



# **Rotas termoquímicas para reaproveitamento de biomassas residuais**

**Aldo Araujo da Trindade Junior**

**Projeto Final de Curso**

**Orientadores**

**Prof.<sup>a</sup> Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, PhD.**

**Prof. Ivaldo Itabaiana Júnior, DSc.**

**Prof. George Victor Brigagão, DSc.**

**Março de 2022**

# **Rotas termoquímicas para reaproveitamento de biomassas residuais**

*Aldo Araujo da Trindade Junior*

Projeto Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Química.

Aprovado por:

---

Prof.<sup>a</sup>. Raquel Massad Cavalcante, DSc.

---

Prof.<sup>a</sup>. Priscilla Filomena Fonseca Amaral Secca, PhD.

Orientado por:

---

Prof.<sup>a</sup>. Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, PhD.

---

Prof. Ivaldo Itabaiana Júnior, DSc.

---

Prof. George Victor Brigagão, DSc.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Março de 2022

Junior, Aldo Araujo da Trindade.

Rotas termoquímicas para reaproveitamento de biomassas residuais / Aldo Araujo da Trindade Junior. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2022.

xi, 63 p.; il.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2022.

Orientadores: Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, Ivaldo Itabaiana Júnior e George Victor Brigagão.

1. Biorrefinaria. 2. Gaseificação. 3. Combustão. 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ). 5.

Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, Ivaldo Itabaiana Júnior e George Victor Brigagão. I.

Rotas termoquímicas para reaproveitamento de biomassas residuais.

“A felicidade pode ser encontrada mesmo nas horas mais difíceis, se você lembrar de  
acender a luz”

Alvo Dumbledore

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, retirantes do sertão nordestino, por sempre terem me mostrado a importância de se estar no caminho da educação. Este trabalho também é fruto dos senhores. Palavras não conseguem resumir o quanto sou grato a todo o esforço e dedicação que fazem diariamente por mim.

À minha família de sangue e coração, em especial aos meus tios Sandra e Erivaldo, minha prima Samires, e meus vizinhos Edinilza e Vanderley, pela presença constante nos momentos de alegria e tristeza.

Aos meus professores, por todo o conhecimento compartilhado comigo.

Aos orientadores que cruzaram pela minha vida (Eduardo Cassús,IVALDO JÚNIOR, Robert Polesso, Ana Cláudia, Vanessa Trindade, Carlos, Érika, Izabela Simões, Ricardo Cordeiro), por terem norteado o início da minha carreira profissional.

Aos amigos que a UFRJ me deu. Camila, Eduardo, Giovani, João, Nathália, Pedro, e Richard e Talytha, hoje conheço vocês há mais de três meses e posso afirmar que tornaram toda essa jornada mais leve e feliz.

Aos amigos que compartilharam muitos experimentos comigo. Maria Athana, Viviane e Rodrigo, sempre me lembrarei dos nossos lanches à base de bolo de nozes. Cris, Joyce, Douglas e Manu, vocês tornavam as minhas manhãs frias no LAB-113 mais acolhedoras.

Aos meus amigos de vida, Mariana Vertuli e Mariana Sodré, Samuel, Felipe e Laís, pelos inúmeros conselhos, apoio e risadas.

À minha equipe na TotalEnergies, por todo apoio e acolhimento dado especialmente no período de desenvolvimento deste trabalho.

Aos orientadores deste projeto, profs. Ofélia,IVALDO e George. Muito obrigado por todas as horas dedicadas a este projeto e a mim. Espero um dia chegar ao nível de conhecimento que os senhores possuem.

À banca examinadora, pelo tempo disponibilizado para a avaliação deste trabalho.

Resumo do Projeto Final de Curso apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para conclusão do curso de Engenharia de Química.

## **Rotas termoquímicas para reaproveitamento de biomassas residuais**

Aldo Araujo da Trindade Junior

Março, 2022

Orientadores: Prof<sup>ra</sup>. Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, PhD.

Prof. Ivaldo Itabaiana Júnior, DSc.

Prof. George Victor Brigagão, DSc.

Uma das maiores preocupações da sociedade contemporânea é o aquecimento global. Neste aspecto, urge a necessidade de transição de um mundo cuja matriz energética é dominada por recursos fósseis para um baseado em energias renováveis. Porém, grande parte da indústria química ainda é dependente de *commodities* químicas advindas da petrorefinaria. As biorrefinarias surgem como contraponto, uma vez que emprega biomassa para a geração de energia e produtos comercializáveis. Devido a sua forte atividade agroprodutora, o Brasil possui diversos resíduos agroindustriais com um alto potencial de emprego em biorrefinarias, como o sabugo de milho, casca de arroz e o coco residual da extração da amêndoa do babaçu. O trabalho aborda a conversão termoquímica dessas biomassas residuais para geração de eletricidade e metanol, importante bloco de construção da indústria química. A partir da simulação de processos de combustão e gaseificação utilizando Aspen HYSYS, uma análise econômica foi realizada para se verificar a viabilidade de realização dessas rotas. Em todos os casos de simulação, foi considerada a alimentação de 94,48 t/h de biomassa em base livre de cinzas. Para a combustão, o melhor cenário foi obtido com a casca de arroz, capaz de gerar 137,29 MW, e retornar um valor presente líquido de 337,44 MMUSD ao final do tempo de projeto de 23 anos. A mesma biomassa apresentou a melhor viabilidade para a gaseificação. Com uma produção de 44,29 t/h de metanol, o valor presente líquido foi 140,39 MMUSD.

## ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS .....	viii
ÍNDICE DE TABELAS .....	x
NOMENCLATURA .....	xi
<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 OBJETIVOS .....	2
<b>1.1.1 Objetivo geral.....</b>	<b>2</b>
<b>1.1.2 Objetivos específicos.....</b>	<b>2</b>
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	2
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>4</b>
2.1 BIORREFINARIAS .....	4
<b>2.1.1 Produtos da conversão de biomassa.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1.2 Processos de conversão de biomassa .....</b>	<b>5</b>
<i>2.1.2.1 Rota bioquímica.....</i>	<i>6</i>
<i>2.1.2.2 Rota termoquímica .....</i>	<i>7</i>
<b>2.1.3 Combustão.....</b>	<b>8</b>
<i>2.1.3.1 Produção de calor e eletricidade a partir da combustão de biomassa.....</i>	<i>9</i>
<b>2.1.4 Gaseificação.....</b>	<b>10</b>
<i>2.1.4.1 Aplicações do gás de síntese .....</i>	<i>11</i>
2.2 RESÍDUOS AGROINDUSTRIAIS BRASILEIROS.....	14
<b>2.2.1 Sabugo de Milho .....</b>	<b>15</b>
<b>2.2.2 Casca de arroz.....</b>	<b>16</b>
<b>2.2.3 Resíduo de Babaçu.....</b>	<b>18</b>
<b>3 METODOLOGIA.....</b>	<b>21</b>
3.1 PROCESSOS .....	21
<b>3.1.1 Combustão.....</b>	<b>21</b>
<b>3.1.2 Gaseificação.....</b>	<b>22</b>
3.2 SIMULAÇÃO DOS PROCESSOS .....	26
<b>3.2.1 Pacotes termodinâmicos e reações .....</b>	<b>26</b>

<b>3.2.2</b>	<b>Modelagem da biomassa .....</b>	<b>27</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Premissas gerais .....</b>	<b>28</b>
3.3	ANÁLISE ECONÔMICA .....	29
<b>3.3.1</b>	<b>Definição dos cenários .....</b>	<b>29</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Dimensionamento dos equipamentos e cálculo do FCI .....</b>	<b>31</b>
3.3.2.1	<i>Trocadores de calor .....</i>	31
3.3.2.2	<i>Vasos de Knock-outs.....</i>	32
3.3.2.3	<i>Torres de destilação, absorção e regeneração .....</i>	33
3.3.2.4	<i>Compressores, bombas e turbinas.....</i>	33
<b>3.3.3</b>	<b>Premissas econômicas e cálculos .....</b>	<b>33</b>
3.3.3.1	<i>Receitas (REV).....</i>	34
3.3.3.2	<i>Custo de manufatura (COM).....</i>	35
3.3.3.3	<i>Fluxo de Caixa Descontado, Taxa Interna de Retorno e Payback Descontado .....</i>	36
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>38</b>
4.1	CARACTERIZAÇÃO DAS BIOMASSAS .....	38
4.2	COMBUSTÃO .....	39
<b>4.2.1</b>	<b>Análise energética da combustão .....</b>	<b>39</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Análise econômica da combustão .....</b>	<b>40</b>
4.2.2.1	<i>Análise de sensibilidade .....</i>	43
4.3	GASEIFICAÇÃO .....	46
<b>4.3.1</b>	<b>Análise energética da gaseificação .....</b>	<b>46</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Análise econômica da gaseificação .....</b>	<b>47</b>
4.3.2.1	<i>Análise de sensibilidade .....</i>	49
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>55</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>56</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Diferentes rotas de conversão de biomassa.....	6
Figura 2 – Representação do ciclo Rankine ideal.....	9
Figura 3 – Provável caminho reacional da gaseificação.....	10
Figura 4 – Cadeia do metanol.....	12
Figura 5 – Série histórica do mercado brasileiro de metanol. ....	13
Figura 6 – Série histórica das safras das principais culturas agrícolas brasileiras. ....	14
Figura 7 – Série histórica da produção nacional de milho. ....	16
Figura 8 – Processo de beneficiamento de arroz. ....	17
Figura 9 – Produção estimada de casca de arroz por região brasileira.....	18
Figura 10 – Coco do babaçu. (A) epicarpo, (B) mesocarpo, (C) endocarpo, (D) amêndoa. ....	18
Figura 11 – Série histórica da produção de babaçu. ....	19
Figura 12 – Possíveis aplicações dos componentes do coco do babaçu.....	19
Figura 13 – Processo de combustão da biomassa.....	21
Figura 14 – Processo de gaseificação da biomassa e produção de metanol.....	23
Figura 15 – Comparação entre produção do resíduo agroindustrial por estado e a massa necessária para suprimento anual da biorrefinaria. (A) Sabugo de milho; (B) Casca de arroz. ....	30
Figura 16 – Comparação entre a geração anual de resíduo de babaçu e sabugo de milho no estado do Maranhão, e a massa necessária para suprimento anual da biorrefinaria.....	30
Figura 17 – Comparação de Investimento Capital Fixo para os três cenários da combustão. ....	41
Figura 18 – Valor presente líquido para os três cenários de combustão. ....	42
Figura 19 – Sensibilidade do (A) VPL, (B) TIR e (C) payback descontado frente a variações do custo de compra biomassa. ....	44
Figura 20 – Sensibilidade do (A) VPL, (B) TIR e (C) payback descontado frente a variações do valor da eletricidade.....	45
Figura 21 – Comparação de Investimento de Capital Fixo para os três cenários da gaseificação. ....	47
Figura 22 – Valor presente líquido para os três cenários de gaseificação.....	48
Figura 23 – Sensibilidade do VPL frente a variações do custo de compra de biomassa. ....	50
Figura 24 – Sensibilidade do VPL da gaseificação frente a variações de venda de eletricidade. ....	51
Figura 25 – Preço FOB para importação de metanol para o Brasil.....	52

Figura 26 – Sensibilidade do VPL da gaseificação frente a variações de preço de venda de metanol. ....	52
Figura 27 – Sensibilidade do VPL frente a variações nos preços de metanol e eletricidade para: (A) Cenário 1, (B) Cenário 2, e (C) Cenário 3. ....	54

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Condições de operação do processo de combustão da biomassa. ....	22
Tabela 2 – Condições de operação do processo de gaseificação da biomassa e resfriamento do gás de síntese. ....	23
Tabela 3 – Premissas para a remoção de CO <sub>2</sub> do gás de síntese gerado na gaseificação. ....	24
Tabela 4 – Considerações para a purificação do metanol. ....	26
Tabela 5 – Definição dos pacotes termodinâmicos. ....	27
Tabela 6 – Caracterização empírica das biomassas. ....	28
Tabela 7 – Cenários utilizados no trabalho. ....	30
Tabela 8 – Coeficientes de transferência de calor. ....	32
Tabela 9 – Premissas econômicas utilizadas nos estudos de viabilidade econômica. ....	34
Tabela 10 – Modelo composicional das biomassas (em base livre de cinzas). ....	38
Tabela 11 – Principais resultados da combustão. ....	39
Tabela 12 – Principais resultados da análise econômica da combustão. ....	41
Tabela 13 – Principais resultados da gaseificação. ....	46
Tabela 14 – Principais resultados da análise econômica da gaseificação. ....	48
Tabela 15 – Variação dos parâmetros da análise econômica para diferentes preços de venda de metanol. ....	53

## NOMENCLATURA

CEPCI	<i>Chemical Engineering Plant Cost Index</i>
COL	Custo de mão-de-obra
COM	Custo de Manufatura
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
C <sub>RM</sub>	Custo de matéria-prima
C <sub>UT</sub>	Custo de Utilidades
DCC	Coluna de Contato Direto ( <i>Direct Contact Column</i> )
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FCI	Investimento de Capital Fixo ( <i>Fixed Capital Investment</i> )
HRSG	<i>Heat Recovery Steam Generator</i>
LHV	Poder calorífico inferior ( <i>Lower Heating Value</i> )
MEA	Monoetanolamina
MeOH	Metanol
MAPA	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
MMA	Ministério do Meio Ambiente
PIB	Produto Interno Bruto
REV	Receitas
ST	Turbina a vapor
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido

## 1 INTRODUÇÃO

Os combustíveis fósseis são a fonte energética mais utilizada, superando outras fontes, como nuclear e renováveis (XU *et al.*, 2020). Considerando o consumo mundial de 2017, as reservas comprovadas de petróleo, carvão e gás natural são suficientes para garantir energias para os próximos 50, 52 e 134 anos, respectivamente (KAN *et al.*, 2019). A utilização dessas matérias-primas fósseis não está limitada pela oferta (esgotáveis), mas sim pela demanda. A demanda agregada de combustíveis fósseis deve atingir o pico em 2027 – com o pico do petróleo em 2029 e o gás em 2037 – em parte devido aos impactos do COVID-19, segundo nova pesquisa da McKinsey & Company<sup>1</sup>. Ainda segundo a McKinsey & Company, após a pandemia, o foco da sociedade estará na recuperação econômica, atrasando a transição energética, que continuará em velocidade mais baixa; os incentivos para investir em tecnologias de descarbonização serão reduzidos.

Em cenário pré- ou pós-pandemia, a conscientização social demanda a transição energética e torna imprescindível o desenvolvimento de tecnologias e processos para ampliar as plataformas energéticas, não apenas para a geração de eletricidade, como também para a geração de produtos químicos que ainda são baseados em plataformas químicas provenientes da petrorrefinaria. Em sintonia com a transição energética, as biorrefinarias, por sua vez, utilizam biomassa, matéria-prima orgânica, para a geração de produtos que possam ser comercializáveis, além de calor e eletricidade, através de rotas termoquímicas e bioquímicas.

No Brasil, onde a agricultura e agroindústria apresentam uma parcela considerável na composição do Produto Interno Bruto (PIB), a valorização da biomassa para fins energéticos se apresenta como forma de estimular as economias agrícolas e rurais para alavancar o desenvolvimento regional (EMBRAPA, 2016). Neste cenário, a adoção em 2010 da Política Nacional de Resíduos Sólidos, promove a monetização de resíduos e agrega às biorrefinaria o papel de reutilizar os resíduos provenientes da agroindústria. Baseado na pesquisa realizada por Brigagão *et al.* (2019), o presente estudo se debruça na análise técnico-econômica da implementação de rotas termoquímicas para a conversão de três biomassas residuais brasileiras: o sabugo de milho, casca de arroz e o coco residual da extração da amêndoa do babaçu.

---

<sup>1</sup> McKinsey: aggregate fossil fuel demand to peak in 2027. Dominic Ellis, January 14, 2021. <https://energydigital.com/oil-and-gas/mckinsey-aggregate-fossil-fuel-demand-peak-2027>.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo a avaliação técnico-econômica da utilização de sabugo de milho, casca de arroz e coco residual de babaçu como matérias-primas para os processos de combustão, gerando energia elétrica e térmica (calor), e gaseificação acoplada à síntese de metanol e eletricidade.

### 1.1.2 Objetivos específicos

Com a finalidade de se alcançar o objetivo geral, três são as etapas contempladas:

- a) Simulação da combustão e gaseificação para os três diferentes resíduos agroindustriais em estudo;
- b) Análise da viabilidade econômica das duas rotas, estimando-se os parâmetros valor presente líquido, taxa interna de retorno e *payback* descontado;
- c) Análise de sensibilidade dos parâmetros econômicos frente a variações nos preços das matérias-primas e produtos.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 2 é voltado para a apresentação das principais rotas de conversão de biomassas em biorrefinarias, com foco nos processos de combustão e gaseificação. Ainda, é realizada uma análise sobre a produção brasileira de sabugo de milho, casca de arroz e coco de babaçu, três resíduos da agroindústria, e como podemos reutilizá-los dentro do contexto de uma biorrefinaria.

O Capítulo 3 é referente a metodologia utilizada no estudo. Os detalhes sobre as rotas de combustão e gaseificação das biomassas são apresentados, assim como as premissas adotadas nas simulações computacionais dos processos são descritos. Os dados obtidos por simulação (balanços de massa e energia) são as informações adotadas na análise da viabilidade econômica das duas rotas.

No Capítulo 4, os resultados são descritos e discutidos. Aspectos técnicos dos dois processos são apresentados, bem como a análise dos custos e investimentos necessários. Uma comparação entre os desempenhos em termos de valor presente líquido, taxa interna de

retorno e *payback* descontado é conduzida para as premissas básicas adotadas frente às variações nos preços das biomassas e produtos.

O Capítulo 5 é a conclusão do trabalho, apresentando o cenário mais promissor e direcionando sugestões para trabalhos posteriores.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 BIORREFINARIAS

Nos últimos anos, o uso de recursos renováveis (solar, hidroelétrica, eólica etc.) recebeu atenção visando a substituição de fontes de energia não renováveis (YAO *et al.*, 2021). Porém, além da produção de energia elétrica, deve-se levar em consideração a produção de produtos químicos.

Refinarias de petróleo produzem, além de combustíveis, matérias-primas para a cadeia petroquímica, como nafta e gás de síntese, que são convertidos em uma ampla diversidade de produtos químicos orgânicos, polímeros e *commodities* (MAILARAM *et al.*, 2021). Assim, a necessidade por plataformas químicas que são produzidas por petrorrefinarias continuará até que as biorrefinarias se sobreponham a esses fornecedores (CHANDEL *et al.*, 2018).

O termo “biorrefinaria” se refere ao processamento potencialmente sustentável de biomassa em produtos comercializáveis e energia, englobando uma rede de instalações que integram diversas tecnologias (processos e equipamentos), a fim de separar os componentes da biomassa ou usá-la de forma intacta para geração de produtos químicos, materiais, energia e fibra (KAMM & KAMM, 2004; FITZPATRICK *et al.*, 2010). Qualquer matéria orgânica disponível de forma renovável pode ser considerada biomassa. Exemplos incluem culturas e resíduos agrícolas, resíduos florestais, municipais e industriais. Com isso, a sua estrutura é bastante complexa e varia de acordo com o seu tipo e sua fonte (MAILARAM *et al.*, 2021). O ciclo de crescimento de biomassas é um grande atrativo desse material como fonte de energia ou de produtos químicos (SPEIGHT, 2020).

Em semelhança à uma refinaria de petróleo, uma biorrefinaria deve possuir a capacidade de produzir múltiplos produtos, tirando vantagem das diferenças nos componentes e intermediários da biomassa, que pode permitir a produção de produtos químicos de alto valor unitário, mas de pequeno volume, além de grande volume de combustíveis de baixo valor, e gerar eletricidade (BASTOS, 2007). Desta forma, a comercialização de produtos à base de biomassa dependerá da total exploração do potencial dessa matéria-prima (KOUTINAS *et al.*, 2007).

#### 2.1.1 Produtos da conversão de biomassa



Os principais produtos combustíveis da conversão da biomassa são (BASU, 2013):

1. Combustíveis líquidos: metanol, etanol, biodiesel, óleo vegetal e óleo de pirólise;
2. Combustíveis gasosos: biogás ( $\text{CH}_4+\text{CO}_2$ ) e gás de síntese ( $\text{CO}+\text{H}_2$ );
3. Combustíveis sólidos: biomassa torrificada, biocoque e biocarvão.

Tais produtos podem ser utilizados em quatro principais segmentos industriais:

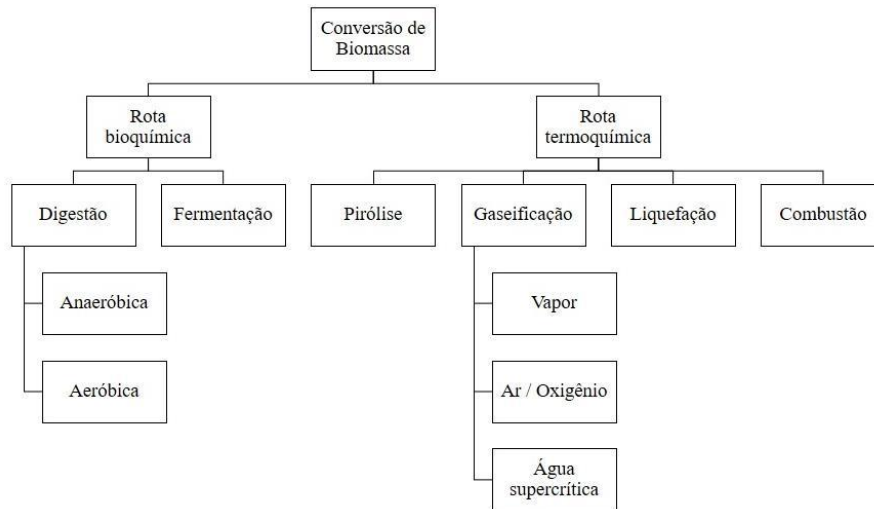
1. Químico: as duas principais plataformas são baseadas em açúcar, envolvendo a quebra da biomassa em carboidratos de menor peso molecular usando meios químicos e biológicos, ou baseada em gás de síntese, na qual o hidrogênio e monóxido de carbono gerados são utilizados como blocos de construção para cadeias carbônicas maiores (SPEIGHT, 2020; WERPY & PETERSEN, 2004);
2. Energético: para a geração de vapor e energia elétrica para consumo próprio e, caso a geração exceda a demanda, venda de eletricidade (YAASHIKAA *et al.*, 2020; MAILARAM *et al.*, 2021);
3. Transportes: biorrefinarias produzem uma vasta gama de biocombustíveis, como biodiesel, bio-etanol e bio-butanol (MAILARAM *et al.*, 2021);
4. Tecnologia ambiental: o carvão ativado produzido por biomassa tem muitas aplicações nas indústrias de controle de poluição, como a sua utilização na filtragem de água. Biocarvão produzido pela pirólise da biomassa auxilia na fertilidade do solo e no aumento da produção agrícola (LEHMANN *et al.*, 2006).

### **2.1.2 Processos de conversão de biomassa**

Devido a sua baixa densidade energética e a sua forma, diferentemente de gases ou líquidos, a biomassa não pode ser facilmente manuseada, armazenada ou transportada. Isso é a força motriz para a conversão da sua forma sólida em combustíveis líquidos, mais densos energeticamente e mais fáceis de manusear e armazenar (BASU, 2013).

Outro motivador reside no fato de que, ao ser queimada, a biomassa libera  $\text{CO}_2$  absorvido por fotossíntese há alguns meses, ao contrário dos combustíveis fósseis cuja assimilação de carbono foi há milhões de anos. Assim, considera-se que a adição líquida de  $\text{CO}_2$  na atmosfera através da combustão da biomassa é zero. Ainda, a intensidade de emissão desse gás por energia produzida é menor do que a do carvão (WEISSE, 2007).

As duas principais rotas de conversão (Figura 1) são a bioquímica e a termoquímica.



**Figura 1 – Diferentes rotas de conversão de biomassa.**

Fonte: Adaptado de BASU (2013).

### 2.1.2.1 Rota bioquímica

A conversão bioquímica emprega microrganismos ou enzimas para conversão da biomassa em moléculas de menor massa molecular. Embora seja um processo que ocorra numa taxa de reação mais lenta do que o termoquímico, não requer muita energia externa (YAASHIKAA *et al.*, 2020).

São três os principais processos:

1. Digestão (anaeróbica ou aeróbica): na digestão anaeróbica, a matéria orgânica é convertida em metano, na ausência de oxigênio do ambiente; já a aeróbica, ou compostagem, ocorre na presença de oxigênio, produzindo dióxido de carbono, calor e resíduo sólido (SPEIGHT, 2020; BASU, 2013);
2. Fermentação: utiliza microrganismos e enzimas para transformar o açúcar, originado da biomassa, em itens recuperáveis, como álcoois e ácidos. Os mais sintetizados são etanol, metanol, butanol, ácido acético e hidrogênio (YAASHIKAA *et al.*, 2020);
3. Hidrólise enzimática ou química: materiais lignocelulósicos, como bagaços, precisam de pré-tratamento hidrolítico para hidrólise das cadeias de celulose e hemicelulose em açúcares simples fermentáveis. Tais tratamentos empregam enzimas ou ácidos e bases (BASU, 2013).

### 2.1.2.2 Rota termoquímica

A conversão termoquímica, por sua vez, inclui o aquecimento da biomassa em condições controladas, ou oxidação, gerando gases como produtos intermediários, podendo então ser convertidos em produtos de maior valor agregado. Os compostos gerados dependem das condições do processo, como temperatura, taxa de alimentação, tempo de residência, tempo de aquecimento (BALAGURUMURTHY *et al.*, 2015).

São cinco os principais caminhos para esse tipo de conversão:

1. Combustão: método mais simples e barato de conseguir energia direta da biomassa, sendo que qualquer material orgânico que possua baixa umidade suficiente para permitir a combustão sustentada pode ser utilizado. O calor gerado pode ser utilizado tanto para fornecer calor ao processo, quanto aquecimento de utilidades, ou geração de eletricidade através de uma turbina de vapor (SPEIGHT, 2020);
2. Torrefação: diferente da combustão, na torrefação a biomassa é aquecida numa faixa de temperatura mais branda, entre 200 e 300 °C, sem ou com pouco contato com o oxigênio. Com isso, o teor de carbono da biomassa é aumentado, enquanto o de oxigênio é reduzido (BASU, 2013);
3. Pirólise: nesse caminho, a biomassa é aquecida rapidamente sem oxigênio a uma temperatura entre 300 – 800 °C, gerando biocarvão, gás não-condensável e bio-óleos com componentes de alto peso molecular. Na pirólise rápida, a produção de compostos líquidos é favorecida, enquanto na pirólise lenta, os produtos principais são o carvão e o gás (MURATA *et al.*, 2012; BASU, 2013);
4. Liquefação: transforma a biomassa sólida em combustível líquido, através de pirólise, gaseificação ou processo hidrotermal. Este último, emprega água e elevadas temperaturas (300 – 350 °C), com pressão suficiente para manter a água em fase líquida (12 – 20 MPa) (SPEIGHT, 2020);
5. Gaseificação: conversão da biomassa em gás de síntese, através do contato com um meio reacional, que pode ser ar, oxigênio puro e/ou vapor d'água (subcrítico). O produto pode ser tanto usado diretamente como combustível, ou como matéria-prima para geração de produtos químicos como ácidos, álcoois e hidrocarbonetos sintéticos (CHERUBINI, 2010).

Neste trabalho, são estudados os processos de combustão e de biomassas provenientes de resíduos agroindustriais. Com isso, as próximas seções destacam as principais características desses dois processos.

### **2.1.3 Combustão**

O processo de combustão pode ser considerado como o meio mais antigo de utilização de biomassa, uma vez que a civilização começou com a descoberta do fogo, proporcionando que o homem passasse a cozinhar e a se aquecer (BASU, 2013). Ela é definida como uma série de reações químicas na qual carbono e hidrogênio são oxidados a  $\text{CO}_2$  e água. Deficiência de oxigênio leva a uma combustão incompleta, enquanto que o seu excesso resfria o sistema (DEMIRBAS, 2005).

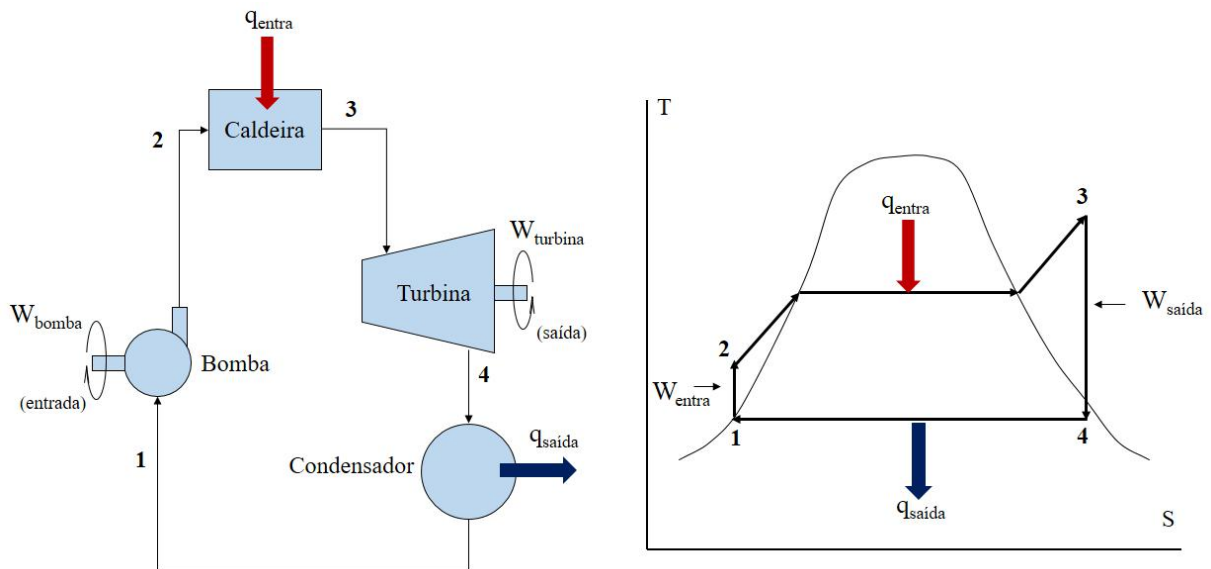
Porém, apenas gases combustíveis queimam e liberam calor, ao contrário dos sólidos e líquidos. Estes primeiramente consomem calor para secagem e volatilização para então serem convertidos em gases combustíveis (SHAFIZADEH, 1985). Desta forma, três são os processos envolvidos na combustão de biomassa (AWASTHI & BHASKAR, 2019; RICHARDS, 2019):

1. Secagem: a umidade da biomassa deve ser vaporizada por aquecimento radiante de chamas ou de calor armazenado no reator;
2. Pirólise: quando a temperatura da biomassa está entre 200 – 350 °C, essa é progressivamente convertida em gases ( $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ), que reagem com o oxigênio. O calor gerado é usado na secagem do combustível alimentado e o restante é liberado com os gases. Outros produtos da pirólise incluem líquidos voláteis e condensáveis de alto peso molecular, e um sólido rico (carvão).
3. Oxidação: a cerca de 800°C, há a oxidação do carvão. A velocidade é controlada pela taxa com que os oxidantes (oxigênio, dióxido de carbono e água) atingem a superfície do sólido, para produzir os gases combustíveis hidrogênio e monóxido de carbono.

### 2.1.3.1 Produção de calor e eletricidade a partir da combustão de biomassa

Diferente de outros processos termoquímicos, a combustão converte diretamente a biomassa em bioenergia, com uma eficiência entre 20 e 40% (MCKENDRY, 2002). A conversão em energia elétrica do calor gerado se dá por meio de um ciclo Rankine, formado de quatro elementos chave – geração de vapor em alta pressão, turbina, condensador e bomba. O fluido de trabalho mais comumente empregado é o vapor d'água, uma vez que apresenta baixo custo, fácil disponibilização e alta entalpia de vaporização (MANDØ, 2013; RICHARDS, 2019).

Uma representação teórica do ciclo Rankine ideal pode ser visualizada na figura 2. A bomba (1 – 2) recebe água como líquido saturado, que é comprimido isentropicamente até a pressão de operação da caldeira. Com o calor recebido dos gases da combustão, a água comprimida é vaporizada a pressão constante (2 – 3). O vapor superaquecido gerado passa por uma expansão isentrópica em turbina (3 – 4), produzindo trabalho através da rotação de seu eixo, perdendo pressão e temperatura até se tornar uma mistura de vapor e líquido saturado. Essa mistura segue para o condensador que opera a pressão constante, onde todo o vapor se condensará (4 – 1). O líquido então retorna para a bomba (ÇENGEL & BOLES, 2007).



**Figura 2 – Representação do ciclo Rankine ideal.**  
Fonte: Elaboração própria a partir de Silva & Morais (2017).

Em um ciclo real de potência a vapor, o atrito do fluido promove uma queda de pressão na caldeira, no condensador e nas tubulações. Além disso, o escoamento do fluido

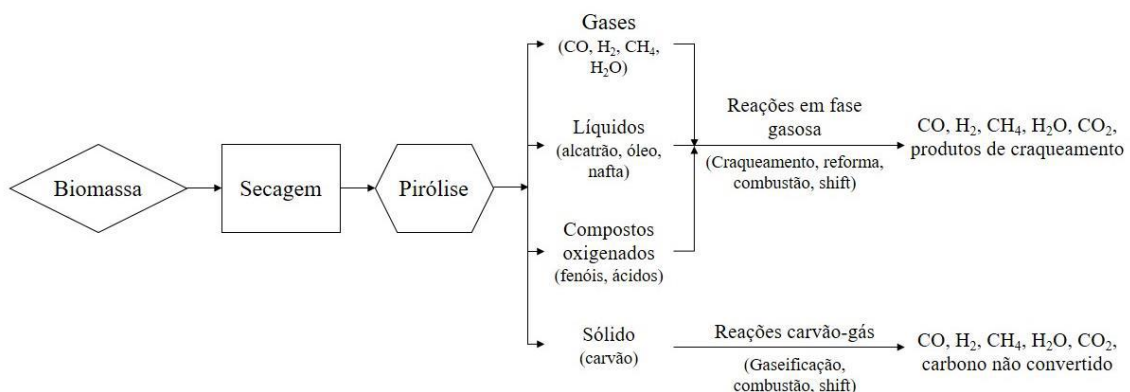
pelos equipamentos gera perda de calor para a vizinhança, o que faz com que mais energia tenha que ser transferida na caldeira para que se atinja o mesmo nível de potência líquida produzida, diminuindo a eficiência do ciclo. Ainda, não é possível encontrar no mercado turbinas e bombas que operam com 100% de eficiência isentrópica (ÇENGEL & BOLES, 2007).

### 2.1.4 Gaseificação

A gaseificação de biomassa é um processo termoquímico que converte diretamente a matéria-prima em uma mistura de gases formado majoritariamente por monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrogênio e metano (ZHANG & ZHANG, 2019).

Em adição à biomassa, há os agentes de gaseificação: (a) oxigênio puro, que promove oxidação a CO e CO<sub>2</sub> (condições de oxidação parcial, em que a quantidade de O<sub>2</sub> é inferior à da proporção estequiométrica de combustão); (b) ar, como fonte de oxigênio, mas que resulta em um gás com menor poder calorífico devido ao efeito de diluição do nitrogênio; e/ou (c) vapor de água, em que o gás produzido terá uma razão H/C mais alta (BASU, 2013; MUTHU DINESH KUMAR & ANAND, 2019).

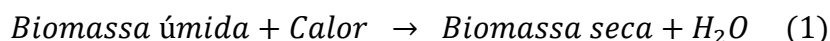
O processo dentro do gaseificador (Figura 3) abrange as seguintes etapas:



**Figura 3 – Provável caminho reacional da gaseificação.**

Fonte: Adaptado de BASU (2013).

1. Secagem: elimina a umidade residual da matéria-prima. Quanto maior a umidade, maior a quantidade de calor necessária para a vaporização, sendo que os sistemas de gaseificação geralmente usam biomassa com umidade entre 10-20% (MONTUORI *et al.*, 2015; PATRA & SHETH, 2015; BASU, 2013). De forma geral, tem-se que (Equação 1):



2. Pirólise e/ou combustão: as reações que ocorrem nessa zona do reator levam à produção de compostos voláteis e carvão (Equação 2), podendo também gerar alcatrão (vapor condensável formado no processo). Os produtos reagem entre si e com o agente gaseificante, formando o produto final da gaseificação (MUTHU DINESH KUMAR & ANAD, 2019; BASU, 2013);



3. Gaseificação do carvão: a gaseificação envolve reações entre os hidrocarbonetos, vapor, dióxido de carbono, oxigênio e hidrogênio no gaseificador, e entre os gases produzidos. Porém, as reações envolvendo o carvão são as mais importantes (BASU, 2013).

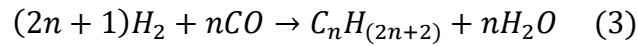
#### 2.1.4.1 Aplicações do gás de síntese

O produto gasoso da gaseificação de biomassa (gás de síntese) possui uma ampla gama de aplicações, como por exemplo a geração de energia elétrica, hidrogênio, hidrocarbonetos sintéticos via reação Fischer-Tropsch e metanol (BASU, 2013; MUTHU DINESH KUMAR & ANAND, 2019; KRISHNA *et al.*, 2019).

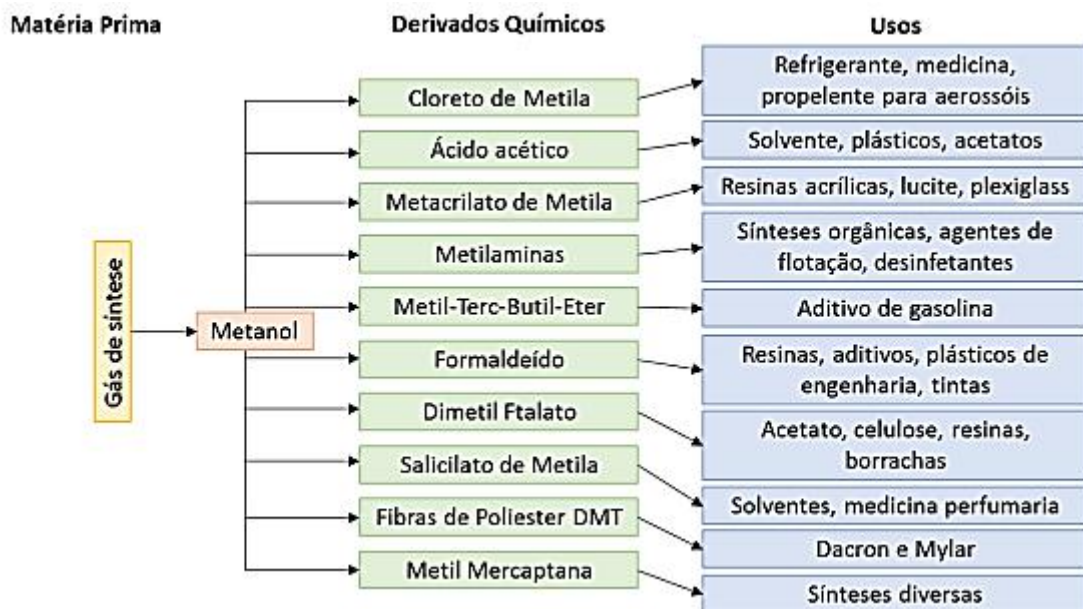
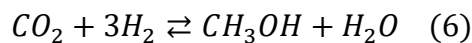
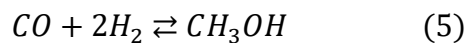
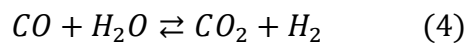
Visando à produção de eletricidade e calor, uma forma eficiente de se utilizar o gás advindo da gaseificação é por meio de ciclo combinado de gaseificação integrada, o qual pode ser concebido como a união de dois processos. O primeiro consiste na produção do gás de síntese (gaseificação), que é então tratado para atingir especificação de uso como combustível em turbina a gás. O segundo processo consiste no acoplamento de um ciclo de turbina a gás para geração de potência a um ciclo de fundo Rankine, para produzir mais eletricidade a partir do calor residual do gás exausto (KRISHNA *et al.*, 2019).

A partir da purificação do gás de síntese, pode-se recuperar hidrogênio, o que pode ser feito utilizando solventes, adsorventes ou membranas (BHASKAR *et al.*, 2013). Uma possível aplicação desse hidrogênio é a reação catalítica com nitrogênio puro para a produção de amônia, matéria-prima de fertilizantes, desinfetantes e ácido nítrico (BASU, 2013; REED, 2002).

A reação Fischer-Tropsch (Equação 3) consiste na conversão catalítica de CO e H<sub>2</sub> em hidrocarbonetos sintéticos de cadeia carbônica majoritariamente linear, em que se obtém desde metano até parafinas de peso molecular relativamente elevado (C<sub>20+</sub>) (KRISHNA *et al.*, 2019; REED, 2002).



Outro importante produto que pode ser gerado a partir de síntese é o metanol. Dentre suas aplicações está a fabricação de biodiesel, ácido acético, formol e aditivo de gasolina (Figura 4) (CHIANELLI, 1994; BASU, 2013). As reações envolvidas na síntese do metanol são apresentadas nas Equações 4 a 6 (KRISHNA *et al.*, 2019).



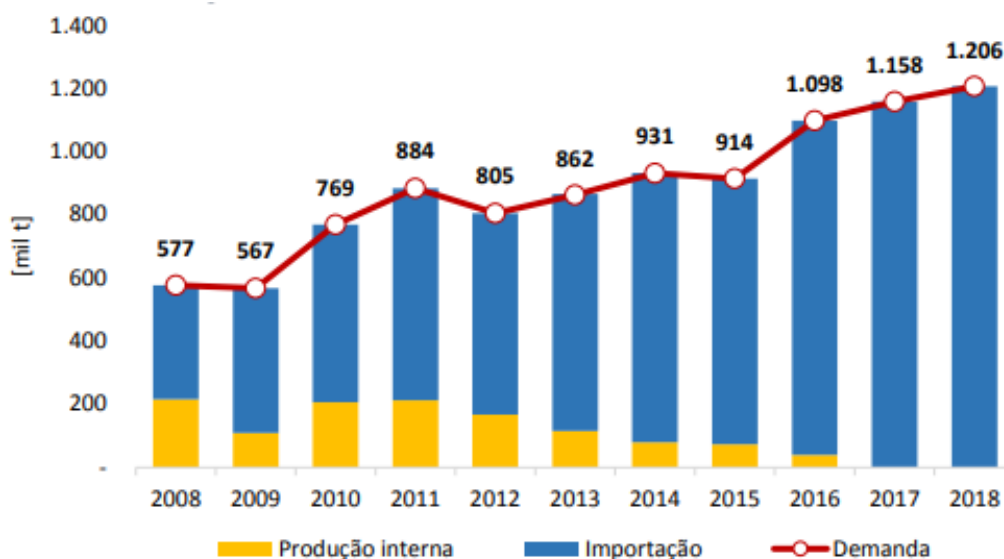
**Figura 4 – Cadeia do metanol.**  
Fonte: EPE (2019).

A equação 4 mostra a reação water-gas-shift, na qual é formado dióxido de carbono e hidrogênio. Dessa forma, CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> reagem entre si originando o metanol (Eqs. 5 e 6). A



conversão de reagentes somente ocorre na presença de catalisadores apropriados (geralmente à base de Cu, ZnO e Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), sendo bastante limitada pelo equilíbrio químico (BASU, 2013; KRISHNA *et al.*, 2019). As condições reacionais típicas são: 5-10 MPa, 220-300 °C. Após deixar o reator, o produto é resfriado para a condensação do metanol bruto. Em razão da limitação da conversão por passe, a maior parte do gás de síntese não convertido é reciclado para o reator (REED, 2002).

No Brasil, apesar do mercado interno para o metanol ser crescente, a produção nacional se reduziu de 2011 até a interrupção total em 2016 (Figura 5). Isso ocorreu principalmente em função de dificuldades relacionadas ao custo de produção, sobretudo quanto ao preço e disponibilidade do gás natural (principal matéria-prima), além da competição internacional que determina seu preço como commodity. Atualmente, toda a demanda é suprida por importação, principalmente de Trinidad e Tobago, Chile e Venezuela (EPE, 2019).



**Figura 5 – Série histórica do mercado brasileiro de metanol.**

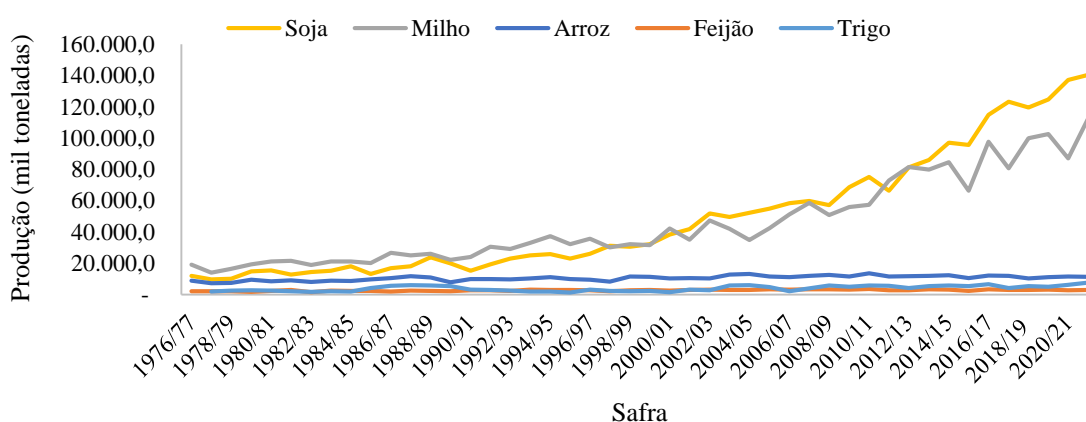
Fonte: EPE (2019).

Ao menos para o futuro próximo, espera-se que o consumo de metanol continue aumentando (Figura 5), em parte graças ao aumento na produção de biodiesel. Das 51 plantas produtoras desse biocombustível autorizadas no país, todas empregam a rota metálica na transesterificação. Isso se deve ao fato de o metanol apresentar maior reatividade, tornando a rota menos custosa (ANP, 2019; URIBE *et al.*, 2014).

Assim, estima-se que, considerando o volume necessário para substituir as importações de metanol, duas plantas com capacidade de 2500 toneladas por dia seriam suficientes para suprir a demanda nacional (EPE, 2019).

## 2.2 RESÍDUOS AGROINDUSTRIAIS BRASILEIROS

Atualmente, as principais culturas cultivadas no Brasil são o arroz, feijão, soja, milho e trigo (BONASSA *et al.*, 2018). A figura 6 apresenta o histórico de produção nacional.



**Figura 6 – Série histórica das safras das principais culturas agrícolas brasileiras.**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do CONAB (2022).

Estabelecido pelas Nações Unidas, os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável para promoção do crescimento global sustentável, tem como objetivo 2 a fome zero e agricultura sustentável. Para que as 815 milhões de pessoas que estão atualmente com fome, e os 2 bilhões adicionais que deverão estar subnutridos até 2050, a agricultura deve encontrar possibilidades de fornecer alimentos ao passo em que cria abordagens para a redução dos impactos ambientais negativos relacionados à produção de gêneros agrícolas, com atenção particular para a agroindústria (NAÇÕES UNIDAS, 2015; VAZ JUNIOR, 2020).

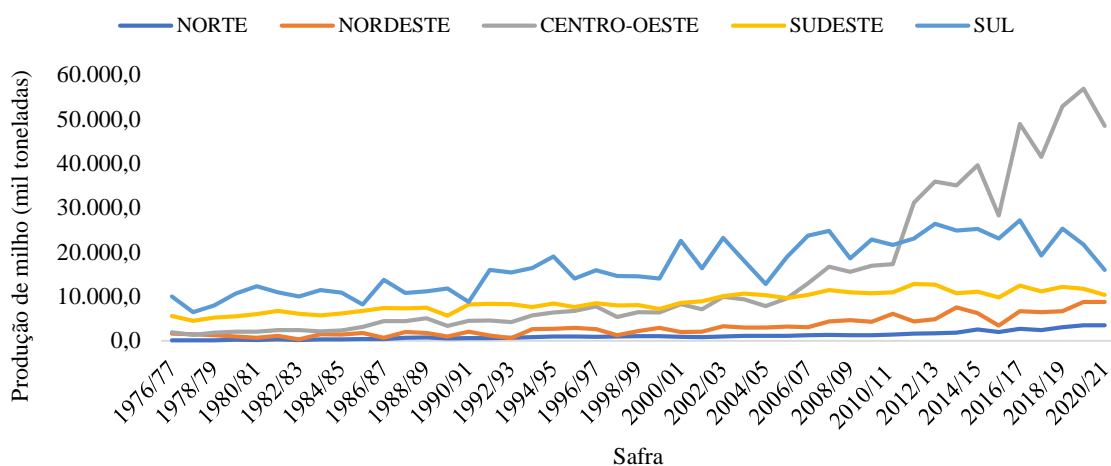
A agroindústria se baseia em um ambiente físico com materiais necessários para a transformação das matérias-primas advindas da pecuária, agricultura, aquicultura e silvicultura com o objetivo de prolongar a sua disponibilidade e valor (VAZ JUNIOR, 2020). Porém, com o aumento das atividades desse setor, impulsionado pela crescente demanda de seus produtos, a geração de resíduos é alta, representando um potencial perigo para o meio ambiente.

Considerando apenas a geração de resíduos da produção e processamento de biomassa de origem agrícola, foi estimado uma geração anual global de 140 Gt (TRIPATHI *et al.*, 2019). Figurando entre os principais produtores agrícolas mundiais, Bentsen & Felby (2010) calculavam que o Brasil gerava 451 Mt de resíduos por ano. Conforme estipulado na Conama 313/2002, os resíduos sólidos industriais são gerados em atividades industriais, de forma que, devido às suas propriedades, se torna inviável o seu lançamento tanto na rede pública de esgoto quanto em corpos hídricos. Para seu gerenciamento, há a necessidade de soluções técnicas ou economicamente viáveis.

Em 2010, com o advento da Lei 12.305, a Política Nacional de Resíduos Sólidos, foi proibido o descarte de lixos produzidos diretamente no meio ambiente, em lixões ou aterros sanitários e queimadas a céu aberto (MMA, 2010). Torna-se imprescindível, portanto, alternativas de reaproveitamento de resíduos de biomassa. Dentro de um contexto de biorrefinarias, com atenção voltada para a combustão e gaseificação, resíduos provenientes da cultura do milho, arroz e coleta de babaçu serão estudados como matéria-prima para geração de energia e produção de metanol.

### **2.2.1 Sabugo de Milho**

No Brasil, o milho possui duas safras. A primeira é caracterizada pelo plantio em agosto e colheita em fevereiro do ano seguinte, localizando-se nas regiões Sul e Sudeste, que possuem condições climatológicas favoráveis. A segunda, por sua vez, possui plantio em janeiro e a colheita em julho, sendo proveniente da região Centro-Oeste e de Paraná (CONAB, 2015; KLEINGESINDS, 2017). Desde 2019, a CONAB também incluiu uma terceira safra, que ocorreu nas regiões da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco e Roraima, com plantio entre abril e junho. A produção nacional por região pode ser visualizada na Figura 7, com destaque para a região Centro-Oeste, maior produtora.



**Figura 7 – Série histórica da produção nacional de milho.**

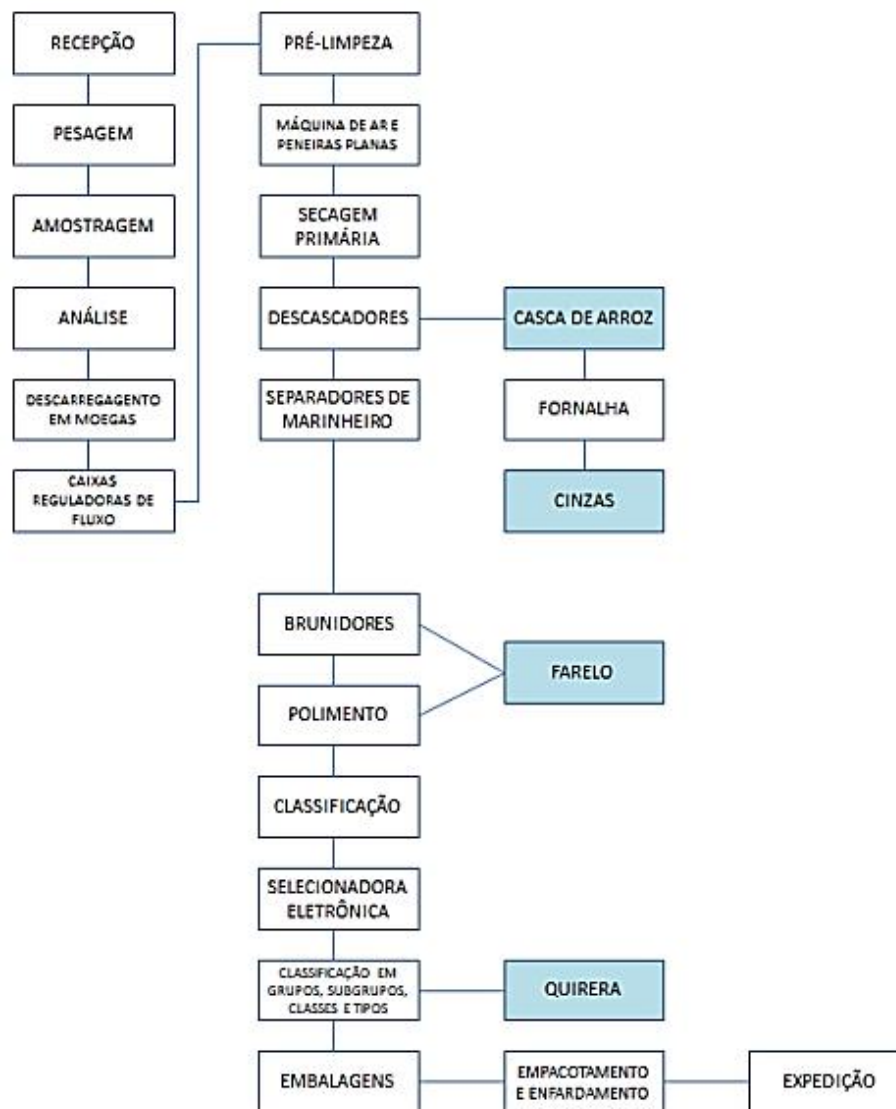
Fonte: Elaboração própria a partir de CONAB (2012)

Os principais resíduos gerados da cultura do milho são os caules, folhas e os sabugos. Os dois primeiros são obtidos ainda durante a colheita, sendo recomendado que parte deles seja deixada no campo para reposição de nutrientes no solo. Já o sabugo é proveniente da indústria, após a espiga passar pelo debulhamento (JÚNIOR, 2020; EPE, 2014).

No Brasil, 50% desses resíduos são utilizados para produção de energia de 2º geração, em especial o bioetanol, 40% são destinados para preparo de ração animal, e os outros 10% são consumidos pela indústria para fins diversos (MACÊDO-JÚNIOR, 2013). Considerando a previsão do CONAB (2022) para a safra de 2021/22, e que 18% da massa da espiga é formada pelo sabugo, serão produzidas 20.322 mil toneladas desse resíduo (SOUZA, 2019).

### 2.2.2 Casca de arroz

A fim de se melhorar a apresentação física e visual do produto final, agregando valor e estendendo o prazo de vida útil, o beneficiamento (Figura 8) se trata de uma série de operações que vão desde o recebimento, seleção, lavagem e descasque do arroz até a sua distribuição (COSTA, 2018). Todavia, como pode ser visualizado na Figura 8, resíduos são gerados no processo, sendo os principais a casca de arroz, farelo e grãos quebrados (LORENZETT *et al.*, 2012).

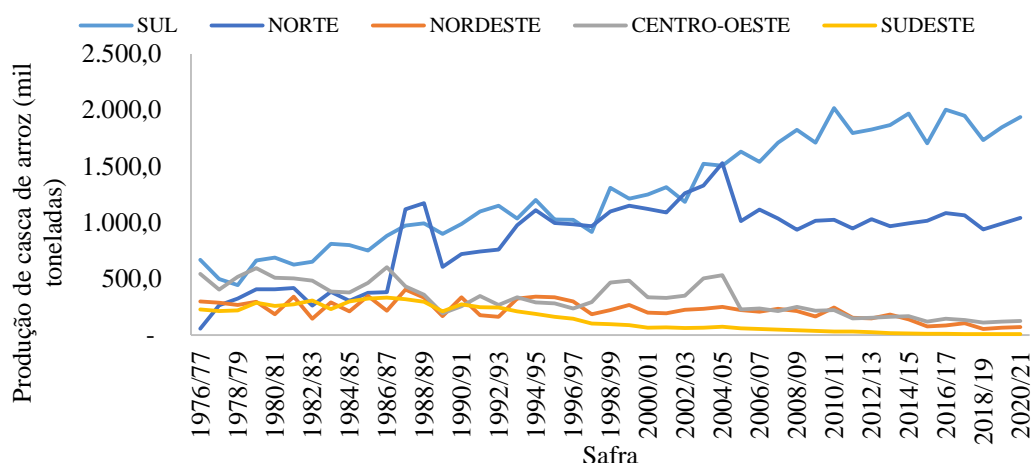


**Figura 8 – Processo de beneficiamento de arroz.**

Fonte: SOUZA (2019).

A casca de arroz, camada externa do grão, e que compõe 20% de seu peso, é separada no descascamento, quando esta passa por moinhos (ZOU & YANG, 2019). Considerando a projeção de produção de arroz do CONAB (2022) para a safra de 2021/22, seriam geradas 2.276 mil toneladas de resíduo apenas no Brasil, o que justifica a necessidade de sua reutilização. Uma estimativa de produção de casca por região do país é apresentada na Figura 9.

Nessa linha, muitos estudos são voltados na sua utilização como matéria-prima em processos termoquímicos para produção de energia, sendo combustão e gaseificação os mais utilizados (LIM *et al.*, 2012; GOYAL *et al.*, 2008; MCKENDRY, 2002; QUISPE *et al.*, 2017).

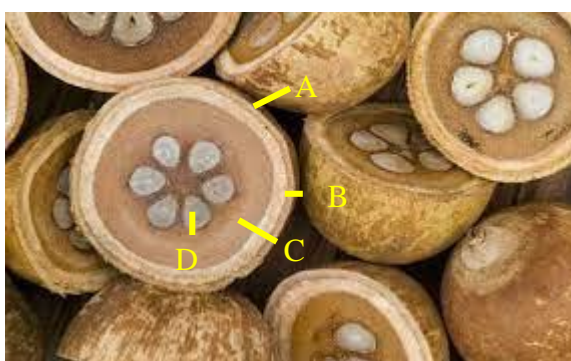


**Figura 9 – Produção estimada de casca de arroz por região brasileira.**  
 Fonte: Elaboração própria a partir de CONAB (2012) e ZOU & YANG (2019).

### 2.2.3 Resíduo de Babaçu

Babaçu é considerada a maior fonte nativa de óleo, ocorrendo naturalmente no Brasil e na Colômbia, especialmente na zona de transição entre as florestas tropicais amazônicas e o semiárido nordestino.

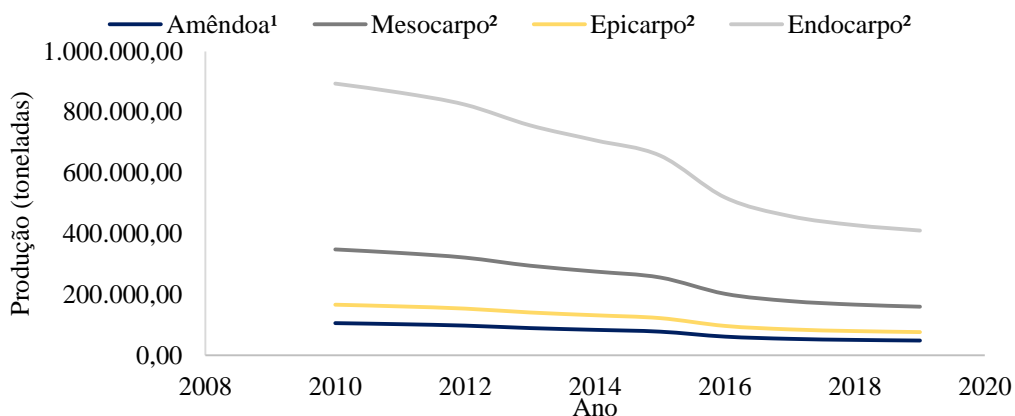
O seu fruto (Figura 10) é constituído de quatro partes: o epicarpo (11% em peso total), camada externa; o mesocarpo (23% em peso), camada secundária amilácea; o endocarpo (59% em peso), uma madeira dura que compõe o núcleo junto com 3 a 4 grãos de amêndoa (7% em peso), de onde é extraída o óleo de palma (TEIXEIRA, 2008; SANTOS, 2008; PARENTE, 2003; LIMA *et al.*, 2007).



**Figura 10 – Coco do babaçu. (A) epicarpo, (B) mesocarpo, (C) endocarpo, (D) amêndoa.**  
 Fonte: Adaptado de FAPEMA (2015).

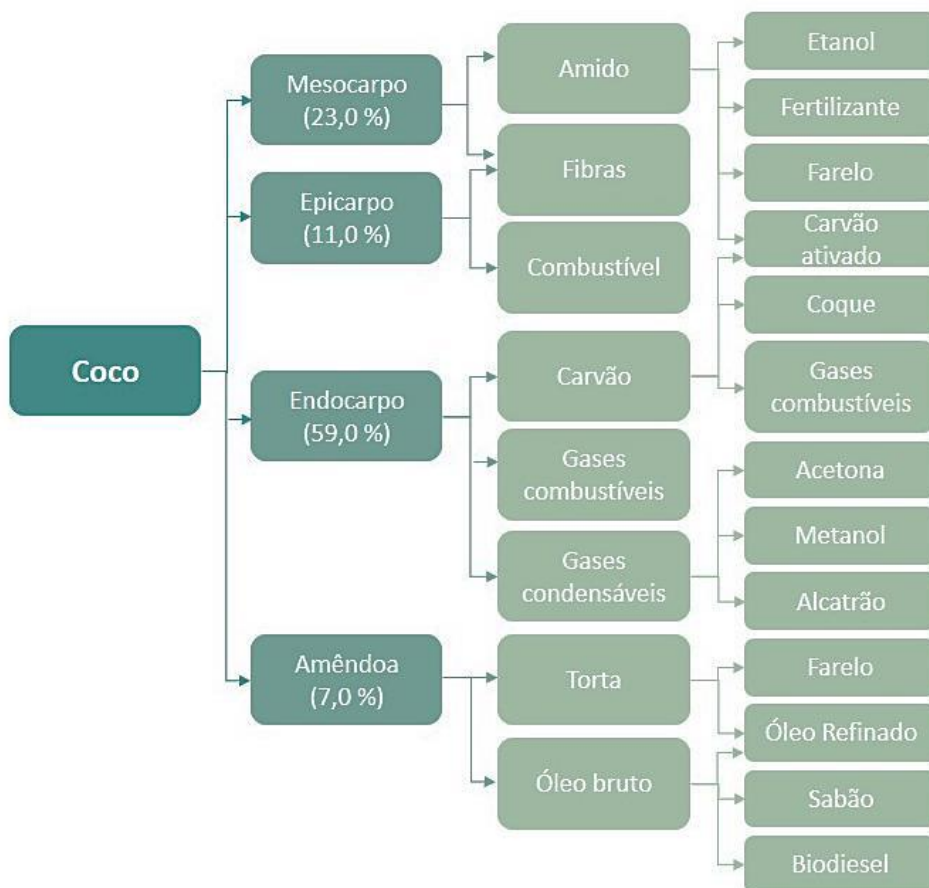
A Figura 11 apresenta uma estimativa da produção anual de epicarpo, mesocarpo e endocarpo. Embora seja uma grande fonte de material lignocelulósico, possuindo muitas

possibilidades de reaproveitamento (Figura 12), a maior parte desses resíduos é descartada inapropriadamente (DIAS *et al.*, 2012). Esse potencial de reutilização continua inexplorado, principalmente devido à falta de escala e estrutura produtiva.



**Figura 11 – Série histórica da produção de babaçu.**

Fonte: Elaboração própria a partir de 1 - (IBGE, 2022) e 2 – calculados com base em SANTOS (2008).



**Figura 12 – Possíveis aplicações dos componentes do coco do babaçu.**

Fonte: Adaptado de SANTOS (2008).

Desta forma, dada a oferta vasta de resíduos do babaçu e ao seu aspecto socioeconômico, pesquisas para avaliação do potencial energético da biomassa residual se tornam fundamentais.



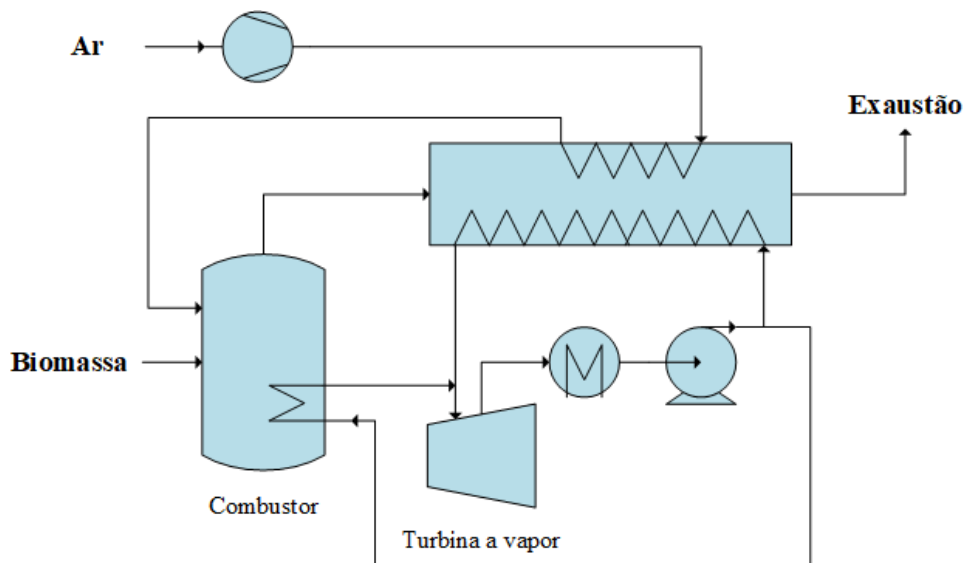
### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 PROCESSOS

Os processos de combustão e gaseificação para conversão de biomassa descritos nesse trabalho foram baseados em Brigagão *et al.* (2019), que utilizou sabugo de milho como matéria-prima para produção de energia elétrica e metanol. Os detalhes são discutidos a seguir.

##### 3.1.1 Combustão

A geração de eletricidade pela combustão da biomassa foi baseada em um ciclo de Rankine. O fluxograma do processo pode ser visualizado na Figura 13.



**Figura 13 – Processo de combustão da biomassa.**  
Fonte: Adaptado de BRIGAGÃO *et al.* (2019).

Uma vazão de 94,48 t/h de biomassa (em base livre de cinzas) particulada (com tamanho variando entre 1 e 2 mm) a 25°C é alimentada ao combustor, com 10% de excesso de ar. É assumido que o gás produzido saia do reator a 1050 °C e entre no Gerador de Vapor de Recuperação de Calor (do inglês *Heat Recovery Steam Generator – HRSG*), em que há o pré-aquecimento da corrente de ar a 250°C, e geração de vapor d'água superaquecido. O gás é então lançado na atmosfera a 100 °C.

A turbina (ST) recebe as correntes de vapor provenientes do HRSG e da zona de radiação de calor do combustor a uma pressão de 27,7 bar e 560°C, onde há a geração de energia elétrica. O condensador do ciclo Rankine opera a 45°C e 0,096 bar. Após ser bombeada a 28,2 bar, uma parte da água condensada é enviada ao HRSG, enquanto a outra parte é enviada para troca térmica no reator.

As premissas são apresentadas na Tabela 1.

**Tabela 1 – Condições de operação do processo de combustão da biomassa.**

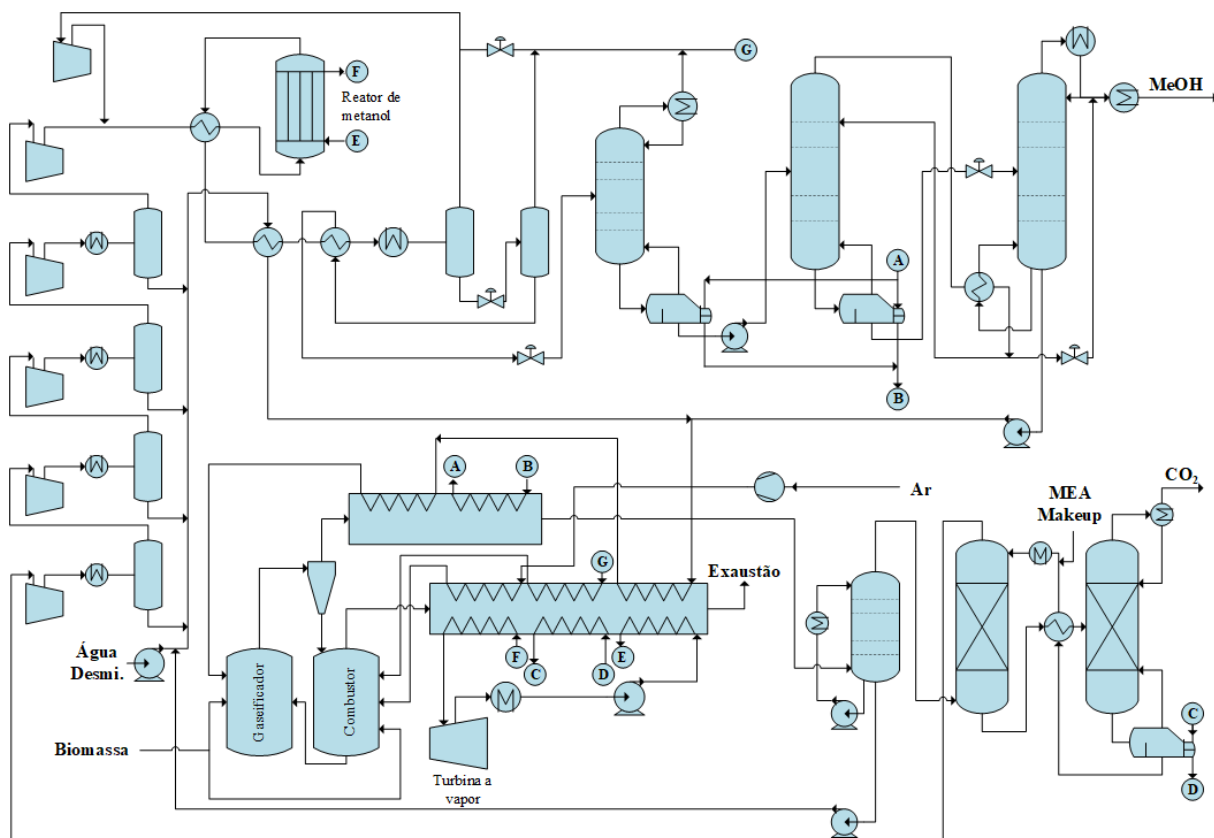
Item	Valor	Unidade
Vazão de alimentação de biomassa (em base livre de cinzas)	94,48	t/h
Excesso de ar para combustão	10,0	%
Temperatura de entrada de ar no combustor	250	°C
Eficiência adiabática da ST	90,0	%
Temperatura de entrada na ST	560,0	°C
Pressão de entrada na ST	27,7	bar
Pressão de saída da ST vapor	0,096	bar
Temperatura de saída do condensador	45,0	°C

Fonte: Adaptado de BRIGAGÃO *et al.* (2019).

### 3.1.2 Gaseificação

A primeira parte do processo de gaseificação, cujo fluxograma é apresentado na Figura 14, consiste na produção do gás de síntese gerado a partir da gaseificação da biomassa, e seu resfriamento. A Tabela 2 sumariza as considerações. Como proposto por Brigagão *et al.* (2019), um gaseificador de leito fluidizado circulante é utilizado, com o calor necessário para as reações sendo suprido por meio de areia aquecida fornecida pela combustão da biomassa.

A alimentação desse gaseificador é composta por 58,61 t/h de biomassa (em base livre de cinzas) particulada (com tamanho variando entre 1 a 2 mm), e vapor superaquecido a 3 bar e 250°C, com relação mássica 1:1. O gás de síntese proveniente da combustão, formado majoritariamente por H<sub>2</sub>, CO e CO<sub>2</sub>, passa pelo ciclone, no qual a areia do leito é retirada e enviada para aquecimento no combustor, e entra no HRSG a 900°C. Neste, é utilizado para a geração do vapor superaquecido para a gaseificação e aquecimento de água saturada a 3,25 bar que supre a demanda energética nos refervedores das colunas de purificação de metanol.



**Figura 14 – Processo de gaseificação da biomassa e produção de metanol.**

Fonte: Adaptado de BRIGAGÃO *et al.* (2019).

**Tabela 2 – Condições de operação do processo de gaseificação da biomassa e resfriamento do gás de síntese.**

Item	Valor	Unidade
Vazão de alimentação de biomassa (em base livre de cinzas)	58,61	t/h
Vazão de alimentação de vapor	58,56	t/h
Temperatura de alimentação de vapor	250	°C
Temperatura de saída do gás de síntese	900	°C
Pressão do gás de síntese	3	bar
Pressão do boiler no HRSG	3,25	bar
Queda de pressão do gás no HRSG	5,0	kPa
Temperatura de saída do gás do HRSG	180	°C
Temperatura de saída do gás da DCC	35,4	°C
Queda de pressão na DCC	10	kPa
Pratos teóricos da DCC	4	-

Fonte: Adaptado de BRIGAGÃO *et al.* (2019).

Para evitar a condensação de alcatrão no HRSG, que poderia acarretar problemas de corrosão e incrustação, o gás de síntese sai do HRSG a 180 °C. O seu resfriamento final, até uma temperatura de aproximadamente 35,4 °C, acontece em uma Coluna de Contato Direto (DCC), na qual o gás é resfriado por contato em contracorrente com água fria originada do fundo da coluna. O restante dessa corrente de fundo é utilizado em conjunto com outras correntes aquosas residuais da planta (condensado dos *knock-outs* dos estágios de compressão do gás de síntese e corrente de fundo da última torre destiladora) e água desmineralizada para suprir o vapor superaquecido na gaseificação.

Antes de ser enviado para a síntese de metanol, o gás de síntese resfriado precisa passar por um ajuste na proporção de H<sub>2</sub>, CO e CO<sub>2</sub>. Esse ajuste pode ser definido pelo módulo S (Eq. 7), o qual deve preferencialmente indicar reagentes em proporções estequiométricas, com ligeiro excesso de H<sub>2</sub>, em que quanto mais próximo de 2, mais econômico é o processo (OLAH *et al.*, 2009).

$$S = \frac{[H_2] - [CO_2]}{[CO] + [CO_2]} \quad (7)$$

Para fazer o ajuste do módulo S do gás de síntese, foi empregado um processo de absorção química de CO<sub>2</sub> com solução aquosa 20% m/m de monoetanolamina (MEA). A corrente de fundo da coluna absorvedora (MEA rica em CO<sub>2</sub>) é aquecida e enviada para a coluna de regeneração, na qual uma corrente de gás rica em CO<sub>2</sub> a uma pressão de 1,8 bar é liberada do topo. Integração energética é realizada entre as correntes de solventes rico e pobre em CO<sub>2</sub>, com o intuito de diminuir a carga de calor necessária no refeedor da coluna de regeneração. As condições para esse estágio são apontadas na Tabela 3.

**Tabela 3 – Premissas para a remoção de CO<sub>2</sub> do gás de síntese gerado na gaseificação.**

Item	Valor	Unidade
Solvente	20	%m/m aq. MEA
Razão de captura	17	kg solvente/kg CO <sub>2</sub>
Temperatura de entrada do solvente	35	°C
Estágios de absorção	15	-
Pressão de topo da absorção	2,5	bar
Queda de pressão na absorção	35	kPa
Estágios de regeneração	10	-
Queda de pressão na regeneração	10	kPa
Pressão de topo da regeneração	1,8	bar

Fonte: Adaptado de BRIGAGÃO *et al.* (2019).

A corrente de topo da coluna absorvedora, com composição ajustada, é enviada para cinco estágios de compressão, com razão de compressão  $\approx 1,8$ , até que seja atingida uma pressão de aproximadamente 60 bar. Esse aumento na pressão é vantajoso uma vez que há uma diminuição do volume molar no sistema durante a produção do metanol, deslocando o equilíbrio no sentido direto da reação (WIESBERG, 2016).

Outra importante característica é que as reações apresentadas nas equações 5 e 6 são extremamente exotérmicas. Como a síntese do metanol é limitada pelo equilíbrio, torna-se necessário o resfriamento do reator (WIESBERG, 2016). Desta forma, como pontuado por Brigagão *et al.* (2019), o reator pode ser configurado como um trocador de calor do tipo casco e tubos, em que os tubos são recheados com o catalisador a fim de se obter uma velocidade espacial igual a  $3 \text{ h}^{-1}$

Na simulação, considerou-se que o produto do reator se encontra em equilíbrio químico a  $260^\circ\text{C}$ , sendo o reator alimentado por mistura a  $240^\circ\text{C}$  de gás de síntese comprimido fresco com gás não reagido de reciclo. No lado do casco, o calor da reação é recuperado por meio de geração de vapor saturado a  $232^\circ\text{C}$  ( $\approx 28 \text{ bar}$ ). O produto gasoso passa por três trocadores de calor com a finalidade de: (i) aquecer a corrente de entrada do reator de metanol; (ii) pré-aquecer a corrente de água que alimenta o gaseificador; (iii) aquecer o metanol bruto de baixa pressão antes da entrada no sistema de purificação. Ao final, a corrente gasosa é resfriada a  $40^\circ\text{C}$  e entra no vaso separador de metanol bruto. A maior parte do gás remanescente (90%) é reciclado, sendo o restante retirado como corrente de purga rica em  $\text{H}_2$ , a ser enviada para combustão. A purga é necessária para prevenir o acúmulo de inertes e subprodutos gasosos, como metano, argônio e nitrogênio (WIESBERG, 2016; BRIGAGÃO *et al.*, 2019).

O metanol bruto passa por uma válvula de expansão para atingir uma pressão de 4 bar, produzindo uma pequena quantidade de gás, que é então separado em um outro vaso e misturado ao gás de purga. O metanol bruto então segue para reaquecimento no terceiro trocador de calor do produto do reator antes de entrar no sistema de purificação do metanol, cujas considerações são mostradas na Tabela 4. Isso é feito para reduzir a carga térmica do refeedor da primeira coluna de destilação, a qual remove todos os gases ainda dissolvidos no metanol bruto. A corrente de topo é adicionada à purga, enquanto a corrente de fundo, constituída por metanol+água, é bombeada a 6,5 bar e enviada para a segunda coluna.

O teor de metanol no destilado da segunda coluna é de 99,85% m/m (pureza mínima comercial). Apenas uma parte do metanol é recuperado, de modo que possibilite a integração energética entre o condensador da segunda coluna com o refeedor da terceira coluna.

Operando quase a temperatura atmosférica, esta última coluna termina o fracionamento metanol-água, com uma recuperação no topo de 99,99% de metanol em pureza mínima comercial.

**Tabela 4 – Considerações para a purificação do metanol.**

Item	Valor	Unidade
Coluna de destilação #1		
Número de estágios teóricos	20	-
Recuperação de CO <sub>2</sub> (chave leve) no topo	99,95	%
Temperatura no topo	40	°C
Coluna de destilação #2		
Número de estágios teóricos	30	-
Fração mássica de metanol no topo	0,9985	-
Coluna de destilação #3		
Número de estágios teóricos	30	-
Fração mássica de metanol no topo	0,9985	-
Recuperação de metanol no topo	99,99	%

Por fim, 35,87 t/h (em base livre de cinzas) de biomassa é co-queimada com o gás de purga e 10% de excesso de ar, no combustor, produzindo areia quente para suprir a demanda energética do gaseificador, e produzir gás quente a 1050°C. Esse gás é direcionado para um segundo HRSG, na qual o calor é recuperado no aquecimento de diferentes correntes: (i) ar e gás de purga que entram no combustor; (ii) água não saturada para posterior geração de vapor de gaseificação; (iii) água saturada para suprimento de vapor saturado para a regeneração de MEA; (iv) água fria ( $\approx 45^\circ\text{C}$ ) e vapor superaquecido para o ciclo Rankine (turbina a  $\approx 28$  bar,  $560^\circ\text{C}$ ).

## 3.2 SIMULAÇÃO DOS PROCESSOS

A simulação dos dois processos foi realizada separadamente para as três biomassas estudadas utilizando o software Aspen HYSYS 12.1.

### 3.2.1 Pacotes termodinâmicos e reações

A escolha dos pacotes termodinâmicos foi baseada em Brigagão *et al.* (2019) e são listados na Tabela 5, de acordo com o seu uso ao longo dos processos.

**Tabela 5 – Definição dos pacotes termodinâmicos.**

Pacote termodinâmico	Uso
NBS <i>Steam</i>	Restrito para sistemas com água livre ou vapor d'água
Equação de estado <i>Cubic-Plus-Association</i>	Loop da síntese de metanol (alta pressão)
Modelo UNIQUAC de coeficiente de atividade da fase líquida acoplado à equação de estado Peng-Robinson para fase vapor	Purificação de metanol (baixa pressão)
<i>Acid-Gas / Aspen HYSYS 12.1</i>	Absorção química de CO <sub>2</sub> com MEA
Equação de estado Peng-Robinson	Demais usos

Fonte: Elaboração própria a partir de BRIGAGÃO *et al.* (2019).

Para a gaseificação e combustão, foi empregado o modelo de reator Gibbs, cujo equilíbrio químico é determinado pela minimização da energia livre de Gibbs, o que estima a produção de gás de síntese e gás de combustão no seu limite termodinâmico. Para a síntese de metanol, o reator escolhido foi o de Equilíbrio, que leva em consideração o modelo termodinâmico das reações, baseado nas equações 5 e 6. Insta salientar que, por se tratar de modelos de equilíbrio químico, eles fornecem uma previsão do rendimento máximo possível para o produto desejado (BASU, 2013).

### 3.2.2 Modelagem da biomassa

Para sua utilização nas simulações, as biomassas foram representadas por uma pseudo-composição empregando uma combinação de substâncias que reproduzissem a mesma composição elementar empírica e LHV próximos dos reportados na literatura, cujos dados são reportados na Tabela 6. Insta salientar que a fórmula reduzida para o coco de babaçu (sem amêndoas) corresponde à junção do epicarpo, mesocarpo e endocarpo.

**Tabela 6 – Características empírica das biomassas.**

Biomassa	Fórmula reduzida	LHV (MJ/kg)	Umidade (%m/m)	Teor de cinzas (%m/m)	Fonte
Sabugo de milho	CH <sub>1,556</sub> O <sub>0,824</sub> N <sub>0,006</sub>	16,19 <sup>(daf)</sup>	8,64	2,41	Zhang <i>et al.</i> (2011)
Casca de arroz	CH <sub>1,447</sub> O <sub>0,656</sub> N <sub>0,008</sub>	14,65 <sup>(ar)</sup>	7,62	17,82	Cong <i>et al.</i> (2019)
Coco de babaçu	CH <sub>1,463</sub> O <sub>0,696</sub> N <sub>0,024</sub>	17,46 <sup>(daf)</sup>	10,00	1,73	De Paula Protásio <i>et al.</i> (2014)

<sup>(daf)</sup> base seca e livre de cinzas; <sup>(ar)</sup> base úmida incluindo cinzas

Brigação *et al.* (2019) propuseram cinco regras heurísticas para a escolha dessa mistura de substâncias:

1. Um carboidrato deve ser o componente base, pois apresenta uma proporção de carbono, hidrogênio e oxigênio próximos da biomassa;
2. Adição de um hidrocarboneto com anéis aromáticos condensados, o que aumenta a relação C/H e C/O;
3. Para balancear a razão C/H e C/O, um composto orgânico oxigenado com baixo conteúdo de hidrogênio deve ser incluído;
4. Como fonte de nitrogênio, é adicionado uma molécula cíclica contendo esse componente. Tal composto é mais desejável pois aumenta o poder calorífico da mistura;
5. Quanto maior o peso molecular, melhor, uma vez que bioestruturas como celulose e hemicelulose possuem alto peso molecular.

Desta forma, foram feitas combinações utilizando um composto de cada grupo, presentes na biblioteca do simulador: (1) piridazina ou uréia; (2) sacarose ou glicose; (3) antraceno ou naftaleno; (4) anidrido maleico ou ácido maleico. Para cada mistura, equações algébricas foram solucionadas para se chegar à fórmula reduzida de cada biomassa. A definição final teve como base a composição que apresentou o valor de LHV, calculado com Aspen HYSYS 12.1, mais próximo do reportado na literatura.

### 3.2.3 Premissas gerais

As premissas a seguir foram adotadas em todas as simulações:

1. A temperatura de alimentação das matérias-primas no processo é 25°C.
2. A composição em base-seca do ar, em %mol, é: 78,08% N<sub>2</sub>; 20,95% O<sub>2</sub>; 0,934% Ar e 0,036% CO<sub>2</sub>;



3. As eficiências adiabáticas para bombas, compressores e turbinas são 75%, 85% e 90%, respectivamente.
4. Foi utilizada água fluido de resfriamento, entrando nos trocadores a 30°C e saindo a 40°C.

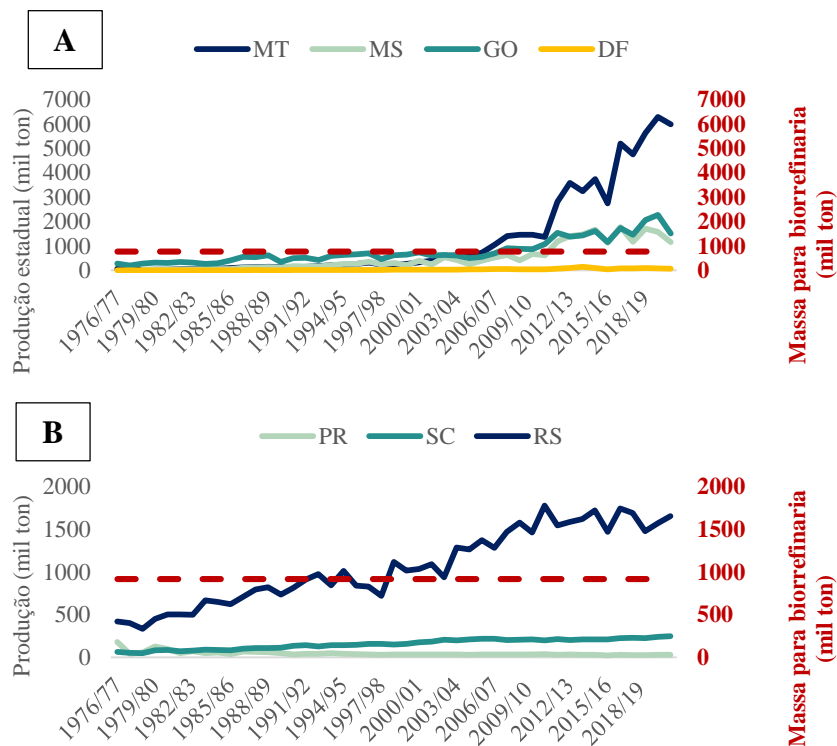
### 3.3 ANÁLISE ECONÔMICA

#### 3.3.1 Definição dos cenários

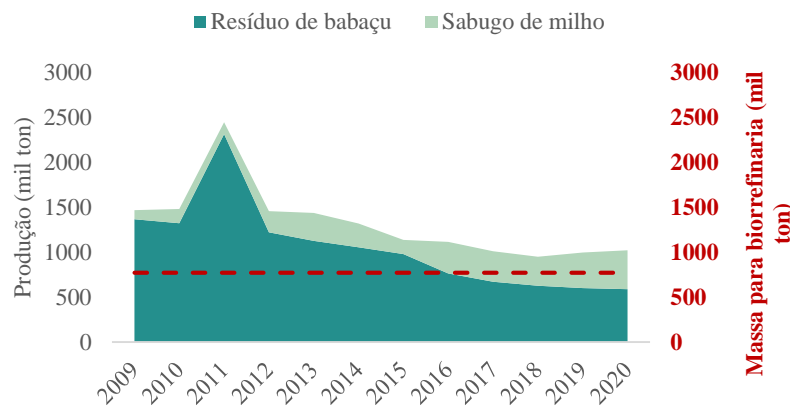
Com a finalidade de se comparar quais dos três resíduos agroindustriais apresentaria melhor performance econômica para os processos de combustão e gaseificação, três cenários de estudo foram criados. Primeiro, a partir de dados do CONAB (2022) foram selecionadas as regiões do país que mais produzem sabugo de milho, casca de arroz e resíduo de coco de babaçu (epicarpo, mesocarpo e endocarpo). Em seguida, foram calculadas as massas necessárias dessas biomassas para suprimento anual das plantas, como apresentado na Equação 8, considerando uma vazão mássica (livre de cinzas) de 94,48 t/h e 8.000 horas de operação durante o ano.

$$\text{Massa de biomassa necessária (t)} = \frac{94,48 \text{ (t/h)}}{(1 - \text{Fração mássica de cinzas})} \times 8000 \text{ (h)} \quad (8)$$

Dentro da maior região produtora, o estado escolhido foi o que possuísse geração de resíduo maior do que a massa de biomassa necessária. A Figura 15 apresenta o corte utilizado durante a escolha para o sabugo de milho e a casca de arroz. Embora o Maranhão possuísse a maior produção nacional de resíduo de babaçu (Figura 16), a massa gerada era inferior à necessária na entrada da biorrefinaria. Optou-se, então, complementar a massa desse resíduo com sabugo de milho. A Tabela 7 sumariza a definição final dos cenários.



**Figura 15 – Comparação entre produção do resíduo agroindustrial por estado e a massa necessária para suprimento anual da biorrefinaria. (A) Sabugo de milho; (B) Casca de arroz.**  
Fonte: Elaboração própria a partir de CONAB (2022).



**Figura 16 – Comparação entre a geração anual de resíduo de babaçu e sabugo de milho no estado do Maranhão, e a massa necessária para suprimento anual da biorrefinaria.**  
Fonte: Elaboração própria a partir de CONAB (2022) e IBGE (2022).

**Tabela 7 – Cenários utilizados no trabalho.**

Cenário	Localização da biorrefinaria	Alimentação
1	Mato Grosso	Sabugo de milho (8000 h)
2	Rio Grande do Sul	Casca de arroz (8000 h)
3	Maranhão	Resíduo de babaçu (6114 h) +Sabugo de milho (1886 h)

### 3.3.2 Dimensionamento dos equipamentos e cálculo do FCI

A análise do Investimento de Capital Fixo (FCI) empregada no presente trabalho pode ser classificada como “estimativa de estudo”, baseada na listagem dos principais equipamentos do processo, como bombas, compressores, colunas e vasos, e trocadores. Para se ter uma estimativa do investimento necessário, cada um desses equipamentos foi dimensionado e seu custo foi orçado pela técnica descrita por Turton *et al.* (2009). Este método relaciona o custo de aquisição e instalação do equipamento a suas características operacionais e construtivas (tipo, material, pressão de projeto), sob determinadas condições de referência para a correlação, a serem corrigidas por capacidade, ano e local de instalação. Para a atualização do investimento, foi utilizado o índice CEPCI (*Chemical Engineering Plant Cost Index*) referente ao ano de 2020 ( $CEPCI_{2020}=596,2$ ). Para prever o investimento fixo no Brasil, foi considerado um fator de nacionalização de 1,4, uma vez que as correlações de Turton *et al.* (2019) são referentes a uma planta nos Estados Unidos.

#### 3.3.2.1 Trocadores de calor

A área de troca térmica (A) de cada trocador de calor foi calculada pela Equação 9. A transferência de calor (Q) e a temperatura média logarítmica ( $\Delta t_m$ ) utilizadas foram provenientes do Aspen HYSYS 12.1. Os coeficientes de transferência de calor (U) foram baseados em Campbell (1984), e podem ser visualizados na Tabela 8.

$$A = \frac{Q}{U \times \Delta t_m} \quad (9)$$

Todos os trocadores foram orçados utilizando aço carbono como material de construção, com exceção dos que tinham contato com a solução de MEA, que deveriam ser construídos com aço inox devido às características corrosivas do fluido.

O reator de metanol também foi orçado como trocador de calor do tipo casco e tubo. A quantidade de catalisador necessária foi calculada tendo como base uma velocidade espacial igual a  $3 \text{ h}^{-1}$  (BRIGAGÃO *et al.*, 2019).

**Tabela 8 – Coeficientes de transferência de calor.**

Uso	Coeficiente (W/m <sup>2</sup> K)
Refrigeração com água	
Gás (até 3,5 MPa)	242,5
Gás (3,5-7,5 MPa)	370
MEA	795
Água	1050
Condensação com água	
Regeneração de MEA	597,5
Fracionadores	425
Refervedores	
MEA	625
Vapor	852,5

Fonte: Elaboração própria a partir de CAMPBELL (1984).

### 3.3.2.2 Vasos de *Knock-outs*

Os vasos de separação do tipo *Knock-out* foram dimensionados conforme metodologia descrita por Campbell (1984). Primeiro, foi considerando o critério da velocidade de vapor. Através da Equação de Souders-Brown (Equação 10), a velocidade de vapor foi calculada, considerando como parâmetro  $K_s$  (constante de dimensionamento de gás) o valor de 0,055. Em seguida, utilizando a Equação 11, achou-se o diâmetro do vaso, para o fator geométrico  $F$  igual a 1. Os valores de vazão volumétrica de vapor ( $Q_v$ ) e densidades de gases ( $\rho_g$ ) e líquidos ( $\rho_L$ ) foram obtidas da simulação em Aspen HYSYS 12.1.

$$v = K_s \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g}} \quad (10)$$

$$D_G = \sqrt{\frac{4Q_v}{\pi F v}} \quad (11)$$

O segundo critério é o tempo de retenção do líquido. Considerando que o vaso permaneça 50% cheio, e que o tempo de retenção ( $t$ ) do líquido seja de 5 min, o volume ( $V$ ) e o diâmetro do vaso podem ser encontrados pela Equação 12, sendo  $Q_L$  a vazão volumétrica do líquido.

$$V = 2 \times Q_L \times t \quad , \quad D_L = \left( \frac{4V}{\pi(L/D)} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (12)$$

Selecionando-se o maior diâmetro (D) encontrado nas equações 11 e 12, o comprimento do vaso (L) foi calculado considerando uma razão L/D igual a 3.

### 3.3.2.3 *Torres de destilação, absorção e regeneração*

As torres que compõem os processos foram dimensionadas diretamente com o Aspen HYSYS 12.1, e tiveram seus custos orçados pelo método de Turton *et al.* (2009). Para a absorção e regeneração, o material empregado para coluna e recheio foi aço inoxidável, enquanto o aço carbono foi utilizado nas torres de destilação de metanol, com pratos de aço inoxidável.

### 3.3.2.4 *Compressores, bombas e turbinas.*

Os compressores e bombas utilizados nos processos são do tipo centrífugo, construídos em aço carbono. A turbina foi orçada como turbina a vapor, e todos os *drives* empregados são elétricos à prova de explosão, com uma eficiência de 90%.

### **3.3.3 Premissas econômicas e cálculos**

As premissas econômicas utilizadas na análise são apresentadas na Tabela 9.

**Tabela 9 – Premissas econômicas utilizadas nos estudos de viabilidade econômica.**

Item	Tipo	Valor	Unidade	Fonte
Sabugo de milho	Matéria-prima	55,76	US\$/t	Orellana (2019)
Casca de arroz	Matéria-prima	37,17	US\$/t	Artilha <i>et al.</i> (2013)
Resíduo de babaçu	Matéria-prima	74,35	US\$/t	MFRURAL (2022)
Eletricidade	Produto	0,1493	US\$/kWh	De Brito <i>et al.</i> (2021)
Metanol	Produto	400	US\$/t	EPE (2019)
Água de resfriamento	Utilidade	0,01	US\$/t	Brigagão <i>et al.</i> (2021)
Água desmineralizada	Utilidade	0,793	US\$/t	Brigagão <i>et al.</i> (2021)
Monoetanolamina (pura)	Utilidade	1500	US\$/t	Brigagão <i>et al.</i> (2021)
Catalisador de metanol	Utilidade	200	US\$/kg	Brigagão <i>et al.</i> (2021)
Vida útil do catalisador	Parâmetro	5	anos	Brigagão <i>et al.</i> (2021)
Tempo de construção	Parâmetro	3	anos	-
Tempo do projeto	Parâmetro	23	anos	-
Taxa de desconto	Parâmetro	10	% a.a.	-
Imposto de renda	Parâmetro	34	% a.a.	-
Operação da planta	Parâmetro	8000	h/ano	-
Depreciação	Parâmetro	5	% a.a.	-
Fator de nacionalização	Parâmetro	1,4	-	-

O tempo de duração do projeto foi de 23 anos, considerando 3 anos de construção, com o FCI igualmente dividido entre eles, e 20 anos de operação, com 8.000h anuais de produção. Todo o ativo é depreciado de forma linear, com uma taxa de depreciação de 5% a.a.

### 3.3.3.1 Receitas (REV)

Os dois produtos valorizados resultantes dos processos estudados são o metanol e a eletricidade excedente, cuja receita da venda (REV) pode ser calculada pela Equação 13.

$$REV = \sum_{i=1}^{i=n} Taxa\ de\ produção_i \times valor\ de\ venda_i \times tempo\ de\ operação_i \quad (13)$$

Em linha com o reportado por Brigagão *et al.* (2019) e EPE (2019), o preço considerado para a venda de metanol foi de 400 USD/ton. Com relação à energia elétrica, o estudo foi realizado tendo em consideração que a energia exportada pela planta seria realimentada ao Sistema Nacional Interligado (SNI) brasileiro, utilizando um valor de venda de 149,30 USD/MWh (DE BRITO *et al.*, 2021).

Análises de sensibilidade foram feitas para se verificar como mudanças nesses valores poderiam impactar na viabilidade econômica dos empreendimentos.

### 3.3.3.2 Custo de manufatura (COM)

Antes de se avaliar a viabilidade econômica de um processo, os custos associados à operação diária de uma planta química precisam ser estimados. Segundo Turton *et al.* (2009), deve-se processar todas as informações provenientes do processo, uma estimativa do FCI e do número de operadores requeridos para operar a planta.

Dessa forma, o custo anual de manufatura (COM) pode ser calculado pela Eq. 14:

$$COM = 0,180 FCI + 2,73 C_{OL} + 1,23 (C_{UT} + C_{WT} + C_{RM}) \quad (14)$$

Em que:  $C_{OL}$  = custo de mão-de-obra

$C_{UT}$  = custo de utilidades

$C_{WT}$  = custo de tratamento de resíduos

$C_{RM}$  = custo de matéria-prima

Para determinação do custo de mão-de-obra, primeiro deve-se achar o requerimento de mão-de-obra por turno para plantas de processamento químico, expresso pela fórmula:

$$N_{OL} = (6,29 + 31,7 \times P^2 + 0,23N_{np})^{0,5} \quad (15)$$

Sendo P o número de etapas que envolve o manuseio de sólidos particulados, e  $N_{np}$  o número de etapas que não envolvem particulados, incluindo processos com compressores, torres, reatores, aquecedores e trocadores (TURTON *et al.*, 2009). Considerando que cada operador trabalha em média 8h por dia, cinco vezes na semana, e 49 semanas no ano, o número total de operários pode ser encontrado multiplicando o  $N_{OL}$  por 4,5. Como premissa, foi considerado um pagamento anual de USD 52.900 por trabalhador.

Os custos de matéria-prima podem ser encontrados pela Equação 16. Os valores adotados de sabugo de milho, casca de arroz e resíduo de babaçu são 55,76, 37,17 e 74,35 USD/t (ORELLANA, 2019; ARTILHA *et al.*, 2013; MFRURAL, 2022), considerando a cotação do dólar no dia 27/01/2022, segundo o Banco Central do Brasil.

$$C_{RM} = \sum_{i=1}^{i=n} \text{Custo da matéria-prima}_i \left( \frac{USD}{t} \right) \times \text{Vazão mássica}_i \left( \frac{t}{h} \right) \times \text{Tempo de operação}_i (h) \quad (16)$$

Os valores de  $C_{UT}$  foram encontrados pela Equação 17, enquanto o  $C_{WT}$  foi considerado como zero.

$$C_{UT} = \sum_{i=1}^{i=n} \text{Custo da utilidade}_i \left( \frac{USD}{t} \right) \times \text{Vazão mássica}_i \left( \frac{t}{h} \right) \times \text{Tempo de operação}_i (h) \quad (17)$$

A fim de se entender o impacto que uma variação no custo das matérias-primas teria nos projetos, uma análise de sensibilidade foi conduzida.

### 3.3.3.3 Fluxo de Caixa Descontado, Taxa Interna de Retorno e Payback Descontado

O fluxo de caixa é um importante instrumento quando se deseja projetar, para períodos futuros, todas as entradas e saídas financeiras de um projeto, indicando qual será o saldo de caixa final do período estudado. Porém, quando se deseja trazer esse valor para o tempo atual, tem-se o uso do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), ou Valor Presente Líquido (VPL) (TURTON *et al.*, 2009), calculado por:

$$VPL (r, n) = \sum_{i=0}^{i=n} \frac{FC_i}{(1+r)^i} \quad (18)$$

Em que:  $n$  = tempo total do empreendimento;  $FC_i$  = fluxo de caixa no período  $i$ ;  $r$  = taxa de desconto, que reflete os riscos do fluxo de caixa, sendo utilizada como a taxa esperada de retorno sobre o investimento.

Para que um projeto seja economicamente viável, o seu VPL deverá ser positivo, o que significa que as entradas de caixa foram maiores do que os investimentos realizados. Caso negativo, o projeto está consumindo recursos (AIEX, 2020). Outros dois critérios de destaque ao se analisar a viabilidade econômica de um projeto são a taxa interna de retorno (TIR) e o *payback* descontado. A TIR (Equação 19) é a taxa de desconto que torna nulo o valor presente líquido (HIRSCHFELD, 1998). Com isso, caso a TIR seja maior do que a taxa de desconto, o projeto é aceito, uma vez que o investimento consegue ser pago, e há retorno financeiro.

$$VPL (TIR, n) = \sum_{i=0}^{i=n} \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} = 0 \quad (19)$$



O *payback* descontado, por sua vez, é o tempo necessário para que se recupere todo o FCI, com todos os fluxos de caixa descontados de volta para o tempo 0. Quanto menor esse prazo de retorno do investimento realizado melhor, uma vez que o projeto pode apresentar uma maior liquidez e menor risco (TURTON *et al.*, 2009; AIEX, 2020).

Devido ao caráter complementar, a análise da viabilidade econômica dos processos estudados foi pautada nesses três parâmetros, com resultados discutidos na próxima seção.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 CARACTERIZAÇÃO DAS BIOMASSAS

Uma adequada caracterização da biomassa é um dos principais problemas ao se estudar o seu emprego quanto à matéria-prima em processos. As regras heurísticas descritas por Brigagão *et al.* (2019) foram utilizadas com o intuito de se encontrar a melhor combinação de componentes que poderiam simular as biomassas de interesse, de forma a respeitar as composições elementares experimentais reportadas na literatura. A validação final foi baseada na comparação entre o LHV experimental com o calculado, sendo aceito o que apresentasse menor desvio entre eles. Os resultados são apresentados na Tabela 10.

**Tabela 10 – Modelo composicional das biomassas (em base livre de cinzas).**

Composto	Fórmula	Fração mássica		
		Sabugo de milho (BRIGAGÃO <i>et al.</i> , 2019)	Casca de arroz	Resíduo de babaçu
Antraceno	C <sub>14</sub> H <sub>10</sub>	0,027	0,128	0,081
Anidrido maleico	C <sub>4</sub> H <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,125	0,035	0,089
Piridazina	C <sub>4</sub> H <sub>4</sub> N <sub>2</sub>	0,009	0,012	0,034
Sacarose	C <sub>12</sub> H <sub>22</sub> O <sub>11</sub>	0,753	0,749	0,696
Água	H <sub>2</sub> O	0,086	0,076	0,100

Para o sabugo de milho, o modelo resultou em um LHV (em base seca e livre de cinzas) de 15,75 MJ/kg, correspondente a um desvio de 2,7% quando comparado ao reportado por Zhang *et al.* (2011). O resultado foi validado pelo reportado por Brigagão *et al.* (2019), uma vez que, por envolver a resolução de um sistema algébrico linear de equações com grau de liberdade igual a zero, apenas uma solução é possível.

A simulação da casca de arroz apresentou um desvio de 4,5% em relação ao achado experimentalmente por Cong *et al.* (2019), com um valor de LHV igual a 17,03 MJ/kg (em base livre de cinzas). Já para o resíduo de babaçu, composto pelo epicarpo, mesocarpo e endocarpo do coco, o desvio foi de -0,5% frente ao descrito por De Paula Protásio *et al.* (2014), sendo o LHV de 17,46 MJ/kg (em base seca e livre de cinzas).

## 4.2 COMBUSTÃO

### 4.2.1 Análise energética da combustão

A análise do processo de combustão foi baseada na simulação de três cenários: (i) Cenário 1, com planta alimentada exclusivamente por sabugo de milho, e localizada no estado do Mato Grosso; (ii) Cenário 2, utilizando apenas casca de arroz, no estado do Rio Grande do Sul; e (iii) Cenário 3, operando com resíduo de babaçu e sabugo de milho, no estado do Maranhão.

A tabela 11 apresenta os principais resultados da combustão, com as vazões necessárias de biomassa e utilidades, e a geração de eletricidade.

**Tabela 11 – Principais resultados da combustão.**

Item	Unidade	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Vazão de biomassa <sup>1</sup>	t/h	96,81	114,97	96,30
LHV da biomassa de carga	MW	377,88	461,60	405,88
Eficiência Líquida da Planta	%LHV	30,41%	29,74%	30,48%
Eletricidade exportada	MW	114,93	137,29	123,72
Geração de potência	kW	116600	139300	125541
Demanda de eletricidade	kW	1669	2013	1825
Consumo de água <sup>2</sup>	t/h	300,11	358,62	323,15

1 – em base úmida e com cinzas; 2 – make-up do sistema de resfriamento

Os três cenários apresentaram eficiências líquidas da planta, em base ao LHV da biomassa e energia exportada, próximo de 30%, valor similar ao encontrado por Brigagão *et al.* (2019) para a combustão de sabugo de milho.

O Cenário 2 apresenta uma demanda energética maior em comparação aos demais, uma vez que precisa comprimir e bombear maiores vazões de ar para o combustor e água para o ciclo Rankine, respectivamente. Ele também possui maior reposição de água no sistema de resfriamento, pois a carga térmica no condensador à vácuo é a maior dentre os três casos. Porém, essa maior demanda energética e de utilidades são alinhados com a sua maior geração de eletricidade de 139300 kW, o que é 19,5% e 11,0% maior do que os cenários 1 e 2.

Como discutido por Steven *et al.* (2021) em sua revisão sobre rotas de produção de eletricidade provenientes da casca de arroz, cada tonelada desse resíduo pode gerar entre 480

e 1000 kW, dependendo do teor de cinzas, da eficiência de combustão, geometria do combustor e técnica de alimentação da matéria-prima. Para a simulação com a casca de arroz, essa razão foi de 1212 kW/t de biomassa. Isso é esperado, uma vez que a simulação da combustão se baseia na conversão completa da matéria orgânica e não incorpora perdas de calor.

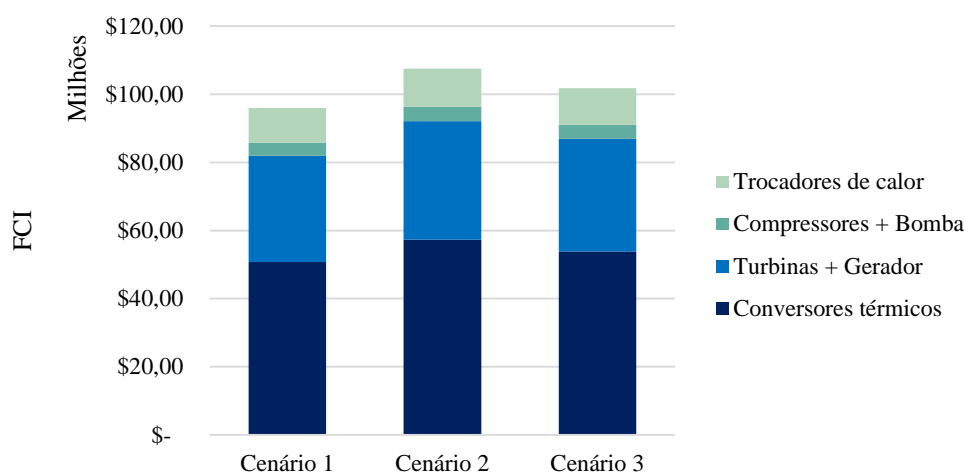
A casca de arroz possui um teor de cinzas mais elevado do que o sabugo de milho e resíduo de babaçu. Embora não esteja presente na simulação, um teor de cinzas elevado pode trazer dificuldades no processo, pois podem incrustar nas superfícies de equipamentos e tubulações e dificultar a transferência de massa das partículas de biomassa submetidas aos processos de termoconversão (BASU, 2013; MUTHU DINESH KUMAR & ANAND, 2019).

A combustão apresenta a vantagem de fácil transmissão da energia proveniente da biomassa utilizando a rede elétrica. Por outro lado, é gerado um gás de combustão sem utilidade, em que 100% do carbono presente na biomassa é convertido em CO<sub>2</sub>, o qual é bastante diluído no N<sub>2</sub> proveniente do ar (BRIGAGÃO *et al.*, 2019).

Sendo o Brasil um país com forte setor agrícola, o uso de eletricidade proveniente de biomassa pode contribuir significativamente para a matriz energética brasileira, reduzindo a dependência de usinas térmicas e hidroelétricas (EMBRAPA, 2016).

#### **4.2.2 Análise econômica da combustão**

As simulações dos cenários no Aspen HYSYS possibilitaram a obtenção das correntes de entrada e de saída de cada equipamento e consumo de utilidades, permitindo o cálculo dos custos de manufatura e receita e dimensionamento dos principais equipamentos da planta. A partir da metodologia descrita por Turton *et al.* (2009), uma estimativa do Investimento de Capital Fixo (FCI) foi realizada, com valores reportados na Figura 17, discriminados por tipos de equipamentos. Numa análise geral, a maior participação no FCI se dá pelos conversores térmicos de biomassa, seguido das turbinas e geradores, trocadores de calor e compressores e bombas. O Cenário 1, que utiliza sabugo de milho como matéria-prima, apresenta um FCI de 95,94 MMUSD. Considerando uma planta construída nos Estados Unidos, com CEPCI de 2017, Brigagão *et al.* (2019) reportou um investimento de 66,65 MMSUD. Fazendo uma atualização pelo CEPCI de 2020 e fator de nacionalização de 1,4, esse valor seria de 97,94 MMUSD para uma planta construída no Brasil, em consonância com o encontrado neste trabalho.



**Figura 17 – Comparação de Investimento Capital Fixo para os três cenários da combustão.**

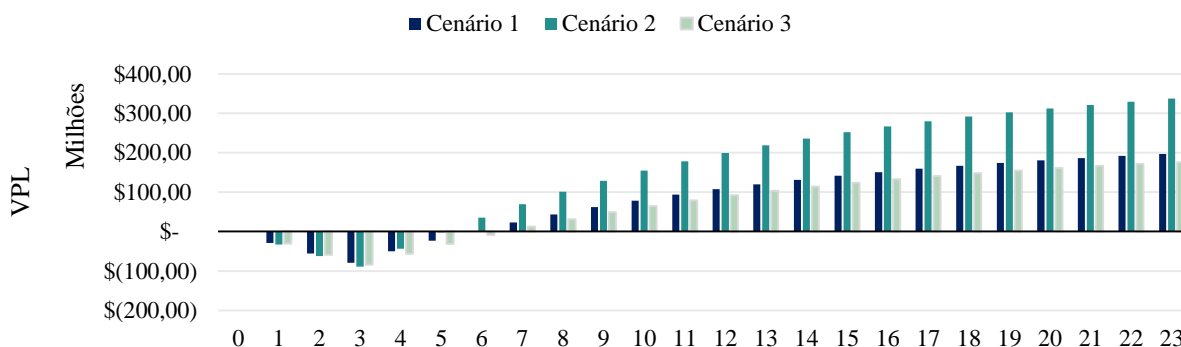
O maior investimento necessário se dá, entretanto, no Cenário 2. Com uma maior demanda energética na compressão e bombeamento, os gastos com compressores e bombas são maiores nesse cenário. Tal fato também é observado na turbina, que deve possuir uma capacidade maior na geração de energia elétrica. Atrelado a isso está a necessidade de trocadores de calor com áreas maiores, já que a carga térmica envolvida no condensador do ciclo Rankine e HRSG são maiores do que as demais. A Tabela 12 apresenta os principais resultados obtidos, considerando um tempo de projeto de 23 anos, sendo 3 anos de construção e 20 de operação. O fluxo de caixa descontado acumulado é mostrado na Figura 18.

**Tabela 12 – Principais resultados da análise econômica da combustão.**

Item	Unidade	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Investimento de capital fixo (FCI)	MMUSD	95,94	107,51	101,77
Receitas (REV)	MMUSD/ano	137,27	163,98	147,77
Custo de matéria-prima ( $C_{RM}$ )	MMUSD/ano	43,19	34,19	53,89
Custo de utilidades ( $C_{UT}$ )	MMUSD/ano	1,64	1,97	1,77
Custo de mão-de-obra ( $C_{OL}$ )	MMUSD/ano	0,69	0,69	0,69
Custo de manufatura (COM)	MMUSD/ano	74,29	65,70	88,66
Lucro operacional bruto	MMUSD/ano	62,98	98,27	59,11
Lucro anual	MMUSD/ano	43,20	66,69	40,74
<i>Payback</i> descontado	anos	5,95	5,06	6,39
Taxa interna de retorno (TIR)	%	33%	42%	30%
Valor presente líquido (VPL)	MMUSD	196,80	337,44	176,24

De acordo com a Tabela 12, a maior receita anual obtida é do Cenário 2, correspondente a 163,98 MMUSD, uma vez que esse gerou uma maior quantidade de eletricidade para exportação. Este valor é 19,5% acima do Cenário 1, e 11,0% maior que o Cenário 3. O seu custo de manufatura, entretanto, é o menor dos três cenários envolvidos. Isto

se deve principalmente ao fato de a casca de arroz ser uma matéria-prima mais barata do que os demais, já que o custo com utilidades no Cenário 2 é maior. O Cenário 3, embora seja alimentado com uma menor vazão de biomassa dentro todos, possui o maior  $C_{RM}$ , devido ao babaçu possuir um maior custo de compra por tonelada. Cabe ressaltar que as despesas relacionadas à troca do catalisador da síntese de metanol não estão incluídas na análise.



**Figura 18 – Valor presente líquido para os três cenários de combustão.**

A fim de se analisar a viabilidade econômica dos três cenários, o FCI, receitas e custo de manufatura foram utilizados para se calcular os indicadores VPL, TIR e *payback* descontado. O primeiro indicador de análise da viabilidade do investimento é o VPL. Embora todos tenham sido maiores do que zero, o que indica que as entradas de caixa compensaram os investimentos feitos, o melhor valor encontrado, de 337,44 MMUSD, foi referente ao Cenário 2. Esse VPL representa um valor 71,5% e 91,5% acima dos Cenários 1 e 3, respectivamente, especialmente devido ao fato de possuir um menor custo de manufatura.

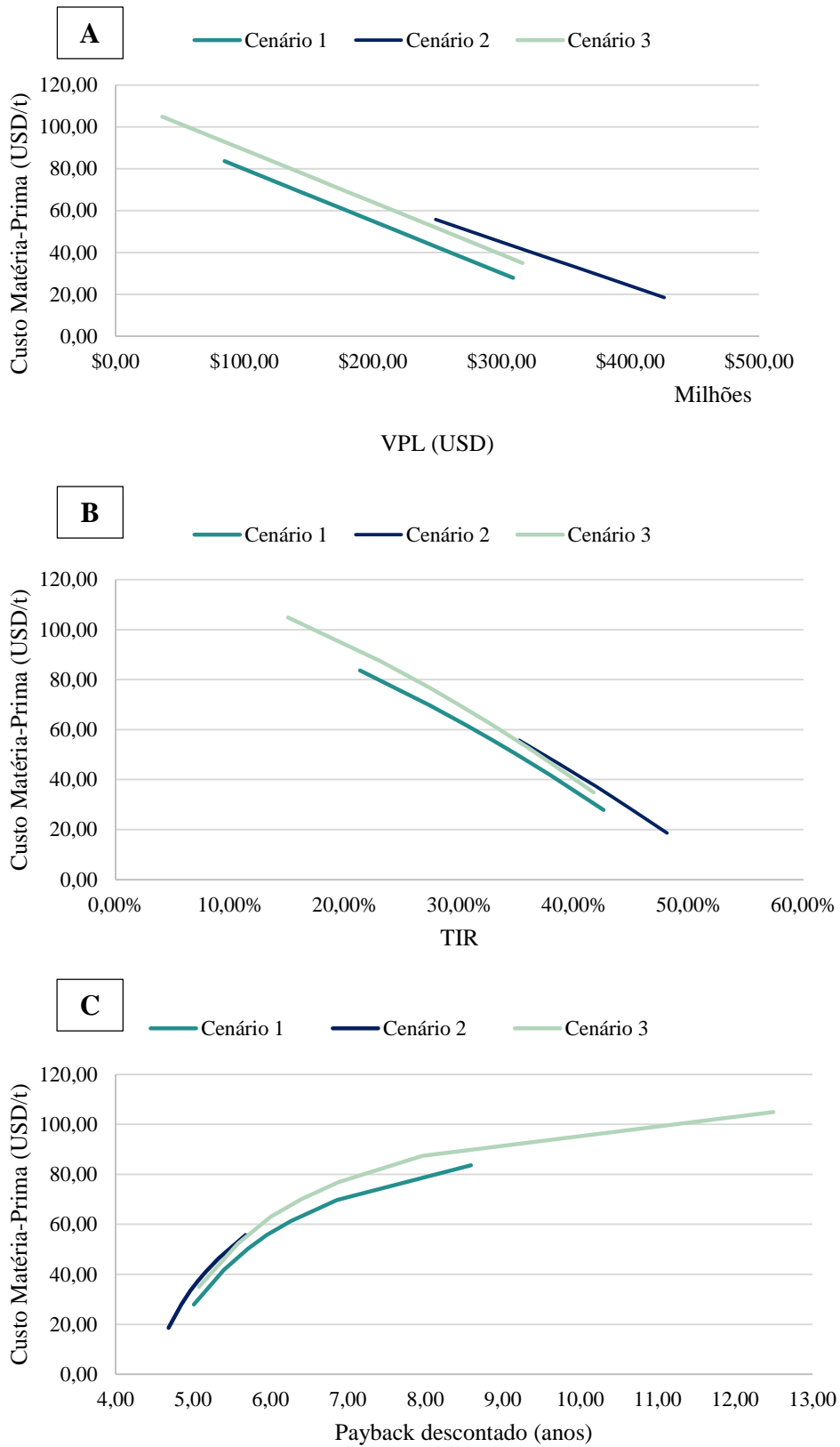
Em relação ao *payback* descontado, quanto menor o seu valor, menor o prazo de retorno do investimento, o que possibilita uma maior liquidez e menor risco no empreendimento. Para esse indicador, o Cenário 2 apresentou um melhor resultado (5,06 anos), seguido pelos Cenários 1 (5,95 anos) e 3 (6,39 anos). Ressalta-se que a diferença entre os valores obtidos não apresentou variação tão acentuada quanto os encontrados na análise do VPL. Todas as taxas internas de retorno (TIR) apresentaram valores maiores do que os 10% da taxa de desconto, o que torna todos os cenários atrativos economicamente. Todavia, uma TIR mais elevada deve ser a preferida, pois maior é a margem de segurança do investimento. Com isso, o Cenário 2 novamente apresentou uma melhor performance frente aos demais, tendo em vista que a sua TIR foi de 42%.

#### 4.2.2.1 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade possibilita a definição clara da relação e sensibilidade entre os benefícios econômicos do projeto e os fatores de influência (HUANG *et al.*, 2020). Neste trabalho, para se verificar os riscos associados com os processos, análises de sensibilidade foram realizadas para o VPL, *payback* descontado e TIR frente a variações nos preços de biomassa e eletricidade. Os resultados são apresentados nas figuras 19 e 20.

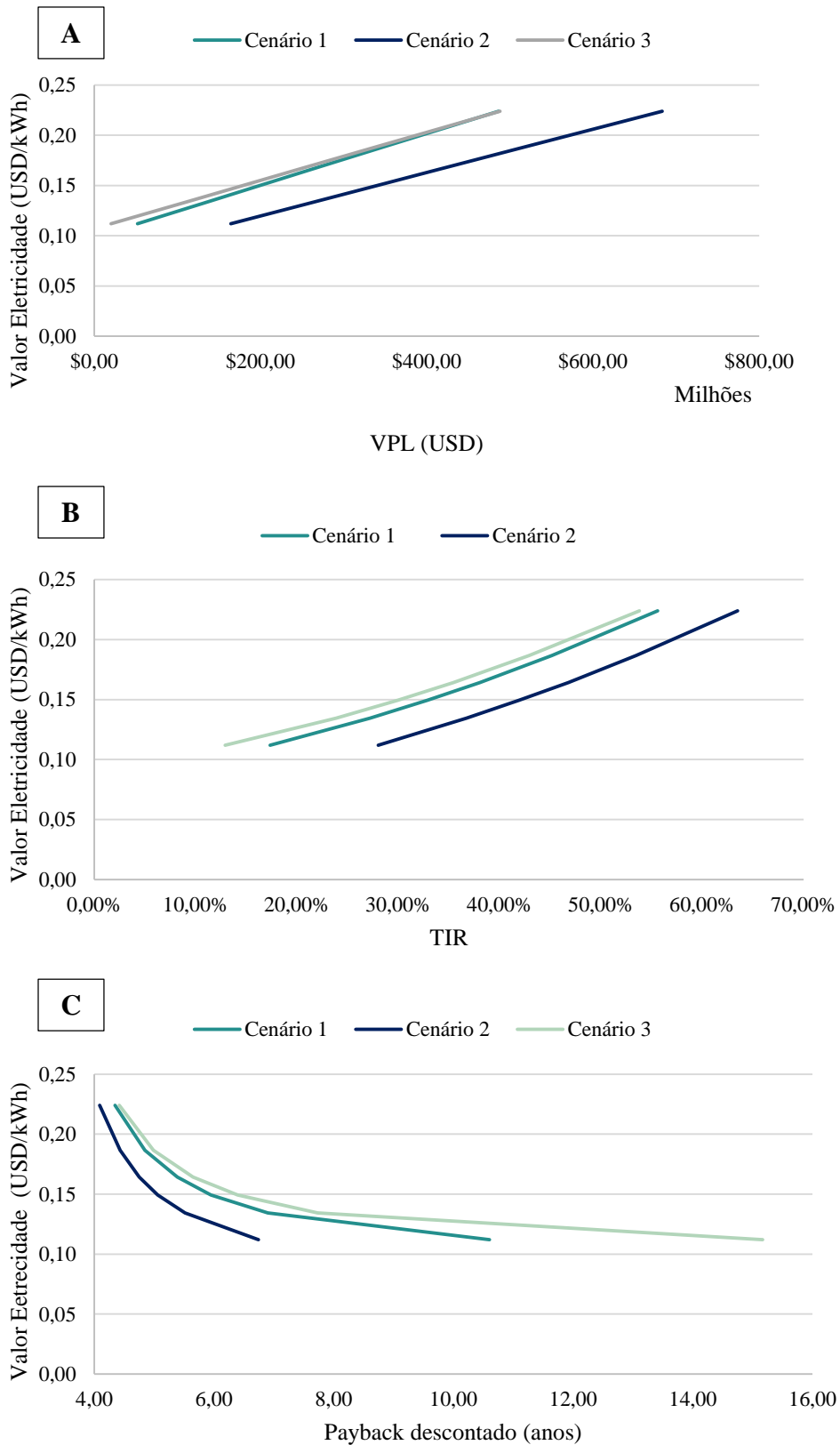
Os preços atuais das biomassas são de 55,76 USD/t, para sabugo de milho, 74,35 USD/t, para o resíduo de babaçu, e 37,17 USD/t, para a casca de arroz. Considerando a vazão necessária de abastecimento à biorrefinaria, o custo da compra da matéria-prima representa a maior parcela do custo de manufatura. Na análise de sensibilidade, os preços das biomassas foram variados entre 50 a 150% do valor original. A Figura 19 (a) mostra que a relação entre os preços dessas matérias-primas e o VPL ocorre de forma linear, sendo que quanto maior o preço, menor o VPL. Mesmo que o preço da sua biomassa aumentasse para 83,64 USD/t, o Cenário 1 possuiria um VPL positivo de 84,68 MMUSD, com uma TIR de 21,33%, maior do que a taxa de retorno utilizada como premissa, e um *payback* descontado de 8,59 anos. Tais valores ainda possibilitariam uma operação lucrativa da planta. Destaca-se que o pior caso, considerando um custo de matéria-prima (babaçu + sabugo de milho) de 104,92 USD/t para o Cenário 3, ainda possui boa viabilidade econômica, com um VPL de 36,34 MMUSD, TIR de 15,04% e *payback* descontado de 12,50 anos. Para o Cenário 2, adotando-se o preço máximo de biomassa de 55,76 USD/t, o seu VPL seria de 248,67 MMUSD, com uma TIR de 35,18% e *payback* descontado de 5,68 anos.

A venda de energia elétrica é a única fonte de receitas do processo de combustão, sendo que o preço da eletricidade impactará direto na viabilidade econômica dos cenários. Assim, a análise de sensibilidade foi realizada adotando-se uma variação entre 75 a 150% do valor de premissa. O caso que sofreu maior impacto foi o Cenário 3 com um custo de eletricidade de 0,1120 USD/kWh. Embora o VPL tenha sido de 20,29 MMUSD, a sua TIR foi de 12,92%, muito próxima à taxa de retorno do projeto. Ainda, seu *payback* descontado foi de 15,17 anos, o que mostra que o investimento realizado demora para dar retorno. Para o Cenário 1, os parâmetros foram um VPL de 51,92 MMUSD, TIR de 17,36% e *payback* de 10,61 anos, considerando o mesmo valor de eletricidade. Já para o Cenário 3, esses valores foram 164,38 MMUSD, 28,02% e 6,74 anos, respectivamente.



**Figura 19 – Sensibilidade do (A) VPL, (B) TIR e (C) *payback* descontado frente a variações do custo de compra biomassa.**





**Figura 20 – Sensibilidade do (A) VPL, (B) TIR e (C) payback descontado frente a variações do valor da eletricidade.**

## 4.3 GASEIFICAÇÃO

### 4.3.1 Análise energética da gaseificação

O processo de gaseificação da biomassa utilizado nesse estudo tem como principal objetivo a geração de gás de síntese para a síntese de metanol. Atrelado ao projeto está a combustão, com o objetivo de suprir toda a demanda de energia elétrica da planta, e auxiliar na geração de energia térmica. Os resultados mais importantes são sumarizados na Tabela 13.

**Tabela 13 – Principais resultados da gaseificação.**

Item	Unidade	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Vazão de biomassa <sup>1</sup>	t/h	96,81	114,97	96,30
Vazão de metanol	t/h	36,16	44,29	39,05
LHV do metanol	MW	199,67	244,57	215,62
Aproveitamento energético para produção de metanol	%LHV	52,84%	52,98%	53,12%
Eletricidade exportada	MW	5,29	7,33	5,78
Geração de potência	kW	18030	22430	19543
Demanda de eletricidade	kW	12739	15100	13765
Consumo de água <sup>2</sup>	t/h	287,02	320,14	295,11
Consumo de MEA	kg/h	1,69	1,95	1,82
Carga de catalisador	t	34	39	39

1 – em base úmida e com cinzas; 2 – make-up do sistema de resfriamento e água desmineralizada

O Cenário 1 apresentou uma produção de metanol de 36,16 t/h, com uma conversão biomassa em metanol de 0,37 kg metanol/kg biomassa, correspondendo a 52,84% de recuperação do poder calorífico da biomassa (aproveitamento energético para produção de metanol), e exportando 5,29 MW de eletricidade excedente. Esses resultados estão em consonância com os obtidos por Brigagão *et al.* (2019). Porém, dentre os três cenários estudados, foi o que apresentou menor produção de metanol. O Cenário 2, por sua vez, foi o que produziu maior quantidade desse produto, numa vazão de 44,29 t/h, juntamente com uma maior geração de energia de exportação, equivalente a 7,33 MW. Esses resultados são 22,5% e 38,5% maiores do que o Cenário 1, respectivamente. Já a conversão de matéria-prima em metanol foi de 0,39 kg metanol/kg de biomassa, com uma eficiência líquida da planta de 52,98%. Embora o Cenário 3 tenha uma produção de metanol e de exportação de eletricidade

com valores intermediários entre os dois outros cenários, possui uma maior conversão, de 0,41 kg de metanol/kg de biomassa. O aproveitamento energético para produção de metanol também foi maior, com valor de 53,12%.

Diferente do processo de combustão, no qual 100% do carbono contido nas matérias-primas é emitido como gás de combustão sem utilidade, a planta de gaseificação gera como subproduto, além do gás de combustão, o gás rico em CO<sub>2</sub> proveniente do topo da coluna de regeneração de MEA. Embora não seja explorado no presente trabalho, essa corrente poderia passar por estágios de compressão e ser vendida como líquido de alta pressão, ideal para transporte por dutos, ou como líquido criogênico, para transporte por caminhão (BRIGAGÃO *et al.*, 2019). Para o Cenário 1, a produção desse gás rico em CO<sub>2</sub> é de 29,89 t/h (96,2% de CO<sub>2</sub> em base molar). Para os cenários 2 e 3, são gerados 28,62 t/h (96,1% de CO<sub>2</sub>) e 28,68 t/h (96,2% de CO<sub>2</sub>), respectivamente.

#### 4.3.2 Análise econômica da gaseificação

A Figura 21 apresenta os dados do investimento de capital fixo (FCI) da gaseificação.

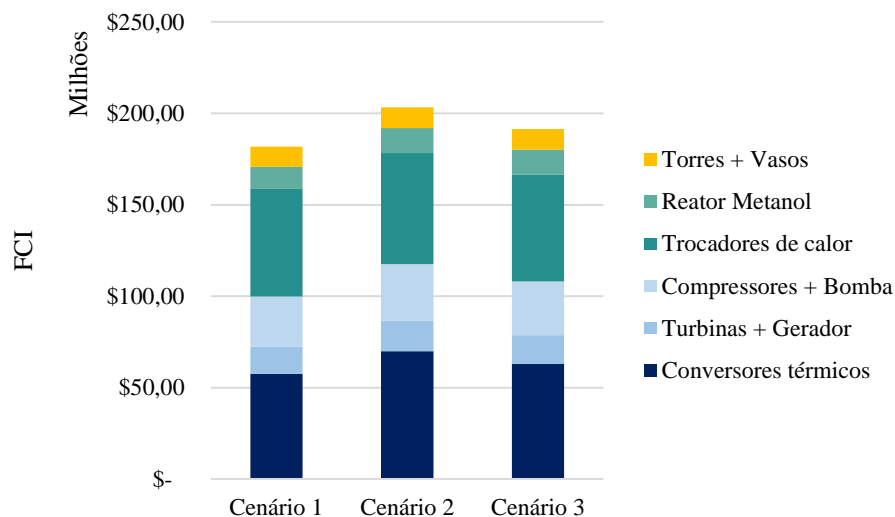


Figura 21 – Comparação de Investimento de Capital Fixo para os três cenários da gaseificação.

As instalações necessárias para o processo proposto de gaseificação são mais complexas do que para o projeto anterior. São necessários dois conversores térmicos: o gaseificador e o combustor, o que aumenta o gasto com esse tipo de equipamento, em relação à combustão. Com contribuição para o valor final de investimento próxima ao dos

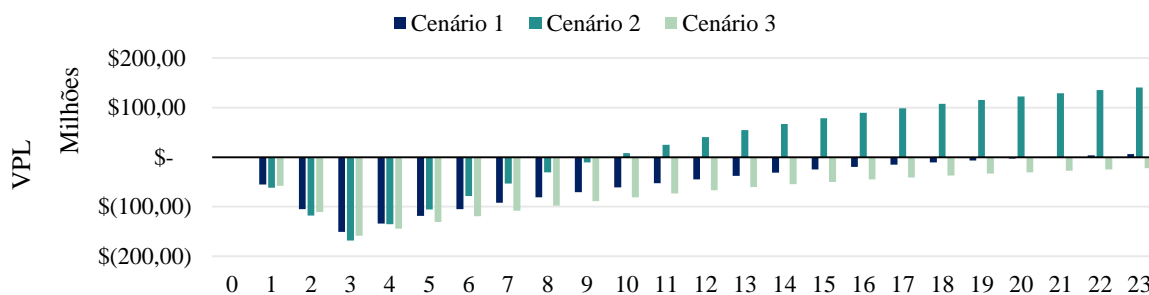
conversores estão os trocadores de calor, que além de estarem em um número maior, são projetados para trabalhar com pressões superiores e em alguns casos com fluidos corrosivos (no caso de aplicações com MEA). Além disso, há a contribuição do reator de síntese de metanol, das torres de purificação de metanol e das torres de absorção e regeneração de MEA.

O Cenário 1 apresentou um FCI de 181,71 MMUSD. Fazendo as considerações descritas no item 4.2.2, o FCI do trabalho de Brigagão *et al.* (2019), trazendo a planta de gaseificação do sabugo de milho para o Brasil, e construção em 2020, seria de 182,03 MMUSD, coerente com o encontrado neste texto. Novamente, o maior investimento necessário se dá no Cenário 2, cujo valor é 203,24 MMUSD, o que está alinhado com a sua maior geração de eletricidade para exportação e produção de metanol.

A Tabela 14 sumariza os principais resultados da análise econômica conforme metodologia descrita por Turton *et al.* (2009), considerando um tempo de projeto de 23 anos, sendo 3 anos de construção e 20 de operação. O fluxo de caixa descontado acumulado, por sua vez, pode ser visualizado na Figura 22.

**Tabela 14 – Principais resultados da análise econômica da gaseificação.**

Item	Unidade	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Investimento de capital fixo (FCI)	MMUSD	181,71	203,24	191,46
Receitas (REV)	MMUSD/ano	122,03	150,48	131,85
Custo de matéria-prima ( $C_{RM}$ )	MMUSD/ano	43,19	34,19	53,89
Custo de utilidades ( $C_{UT}$ )	MMUSD/ano	1,15	1,30	1,39
Custo de mão-de-obra ( $C_{OL}$ )	MMUSD/ano	0,85	0,85	0,85
Custo de manufatura (COM)	MMUSD/ano	89,56	82,55	104,52
Lucro operacional bruto	MMUSD/ano	32,47	67,93	27,33
Lucro anual	MMUSD/ano	24,52	48,29	21,29
<i>Payback</i> descontado	anos	20,87	9,56	-
TIR	%	11%	19%	8%
VPL	MMUSD	6,20	140,39	-22,52



**Figura 22 – Valor presente líquido para os três cenários de gaseificação.**

Por apresentar maiores gerações de metanol e energia para exportação, o Cenário 2 foi o que apresentou a maior receita dentre os casos analisados, com um valor anual de 150,48 MMUSD. Em comparação com os Cenários 1 e 3, esse valor é 23,3% e 12,1% maior, respectivamente.

O método de Turton *et al.* (2009) para cálculo do custo de manufatura leva em consideração o FCI do projeto. Embora o COM do Cenário 2 seja o menor (82,55 MMUSD/ano), seu valor foi fortemente influenciado pelo alto valor do investimento de capital fixo. Já o maior valor foi encontrado para o Cenário 3, sendo 26,6% maior do que o 2.

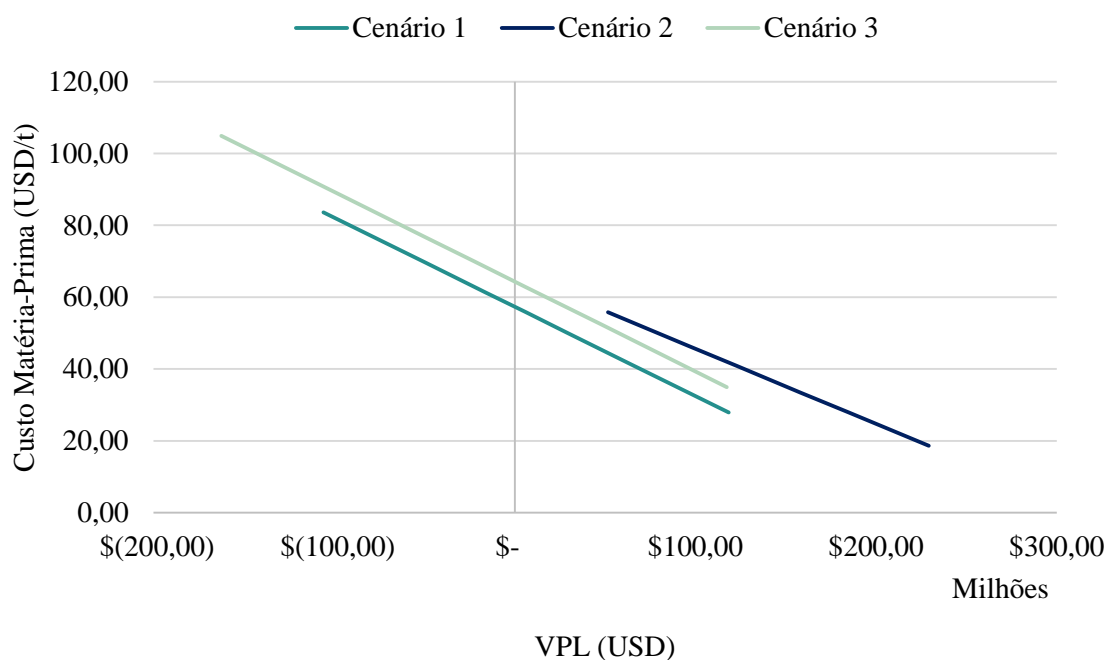
O maior VPL encontrado foi para o Cenário 2, com valor de 140,38 MMUSD. Embora o VPL do Cenário 1 seja positivo, seu valor é de 6,19 MMUSD, que pode ser considerado baixo (cada 1 USD investido traria um retorno de 1.03 USD). Chama-se atenção para o fato do Cenário 3 que, com as premissas consideradas, possui um valor negativo para esse indicador, diretamente relacionado com o seu alto custo de manufatura.

Esse fato é corroborado quando analisada a TIR. Para o Cenário 3, seu valor de 8,11% é inferior à taxa de retorno adotada como premissa, de 10%. Dessa forma, o projeto estaria consumindo recursos, não sendo viável economicamente. Para o Cenário 2, esse valor é de 10,52%, estando marginalmente próximo à taxa de retorno. O Cenário 2 mostrou um melhor resultado, de 19,14%.

O *payback* descontado, por sua vez, não mostra um bom resultado para o Cenário 1, tendo em vista que apenas 20,87 anos após o início do projeto seria possível recuperar o valor investido. Para o Cenário 2, isso seria possível em 9,56 anos. Em resultado similar à combustão, este cenário apresentou um maior potencial lucrativo.

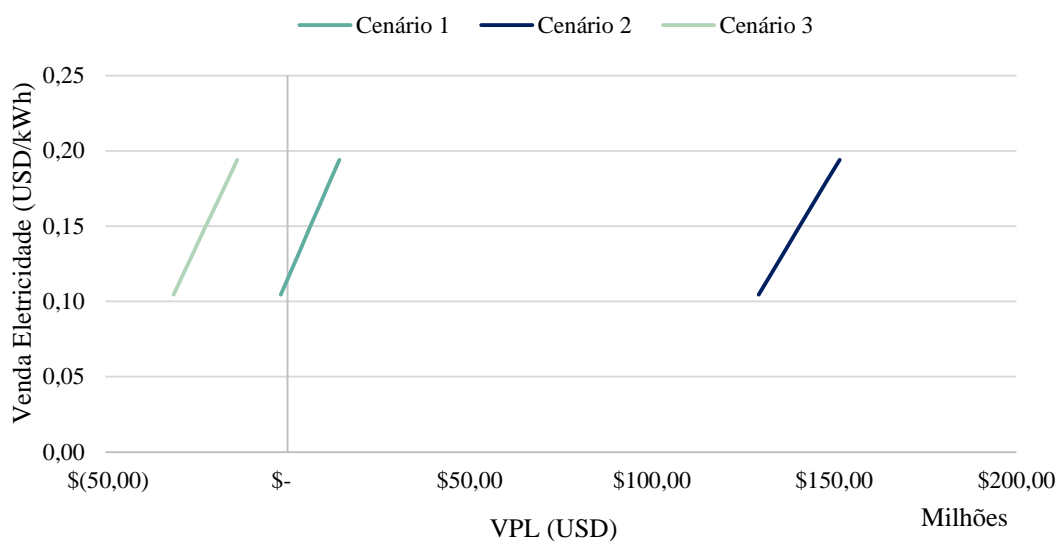
#### 4.3.2.1 *Análise de sensibilidade*

Com base nos resultados apresentados no item 4.3.2, a análise de sensibilidade torna-se uma ferramenta importante para definir a partir de quais condições para custo de matéria-prima, e valores de venda de eletricidade e metanol tornariam os cenários 1 e 3 viáveis economicamente. Os valores de VPL, variando-se os custos de matéria-prima entre 50% a 150% do preço original, são mostrados na Figura 23.



**Figura 23 – Sensibilidade do VPL frente a variações do custo de compra de biomassa.**

Para o Cenário 2, o VPL iguala-se a zero quando o valor da matéria-prima, considerando a média ponderada entre os tempos de produção com resíduo de babaçu e sabugo de milho, for de 64,31 USD/t. Esse valor representa uma diminuição de 8,05% do preço original, que equivale a 69,94 USD/t. Porém, isso significaria apenas o investimento seria pago, sem excedente de lucro. Para o Cenário 3, o preço original poderia sofrer um aumento de apenas 2,75%, chegando a 57,30 USD/t. A partir desse ponto o VPL seria negativo, e o investimento deixaria de ser viável economicamente. Com relação a variações nos preços dos produtos, primeiro foram realizadas análises de sensibilidade para o VPL mantendo constante o valor de um dos produtos enquanto se variava o preço do segundo entre 70% e 130% do seu valor original. A Figura 24 apresenta os resultados da eletricidade.

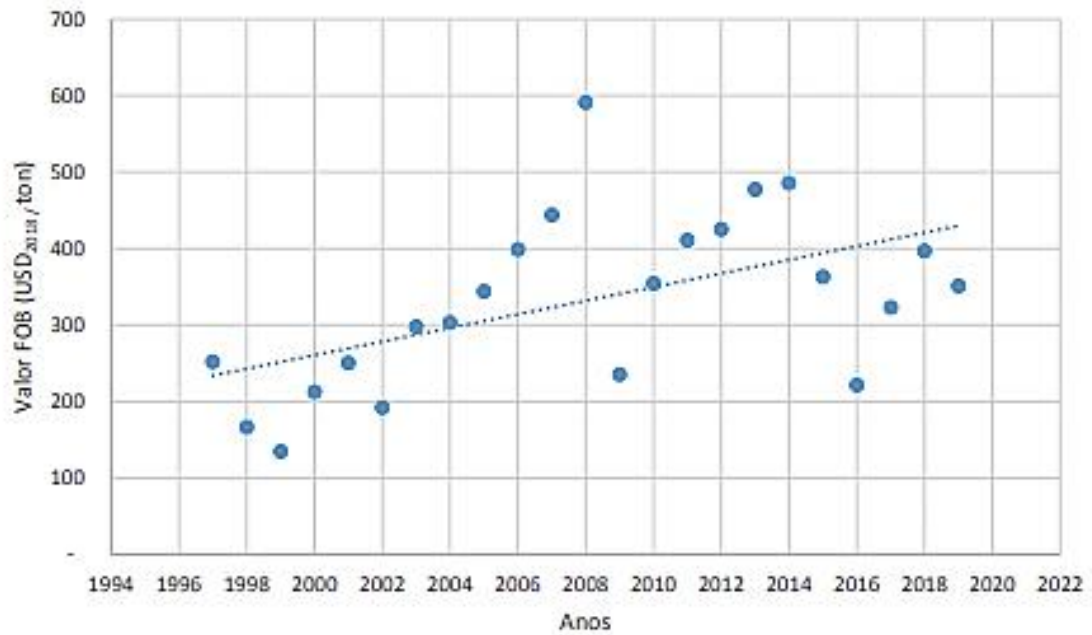


**Figura 24 – Sensibilidade do VPL da gaseificação frente a variações de venda de eletricidade.**

Mesmo para o preço mais alto de eletricidade considerado (0,1941 USD/kWh), o Cenário 3 não apresentou VPL positivo variando apenas esse parâmetro. Para que o VPL se igualasse a zero, a energia elétrica deveria chegar a 0,2647 USD/kWh, o que representaria um aumento de 77,3% em relação ao valor original adotado como premissa.

Considerando o Cenário 1, o preço mínimo de eletricidade para o qual o VPL seria nulo é de 0,1146 USD/kWh, correspondendo a uma diminuição de 7,7% frente ao valor original. Porém, mesmo no valor mais alto, o VPL é de 14,20 MMUSD, o que indica que cada dólar investido só traria um rendimento de 1,08 USD, o que continua sendo uma relação baixa. Ainda nesta condição, o *payback* descontado seria de 18,80 anos, o que indica que o projeto demoraria muito para retornar o valor investido. Para o Cenário 2, o VPL foi positivo para toda a faixa de preço de energia elétrica considerada, variando entre 129,31 MMUSD a 151,48 MMUSD, com *payback* descontado de 9,90 e 9,25 anos, respectivamente.

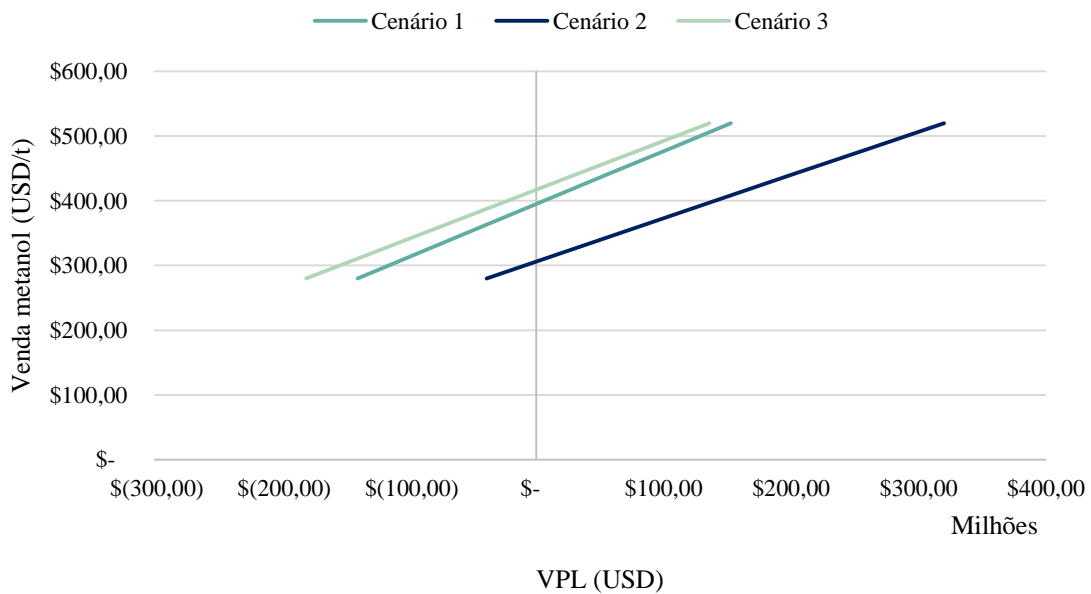
O metanol, porém, é o produto que mais significativamente contribui com as receitas, correspondendo a cerca de 95% para todos os cenários. Por se tratar de uma *commodity*, seu preço de venda é muito vulnerável a variações, sendo determinado pela relação inversa entre oferta e demanda. Para o ano de 2018, a média do preço FOB (*Free on board*) para o Brasil foi de 397 USD/t, enquanto para o primeiro semestre de 2019, o valor reduziu para 351 USD/t, devido aos aspectos conjunturais do mercado internacional (EPE, 2019). A Figura 25 mostra a série histórica de valor FOB para o metanol.



**Figura 25 – Preço FOB para importação de metanol para o Brasil.**

Fonte: EPE (2019).

A análise de sensibilidade do preço do metanol, visualizada na Figura 26, é de extrema criticidade para se entender a viabilidade econômica dos cenários estudados. Nesse sentido, a Figura 26 apresenta o resultado do VPL de cada cenário para diferentes preços entre 280 e 520 USD/t.



**Figura 26 – Sensibilidade do VPL da gaseificação frente a variações de preço de venda de metanol.**



Mantendo-se o constante os demais parâmetros, o mínimo preço de metanol para que o VPL do Cenário 3 seja positivo após 20 anos de operação é de 417,08 USD/t, o que é 4,3% maior do que o preço-base considerado de 400 USD/t. Já para os cenários 1 e 2, o preço do metanol poderia sofrer redução até 394,93 USD/t e 306,14 USD/t. Para valores abaixo desses, o retorno do investimento é dificultado.

A Tabela 15 apresenta os indicadores econômicos referentes ao maior preço considerado na análise de sensibilidade: 520 USD/t. Além disso, também reúne resultados para o valor de 440 USD/t, preço este que permitiria competitividade do produto nacional frente ao importado (considerando preço FOB de 400 USD/t), dado que segundo a EPE (2019), o custo do frete marítimo de metanol varia tipicamente de 20 a 60 USD/t. Essa condição possibilitou que todos os cenários fossem viáveis economicamente, dentre as regras estabelecidas, com destaque para o Cenário 2.

**Tabela 15 – Variação dos parâmetros da análise econômica para diferentes preços de venda de metanol.**

Cenário	Indicador	Metanol	
		440 USD/t	520 USD/t
1	VPL (MMUSD)	55,04	152,73
	TIR (%)	14,3%	20,9%
	<i>Payback</i> descontado	13,26	8,77
2	VPL (MMUSD)	200,22	319,88
	TIR (%)	22,5%	28,5%
	<i>Payback</i> descontado	8,18	6,66
3	VPL (MMUSD)	30,23	135,72
	TIR (%)	12,3%	19,4%
	<i>Payback</i> descontado	16,18	9,46

Uma quarta análise de sensibilidade foi realizada variando-se os preços de metanol e de eletricidade, como pode ser visto nas superfícies de resposta presentes na Figura 27. Como a eletricidade contribui apenas com 5% do valor das receitas, a análise das superfícies de resposta é similar à apresentada para análise de sensibilidade do metanol, com o Cenário 2 apresentando os maiores valores de VPL para um mesmo par de preços.

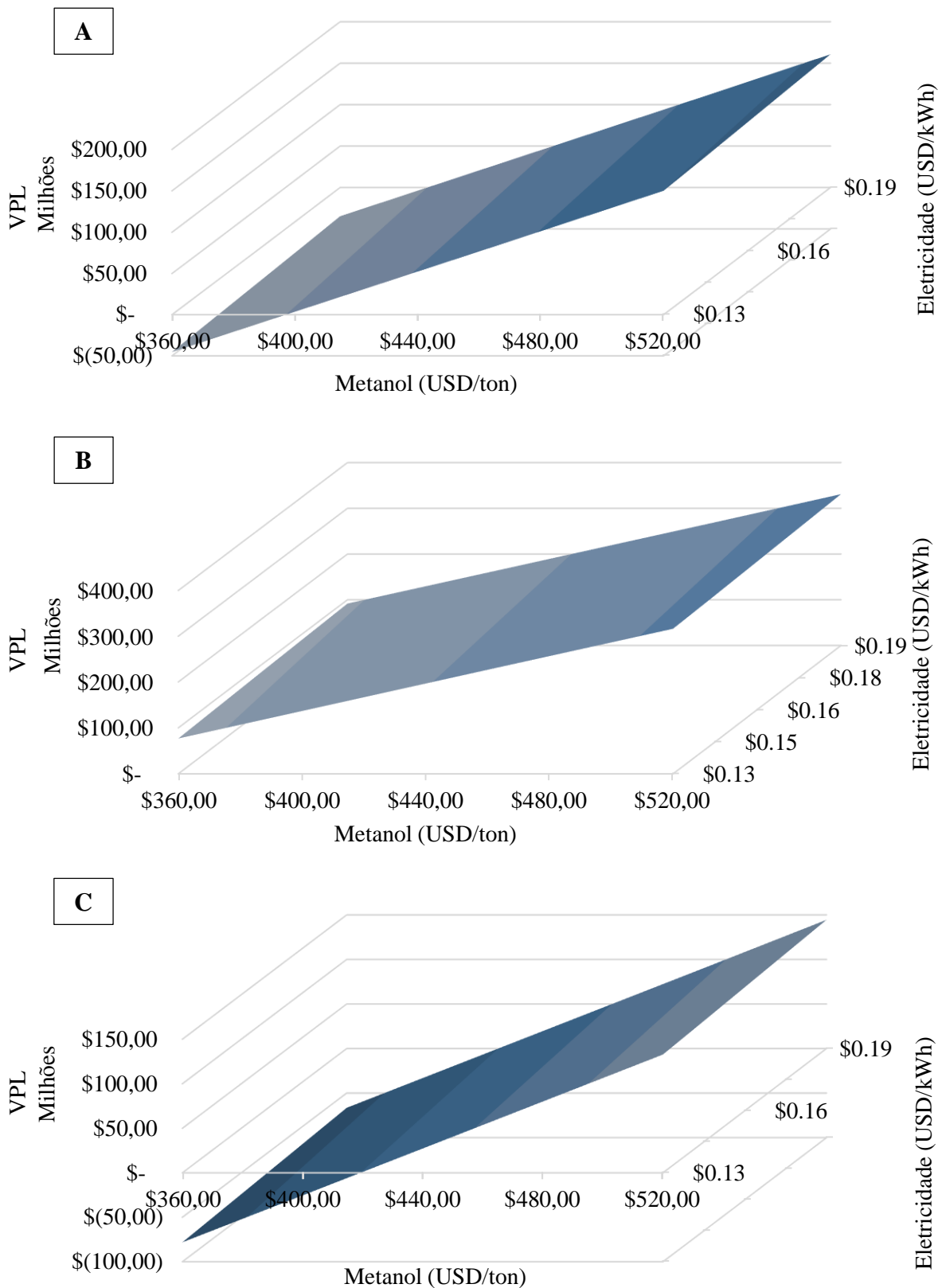


Figura 27 – Sensibilidade do VPL frente a variações nos preços de metanol e eletricidade para: (A) Cenário 1, (B) Cenário 2, e (C) Cenário 3.

## 5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo analisar a viabilidade técnico-econômica de duas rotas termoquímicas para o reaproveitamento de biomassas residuais brasileiras a partir da simulação dos processos utilizando o Aspen HYSYS 12.1, e avaliação econômica conforme metodologia proposta por Turton *et al.* (2009).

Para o processo de combustão para geração de energia elétrica, que possui a vantagem de ser mais simples operacionalmente e construtivamente, os três cenários estudados, utilizando (i) sabugo de milho, (ii) casca de arroz e (iii) coco de babaçu e sabugo de milho, possuíram um valor presente líquido (VPL) positivo ao final da vida útil do projeto (20 anos de operação), com valores de taxa interna de retorno (TIR) muito acima da taxa mínima de atratividade. Chama-se atenção para o Cenário 2, que apresentou os melhores valores desses dois indicadores, de 337,44 MMUSD e 42%, respectivamente.

A rota de gaseificação, para produção de metanol e eletricidade, entretanto, apresentou uma viabilidade econômica positiva apenas para os cenários 1 e 2, sendo o segundo o mais lucrativo, com valores de VPL iguais a 6,20 MMUSD e 140,39 MMUSD ao final de 20 anos de operação. Insta salientar que o investimento de capital fixo (FCI) necessário na gaseificação é muito superior ao da combustão, o que impacta diretamente no seu VPL.

Uma análise de sensibilidade mostrou que, para que o investimento realizado no Cenário 3 fosse quitado ao final do projeto, o preço máximo da sua matéria-prima (composta do coco de babaçu e sabugo de milho) é de 64,31 USD/t. Por outro lado, uma vez que o metanol é o produto que mais contribui para a sua receita, o seu valor mínimo de venda para que o VPL seja nulo após 20 anos de operação é de 417,08 USD/t.

Dada as premissas adotadas, pode-se concluir que as biorrefinarias de combustão e gaseificação utilizando casca de arroz possuem um maior potencial lucrativo, frente às demais biomassas estudadas.

Tornam-se necessários estudos futuros que considerem o teor de cinzas da biomassa nas simulações. Por possuir uma maior quantidade de cinzas em comparação ao sabugo de milho e ao coco de babaçu, problemas podem surgir nos processos envolvendo a casca de arroz, como incrustações e formação de escória.

## REFERÊNCIAS

- ANP. Anuário Estatístico 2019. ANP, 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5237-anuario-estatistico-2019>. Acesso em: 26 jan. 2022.
- ARTILHA, R. C. *et al.* Utilização de casca de arroz como fonte de energia renovável na aciaria elétrica. *In: 44° Seminário de Aciaria – Internacional*, mai. 2013. Disponível em: <https://abmproceedings.com.br/ptbr/article/utilizacao-de-casca-de-arroz-como-fonte-de-energia-renovvel-na-aciaria-eltrica>. Acesso em: 27 jan. 2022.
- AIEX, H. V. **Valuation por Fluxo de Caixa Descontado: um estudo de caso da Light S.A.** Rio de Janeiro, 2020. 58 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10030272.pdf>. Acesso em: 06 fev. 2022.
- AWASTHI, A.; BHASKAR, T. **Biofuels: Alternative Feedstocks and Conversion Processes for the Production of Liquid and Gaseous Biofuels**. 2ªed. Academic Press, 2019.
- BALAGURUMURTHY, B. *et al.* **Recent Advances in Thermo-Chemical Conversion Biomass**. Elsevier, 2015.
- BASTOS, V.D. Etanol, Alcoolquímica e Biorrefinarias. **BNDES Setorial**, n.25, p. 5-38, mar. 2007. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2527>. Acesso em: 29 jan. 2022.
- BASU, P. **Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction**. 2ºed. San Diego: Elsevier, 2013.
- BENTSEN, N. S.; FELBY, C. **Technical potentials of biomass for energy services from current agriculture and forestry in selected countries in Europe, The Americas and Asia**. Copenhagen: Forest & Landscape, 2010.
- BHASKAR, T. *et al.* Thermochemical route for biohydrogen production. *In: PANDEY, A. et al. Biohydrogen*. 1º ed. Elsevier Ltd., 2013.
- BONASSA, G. *et al.* Scenarios and prospects of solid biofuel use in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, part. 3, p. 2365–2378, fev. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117312200?via%3Dihub>. Acesso em: 24 jan. 2022.
- BRIGAGÃO, G. V. *et al.* A techno-economic analysis of thermochemical pathways for corncob-to-energy: Fast pyrolysis to bio-oil, gasification to methanol and combustion to electricity. **Fuel Processing Technology**, v. 193, p. 102–113, out. 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378382019304114>. Acesso em: 10 de out. 2021.
- CAMPBELL, J.M. **Gas conditioning and processing**, v. 2, The Equipment Modules. 7º ed. Norman: Campbell Petroleum Series, 1984.

ÇENGEL Y.A.; BOLES M.A. **Thermodynamics an Engineering Approach**. 6° ed. Mc Graw-Hill Book Co, 2007.

CHANDEL, A. K. *et al.* The path forward for lignocellulose biorefineries: Bottlenecks, solutions, and perspective on commercialization. **Bioresource Technology**, v. 264, p. 370–381, set. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852418307831>. Acesso em: 25 jan. 2022.

CHERUBINI, F. The biorefinery concept: Using biomass instead of oil for producing energy and chemicals. **Energy Conversion and Management**, v. 51, n. 7, p. 1412–1421, jul. 2010. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890410000373>. Acesso em: 27 jan. 2022.

CHIANELLI, R. R.; LYONS, J. E.; MILLS, G.A. Chapter 9 catalysts for liquid transportation fuels from petroleum, coal, residual oil, and biomass. **Catal Today**, v. 22, n. 2, p. 361-96, 1994.

CONAB. Acompanhamento da Safra brasileira de Grãos. **CONAB**, 2015. Disponível em: [https://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/15\\_06\\_11\\_09\\_00\\_38\\_boletim\\_graos\\_junho\\_2015.pdf](https://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/15_06_11_09_00_38_boletim_graos_junho_2015.pdf). Acesso em: 02 de fev. 2022.

CONAB. Série histórica das safras. **CONAB**, 2022. Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/serie-historica-das-safras?limitstart=0>. Acesso em: 25 jan. 2022.

CONG, H. *et al.* A pilot-scale biomass pyrolytic poly-generation plant performance study and self-sufficiency assessment. **Bioresource Technology**, v. 273, p. 439-445, fev. 2019. Disponível: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852418315165?via%3Dihub>. Acesso em: 10 out. 2021.

COSTA, L. C. **Levantamento e análise das agroindústrias e do setor de beneficiamento de arroz em Santo Antônio da Patrulha**. Santo Antônio da Patrulha, 2018. 42 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Agroindustrial) - Escola de Química e Alimentos, Universidade Federal do Rio Grande, 2018. Disponível em: [https://sistemas.furg.br/sistemas/sab/arquivos/conteudo\\_digital/d92bfa28b50ae8a3d93aae3db30c4993.pdf](https://sistemas.furg.br/sistemas/sab/arquivos/conteudo_digital/d92bfa28b50ae8a3d93aae3db30c4993.pdf). Acesso em 26 jan. 2022.

DE BRITO, R. C. *et al.* Municipal solid waste management and economic feasibility for electricity generation from landfill gas and anaerobic reactors in a Brazilian state. **Environmental Technology & Innovation**, v. 22, 101453, mai. 2021. Disponível: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352186421001012>. Acesso em: 12 dez. 2021.

DE PAULA PROTÁSIO, T. *et al.* Babassu nut residues: potential for bioenergy use in the North and Northeast of Brazil. **SpringerPlus**, v. 3, n. 124, mar. 2014. Disponível em: <https://springerplus.springeropen.com/articles/10.1186/2193-1801-3-124>. Acesso em: 10 out. 2021.

DEMIRBAS, A. Potential applications of renewable energy sources, biomass combustion problems in boiler power systems and combustion related environmental issues. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 31, n. 2, p. 171–192, 2005. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128505000055>. Acesso em: 19 jan. 2022.

DIAS, J. M. C. S. *et al.* **Produção de briquetes e péletes a partir de resíduos agrícolas, agroindustriais e florestais**. Brasília: Embrapa Agroenergia, 2012.

EMBRAPA. Uso da Biomassa para Geração de Energia. **EMBRAPA**, 2016. Disponível em: <https://www.embrapa.br/busca-de-publicacoes/-/publicacao/1063559/uso-da-biomassa-para-a-geracao-de-energia>. Acesso em: 29 jan. 2022.

EPE. Nota Técnica DEA 15/14. Inventário Energético de Resíduos Rurais. **EPE**, 2014. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-308/DEA%2015%20-%202014%20-%20Invent%20C3%A1rio%20Energ%20C3%A9tico%20de%20Res%20C3%ADduos%20Rurais%5B1%5D.pdf>. Acesso em: 02 fev. 2022.

EPE. Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Metanol. **EPE**, 2019. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-05-19%20-%20GN\\_Metanol%20\(002\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-05-19%20-%20GN_Metanol%20(002).pdf). Acesso em: 24 jan. 2022.

FAPEMA. Valorização da amêndoa do coco babaçu é objetivo de estudo. FAPEMA, 2015. Disponível em: <https://www.fapema.br/valorizacao-da-amendoa-do-coco-babacu-e-objetivo-de-estudo/>. Acesso em: 16 fev. 2022.

FERNANDO, S. *et al.* Biorefineries: Current Status, Challenges, and Future Direction. **Energy & Fuels**, v. 20, n. 4, p. 1727–1737, jun. 2006. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/ef060097w>. Acesso em: 27 jan. 2022.

FITZPATRICK, M. *et al.* A biorefinery processing perspective: Treatment of lignocellulosic materials for the production of value-added products. **Bioresource Technology**, v. 101, n. 23, p. 8915–8922, dec. 2010. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852410011284>. Acesso em: 27 jan. 2022.

FITZPATRICK, B., & Kamm, M. Principles of biorefineries. **Applied Microbiology and Biotechnology**, v. 64, n. 2, p. 137–145, jan. 2004. Disponível em: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/14749903/>. Acesso em: 27 jan. 2022.

GOYAL, H.B.; SEAL, D.; SAXENA, R.C. Bio-fuels from thermochemical conversion of renewable resources: a review. **Renew. Sustain. Energy Rev.**, v. 12, n. 2, p. 504–517, fev. 2008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032106001171>. Acesso em: 27 jan. 2022.

HUANG, H. *et al.* An Economic and Technology Analysis of a New High-Efficiency Biomass Cogeneration System: A Case Study in DC County, China. **Energies**, v. 13, n. 15,

3957, ago. 2020. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/15/3957>. Acesso em: 28 jan. 2022.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia econômica e análise de custos**. São Paulo: Atlas, 1998.

IBGE. PEVS – Produção da Extração Vegetal e da Silvicultura. **IBGE**, 2022. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/agricultura-e-pecuaria/9105-producao-da-extracao-vegetal-e-da-silvicultura.html?=&t=series-historicas>. Acesso em: 26 jan. 2022.

KAN, S.; CHEN, B.; CHEN, G. Worldwide energy use across global supply chains: Decoupled from economic growth? **Applied Energy**, v.250, p. 1235–1245, sep. 2019. Disponível: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919309638>. Acesso em: 20 jan. 2022.

KLEINGESINDS, E. K. **Avaliação da hidrólise enzimática do sabugo de milho pré-tratado com ácido diluído e surfactante para a obtenção de bioetanol**. São Paulo, 2017. 94 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, 2017. Disponível em: [https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/97/97132/tde-02052017-111731/publico/BID17002\\_C.pdf](https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/97/97132/tde-02052017-111731/publico/BID17002_C.pdf). Acesso em: 02 fev. 2022.

KOUTINAS, A. A.; WANG, R.H.; WEBB, C. The biochemurgist – Bioconversion of agricultural raw materials for chemical production. **Biofuels, Bioproducts and Biorefining**, v. 1, n.1, p. 24–38, jul. 2007. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/bbb.6>. Acesso: 29 jan. 2022.

KRISHNA, B. B.; BISWAS, B.; BHASKAR, T. **Biofuels: Alternative Feedstocks and Conversion Processes for the Production of Liquid and Gaseous Biofuels**. 2<sup>o</sup> ed. Academic Press: 2019.

LEHMANN, J.; GAUNT, J.; RONDON, M. Bio-char Sequestration in Terrestrial Ecosystems – A Review. **Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change**, v. 11, n. 2, p. 403–427, mai. 2006. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11027-005-9006-5>. Acesso em: 29 jan. 2022.

LIM, J.S. *et al.* A review on utilisation of biomass from rice industry as a source of renewable energy. **Renew. Sustain. Energy Rev.**, v. 16, p. 3084–3094, jun. 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112001451>. Acesso em: 28 jan. 2022.

LIMA J. R. O.; SILVA R. B.; SILVA C. M. Biodiesel de babaçu (*Orignya sp.*) obtido por via etanólica, **Química Nova**, v. 30, n. 3, jun. 2007. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/qn/a/gc93HF8nDbqMmfCjXj9tg6M/?lang=pt>. Acesso em: 30 jan. 2022.

LORENZETT, D. B.; NEUHAUS, M.; SCHWAB, N. T. Gestão de resíduos e a indústria de beneficiamento de arroz. **Revista Gestão Industrial**, v. 08, n. 01, p. 219-232, 2012. Disponível em: <https://periodicos.utfpr.edu.br/revistagi/article/view/838>. Acesso em: 29 jan. 2022.

MACÊDO-JÚNIOR, R. O. **Avaliação de resíduos agro-industriais (sabugo do milho) no tratamento da água produzida**. Aracaju, 2013. 92 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Processos) – Universidade Tiradentes, 2013. Disponível em: <

<https://mestrados.unit.br/wp-content/uploads/sites/4/2016/04/AVALIA%C3%87%C3%83O-DE-RES%C3%84DUOS-AGRO-INDUSTRIAIS-SABUGO-DO-MILHO-NO-TRATAMENTO.pdf>>. Acesso em 02 fev. 2022.

MAILARAM, S. *et al.* **Sustainable Fuel Technologies Handbook**. 1° ed. Academic Press, 2021.

MANDØ, M. **Biomass Combustion Science, Technology and Engineering**. Woodhead Publishing Limited, 2013.

MCKENDRY, P. Energy production from biomass (part 2): conversion technologies. **Bioresour Technol**, v. 83, n. 1, p. 47-54, mai. 2002. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852401001195>. Acesso em: 05 fev. 2022.

MFRUAL. Coco Babaçu. **MFRUAL**, 2022. Disponível em: <https://www.mfrural.com.br/detalhe/258759/coco-babacu>. Acesso em: 27 jan. 2022.

MAPA. Projeções do Agronegócio: Brasil 2018/19 a 2028/29. **MAPA**, 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/politica-agricola/todas-publicacoes-de-politica-agricola/projecoes-do-agronegocio/projecoes-do-agronegocio-2018-2019-2028-2029>. Acesso em: 25 jan. 2022.

MMA. Lei N° 12.305, de 2 de agosto de 2010. **MMA**, 2010. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2010/lei/112305.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112305.htm). Acesso em: 25 jan. 2022.

MONTUORI, L.; VARGAS-SALGADO, C. ALCÁZAR-ORTEGA, M. Impact of the throat sizing on the operating parameters in an experimental fixed bed gasifier: analysis, evaluation and testing. **Renew Energy**, v. 83, p. 615-625, nov. 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115003572>. Acesso em: 28 jan. 2022.

MURATA, K. *et al.* Catalytic fast pyrolysis of jatropha wastes. **Journal of Analytical and Applied Pyrolysis**, v. 94, p. 75–82, mar. 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S016523701100194X>. Acesso em: 28 jan. 2022.

MUTHU DINESH KUMAR, R.; ANAND, R. **Advanced Biofuels**. Woodhead Publishing, 2019.

NAÇÕES UNIDAS. 17 objetivos para transformar o mundo - 2015. **NAÇÕES UNIDAS**, 2015. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>. Acesso em: 25 jan. 2022.

OLAH, G. A.; GOEPPERT, A.; PRAKASH, G. K. S. **Beyond oil and gas: the methanol economy**. 2ª ed. WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2009.

ORELLANA, B. B. M. A. **Utilização de resíduos de biomassa do Distrito Federal para fins energéticos**. Brasília, 2019. 202 f. Tese (Doutorado em Ciências Florestais) – Universidade de Brasília, 2019. Disponível em: <https://repositorio.unb.br/handle/10482/35299#:~:text=Uma%20das%20maneiras%20de%20u>



tiliza% C3%A7%C3%A3o, forma% 20de% 20pellets% 20e% 20briquetes.. Acesso em: 27 jan. 2022.

PARENTE, E. J. S. **Biodiesel: Uma Aventura Tecnológica num País Engraçado**. Fortaleza: Unigráfica, Brasil, 2003.

PATRA, T. K; SHETH, P. N. Biomass gasification models for downdraft gasifier: a state-of-the-art review. **Renew Sustain Energy Rev**, v. 50, p. 583-93, out. 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115004700>. Acesso em: 05 fev. 2022.

QUISPE, I.; NAVIA, R.; KAHHAT, R. Energy potential from rice husk through direct combustion and fast pyrolysis: A review. **Waste Management**, v. 59, p. 200–210, jan. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0956053X16305517>. Acesso em: 29 jan. 2022.

REED, T.B. **Encyclopedia of Biomass Thermal Conversion: The Principles and Technology of Pyrolysis, Gasification & Combustion**. 3° ed. Biomass Energy Foundation Press, 2002.

RICHARDS, T. Combustion of Waste in Combined Heat and Power Plants. In: TAHERZADEH, M. J. *et al.* **Sustainable Resource Recovery and Zero Waste Approaches**. Elsevier, 2019.

SANTOS, N A. **Fluxo do Biodiesel de babaçu (*Orbignya phalerata*)**. João Pessoa, 2008. 131 f. Dissertação (Mestrado em Química) – Universidade Federal da Paraíba, 2008. Disponível em: < [http://www.quimica.ufpb.br/ppgq/contents/documentos/teses-e-dissertacoes/dissertacoes/2008/Dissertacao\\_Nataly\\_A\\_Santos.pdf](http://www.quimica.ufpb.br/ppgq/contents/documentos/teses-e-dissertacoes/dissertacoes/2008/Dissertacao_Nataly_A_Santos.pdf)>. Acesso em: 26 jan. 2022.

SHAFIZADEH, F. Pyrolytic Reactions and Products of Biomass. In: OVEREND, R. P.; MILNE, T. A.; MUDGE, L. K. **Fundamentals of Thermochemical Biomass Conversion**. Elsevier Applied Science Publishers, 1985.

SILVA, R.; MORAIS, W. Estudo da Falha em Palheta de uma Turbina a Vapor Geradora de Energia. **Unisanta Science and Technology**, v. 6, n. 1, p. 27-34, jul. 2017.

SOUZA, J. V. **Industrialização e gestão de resíduos de arroz no Brasil**. Patos de Minas, 2019. 32 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Alimentos) - Universidade Federal de Uberlândia, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/28480/3/Industrializa%C3%A7%C3%A3oGes t%C3%A3oRes%C3%ADduos.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2022.

SOUZA, E. F. F.; SOUZA, E. F. S.; SILVA, L. D. B.; RESENDE, C. G. F.; NASCENTES, A. L. Avaliação da capacidade adsorptiva do sabugo de milho triturado. **Braz. J. Anim. Environ. Res.**, v. 2, n. 4, p. 1174-1190. Disponível em: <https://www.brazilianjournals.com/index.php/BJAER/article/view/2574#:~:text=Diante%20do%20exposto%2C%20este%20trabalho,do%20sabugo%20de%20milho%20triturado.&text=Verificou%2Dse%20que%2C%20quanto%20menor,da%20superf%C3%ADcie%20espec%C3%ADfica%20do%20adsorvente>. Acesso em: 01 fev. 2022.

SPEIGHT, J. G. **The Refinery of the Future**. 2° ed. Gulf Professional Publishing, 2020.

STEVEN, S.; RESTIAWATY, E.; BINDAR, Y. Routes for energy and bio-silica production from rice husk: A comprehensive review and emerging prospect. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 149, 111329, out. 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121006158>. Acesso em: 29 jan. 2022.

TEIXEIRA, M. A. Babassu—A new approach for an ancient Brazilian biomass. **Biomass and Bioenergy**, v. 32, n. 9, p. 857–864, set. 2008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0961953407002401>. Acesso em: 01 fev. 2022.

TRIPATHI, N. *et al.* Biomass waste utilization in low-carbon products: harnessing a major potential resource. **Nature NPJ / Climate and Atmospheric Science**, n. 35, 2019. Disponível em: <https://www.nature.com/articles/s41612-019-0093-5>. Acesso em: 21 jan. 2022.

TURTON, R.; BAILIE, R.C.; WHITING, W.B.; SHAEIWITZ, J.A.; BHATTACHARYA, D. **Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes**. 3<sup>o</sup>ed. New Jersey: Prentice Hall, 2009.

URIBE, R. A. M. *et al.* Produção de biodiesel a partir do sebo bovino: viabilidade econômica e métodos de produção. *In: X Congresso Nacional de Excelência em Gestão*, 2014. Disponível em: <[http://www.inovarse.org/sites/default/files/T14\\_0356\\_16.pdf](http://www.inovarse.org/sites/default/files/T14_0356_16.pdf)>. Acesso em 24 de janeiro de 2022.

VAZ JUNIOR, S. **Aproveitamento de resíduos agroindustriais: uma abordagem sustentável**. Brasília: Embrapa Agroenergia, 2020.

WEISSER, D. A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. **Energy**, v. 32, n. 9, p. 1543–1559, set. 2007. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054420700028X>. Acesso em: 15 jan. 2022.

WERPY, T.; PETERSEN, G. **Top Value Added Chemicals from Biomass: Volume I -- Results of Screening for Potential Candidates from Sugars and Synthesis Gas**. OSTI, 2004.

WIESBERG, I. L. **Hidrogenação de CO<sub>2</sub> ou bi-reforma de gás natural: análise técnica, econômica e ambiental**. Rio de Janeiro, 2016. 146 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <http://www.h2cin.org.br/download/producao-de-metanol-via-hidrogenacao-de-co2-ou-bi-reforma-de-gas-natural.pdf>. Acesso em: 03 fev. 2022.

XU, G.; SCHWARZ, P; YANG, H. Adjusting energy consumption structure to achieve China's CO<sub>2</sub> emissions peak. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 122, 109737, abr. 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120300344>. Acesso em: 28 jan. 2022.

YAASHIKAA, P. R. *et al.* Bioconversion of municipal solid waste into bio-based products: A review on valorisation and sustainable approach for circular bioeconomy. **Science of The**

**Total Environment**, v. 748, 141312, dez. 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969720348415>. Acesso em: 29 jan. 2022.

YAO, Y.; XU, J. H.; SUN, D. Q. Untangling global levelised cost of electricity based on multi-factor learning curve for renewable energy: wind, solar, geothermal, hydropower and bioenergy. **Journal of Cleaner Production**, v. 285, 124827, fev. 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965262034871X>. Acesso em: 28 jan. 2022.

ZHANG, H. *et al.* Biomass fast pyrolysis in a fluidized bed reactor under N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub> and H<sub>2</sub> atmospheres. **Bioresour. Technol.**, v. 102, n. 5, p. 4258–4264, mar. 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852410020389>. Acesso em : 10 out. 2021.

ZHANG, J.; ZHANG, X. The thermochemical conversion of biomass into biofuels. In: VERMA, D. *et al.* **Biomass, Biopolymer-Based Materials, and Bioenergy**. Woodhead Publishing, 2019.

ZOU, Y.; YANG, T. Rice Husk, Rice Husk Ash and Their Applications. *In*: CHEONG, L.; XU, X. **Rice Bran and Rice Bran Oil**. Academic Press, 2019.