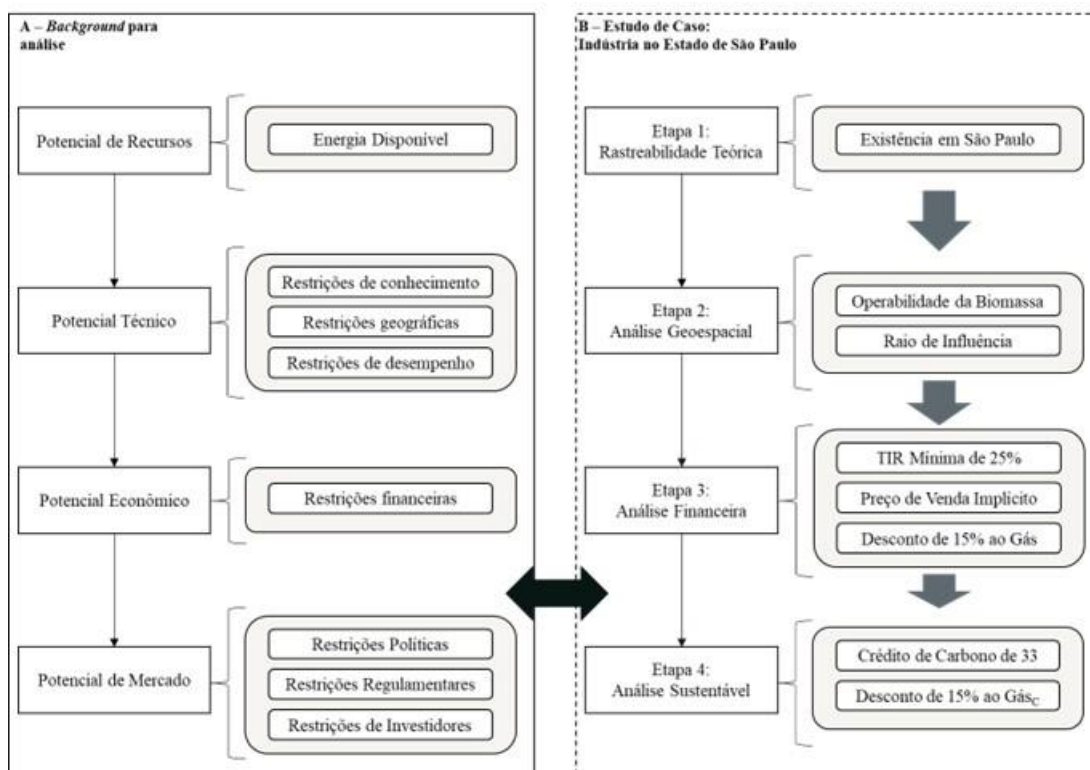
Assim, conforme apresentado no primeiro capítulo, as questões propostas por esta pesquisa são:

Q1: Quais são as biomassas existentes, comercializáveis, tecnicamente viáveis e economicamente rentáveis em São Paulo e seus respectivos potenciais?

Q2: Quais são os desafios de substituição do gás natural pela biomassa em indústrias?

Neste estudo, uma revisão da literatura de energias sustentáveis forneceu a base teórica para a proposição do modelo de análise de potencial da biomassa. A fim de se cumprir essa estrutura subjacente, é necessário passar por quatro etapas sequenciais, e em cada uma dessas etapas, será possível descartar biomassas que não sejam aprovadas nos critérios de restrição. A Figura 9 a seguir ilustra o modelo teórico referencial e sua aplicação em 4 etapas em um estudo em São Paulo.

Figura 9 – Fluxograma da Pesquisa



Fonte: adaptado de NREL (2016)

A importância da utilização de tal modelo de referencial teórico reside no fato de que diversas questões devem ser abordadas. Entre elas, a localização e disponibilidade de recursos de biomassa, a logística de transporte e raio econômico, a maturidade tecnológica do produtor de energia a partir da biomassa, a viabilidade econômica, financeira e por fim, as questões sustentáveis envolvidas.

Com o intuito de sintetizar a metodologia, é possível afirmar que uma abordagem de cima para baixo incluindo quatro etapas foi utilizada. No primeiro passo, o potencial teórico é quantificado por estudos biofísicos e fatores de biomassa ecológicos partindo de uma extensa revisão da literatura das biomassas existentes em São Paulo.

Na segunda etapa, calcula-se o potencial técnico em termos de conhecimento de operabilidade da biomassa pela Empresa X e do raio de influência para a indústria do estudo – isto é, analisa-se quais biomassas estão disponíveis em proximidade ao ponto geográfico da indústria utilizada no estudo.

Na terceira etapa, o potencial técnico-econômico da biomassa é considerado no que diz respeito a aspectos financeiros. Tais aspectos consistiram em, dada uma TIR mínima de 25% para o projeto de caldeira de biomassa – critério interno da Empresa X – calcular os preços mínimos de venda em R\$/tonelada de vapor fornecido utilizando cada biomassa filtrada na etapa anterior como insumo produtivo. Considerando tais preços mínimos ajustados ao longo do tempo, aprovaram-se as biomassas com desconto mínimo de 15% em relação ao preço do gás natural ao longo do projeto.

Na quarta etapa, por fim, analisou-se o aspecto de emissão de carbono na queima do gás natural, ajustando o desconto previamente calculado por um preço de crédito de carbono conservador – calculado a partir de outros estudos científicos – uma vez que a biomassa queimada possui natureza de emissão neutra, ao contrário do gás natural.

Após tais etapas, foi possível visualizar como cada restrição impacta e dificulta a transição para uma matriz energética mais limpa, respondendo às perguntas Q1 e Q2 definidas no objetivo do trabalho.

4.2 Cálculo Teórico: potencial de recurso por biomassa

De modo a endereçar o questionamento sobre o potencial de recursos das biomassas a serem estudadas, foi realizada uma extensiva revisão da literatura sobre o assunto denominada por cálculo Teórico. Neste sentido, para responder à pergunta de quais são as biomassas existentes no estado de São Paulo, diversos artigos científicos e bases de dados governamentais foram recorridas conjuntamente. Pode-se dizer que a rastreabilidade teórica tem a importância de ser um elemento ambientador do estudo com a capacidade de extrair dos dados elementos que tenham relevância para a teoria a ser estudada. Ademais, a rastreabilidade teórica é importante porque facilita o entendimento sobre o que é significativo e ajuda a reconhecer e extrair dos dados da literatura elementos que tenham relevância para o objetivo do estudo.

De modo a aguçar esse aspecto, dados secundários foram coletados por meio de busca e revisão de artigos publicados, sites públicos e portais governamentais. Esses dados tiveram como objetivo fornecer uma visão geral das biomassas existentes no estado de São Paulo, bem como seus respectivos resíduos formados.

Por fim, para se calcular o potencial de recursos propriamente dito, a seguinte equação foi utilizada:

$$PR = Prod_b \times Rel_{\frac{r}{b}} \times PC_r \times D_r$$

Onde:

PR : Potencial de Recursos (P Joules);

$Prod_b$: Produção da Biomassa b (M ton);

$Rel_{\frac{r}{b}}$: Relação de massa entre Resíduo R da Biomassa B;

PC_r : Poder Calorífico do Resíduo R (Mj/kg);

D_r : Disponibilidade do Resíduo R (%).

4.3 Análise Geoespacial

Após o estudo das biomassas existentes no estado de São Paulo na etapa anterior (Rastreabilidade Teórica), passa-se à etapa de potencial técnico. De acordo com o NREL, o potencial técnico é construído a partir do potencial de recursos, deduzido das restrições de conhecimento, geográficas e de desempenho.

Utilizando este modelo como referência e de modo a endereçar tais restrições, foram seguidas duas etapas distintas. A primeira se voltou a compreender o conhecimento técnico da Empresa X quanto a uma dada biomassa. Já a segunda fez uso de um estudo geoespacial de modo a compreender a disponibilidade geográfica de tal biomassa – operável – na região do estudo. Para tanto, recorreu-se a uma metodologia de análise geoespacial através de Sistemas de Informação Geográfica (SIG). O SIG, também conhecido como GIS (*Geographic Information System*) pode

ser entendido como um conjunto de ferramentas digitais que associam informações geográficas e não geográficas por meio da sobreposição de camadas a fim de tecer relações e análises com o espaço geográfico (CONGALTON; GREEN, 1992). Nesse sentido, o SIG é um sistema que permite compreender e analisar dimensões espaciais por meio de informações georreferenciadas, e é compreendido como uma técnica auxiliar a outras ciências (CÂMARA; CASANOVA; HEMERLY, 1996).

4.3.1 Restrição de Conhecimento

A primeira etapa, de modo a analisar a restrição de conhecimento, foi realizada a partir de interação direta com a Empresa X a respeito do seu conhecimento de operabilidade de biomassa. Assim, foram enviadas à Empresa X uma lista com todas as biomassas levantadas na etapa de rastreabilidade teórica. Com isso, solicitou-se à Empresa X que fossem apontadas as biomassas sobre as quais ela possuía conhecimento técnico de operação, e assim poder-se-ia descartar as que não fossem mencionadas.

4.3.2 Restrição Geográfica

A segunda etapa, de modo a entender a restrição geográfica, foi realizada a partir da geolocalização de todas as biomassas *operáveis* em São Paulo utilizando a base de dados da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE). O CNAE é uma forma de padronizar, em todo o território nacional, os códigos de atividades econômicas e os critérios de enquadramento usados pelos mais diversos órgãos da administração tributária do Brasil. Ademais, o CNAE é aplicado a todos os agentes econômicos que se encaixam na produção de bens e serviços. Isso inclui empresas e organismos públicos ou privados, estabelecimentos agrícolas, instituições sem fins lucrativos e, por consequência, as indústrias consumidoras de gás natural.

A partir da base de dados do CNAE, foi utilizado o software Alteryx para tratamento e análise dos dados. O Alteryx é uma solução desenvolvida para preparação

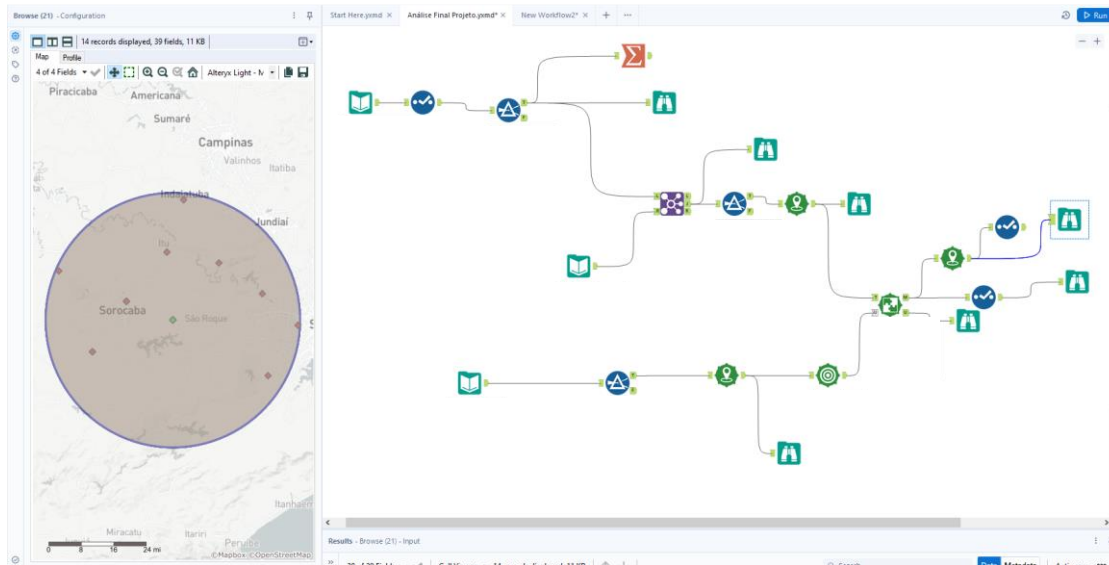
e análise de dados avançada, fornecendo uma interface intuitiva para que os usuários criem fluxos de trabalho repetíveis. Além disso, serve para publicação e compartilhamento de análises de forma segura.

Com o Alteryx, foram consideradas as atividades econômicas referentes à produção das biomassas filtradas na etapa anterior – de conhecimento técnico de operação. Neste sentido, a base de dados do CNAE foi filtrada de acordo com a subclasse da atividade, de modo a ter maior assertividade na análise. A subclasse é uma classificação derivada da CNAE hierarquizada em cinco níveis – seções, divisões, grupos, classes e subclasses (IBGE, 2019).

Uma vez filtrada a base de dados do CNAE a partir da atividade econômica desenvolvida, buscou-se identificar a localização geográfica de tais atividades. Para georreferenciar tais atividades, ou seja, transformá-las em coordenadas geográficas passíveis de leitura pelo software Alteryx, foi necessária a utilização de outro software denominado *GPS Visualizer*. A razão para a utilização desse software auxiliar decorreu do fato de que a base de dados do CNAE não contém as coordenadas geográficas das atividades, e tais dados são necessários para a elaboração de mapas e posterior análise geográfica. Em outras palavras, como a base de dados do CNAE contém apenas os endereços das empresas, os quais o Alteryx não é capaz de geocodificar, foi necessário um software auxiliar que o fizesse. Desse modo, os endereços foram transformados em coordenadas geográficas pelo *GPS Visualizer*. Por fim, tais coordenadas geográficas foram agregadas na base de dados do CNAE original e, agora podendo ser interpretadas geograficamente pelo Alteryx, foram transformados em pontos em um mapa.

Com os dados capazes de representar as biomassas existentes e operáveis tecnicamente em São Paulo em mãos, traçou-se um raio de influência a partir da indústria do estudo. Para o raio de influência, consideraram-se impactados os pontos a no máximo 50 km de distância do centroide da indústria em questão, seguindo o comportamento conservador adotado por (PORTUGAL-PEREIRA; SORIA; RATHMANN; SCHAEFFER;SZKLO, 2015) e (EDENHOFER, 2011). Por fim, foram consideradas apenas as biomassas que estivessem dentro deste raio de influência para a etapa posterior do estudo. A Figura 10 permite a visualização dessa etapa.

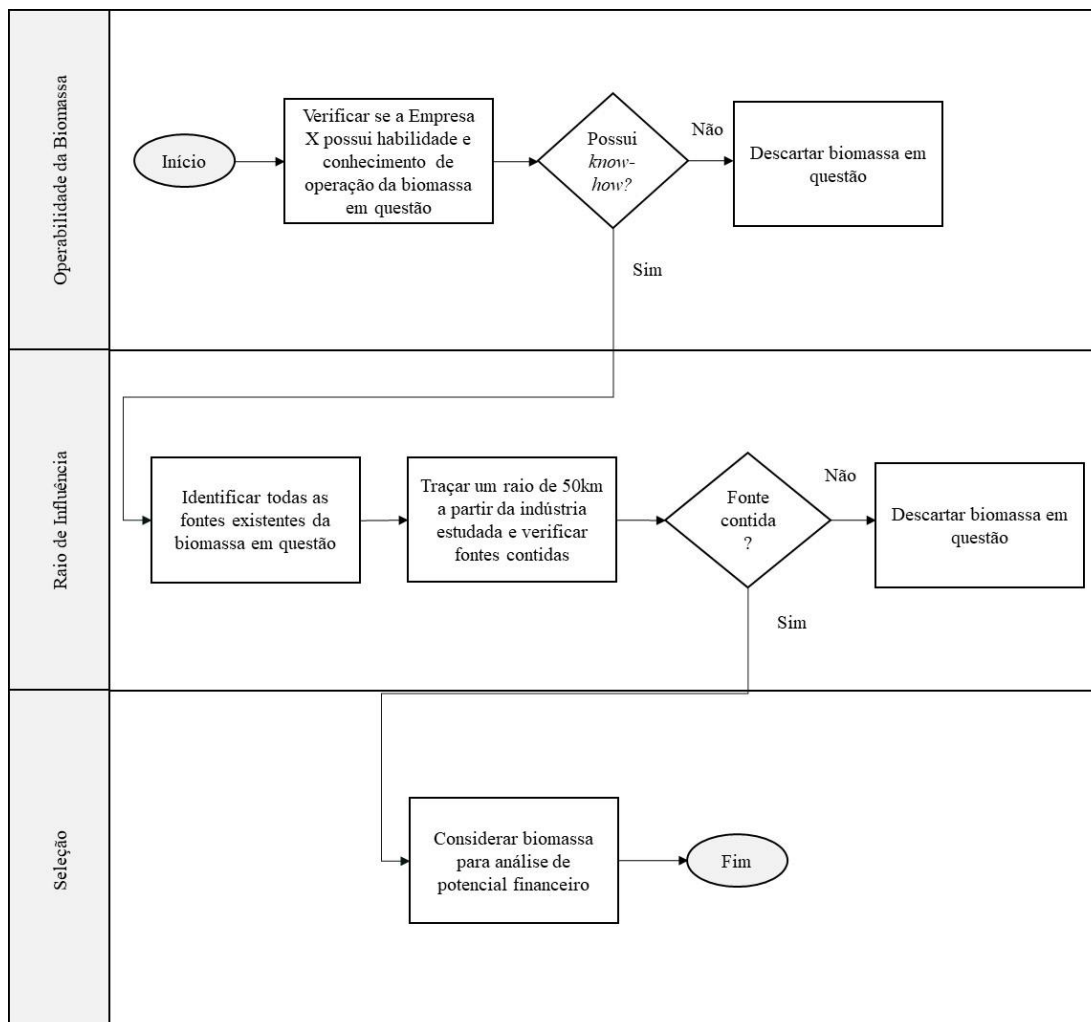
Figura 10 – Preparação dos dados no software Alteryx



Fonte: elaborado pelo autor

Para facilitar a compreensão das etapas previamente descritas, a Figura 11 ilustra a estruturação para definição das biomassas filtradas pela etapa de potencial técnico em uma lógica de fluxograma estruturado.

Figura 11 – Estrutura de filtragem de potencial técnico das biomassas



Fonte: elaboração própria

4.4 Análise Financeira

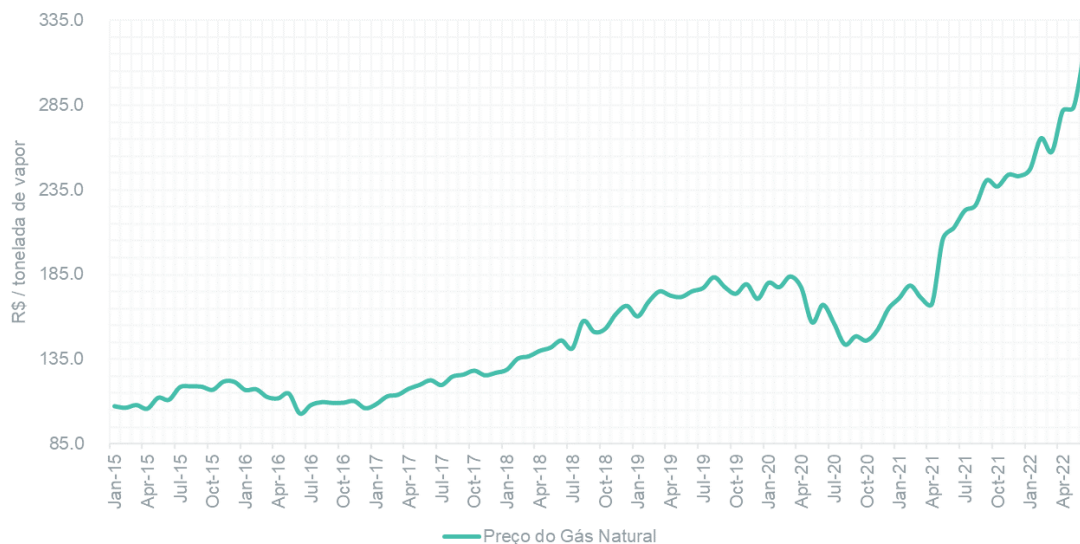
De posse das informações coletadas tanto na etapa de rastreabilidade teórica quanto da análise geoespacial de modo a endereçar os potenciais de recursos e técnico, é necessária a realização de uma análise financeira para compreender o potencial econômico das biomassas filtradas.

Para o entendimento da viabilidade econômica, levar-se-á em consideração o modelo de negócios da Empresa X, o qual caracteriza-se pelo desenvolvimento de projetos de geração de vapor com biomassa sem qualquer tipo de investimento por parte do cliente. Nesse sentido, para que as biomassas remanescentes sejam aprovadas no filtro de potencial econômico, dois critérios serão utilizados.

Em primeiro lugar, como a empresa X será responsável por todos os investimentos necessários à construção das instalações industriais para substituir o uso de combustíveis fósseis pela biomassa adequada, bem como realizar o suprimento de tal biomassa e conduzir a operação da nova caldeira, é preciso avaliar se o projeto em questão prova-se viável economicamente. Em conversa direta com a Empresa X, verificou-se que o critério interno de aprovação de projetos utilizado pela companhia é o de TIR a nível de projeto. Em específico, a Empresa X faz o orçamento dos custos, despesas e investimentos envolvidos, calculando de modo inverso a receita necessária de modo a gerar uma TIR de 25% ao ano. Em outras palavras, a TMA da Empresa X é de 25%, e são aprovados apenas projetos com TIR superiores à TMA. Tal critério será adotado neste estudo como o primeiro passo de filtragem.

O segundo critério de avaliação, dependente do primeiro, consistirá em avaliar se o preço cobrado pela empresa X pelo vapor de calor de processo a fim de gerar o retorno mínimo previamente destacado oferece um desconto satisfatório em relação ao gás natural do ponto de vista do cliente. Aqui, duas ressalvas têm que ser feitas. A primeira delas diz respeito à natureza volátil dos preços do gás natural. Como o preço cobrado pela empresa X pelo vapor é fixado em termos reais por um contrato e o gás natural apresenta natureza de preço variável ao longo do tempo, o desconto em questão terá que ser avaliado em relação a uma projeção confiável de preços do gás natural. Utilizar-se-á a projeção da EPE com este fim. A Figura 12 elaborada com base nos dados divulgados pelo boletim mensal de acompanhamento da indústria do gás natural do MME ilustra tal dinâmica de volatilidade considerando clientes industriais.

Figura 12 – Evolução dos preços do gás natural pela tonelada de vapor produzida



Fonte: elaborado pelo autor

A segunda ressalva a ser feita diz respeito à noção de desconto, individualizada para cada empresa. Isto é, enquanto para algumas empresas um desconto de 10 por cento pode soar satisfatório, para outras um desconto superior é desejável para enfrentar um movimento de transição energética tão estratégico e importante para suas atividades. De modo a sanar esse ponto, foram conduzidas três entrevistas com renomadas indústrias consumidoras de calor de processo, as quais não terão seus nomes explicitados por questões de confidencialidade. Em que pese o número reduzido de entrevistas, a seleção dos respondentes foi feita de modo a endereçar clientes representativos do setor industrial, de modo a assegurar diversificação de informação.

Tabela 6 – Visão geral das entrevistas conduzidas com indústrias

Código do Entrevistado	Ocupação	Data da entrevista	Desconto Mínimo Apontado
A	Diretor Industrial	12/09/2022	15%
B	Vice Presidente Executivo de Manufatura	14/09/2022	15%
C	Gerente Corporativo de Utilidades	21/09/2022	10%

Fonte: elaboração própria

De posse de tais informações, utilizar-se-á o desconto de 15% como nível de filtragem, uma vez que é tanto o desconto exigido pela indústria do estudo quanto uma medida conservadora – um desconto de 10% mínimo é satisfeito pelo desconto de 15%, isto é, um conjunto está contido no outro. Dito isso, o desconto a ser utilizado como nível de filtragem será aquele exigido pelo cliente do estudo, com mínimo de 15%.

Neste contexto, o ferramental descrito na revisão da literatura na parte de finanças corporativas será utilizado, robustecendo a análise financeira vigente nesta etapa. Assim, o projeto de engenharia será modelado financeiramente a nível de unidade, considerando o valor mínimo a ser cobrado pela empresa X utilizando diferentes biomassas a fim de que a taxa interna de retorno (TIR) do projeto seja de, no mínimo, 25% – a TMA da Empresa X. Na sequência, para o preço mínimo encontrado para o vapor de calor de processo considerando uma dada biomassa como insumo, analisar-se-á se o desconto frente ao gás natural é de interesse ao cliente.

Em suma, para cada biomassa como insumo, será verificado qual o preço de cobrança necessário de modo a produzir uma TIR nominal de 25% do ponto de vista da empresa X. Satsifeita a TMA da Empresa X por meio de uma TIR no mínimo excedente, será feita uma análise comparativa de desconto frente a projeções de preço de gás natural, sendo, portanto, aprovadas as biomassas que, para diferentes cenários comparativos, produzirem um desconto de interesse ao cliente estudado.

4.5 Análise das Alternativas na Perspectiva de Crédito de Carbono

Por fim, considerando as informações coletadas nas três etapas anteriores, passa-se ao último passo da metodologia proposta para avaliação do potencial de mercado das biomassas em São Paulo – considerando o estudo. O potencial de mercado leva em conta todas as questões prévias além de aspectos referentes a restrições políticas, regulamentares e de investidores.

Apesar de na maior parte das vezes os potenciais da metodologia seguirem uma lógica de afunilamento, o potencial de mercado – no que concerne a energias renováveis – pode ser maior do que o financeiro, uma vez que existem diversas políticas públicas favoráveis à transição para uma matriz energética mais limpa. Nesse sentido, apesar de algumas biomassas não oferecerem algum tipo de desconto financeiro em relação ao gás natural por si só, políticas de compensação de emissão de poluentes podem mudar essa equação.

Assim, optou-se por adotar como parâmetros “adicionais de mercado” o crédito de carbono. Os Créditos de Carbono são certificados gerados por projetos que, comprovadamente através de metodologias, reduzam ou absorvam emissões de gases do efeito estufa. Os compradores destes créditos são empresas ou governos de países desenvolvidos que precisam alcançar metas (instituídas pelo Protocolo de Quioto, pela própria empresa ou outros programas) de redução destas emissões, e os vendedores são diversificados dependendo do país de origem do projeto (DE LIMA, 2017).

Dado que a biomassa é uma fonte de energia neutra em CO₂ – a quantidade de CO₂ absorvido durante a fotossíntese corresponde à quantidade emitida quando a

biomassa é posteriormente convertida em energia – faz sentido aplicar uma lógica de compensação quando comparando esta fonte de energia frente ao gás natural.

Dito isso, nesta etapa do estudo tomou-se como ponto de partida as biomassas selecionadas e analisadas na etapa de potencial econômico, e adicionou-se o componente financeiro relativo ao crédito de carbono ao gás natural, o qual não é carbono neutro. Em outras palavras, ao invés de ser considerado o preço *spot* do gás natural como ponto de comparação às biomassas, adicionou-se uma camada de precificação no combustível fóssil equivalente ao seu componente poluente.

As emissões de gases de efeito estufa são um dos principais exemplos do que na economia é conhecido como “externalidade negativa”: os benefícios da atividade econômica que causa as emissões são privados, enquanto os custos gerados pelos gases que vão para a atmosfera acabam sendo arcados por toda a sociedade. A ideia por trás de precificar o carbono é corrigir essa falha de mercado e fazer com que os agentes emissores internalizem esses custos.

5 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados parciais obtidos a partir das 4 etapas de pesquisa previamente descritas, bem como maior detalhamento acerca do passo a passo envolvido na elaboração das respostas.

5.1 Cálculo Teórico – Potencial de Recursos

A literatura atual relata informações gerais sobre grandes quantidades de resíduos de biomassa no Brasil, tanto de origem agrícola quanto de fontes agroindustriais. No entanto, não existem dados agregados sobre tais fontes os quais possam ser consultados de maneira simultânea, e essa etapa de rastreabilidade teórica cumpre este propósito.

Para a realização dos cálculos envolvidos no potencial de recursos das biomassas, diversas questões têm que ser abordadas. Nesse sentido, a localização das biomassas, a disponibilidade de seus resíduos, a relação de massa entre biomassa e resíduo e os poderes caloríficos envolvidos são variáveis importantes no estudo.

Uma abordagem de cima para baixo foi adotada nesta etapa do estudo. Em primeiro lugar, foram consideradas apenas as biomassas existentes no estado de São Paulo, uma vez que esta é a região geográfica do estudo a ser realizado. Como consequência, vale ressaltar a exclusão intrínseca do açaí do estudo, o qual é majoritariamente produzido no estado do Pará.

De acordo com dados da Produção da Extração Vegetal e Silvicultura (PEVS) do IBGE, a produção de açaí no estado do Pará em 2019 foi de cerca de 151.793 toneladas, configurando cerca de 68.15% da produção brasileira. 83% da produção total em termos mássicos representa o caroço de açaí, o qual é gerado após o processamento do fruto para a produção de polpa e descartado a céu aberto. Apesar de este resíduo ser considerado um “pellet natural” em função de suas características energéticas e formato natural (SILVA, 2001) e de ele ser utilizado pela Empresa X em outros estados, resultou-se na sua exclusão do estudo em função de seu não-emprego na área geográfica investigada.

Assim, retomando a abordagem de cima para baixo, após ser considerado o fator geográfico, foram coletados em bases governamentais os dados de produção anuais para 2021 de tais biomassas. Na sequência, um estudo extensivo da produção de resíduo de cada uma dessas biomassas foi realizado a partir de estudos científicos específicos e isolados, que analisam principalmente o tipo de resíduo gerado, a relação mássica entre ele e a biomassa e, principalmente, o fator de disponibilidade do resíduo.

Quanto ao fator de disponibilidade do resíduo, vale fazer um breve comentário. Apesar de alguns deles não terem utilização definida de acordo com a literatura atual – resíduos com disponibilidade de 100% – pode-se dizer que outras biomassas possuem resíduos com extensiva utilização para outros processos. Entre elas, destaca-se o bagaço de cana de açúcar, o qual teria apenas 10% de disponibilidade. A razão para isso é a de que, de acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME), o bagaço de cana-de-açúcar será utilizado em grande escala para a geração de eletricidade por meio de cogeração. Estima-se que para o ano de 2030, a produção de bagaço de cana será de 153,9 milhões de toneladas e, desse montante, cerca de 90% será utilizado para cogeração e para a produção de etanol de segunda geração (PELÁ, 2014).

Feitas tais ressalvas acerca do caroço de açaí e do bagaço de cana de açúcar, estão listadas na Tabela 7 as dezessete principais culturas e florestas plantadas no estado de São Paulo. Todos os dados relacionados às propriedades da biomassa como o poder calorífico inferior (PCI), a proporção de resíduo para produto e o fator de disponibilidade são coletados em escala nacional.

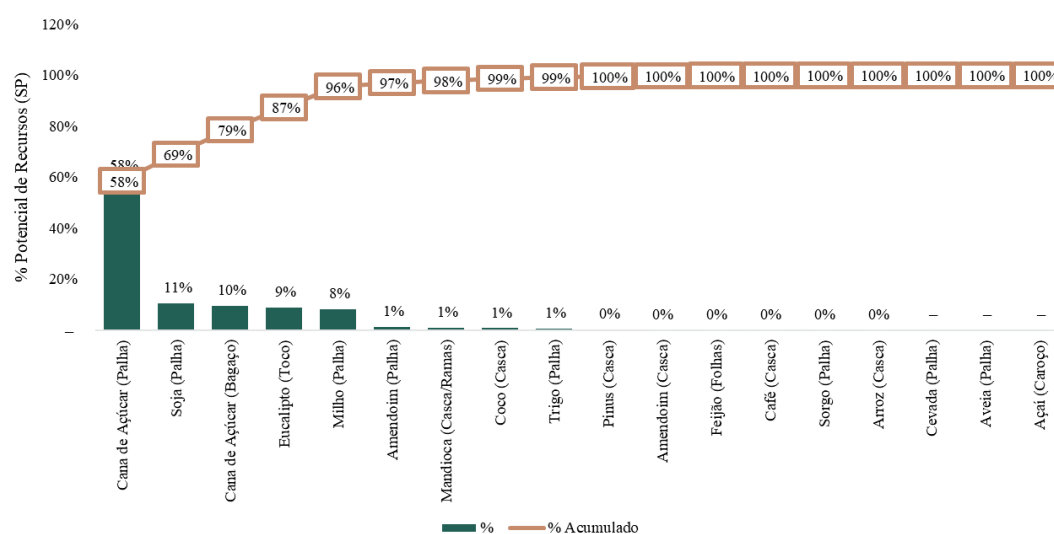
Tabela 7 – Potencial de recursos de biomassa em São Paulo

Plantação	Produção I (M t)	Fonte	Resíduo	PCI (Mj/kg)	Fonte	Ratio Resíduo/Produto	Fonte	Disponibilidade do Resíduo	Fonte	Potential (10 ¹⁵ Joules)
Feijão	0.17	CONAB (2021)	Folhas	14.00	EPE (2015)	1.45	Pereira et al. (2015)	40.0%	EPE (2015)	1
Cevada	–	CONAB (2021)	Palha	19.68	Pereira et al. (2015)	1.48	Pereira et al. (2015)	100.0%	Pereira et al. (2015)	–
Mandioca	1.14	EMBRAPA (2021)	Casca/Ramas	16.00	EPE (2015)	0.65	EPE (2015)	100.0%	Pereira et al. (2015)	12
Coco	0.88	CONAB (2021)	Casca	16.39	Anon (2020)	0.84	Pereira et al. (2015)	90%	Pereira et al. (2015)	11
Café	0.24	CONAB (2021)	Casca	16.50	Anon (2020)	0.59	Pereira et al. (2015)	50%	Pereira et al. (2015)	1
Milho	3.8	IBGE (2021)	Palha	17.70	EPE (2015)	1.68	Pereira et al. (2015)	100%	Pereira et al. (2015)	112
Eucalipto	19.84	IBÁ (2021)	Toco	17.00	IBÁ (2021)	0.36	ComBio (2022)	100%	ComBio (2022)	121
Aveia	–	CONAB (2021)	Palha	19.58	Pereira et al. (2015)	1.54	Pereira et al. (2015)	100%	EPE (2014)	–
Amendoim	0.6	CONAB (2021)	Palha	14.00	Menandro (2020)	2.52	Pereira et al. (2015)	100%	Pereira et al. (2015)	20
Amendoim	0.6	CONAB (2021)	Casca	7.99	Pereira et al. (2015)	0.56	Pereira et al. (2015)	70%	Pereira et al. (2015)	2
Açaí	–	IBGE (2021)	Caroço	16.36	Seye et al. (2008)	0.83	Silva (2021)	100%	Silva (2021)	–
Pinus	2.2	IBÁ (2021)	Casca	18.06	Lópes-Rodriguez et al (2009)	0.12	Pincelli (2011)	100%	Foelkel (2007)	5
Arroz	0.0	IBGE (2021)	Casca	17.08	Pereira et al. (2015)	0.26	Pereira et al. (2015)	30%	EPE (2014)	0
Sorgo	0.0	CONAB (2021)	Palha	19.06	Pereira et al. (2015)	1.9	Pereira et al. (2015)	100%	Pereira et al. (2015)	1
Soja	4.3	CONAB (2021)	Palha	14.60	EPE (2015)	2.3	EPE (2015)	100%	Pereira et al. (2015)	144
Cana de Açúcar	301.8	IBGE (2021)	Palha	18.62	Pereira et al. (2015)	0.22	Pereira et al. (2015)	65%	Pereira et al. (2015)	804
Cana de Açúcar	301.8	IBGE (2021)	Bagaço	19.81	Pereira et al. (2015)	0.22	Pereira et al. (2015)	10%	Pereira et al. (2015)	132
Centeio	–	CONAB (2021)	Palha	20.08	Pereira et al. (2015)	1.61	Pereira et al. (2015)	100%	Pereira et al. (2015)	–
Trigo	0.3	CONAB (2021)	Palha	19.54	Pereira et al. (2015)	1.55	Pereira et al. (2015)	100%	Pereira et al. (2015)	8

Fonte: elaboração própria

Coletados os dados de produção e realizados os ajustes a fim de se calcular o potencial de recursos das biomassas em São Paulo, optou-se pela elaboração de um Diagrama de Pareto para visualização dos resultados. O diagrama de Pareto é um gráfico de barras que ordena as frequência de ocorrências, em ordem decrescente. A linha superior representa a porcentagem acumulada de ocorrências. Assim, neste estudo, o diagrama de Pareto foi utilizado para verificar quais resíduos têm o maior potencial de recursos em São Paulo. A linha superior representa o acumulado em termos percentuais de possibilidades teóricas levantadas, partindo do maior potencial (palha de cana-de-açúcar). Com isso, vale destacar o benefício da utilização do diagrama, pois por meio dele é possível averiguar que apenas 5 dos 18 resíduos estudados (28%) representam 96% do potencial de recursos do estado.

Figura 13 – Diagrama de Pareto do potencial de recursos



Fonte: elaborado pelo Autor

5.2 Análise Geoespacial – Potencial Técnico

Concluído o primeiro passo da metodologia de modo a verificar a existência das biomassas no estado de São Paulo e a consequente metrificação do potencial de recursos da região, passa-se ao segundo passo da metodologia de modo a compreender o potencial técnico das biomassas. Neste sentido, de acordo com o NREL, o potencial

técnico leva em conta as restrições geográficas do mundo real, bem como as restrições de conhecimento e de desempenho do sistema. Fazendo a adaptação dessa metodologia para este estudo, buscou-se endereçar tais questões por meio (i) da restrição de conhecimento de operabilidade da biomassa pela Empresa X e (ii) da restrição geográfica de disponibilidade de produção de biomassa a partir de um raio de influência da indústria do estudo.

5.2.1 Operabilidade da Biomassa

A restrição de conhecimento foi endereçada a partir do domínio técnico da Empresa X quanto à operabilidade das biomassas levantadas na fase anterior. Nesse sentido, por meio de interação à distância no mês de julho de 2022, foram enviadas à Empresa X uma lista com todas as biomassas previamente descritas seguidas do questionamento acerca de conhecimento de manuseio e operação por parte da Empresa X.

Dos 18 resíduos possíveis levantados na etapa de cálculo teórico, a Empresa X afirmou ter conhecimento e histórico de execução de apenas 6 deles. De acordo com a Empresa X, muitos dos resíduos levantados ainda não foram explorados principalmente pela falta de necessidade, uma vez que em São Paulo existe uma oferta abundante das culturas já conhecidas e manejadas.

A Tabela 8 sintetiza os resultados dessa etapa. Sublinha-se que a partir do potencial de recursos, o filtro de conhecimento técnico de operabilidade levou a uma redução de 23% do potencial em São Paulo. Apesar da redução, é possível inferir que a Empresa X historicamente optou por boas escolhas de fontes de biomassa, uma vez que através de 32% das biomassas existentes ela se permite usufruir de 77% do potencial de recursos.

Tabela 8 – Resultados do filtro de conhecimento técnico de operabilidade

Resíduo	Conhecimento de Operação	Peta Joules	% Potencial de Recursos	% Acumulado
Cana de Açúcar (Palha)	Sim	804	58.5%	58.5%
Cana de Açúcar (Bagaço)	Sim	132	9.6%	68.1%
Eucalipto (Toco)	Sim	121	8.8%	76.9%
Pinus (Casca)	Sim	5	0.3%	77.3%
Arroz (Casca)	Sim	0	0.0%	77.3%

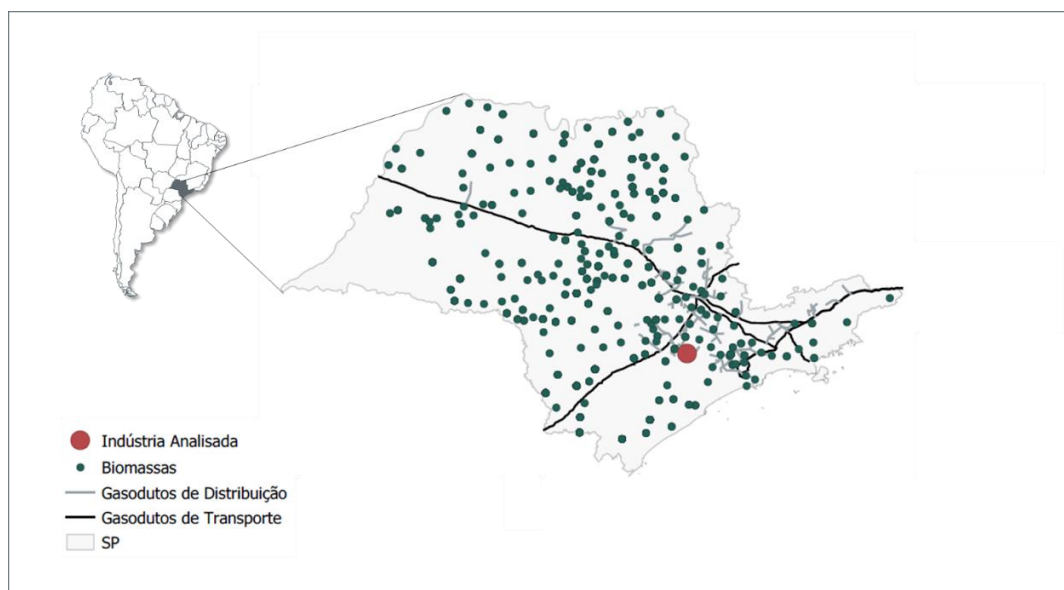
Fonte: elaboração própria

5.2.2 Raio de Influência

Realizada a primeira camada de avaliação do potencial técnico das biomassas na etapa anterior, foi executado um estudo georreferenciado de modo a compreender as restrições geográficas para o uso dessas biomassas, considerando a indústria do estudo.

Em primeiro lugar, foram levantados por meio da base de dados do CNAE – previamente descrita – todos os polos produtores de biomassa devidamente cadastrados e regularizados como atividade econômica diante do governo federal. Na sequência, foram considerados os polos produtores das biomassas operáveis pela empresa X, e por meio do software *GPS Visualizer*, suas localizações foram geocodificadas. A Figura 14 ilustra os resultados obtidos pelo tratamento de dados no software *Alteryx* com o auxílio do software *QGIS* para a confecção do mapa. Além disso, vale comentar sobre a indústria do estudo devidamente destacada no mapa, bem como a sobreposição dos gasodutos de transporte e distribuição de gás natural – produto substituto da biomassa como gerador de calor – na região.

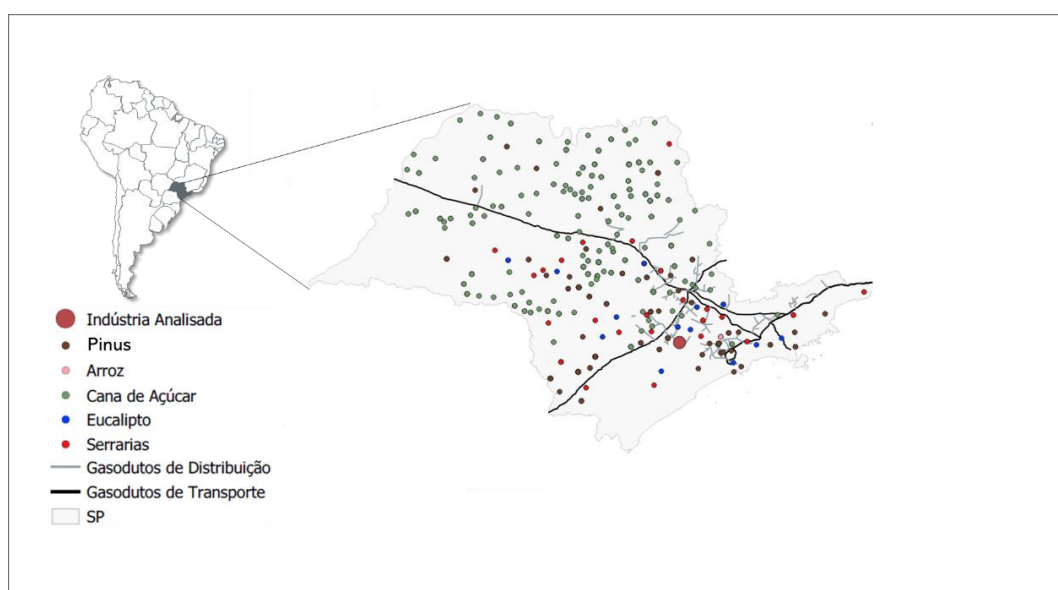
Figura 14 – Geolocalização das biomassas operáveis em São Paulo



Fonte: elaboração própria

A fim de serem explicitadas as culturas de biomassa em questão, um segundo mapa foi elaborado. Desta vez, com as biomassas devidamente identificadas através de colorações individuais, foi possível perceber a grande presença de culturas de cana de açúcar na região norte do estado, bem como culturas de extração de madeira na região central. A Figura 15 ilustra essa dinâmica.

Figura 15 – Geolocalização identificada das biomassas operáveis em São Paulo

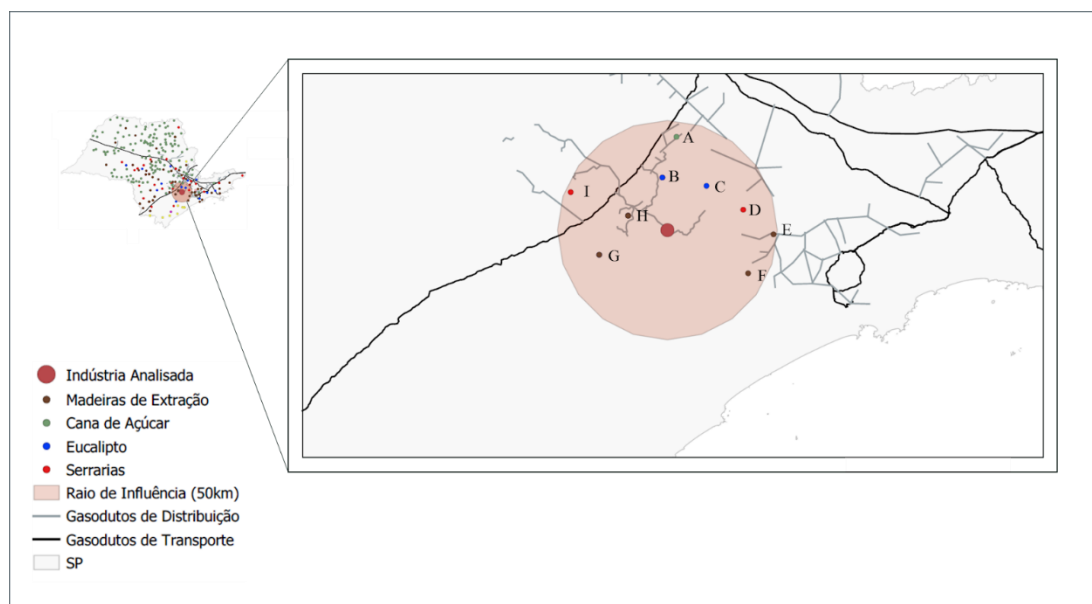


Fonte: elaboração própria

Por fim, de modo a endereçar a restrição geográfica, um raio de influência foi traçado ao redor da indústria do estudo. Para o raio de influência, foram consideradas apenas as culturas de biomassa previamente georreferenciadas que estivessem a no máximo 50 km de distância do centroide da indústria em questão. Adotou-se o mesmo comportamento conservador adotado por (PORTUGAL-PEREIRA; SORIA; RATHMANN; SCHAEFFER;SZKLO, 2015) e (EDENHOFER, 2011) em seus respectivos estudos espaciais de biomassa.

Foram reconhecidos 9 polos produtores possíveis identificados por 4 atividades econômicas distintas sob o ponto de vista do CNAE, os quais estão devidamente identificados na Figura 16. Além disso, vale destacar a sobreposição da indústria do estudo e de um gasoduto de distribuição de gás natural na imagem, denotando a relevância do estudo de viabilidade da biomassa frente a esse combustível fóssil em indústrias.

Figura 16 – Biomassas e raio de influência



Fonte: elaboração própria

5.3 Análise Financeira – Potencial Econômico

As biomassas filtradas na etapa anterior serão o ponto de partida para um projeto de implementação de uma caldeira a biomassa para geração de vapor para calor de processo. Nesse sentido, foram orçadas junto à empresa X as despesas de capital do projeto de engenharia necessárias para a implementação da caldeira. Na sequência, as despesas operacionais e os custos intrínsecos foram estimados com base em projetos anteriores. Diante de tais dados, foi possível calcular o preço por tonelada de vapor necessário à produção de uma TIR a nível de projeto de 25% para cada biomassa filtrada na etapa anterior, seguindo a TMA da Empresa X. Por fim, tais preços foram comparados às diferentes projeções de preço do gás natural para consumidores industriais, e o potencial econômico pode ser calculado.

5.3.1 Despesas de Capital

Para calcular as despesas de capital a serem empregadas na construção e implementação da caldeira movida a biomassa, foram orçados – junto à Empresa X – os custos envolvidos considerando um tradicional fornecedor de caldeiras da região Sul do Brasil. Neste sentido, solicitou-se ao fornecedor de caldeiras um orçamento detalhado referente ao projeto de engenharia e despesas envolvidas na execução do projeto da caldeira. Considerando o projeto como um todo, foi possível dividir as despesas de capital em 7 categorias distintas, sendo elas: (i) gerais e administrativas; (ii) sistema de alimentação de biomassa; (iii) sistema de geração de vapor; (iv) sistemas de água e efluentes; (v) sistemas elétricos; (vi) automação; (vii) infraestrutura e edificações.

Tabela 9 – Despesas de capital para a instalação da caldeira movida a biomassa

Categoria	Valor em R\$	(%)
(=) Gerais e Administrativas	7,977,194	6%
(+) Folha	3,796,105	3%
(+) Viagens	320,565	0%
(+) Engenharia/Consultoria	1,704,025	1%
(+) Seguros	709,523	1%
(+) Serv. Gerais de Obra	1,446,976	1%
(=) Sistema de Alimentação de Biomassa	17,263,982	13%
(+) Recebimento e Transportadores	5,319,070	4%
(+) Armazenamento de Biomassa	7,092,361	5%
(+) Transportadores	4,476,927	3%
(+) Civil	375,624	0%
(=) Sistema de Geração de Vapor	59,392,068	46%
(+) Caldeira e Equipamentos	55,010,666	43%
(+) Civil	2,371,135	2%
(+) Backup	2,010,268	2%
(=) Sistemas de Água e Efluentes	17,191,518	13%
(+) Linhas de utilidades (tubos e suportes)	2,736,511	2%
(+) Equipamentos (bombas, compressor)	3,888,078	3%
(+) Tratamento de Água	4,430,209	3%
(+) Instrumentos	0	0%
(+) Montagem Mecânica	2,943,050	2%
(+) Pipe-racks e suportes	1,725,797	1%
(+) Civil	1,467,874	1%
(=) Sistemas Elétricos	18,264,101	14%
(+) Equipamentos e materiais	18,264,101	14%
(+) Montagem	0	0%
(=) Automação	2,965,678	2%
(+) Equipamentos e Materiais	2,965,678	2%
(+) Montagem	0	0%
(=) Infraestrutura e Edificações	6,025,459	5%
(+) Obras de Infraestrutura	748,817	1%
(+) Áreas Comuns, Paisagismo, etc.	3,442,019	3%
(+) Portaria, Balança Rodoviária	113,123	0%
(+) Casa de Força, Sala Elétrica, Eletrocentro	819,028	1%
(+) Prédio Administrativo	630,489	0%
(+) Almoxarifado e Oficina	271,983	0%
(=) Despesas de Cap-tal - Total	129,080,000	100%

Fonte: elaboração própria

Como pode ser visto na Tabela 9, o valor total do projeto a ser implementado é de R\$129 milhões, considerando uma caldeira com capacidade instalada de 150 toneladas de vapor por hora (150 ton/h). Além disso, vale destacar que o principal

componente deste valor é a caldeira em si, a qual representa 43% do valor do projeto, enquanto os demais componentes têm menor impacto de maneira isolada, mas em conjunto acabam mais do que dobrando o valor do projeto.

5.3.2 Despesas Operacionais

As despesas e custos operacionais foram modelados individualmente para o projeto, sendo que cada item foi modelado conforme o seu principal *driver*. Por exemplo, os tributos da receita bruta foram calculados como percentuais da receita bruta. Neste sentido, uma alíquota de 18% de ICMS e de 9.25% de PIS/Cofins foram aplicadas sobre a receita bruta, como indica a legislação fiscal do estado de São Paulo.

No que diz respeito aos custos dos serviços prestados, foi possível categorizá-los em custo de aquisição e custo de transporte da biomassa – a depender da biomassa estudada – e custos de manutenção, pessoal e operação da caldeira, os quais são independentes do insumo utilizado. Por fim, quanto às despesas gerais e administrativas do projeto, foram modelados os itens de despesas fixas de salários do diretor e gerente responsáveis pela planta, bem como a depreciação e amortização do ativo imobilizado seguindo o Comitê de Pronunciamentos Contábeis 27 (CPC).

Tabela 10 – Modelagem das despesas e custos operacionais do projeto

Categoria	Item	Modelagem
(-) Deduções da Receita	(-) Tributo de ICMS	% da Receita Bruta (18%)
	(-) Tributo de PIS/COFINS	% da Receita Bruta (9.25%)
(-) Custos dos Serviços Prestados	(-) Custo de aquisição da biomassa	Toneladas consumidas de biomassa (ton) (x) Eficiência Energética (ton vapor / ton) (x) Custo FOB da tonelada de biomassa (R\$/ton)
	(-) Custo de transporte da biomassa	Custos Logísticos (R\$/ton/km) (x) Distância (km)
	(-) Custos fixos (pessoal, manutenção e operação)	% da Receita Bruta de 5% decrescido de alavancagem operacional de 85% do crescimento anual
(-) Despesas Gerais e Administrativas	(-) Despesas fixas (Diretor e Gerente)	Número de funcionários (11) (x) Salário médio anual (R\$ 170,000)
	(-) Depreciação e Amortização	Depreciação Linear considerando 10 anos de vida útil e zero valor residual

Fonte: elaboração própria

Quanto aos custos envolvidos nas aquisições e transporte das biomassas, uma pesquisa de campo foi conduzida junto à empresa X com a participação de tradicionais fornecedores de biomassa na região do estudo que, por motivos de confidencialidade, não terão seus nomes citados. As biomassas investigadas levaram em consideração a restrição geográfica ilustrada na Figura 16 da etapa anterior, com relação de ponto de CNAE e biomassa vendida explicitada na Tabela 11.

Tabela 11 – Relação de ponto geográfico e biomassa vendida

Ponto	Negócio – CNAE	Biomassa vendida	Distância ao cliente (km)
A	Cana de Açúcar	Bagaço de Cana	46.5
B	Cultivo de Eucalipto	Madeira em Pé Eucalipto	30.2
C	Cultivo de Eucalipto	Madeira em Pé Eucalipto	32.4
D	Serraria	Cavaco de Eucalipto	35.1
E	Madeiras de extração	Cavaco de Madeira Reciclada	49.0
F	Madeiras de extração	Cavaco de Madeira Reciclada	46.7
G	Madeiras de extração	Cavaco de Madeira Reciclada	33.8
H	Madeiras de extração	Cavaco de Madeira Reciclada	15.1
I	Serraria	Cavaco de Eucalipto	48.7

Fonte: elaboração própria

Como resultado da pesquisa de campo para os valores pecuniários de aquisição das biomassas e do histórico de dados da Empresa X para a eficiência energética na queima delas e dos custos logísticos envolvidos, foram utilizados os valores da Tabela 12 para as análises financeiras de cada projeto.

Tabela 12 – Custos das biomassas filtradas

	Cavaco de Eucalipto	Madeira em Pé Eucalipto	Cavaco de Madeira Reciclada	Bagaço de Cana
(=) Custo de aquisição (R\$/ton)	262	237	320	120
(=) Eficiência Energética (ton vapor/ton)	3.2	4.0	4.5	2.4
(=) Custo pela tonelada de vapor (R\$/ton vapor)	82	59	71	50
(=) Custos Logísticos (R\$/ton/km)	0.45	0.30	0.36	0.37

Fonte: elaboração própria

5.3.3 Capital de Giro

De modo a converter o lucro líquido do projeto em geração de caixa, utilizou-se o método indireto do DFC por meio do capital de giro. Consideraram-se como contas do capital de giro, que variam ao longo do tempo, três contas do ativo circulante e três contas do passivo circulante. Para estimar essas contas, usou-se o conceito de Dias de Capital de Giro, que corresponde a manter fixa a relação entre a conta do Capital de Giro e uma linha da Demonstração do Resultado do Exercício. A relação entre as contas e as linhas, bem como os dias considerados são ilustrados na Tabela 13. Os Dias de Capital de Giro foram calculados como a média dos valores históricos de projetos semelhantes executados no passado pela própria Companhia

Tabela 13 – Modelagem do Capital de Giro

Conta do Balanço Patrimonial	Modelagem	Valor
(=) Ativos		
(+) Contas a Receber	Dias de Receita Líquida	30
(+) Estoques	Dias de Custo	90
(+) Impostos a Recuperar	Diferença entre valor de crédito e débito fiscal	A depender do período

(=) Passivos		
(+) Obrigações Sociais e Trabalhistas	Dias de Custos e Despesas	14
(+) Fornecedores	Dias de Custo	60
(+) Contas a Pagar	Dias de Custos e Despesas	15

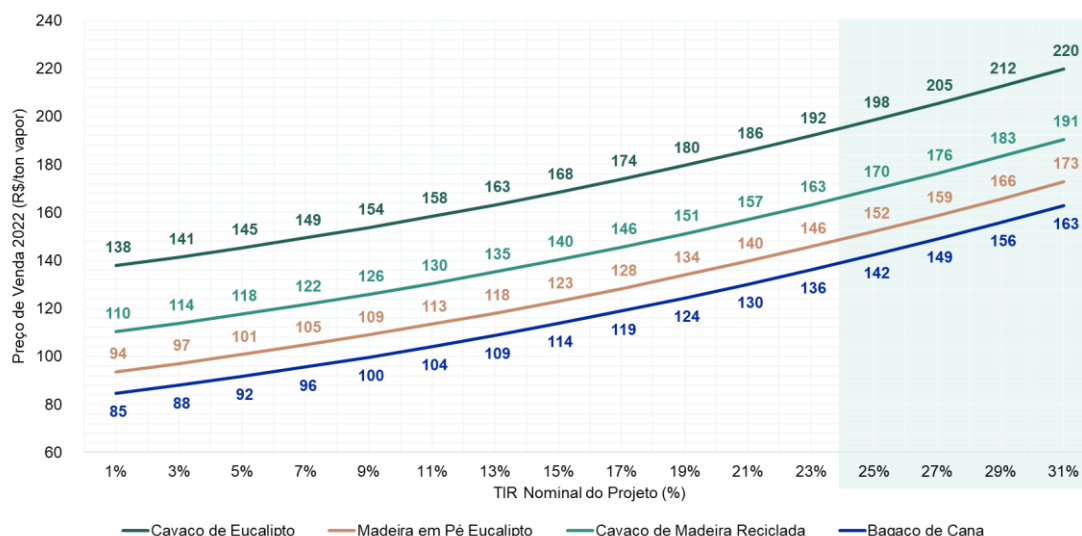
Fonte: elaboração própria

5.3.4 Preço de Venda

Feitas as considerações a respeito das despesas de capital, os custos e despesas operacionais e a dinâmica de capital de giro envolvidas, tem-se o consumo de fluxo de caixa intrínseco à operação. A partir disso, foi possível projetar o preço por tonelada de vapor a ser cobrado necessário à produção de uma TIR nominal de 25% ao ano no projeto – conforme exigência por parte da Empresa X.

Dito isso, foi utilizada uma tabela de dados com um intervalo de diferentes taxas internas de retorno e um intervalo contendo os custos das 4 biomassas filtradas com o intuito de obter diferentes respostas para o problema. O intuito da análise foi compreender como a exigência da empresa X (TIR do projeto) e a biomassa utilizada (cada uma das 4 filtradas anteriormente) atuam na implicação do preço de venda por tonelada de vapor necessário. Experimentar valores diferentes para observar a variação correspondente nos resultados é uma tarefa comum na análise de dados.

Os resultados dos cálculos estão explicitados na Figura 17, com os preços de venda que resultam em taxas internas de retorno superiores a 25% ao ano devidamente, destacados com a coloração verde.

Figura 17 – Preço por TIR exigida e biomassa utilizada

Nota: Área em verde representa taxas internas de retorno superiores a 25%

Fonte: elaboração própria

5.3.5 Desconto em relação ao gás natural

Para o cálculo do desconto em relação ao gás natural, foi considerado o preço mínimo produtor de TIR de 25% de cada biomassa em 2022, ajustado pelo IPCA anual projetado pelo Banco Central do Brasil para os anos subsequentes.

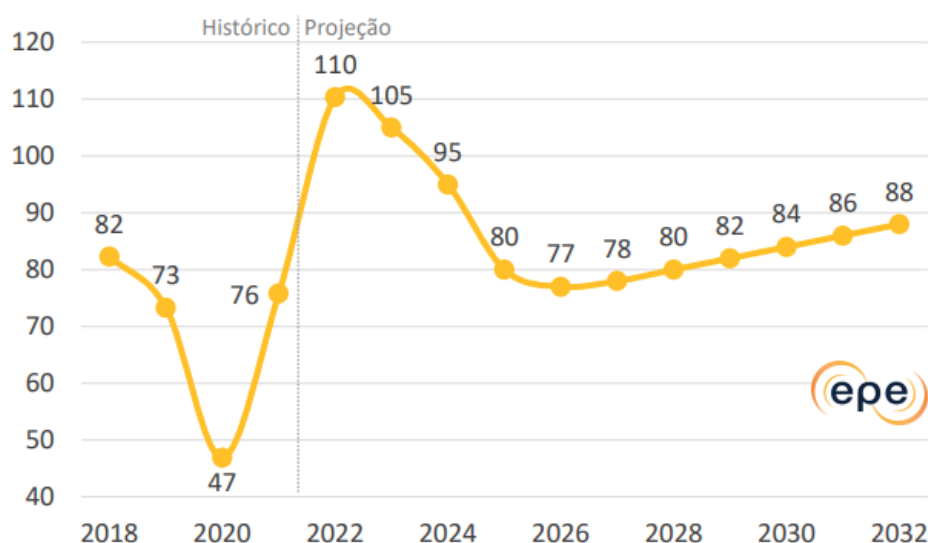
Já do lado do preço do gás natural, optou-se por aproveitar o estudo mais recente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Ministério de Minas e Energia (MME) datados de 27 de setembro de 2022. Tais entidades publicaram os cadernos de projeções dos preços internacionais de petróleo e de preços internacionais de derivados de petróleo. Ambos são parte de estudo suplementar do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (PDE 2032). O caderno de preços de petróleo aborda a conjuntura da indústria mundial, com destaque para oferta e demanda global; o histórico dos preços; e os impactos gerados pelo conflito sobre as exportações e a produção de petróleo da Rússia. A publicação também mostra as projeções de preços de petróleo no curto prazo e no horizonte decenal. Como o preço do gás natural, nos contratos do Novo Mercado de Gás, foi vinculado ao valor do petróleo tipo Brent, em substituição a cesta de óleos

combustíveis anteriormente utilizada, faz sentido levar em conta tal projeção pensando no futuro.

Figura 18 – Projeção para o preço do Petróleo Brent pela EPE

Projeção para o preço *spot* do petróleo Brent (US\$ mai2022/b)

Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [EIA](#).



Fonte: Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (EPE, 2022)

No curto prazo, os principais fatores que pressionam os preços para cima são: (i) o banimento europeu do petróleo russo; (ii) a queda moderada da produção russa; (iii) as taxas de declínio crescentes em campos maduros; (iv) a escassez de óleo diesel e os baixos estoques de derivados. No médio prazo, as premissas para o arrefecimento de preços são: (i) a nova capacidade na Opep (Arábia Saudita, EAU, Iraque); (ii) o aumento da produção com novos projetos nos EUA, Brasil, Guiana, Noruega e África entre 2024 e 2026; (iii) as taxas de declínio atenuadas devido a maiores investimentos nos anos pós-pandemia, em contexto de cotações elevadas; (iv) o aumento da capacidade ociosa global; (v) o contingenciamento de oferta da Rússia por conta de sanções. Por fim, as premissas de preço no longo prazo são: (i) a produção nos Estados Unidos atingir o pico no final da década de 2020; (ii) a recomposição dos estoques globais; (iii) a redução no crescimento da demanda, porém ainda em taxa elevada (EPE, 2022).

De modo a converter a precificação do Brent no preço da molécula de gás, foi utilizado o contrato firme de compra e venda de gás entre a Compass (Vendedora) e a Comgás (Compradora), firmado em 30 de agosto de 2021 e válido para o estado de São Paulo até julho de 2033 (ANP, 2022). De acordo com o contrato, a fórmula a ser utilizada para o preço do gás será como a seguir.

$$PG_M = 12\% \times Brent \times TC \times f$$

Onde:

PG_M : Preço da molécula (R\$/Ton Vapor);

$Brent$: Preço do barril de petróleo (US\$/Barril);

TC : Taxa de Câmbio projetada pelo Banco Central (R\$/US\$);

f : Fator para converter MMBtu para Tonelada de Vapor (MMBtu/Ton Vapor)

Tabela 14 – Projeção do preço da molécula do gás natural

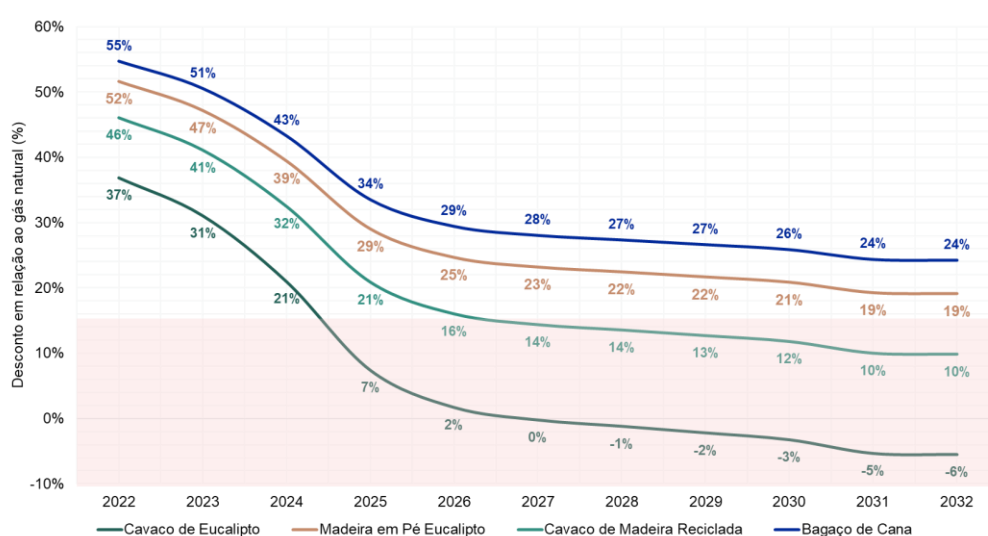
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
(=) Brent (US\$/Barril)	110	105	95	80	77	78	80	82	84	85	88
(x) Fator de Conversão Acordado	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
(=) Molécula do Gás Natural (US\$/MMBTU)	13	13	11	10	9	9	10	10	10	10	11
(x) Câmbio	5.2	5.2	5.1	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
(=) Molécula do Gás Natural (R\$/MMBTU)	69	66	58	49	48	48	49	51	52	53	54
(x) Conversor de Unidade (MMBTU/Ton Vapor)	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
(=) Molécula do Gás Natural (R\$/Ton Vapor)	197	188	167	142	136	138	142	145	149	150	156
(+) Transporte (R\$/Ton Vapor)	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
(+) Distribuição (R\$/Ton Vapor)	30	30	29	30	30	30	30	30	30	30	30
(+) Impostos (R\$/Ton Vapor)	70	67	60	51	49	50	51	52	53	54	56
(=) Gás Natural (R\$/Ton Vapor)	314	302	273	240	233	235	240	245	249	252	259

Fonte: elaboração própria

A partir de tal fórmula, são adicionados os componentes de transporte, distribuição e tributação. Para o caso da tarifa de transporte, foram utilizadas as tarifas da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) referentes ao gasoduto da indústria do

estudo disponibilizados no site da transportadora (NTS, 2022). Ademais, foi adicionada a tarifa de distribuição da Arsesp divulgada na última revisão tarifária e os impostos de ICMS e PIS/Cofins cobrados no estado de São Paulo, chegando-se nos valores explicitados na Figura 19.

Figura 19 – Desconto em relação ao gás natural por biomassa utilizada



Nota: Área em vermelho representa % de desconto em relação ao gás natural inferior a 15%

Fonte: elaboração própria

Observa-se na Figura 19 que apenas as biomassas bagaço de cana e madeira em pé de eucalipto apresentam desconto em longo prazo que ultrapassam a barreira mínima de 15% imposta pela indústria analisada – cliente da Empresa X.

5.4 Análise das Alternativas na Perspectiva de Crédito de Carbono –

Potencial de Mercado

De posse das informações coletadas até o momento, aplicar-se-á o filtro de potencial de mercado, o último passo da metodologia proposta. Como destaque, vale ressaltar que apesar de todas as etapas até o momento terem seguido uma lógica de estreitamento e eliminação de biomassas, a etapa de potencial de mercado possui um

fundamento distinto. A razão para tal decorre do fato que as restrições políticas e de investidores em relação a combustíveis penalizam os combustíveis fósseis devido ao seu caráter poluente, e portanto as biomassas (carbono neutro) podem ser beneficiadas neste cenário. Assim, será realizada uma análise sustentável levando em consideração a precificação do crédito de carbono sobre o gás natural, compensando as emissões de carbono realizadas durante a sua queima.

5.4.1 Projeção do crédito de carbono

Concluída na revisão da literatura a contextualização das razões para precificar o carbono, o histórico de mercado, os agentes participantes e o cenário nacional, faz-se necessário considerar o potencial de transação de créditos de carbono em termos financeiros a fim de comparar o gás natural – emissor de CO₂ – frente às biomassas – consideradas carbono neutro.

Dito isso, são considerados alguns estudos para entender tal dinâmica. Em primeiro lugar, foi considerada a oferta global de 10.000 MtCO₂ para o ano de 2030, conforme o relatório da TSCVM, uma iniciativa liderada pelo setor privado que trabalha para dimensionar o mercado de carbono voluntário (TSVCM, 2021). Em segundo lugar, considerou-se a representatividade de 2021 do Brasil na emissão de créditos de carbono de 12% como constante, como sugere a WayCarbon em seu relatório (2022). Como contrapartida a essa premissa, estabeleceu-se o cenário de 15% de representatividade nacional, como sugere a consultoria McKinsey (MCKINSEY, 2022). Por fim, considerou-se como tamanho de mercado as possibilidades de US\$50 bilhões da consultoria previamente citada bem como US\$100 bilhões projetados pela WayCarbon (2022). Assim, foi possível construir uma matriz de cenários contemplando as quatro combinações entre as duas possibilidades para as variáveis de representatividade e receita global previamente citadas.

Tabela 15 – Cenários de precificação do crédito de carbono no Brasil

Valor do Crédito de Carbono em 2030			
Receita Global (US\$ B)	Representatividade (%)		
		12%	15%
	50	41.7	33.3
	100	83.3	66.7

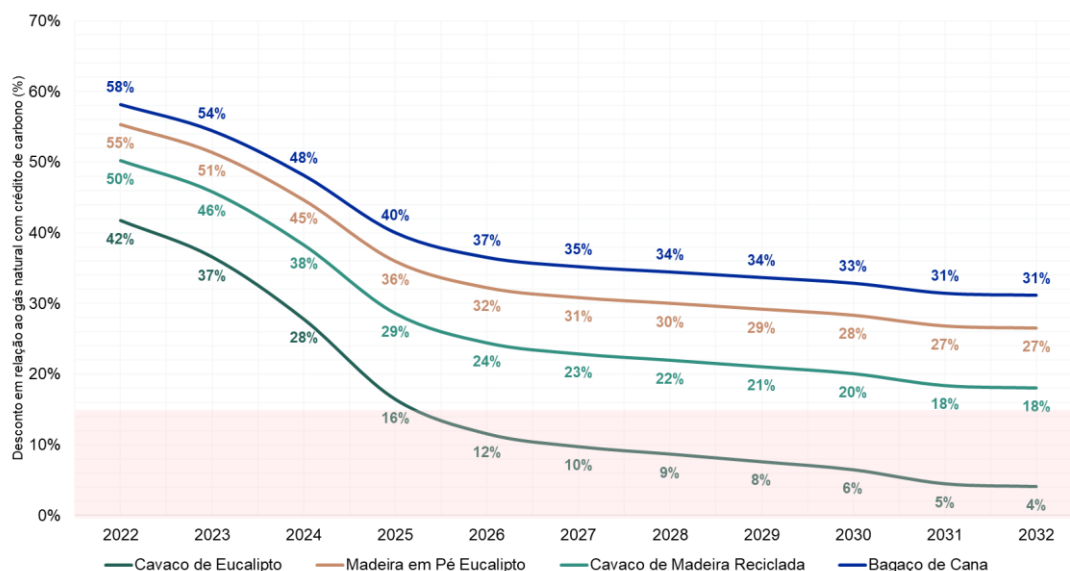
Fonte: elaboração própria a partir de McKinsey (2022); TSCVM (2021); WayCarbon (2022).

Construídos tais cenários, optar-se-á por utilizar o mais conservador de US\$33.3 pela tonelada de CO₂, uma vez que os stakeholders do projeto, isto é, a Empresa X e a indústria analisada, preferem a posição mais conservadora em suas projeções.

5.4.2 Desconto considerando o crédito de carbono

Por fim, considerando o preço do crédito de carbono previamente calculado, utilizou-se o coeficiente de emissão de dióxido de carbono de 52.91 Kg CO₂ por milhão de BTU divulgado pela EIA (*Energy International Agency*), a qual fornece diversas estatísticas relacionadas ao setor de energia com respaldo do governo dos Estados Unidos (EIA, 2022). Fazendo as conversões de unidade necessárias a fim de se analisar os resultados nas mesmas unidades da Figura 19 na etapa anterior, foram obtidos os seguintes resultados.

Figura 20 – Desconto em relação ao gás natural carbonizado por biomassa



Nota: Área em vermelho representa % de desconto em relação ao gás natural inferior a 15%

Fonte: elaboração própria

Como é possível visualizar ao comparar os resultados da Figura 19 e da Figura 20, a biomassa denominada cavaco de madeira reciclada passa na etapa de filtragem, uma vez que seu desconto em longo prazo passa de 10% para 18%, ultrapassando a barreira mínima de 15% imposta pela indústria analisada – cliente da Empresa X.

5.5 Consolidação dos Resultados

Dado que este estudo se apoiou em uma lógica de multi-métodos, faz-se necessária a realização da consolidação dos resultados obtidos em cada uma das etapas. Desse modo, foram compiladas as respostas obtidas em cada um dos 4 passos descritos previamente, de modo a entender tanto quais são as biomassas existentes, comercializáveis, tecnicamente viáveis e economicamente rentáveis em São Paulo, bem como os seus respectivos desafios de substituição ao gás natural (levando em consideração a indústria do estudo).

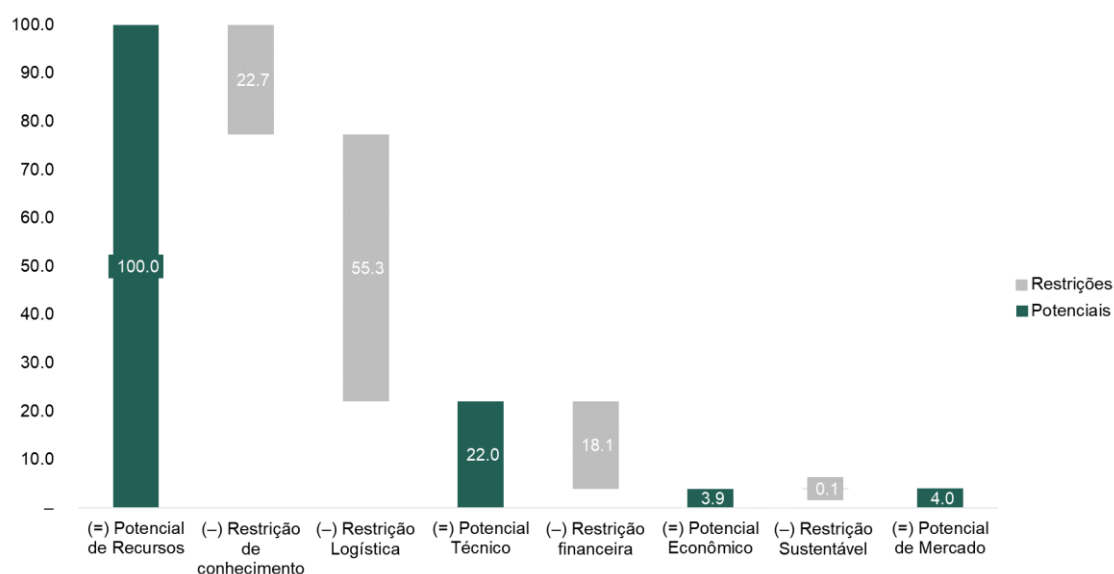
Neste sentido, a Tabela 16 compila os resultados obtidos, demonstrando para cada restrição, quais são as biomassas restantes.

Tabela 16 – Consolidação dos potenciais de biomassa e restrições

(10 ¹⁵ Joules)	(=) Recursos	(-) Conhecime nto	(-) Logística	(=) Técnico	(-) Financeira	(=) Econômico	(+) Sustentável	(=) Mercado
Feijão	1.4	(1.4)	–	–	–	–	–	–
Mandioca	11.9	(11.9)	–	–	–	–	–	–
Coco	10.9	(10.9)	–	–	–	–	–	–
Café	1.2	(1.2)	–	–	–	–	–	–
Milho	112.4	(112.4)	–	–	–	–	–	–
Eucalipto	121.4	–	(86.8)	34.6	(18.3)	16.3	–	16.3
Amendoim	21.6	(21.6)	–	–	–	–	–	–
Pinus	4.8	–	(3.4)	1.4	(1.4)	–	1.4	1.4
Arroz	0.1	–	(0.1)	–	–	–	–	–
Sorgo	0.9	–	(0.9)	–	–	–	–	–
Soja	144.4	(144.4)	–	–	–	–	–	–
Cana de Açúcar	935.2	–	(668.8)	266.3	(228.9)	37.5	–	37.5
Trigo	7.7	(7.7)	–	–	–	–	–	–
(=) Total	1,373.8	(311.4)	(760.1)	302.3	(248.5)	53.7	1.4	55.1

Fonte: elaboração própria

Além disso, de modo a entender e quantificar os principais desafios envolvidos na substituição do gás natural pela biomassa em indústrias, optou-se por demonstrar os dados da Tabela 16 em um gráfico de cascata, o qual mostra um valor total cumulativo à medida que as restrições de potenciais estudadas são subtraídas. Para facilitar a compreensão dos dados, foi utilizada uma escala indexada no valor de 100 correspondente ao potencial de recursos, para assim entender a magnitude de cada restrição no estudo.

Figura 21 – Valores cumulativos dos potenciais estudados

Fonte: elaboração própria

Com os resultados do estudo explicitados na Tabela 16 e na Figura 21, foi possível identificar que apesar de existirem 18 culturas de biomassas existentes em São Paulo identificadas por meio da rastreabilidade teórica, apenas 3 restam como técnica, financeira e sustentavelmente viáveis de modo a realizar a conversão da matriz energética de uma indústria de gás natural para biomassa. Ademais, outro ponto de extrema relevância diz respeito à restrição logística, a qual foi responsável por eliminar cerca de 55% do potencial energético de biomassa existente em São Paulo.

Desse modo, é possível concluir que de 18 culturas de biomassas existentes em São Paulo, apenas a Cana de Açúcar, o Pinus e o Eucalipto satisfazem todos os critérios necessários para garantir uma transição energética segura, confiável e comprovada por modelos mentais pré-estabelecidos.

Outro ponto de extrema relevância diz respeito aos principais desafios envolvidos em tal transição. A logística se apresenta como o principal desafio atualmente para o modelo de negócios da Empresa X, mas é possível verificar que parte dessa restrição poderia ser mitigada por um maior nível de conhecimento de operabilidade de biomassas. Em específico, a soja trata-se de um exemplo de cultura correspondente a cerca de 10% do potencial de recursos de biomassa em São Paulo, mas sem conhecimento de operação explorado pela Empresa X até o momento.

Por fim, vale destacar o pequeno impacto visto em resposta à restrição sustentável de 0.1%, o que pode levar a conclusões errôneas a respeito da validade de medidas políticas de precificação do carbono emitido. A precificação do crédito de carbono é extremamente necessária para mitigar emissões poluentes, mas no estudo em questão teve um impacto reduzido por impactar apenas a cultura de Pinus na Figura 20 da etapa de análise das alternativas na perspectiva de crédito de carbono, o qual originalmente é uma cultura pouco representativa (1% do potencial de recursos). Em se tratando de um estudo e considerando que a biomassa apresenta dinâmica regional, pode-se dizer com segurança que tal impacto poderia ser maior em circunstâncias distintas.

6 CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES

Neste capítulo são explicitadas as conclusões do estudo, bem como as contribuições dele para o estágio do autor. Além disso, são resgatados os objetivos, destacando as principais evidências obtidas por meio dos resultados e defrontando com a revisão da literatura corrente.

6.1 Contribuições

O estudo de caso realizado nesse trabalho sobre os desafios de substituição do gás natural pela biomassa demonstrou como a transição energética de uma indústria acaba sendo uma decisão extremamente estratégica para as empresas, uma vez que a decisão final acaba por considerar não somente a existência dos recursos de biomassa para tal, como também os custos logísticos, conhecimento de operabilidade e níveis de poluição envolvidos.

Neste sentido, este trabalho foi elaborado com o objetivo de auxiliar a GaiaCo, gestora de investimentos, a melhorar o seu entendimento a respeito do potencial de substituição do gás natural pela biomassa em indústrias no contexto de um possível investimento relacionado ao assunto. Em específico, este trabalho visava responder a duas perguntas principais, sendo elas:

Q1: Quais são as biomassas existentes, comercializáveis, tecnicamente viáveis e economicamente rentáveis em São Paulo e seus respectivos potenciais?

Q2: Quais são os desafios de substituição do gás natural pela biomassa em indústrias?

Portanto, resumindo para cada uma das perguntas previamente citadas, as conclusões foram as seguintes:

- Q1: Apesar de São Paulo possuir 18 diferentes culturas de biomassa com um potencial energético de 1,374 Petajoules, as biomassas existentes, comercializáveis, tecnicamente viáveis e economicamente rentáveis para o estudo de caso são apenas 3, sendo elas o Eucalipto

(toco e cavaco), o Pinus (cavaco de madeira reciclada) e a cana de açúcar (bagaço), com cerca de 54 Petajoules, ou 4% do total disponível.

- Q2: os principais desafios de substituição do gás natural pela biomassa em indústrias dizem respeito ao transporte logístico, em função da baixa densidade energética e valor agregado da biomassa residual, consumindo 55% do potencial de energia de biomassa em São Paulo, bem como a restrição de conhecimento de operabilidade de biomassa, restringindo 22% da energia potencial de biomassa no estado. Quanto a este último ponto, vale destacar a cultura da soja, a qual ainda não é utilizada para queima em caldeiras de geração de vapor para calor de processo em São Paulo, mas é a principal cultura disponível no estado.

Diante de tais resultados, pode-se afirmar que os objetivos do trabalho foram alcançados, uma vez que respostas assertivas e quantitativas foram obtidas a respeito do tema. Desse modo, o trabalho auxiliou o time da GaiaCo no melhor entendimento da oportunidade de investimento vigente, além de ter criado uma ótima impressão em termos de qualidade de trabalho e ferramental de análise proporcionados pela graduação na Escola Politécnica.

Do ponto de vista de implicações para a teoria, pode-se mencionar primeiramente a aplicação da metodologia proposta pelo NREL para estimação de potencial de energias sustentáveis, transpondo a fronteira do trabalho original realizado no âmbito dos Estados Unidos para o cenário brasileiro. Com isto, foi possível verificar a modularidade do modelo proposto, possibilitando a realização de trabalhos futuros em diferentes geografias.

Outra importante contribuição do trabalho diz respeito à análise de potencial de energia com enfoque em São Paulo. Outros trabalhos (Pereira et. al, 2015) já abordaram o tema de potencial de energias sustentáveis, porém em âmbito nacional, o que pode trazer conclusões muito genéricas considerando a dinâmica regional da biomassa.

Por fim, uma última contribuição para a teoria diz respeito aos desafios de substituição no contexto de geração de vapor para calor de processo. Os resultados obtidos divergiram relativamente daqueles obtidos em estudos dos desafios de

utilização de biomassa no contexto de geração de energia elétrica (Carvalho et. al, 2021). Neste trabalho, o desafio logístico foi o principal ponto levantado, ao passo que em outros estudos no contexto de geração elétrica ele não foi mencionado. Uma possível causa para isso diz respeito ao fato de que a energia elétrica não tem restrições relevantes de transporte, possibilitando que usinas sejam instaladas próximas aos polos distribuidores de biomassa, sem necessidade de proximidade aos polos consumidores finais. Por outro lado, o vapor para calor de processo precisa percorrer a menor distância possível para não dissipar energia térmica, de modo que as caldeiras a biomassa têm que ser posicionadas próximas a indústrias já existentes, adequando-se posteriormente à oferta de biomassa local e logística implícita.

6.2 Limitações e Sugestões de Trabalhos Futuros

Em se tratando de um estudo, uma limitação intrínseca do trabalho diz respeito às conclusões regionalizadas e possivelmente divergentes daquelas que seriam obtidas tomando como ponto de partida outra região. Um exemplo bastante ilustrativo diz respeito ao pequeno impacto da restrição sustentável na análise final, uma vez que, para a região do estudo, apenas o Pinus foi beneficiado pelo crédito de carbono, o que poderia ter sido diferente em outro cenário.

Ademais, em função da escolha do estudo em São Paulo (maior polo industrial do Brasil), duas culturas muito exploradas pela Empresa X não foram consideradas, sendo elas o arroz e o açaí. O arroz tem 95% de sua produção localizada no estado do Rio Grande do Sul, ao passo que 95% da produção do açaí encontra-se no estado do Pará. Além de tais culturas produzirem dois resíduos (casca de arroz e caroço de açaí) que não têm utilidade em outros setores, seus custos de aquisição chegam a ser substancialmente inferiores aos estudados na seção de análise financeira, o que poderia implicar em conclusões distintas considerando outros estados.

Para além da limitação geográfica, uma questão operacional a ser incrementada em eventuais trabalhos futuros diz respeito à etapa de geolocalização dos polos produtores de biomassa realizada na seção de análise geoespacial. O modo encontrando pelo autor para realizar tal análise passou pela utilização da base de dados do CNAE, a qual não possui a localização exata do polo, mas sim o CEP

correspondente. Dito isso, de modo a transformar tal informação em um ponto geográfico, foi preciso executar uma etapa deveras manual de conversão dos endereços em coordenadas geográficas com a utilização de outro sistema, além da necessidade de constante vigilância por parte do autor para a validação das informações convertidas. Como sugestão para trabalhos futuros, seria adequado implementar um código de programação de modo a automatizar esta etapa da pesquisa, ganhando maior escalabilidade de análise.

Diante de tais impasses, a execução da metodologia proposta seria limitada em caso de necessidade de escalabilidade de análise. Embora tais adversidades tenham sido mapeadas ao longo do estudo, o presente trabalho teve o seu objetivo alcançado, uma vez que teve um foco exacerbado em um estudo específico.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABVCAP. Estrutura Legal dos Fundos de Private Equity e Venture Capital São Paulo, 2018.

ABVCAP. Estrutura legal dos fundos de Private Equity e Venture Capital. Associação Brasileira de Private Equity e Venture Capital, 2018.

ALFARO, J., & MILLER, S. Applying industrial symbiosis to smallholder farms: Modeling a case study in Liberia, West Africa. *Journal of Industrial Ecology*, vol. 18, n.1, p. 145-154, 2014.

ALLENBY, B. R. Implementing industrial ecology: the AT&T matrix system. *Interfaces* vol.30, n. 1, p.42-54, 2000.

ANP. Gás Natural associado e não associado. *Processamento de Gás Natural*: São Paulo, 2020.

ANP. *Processamento de Gás Natural*. Obtido de Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, de 31 de julho de 2020.

BAHIAGÁS. O que é gás natural, de 18 de agosto de 2022.

BAHIAGÁS. O que é gás natural. São Paulo, 2022.

BARREIROS, F. A. M. Projeto de investimento: uma análise estratégica a partir do conceito de cadeia de suprimentos. São Carlos: Universidade de São Paulo, 2003.

BNDES. Gás para o desenvolvimento - 1ª edição. Rio de Janeiro: BNDES, 2020.

BNDES. Gás para o desenvolvimento. 1ª edição. Rio de Janeiro: BNDES, 2020.

BNDES. Gás para o desenvolvimento. 2ª edição. Rio de Janeiro: BNDES, Rio de Janeiro, 2021.

BNDES. Mercado de gás natural no Brasil: desafios para novo ciclo de investimentos. Rio de Janeiro: BNDES, 2015.

BRASIL. Decreto nº 11.075, de 19 de maio de 2022.

BRASIL. Lei Nº 10.712, 2 de junho de 2021. Capítulo II – Do transporte do Gás Natural, Art. 7.

BRASIL. Lei Nº 11.909, 4 de março de 2009. Capítulo I – Disposições Preliminares, Art. 26.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, 2021.

CÂMARA, G.; CASANOVA, M. A.; HEMERLY, A. Anatomia de Sistemas de Informação Geográfica . Campinas: Escola de Computação, 1996.

CARVALHO, M. M. D.; LAURINDO, F. J. B. Estratégia Competitiva. São Paulo: Atlas, 2012.

CARVALHO, M. M.; LAURINDO, F. J. Estratégia Competitiva: Dos Conceitos à Implementação. São Paulo: Editora Atlas S.A, 2010.

CARVALHO, M. M.; LAURINDO, F. J. Estratégia para competitividade. São Paulo: Futura, 2003.

CBIE. O que são e quantas são as UPGNS. São Paulo, 2019.

CHERTOW, M. R. Industrial symbiosis. In: CLEVELAND, C.J. (ed.) Encyclopedia of Energy. San Diego: Elsevier, 2004.

CHERTOW, M. R. Uncovering” industrial symbiosis. Journal of Industrial Ecology, vol. 11, n. 1, p. 11-30, 2007.

CONGALTON, R.; GREEN, K. The ABCs of GIS. Environmental Science, 13-20, 1992.

COOL, K.; SCHENDEL, D. Performance differences among strategic group members. Strategic Management Journal, 1998.

DA COSTA, G. Demanda Potencial Georreferenciada de Gás Natural em Setores Selecionados no Brasil. Rio de Janeiro: COPPE UFRJ, 2021.

DE LIMA, F. A. Crédito de Carbono: Consequências socioambientais de sua comercialização no Brasil. São Luís: Universidade Federal do Maranhão, 2017.

EDENHOFER, O. Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change. Nova York: Cambridge University Press, 2011.

EIA. Carbon Dioxide Emissions Coefficients. Retrieved from Energy Information Agency, de 5 de outubro de 2022.

EIA. Natural Gas Explained. Obtido de Energy Information Agency, 2021.

EIA. Natural Gas Explained. São Paulo, 2022.

ENGBERG H. Industrial Symbiosis in Denmark. Nova York: New York University, Stern School of Business (NYU), 1993.

EPE 2014. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – Pemat 2022. Brasília, 2014.

EPE. (2022, Setembro 27). Caderno de Preços do Petróleo. Retrieved from Ministério de Minas e Energia, de 27 de setembro de 2022.

EPE. Plano decenal de expansão da malha de transporte dutoviário - PEMAT 2022. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2014.

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Missão, Visão e Valores, de 18 de agosto de 2022.

FGV ENERGIA. Gás Natural. Rio de Janeiro: FGV. Rio de Janeiro, 2014.

FIEHENBAUM, A.; THOMAS, H. Industry and strategic group dynamics: competitive strategy in the insurance industry. *Journal of Management Studies*, 1993.

HAMBRICK, D. Taxonomic approaches to studying strategy: some conceptual and methodological issues. *Journal of Management*, 1984.

HAYASHI, M. Y. Infraestrutura de escoamento e processamento de gás do pré-sal da Bacia de Santos. Petrobras, 2017.

HAYASHI, M.Y. Apresentação Petrobras – Infraestrutura de Escoamento e Processamento de Gás do Pré-Sal da Bacia de Santos. In: Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas – Rio de Janeiro: Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia. IBP, 17 de março de 2017.

HENDERSON, B. D. The Origin of Strategy. *Harvard Business Review*, novembro de 1989.

HUNT, M.S. Competition in the major home appliance industry. Dissertação de Mestrado, 1972.

IBGE. IBGE disponibiliza versão 2.3 das subclasses da Classificação Nacional de Atividades Econômicas. São Paulo, 2022.

IBP. Evolução da Reinjeção de Gás Natural no Brasil. Rio de Janeiro, 2022.

ICC Brasil; WayCarbon. Oportunidades para o Brasil em Mercados de Carbono. ICC Brasil, 2022.

ICC, I. C. Oportunidades para o Brasil em Mercados de Carbono. WayCarbon, 2021.

JENSEN, P. D.; BASSON, L.; HELLAWELL, E. E.; BAILEY, M. R.; LEACH, M. Quantifying 'geographic proximity': experiences from the United Kingdom's national industrial symbiosis programme. *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 55, n. 7, p. 703-712, 2011.

LYONS, D. I. A spatial analysis of loop closing among recycling, remanufacturing, and waste treatment firms in Texas. *Journal of Industrial Ecology*, vol. 11, n. 1, p. 43-54, 2007.

MCKINSEY. McKinsey Sustentabilidade. Retrieved from Mercados voluntários de carbono: como o Brasil pode contribuir com a descarbonização do mundo, de 14 de setembro de 2022.

MENDES, A. P.; TEIXEIRA, C. A.; ROCIO, M. A.; CUPELLO, N. C.; DA COSTA, R. C.; DAS DORES, P. Mercado de gás natural no Brasil: desafios para novo ciclo de investimentos. Rio de Janeiro: BNDES, 2015.

MME. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural. Retrieved from Ministério de Minas e Energia, 02 de março de 2022.

NREL. Estimating Renewable Energy Economic Potential in The United States: Methodology and Initial Results. Denver: National Renewable Energy Laboratory, 2016.

OLIVEIRA, M. H. F. A avaliação econômico-financeira de investimentos sob condição de incerteza: uma comparação entre o método de monte carlo e o VPL fuzzy. São Carlos: Escola de Engenharia de São Carlos, 2008.

O'ROURKE, D., CONNELLY, L., & KOSHLAND, C. Industrial Ecology: A Critical Review, Draft-November 3. Berkeley: University of California Berkeley, Estados Unidos, 1995.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). O que é o sin - sistema interligado nacional, 2018.

PELÁ, A. B. Etanol de segunda geração a partir do bagaço de cana de açúcar: análise do ciclo de vida com relação às emissões e CO₂. Lorena: Escola de Engenharia de Lorena, 2014.

PEREIRA, A. S.; LIMA, J. C. F.; RUTKOWSKI, W. Ecologia industrial, produção e ambiente: uma discussão sobre as abordagens de inter-conectividade produtiva. In: *Anais do 1st International Workshop Advances in Cleaner Production*, vol. 1, São Paulo, 2007.

- PORTER, M. E. *Competitive Strategy*, Nova York: Free Press, 1980.
- PORTUGAL-PEREIRA, J.; SORIA, R.; RATHMANN, R.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. *Agricultural and agro-industrial residues-to-energy: Technoeconomic and environmental assessment in Brazil*. Londres: Elsevier, 7 de agosto de 2015.
- PRÉ-SAL PETRÓLEO BRASILEIRO. *O Pré-Sal*. São Paulo, 2020.
- PROLO, C. D.; GUIMARÃES, G. C.; SANTOS, I. T.; THEUER, S. L. *Explicando os mercados de carbono na era do Acordo de Paris*. Rio de Janeiro: Instituto Clima e Sociedade, 2021.
- REBELATTO, D. A. *Projeto de investimento: um estudo completo na área de seriços*. Barueri: Manole, 2004.
- RESET. *Guia RESET de Créditos de Carbono*. São Paulo: Future Carbon Group, 2022.
- ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, F. F. *Princípios de administração financeira*. São Paulo: Atlas, 2000.
- SCARCIOFFOLO, A.; ETIENNE, X.L. *Past, Present, and Future of the U.S. natural gas market: Lessons for Brazil*. São Paulo: FGV, 2019.
- SCARCIOFOLLO, A.; ETIENNE, X. *Past, Present, and Future of the U.S. natural gas market*. FGV Energia, 2019.
- SEROA DA MOTTA, R. Retrieved from *Oportunidades e Barreiras no Financiamento de Soluções Baseadas na Natureza*, 2020.
- SHORT, S. W., BOCKEN, N. M., BARLOW, C. Y., & CHERTOW, M. R. From refining sugar to growing tomatoes. *Journal of Industrial Ecology*, vol. 18, n.5, 603-618, 2014.
- SILVA, T. F. *Caroço de Açaí: uma alternativa bioenergética*. Brasília: UNB, 2001.
- SOUZA, A. L.; ANDRADE, J. C. *Análise do mercado de carbono voluntário no Brasil: um estudo sobre o perfil dos projetos de redução de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE)*. *Revista Metropolitana de Sustentabilidade*, 52-75, 2014.
- SUN, L., LI, H., DONG, L., FANG, K., REN, J., GENG, Y., ... & LIU, Z. *Eco-benefits assessment on urban industrial symbiosis based on material flows analysis and emergy evaluation approach: A case of Liuzhou city, China*. *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 119, p. 78-88, 2017.
- TAVARES, M. *Ministério de Minas e Energia*. Obtido de *Novo Mercado de Gás Natural do Brasil*, de 29 de abril de 2010.

TAVARES, M. Novo mercado de gás natural no Brasil. In: Seminário Integração na Matriz Energética. Brasília, 29 de abril de. 2019.

TSVCM. Taskforce on scaling voluntary carbon markets, 2021.

VARGAS, D. B.; DELAZERI, L. M.; FERREIRA, V. H. Mercado de Carbono Voluntário no Brasil. Rio de Janeiro: FGV EESP , 2021.

VERRA. Standards for a Sustainable Future, 2021.

WWF-BRASIL. World Wildlife Fund – Brasil, organização da sociedade civil brasileira sem fins lucrativos, 2022.