

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

**FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

MARCELO FERREIRA PELEGRINI

**AVALIAÇÃO TÉCNICA, ECONÔMICA E AMBIENTAL DA GERAÇÃO
TERMOELÉTRICA COM *COFIRING* DE GÁS NATURAL E DE
SÍNTESE DA GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA**

Ilha Solteira
2021

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

MARCELO FERREIRA PELEGRINI

AVALIAÇÃO TÉCNICA, ECONÔMICA E AMBIENTAL DA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA COM *COFIRING* DE GÁS NATURAL E DE SÍNTESE DA GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica. Especialidade Ciências Térmicas.

Prof. Dr. Ricardo Alan Verdú Ramos
Orientador

Prof. Dr. Cassio Roberto Macedo Maia
Coorientador

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

P382a Pelegrini, Marcelo Ferreira.
Avaliação técnica, econômica e ambiental da geração termoeletrica com
cofiring de gás natural e de síntese da gaseificação de biomassa / Marcelo
Ferreira Pelegrini. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2021
279 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia
de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Ciências Térmicas, 2021

Orientador: Ricardo Alan Verdú Ramos
Coorientador: Cassio Roberto Macedo Maia
Inclui bibliografia

1. *Cofiring*. 2. Gaseificação. 3. Renovabio. 4. Curvas de Aprendizagem. 5.
Opções reais.


Rajane da Silva Santos
Supervisora Técnica de Seção
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CRB-8 - 9999

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA TESE: Avaliação técnica, econômica e ambiental da geração termoeletrica com co-firing de gás natural e de síntese da gaseificação de biomassa

AUTOR: MARCELO FERREIRA PELEGRINI

ORIENTADOR: RICARDO ALAN VERDÚ RAMOS

COORIENTADOR: CASSIO ROBERTO MACEDO MAIA

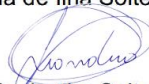
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA MECÂNICA, área: Ciências Térmicas pela Comissão Examinadora:



Prof. Dr. RICARDO ALAN VERDÚ RAMOS (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



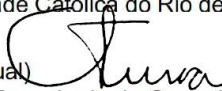
Prof. Dr. JOAO BATISTA CAMPOS SILVA (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



Prof. Dr. LEANDRO OLIVEIRA SALVIANO (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



Prof. Dr. CARLOS DE LAMARE BASTIAN PINTO (Participação Virtual)
Departamento de Administração / Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC



Prof. Dr. CELSO EDUARDO TUNA (Participação Virtual)
Departamento de Química e Energia / Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá - UNESP

Ilha Solteira, 28 de janeiro de 2021

DEDICATÓRIA

À minha esposa Rosa Maria e a meus filhos Luiz Otávio e Pedro Antônio pelas palavras de carinho, respeito e incentivo e por todos os momentos que compartilhamos juntos nesta grande aventura que é a vida!

AGRADECIMENTOS

Ao concluirmos mais uma etapa na jornada pelo conhecimento, é sempre importante agradecer as pessoas que, de uma maneira ou de outra, estiveram presentes durante o caminho.

Meu obrigado vai primeiramente para minha esposa Rosa Maria. Suas palavras de carinho, companheirismo, amizade e bom senso são um refúgio nas horas mais difíceis. Aos meus filhos Luiz Otávio e Pedro Antônio, que mesmo na sua inocência de crianças me ensinam a ser uma pessoa melhor.

Aos meus pais, Otávio e Aparecida, pela confiança, carinho e incentivo que sempre depositaram em minha pessoa. Ao meu irmão e amigo Alexandre, sua esposa Maiara e meus sobrinhos Rafael e Isabele. Em nome deles agradeço toda a família.

Agradeço também aos orientadores Ricardo Alan e Cassio Maia, pela compreensão que tiveram com minha dupla jornada para poder desempenhar as obrigações como pesquisador na universidade e gestor público no trabalho, buscando não comprometer a qualidade de ambos.

Também não poderia deixar de agradecer ao apoio e incentivo que recebi dos amigos Anderson Gomes e Thiago Antonini, nem das contribuições a este trabalho e na minha formação acadêmica dos professores Carlos Bastian e João Campos Silva.

E acima de tudo a Deus, que nos guia e protege para construção de um mundo mais justo, tolerante e verdadeiro.

“E fructu arbor cognoscitur”
Provérbio latino,
autoria desconhecida.

RESUMO

O objetivo deste trabalho é o estudo da aplicação da tecnologia de gaseificação e *cofiring* em termelétricas que hoje utilizam apenas gás natural e que estejam localizadas em áreas de grande disponibilidade de biomassa, como é o caso da região oeste de São Paulo ou a costa leste do Mato Grosso do Sul. Foi avaliada a viabilidade técnica, ambiental e econômica de tal tecnologia, levando em consideração de que se trata de solução ainda em fase de desenvolvimento e que ainda não há registros de empreendimentos desta natureza em operação comercial. Para isso, foi utilizada a abordagem de curvas de aprendizagem para prever o comportamento dos custos de instalação da tecnologia em função do aumento da capacidade instalada. Como esta abordagem geralmente apresenta diversas fontes de incertezas, a análise de viabilidade foi realizada a partir da teoria das Opções Reais. Na pesquisa bibliográfica realizada não foi encontrado nenhum artigo onde a utilização das duas técnicas de forma combinada tenha sido usada para estudar a tecnologia de gaseificação. Além disso, também foi utilizada a metodologia criada para o programa Renovabio e adaptada para este estudo com objetivo de calcular o benefício ambiental das soluções propostas, medido em créditos de descarbonização (CBIOS). Os resultados indicaram o grande potencial energético para geração de energia através de biomassas da região que compreende o oeste de São Paulo e a costa leste do Mato Grosso do Sul e que a utilização do programa Renovabio para o mercado de energia apresenta resposta positiva, aumentando a receita esperada do empreendimento, diminuindo as emissões de carbono equivalentes e podendo funcionar como uma primeira abordagem para um futuro mercado de carbono para a indústria de energia elétrica no Brasil. E do ponto de vista termodinâmico, a operação com níveis controlados da mistura de gás de síntese e gás natural não trouxe grandes mudanças nas variáveis de operação do ciclo combinado. Percebe-se que, para todos os casos estudados, com o incremento do percentual de gás de síntese na mistura de gás natural, ocorre o aumento da potência do ciclo e uma leve diminuição das suas eficiências de 1ª e 2ª lei. E, finalmente, do ponto de vista econômico, o investimento numa planta com estas configurações apresentou valor na opção de espera pela consolidação da tecnologia da gaseificação quando analisada sob a ótica das técnicas de curvas de aprendizagem e opções reais combinadas entre si.

Palavras-chave: Cofiring. Gaseificação. Renovabio. Curvas de aprendizagem. Opções reais.

ABSTRACT

In this paper, the technical, environmental and economic feasibility of gasification and cofiring technology in powerplants that use only natural gas and are located in areas of high biomass availability were evaluated, taking into account that it is a solution still in development stage and there are still no records of projects like this in commercial operation. In order to achieve this objective, the learning curve approach was used to predict the behavior of installation costs due to the increase in installed capacity. As this approach generally presents several sources of uncertainties, the feasibility analysis was performed based on the real options theory. In the bibliographic research carried out, no article was found in Brazil where both techniques have been used in a combined form to study gasification technology. In addition, the methodology used in Renovabio program and adapted for this study was also used in order to calculate the environmental benefit of the proposed solutions, measured in decarbonization credits (CBIOs). The results indicated the great energy potential for energy generation through biomass in the region that comprises the west of São Paulo and the east coast of Mato Grosso do Sul and that the use of the Renovabio program for the energy market presents a positive response, increasing the expected revenue of the enterprise, decreasing the equivalent carbon emissions and may work as a first approach for a future carbon market for the electric power industry in Brazil. And from a thermodynamic point of view, the operation with controlled levels of the mixture of synthesis gas and natural gas did not bring about major changes in the operating variables of the combined cycle. It is noticeable that, for all the cases studied, with the increase in the percentage of synthesis gas in the mixture of natural gas, there is an increase in the power of the cycle and a slight decrease in its 1st and 2nd law efficiencies. And finally, from an economic point of view, the option of investing in a plant with these configurations showed value by the wait the technology cost decreasing when this problem is analyzed by combination of learning curve and real options theory.

Keywords: Cofiring. Gasification. Renovabio. Learning curves. Real options.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta de Energia Elétrica no Brasil por fontes.	30
Figura 2 - Áreas de árvores plantadas no Brasil por estado e gênero (2018).	31
Figura 3 - Consumo anual primário de energia no mundo desde 1800.....	39
Figura 4 - Principais fluxos comerciais globais de recursos de biomassa para usos finais de energia.	40
Figura 5 - Correlação entre o teor de umidade e o poder calorífico superior do eucalipto.	44
Figura 6 - Alternativas para transformação da energia química da biomassa em produtos energéticos.	49
Figura 7 - Etapas do processo de gaseificação.....	52
Figura 8 - Efeito da variação do fator de ar nos parâmetros da gaseificação.	56
Figura 9 - Representação esquemática dos tipos de <i>cofiring</i> para um ciclo Rankine.	58
Figura 10 - Mapa característico de um compressor axial multiestágio de uma turbina a gás industrial.	62
Figura 11 - Comparação entre os custos de energia entre 2010 e 2017.....	65
Figura 12 - Ciclo de vida de um produto e sua relação com seus custos e preços...68	
Figura 13 - Representação log-linear da curva de aprendizagem de diversas tecnologias para de geração de energia.	70
Figura 14 - Representação gráfica de um Fluxo de Caixa.	77
Figura 15 - Árvore Binomial CRR para três períodos de tempo.	87
Figura 16 - Iniciativas Mundiais para precificação do Carbono.....	89
Figura 17 - Ciclo de vida de um biocombustível e seu respectivo nível de emissões.	92
Figura 18 - Modelo de funcionamento do Renovabio.	94
Figura 19 - Área geográfica objeto da análise do potencial de geração de energia através de biomassa.	98
Figura 20 - Variação da energia de Gibbs em função do avanço da reação.....	113
Figura 21 - Representação do gaseificador modelado no Cycle-Tempo®.	115
Figura 22 - Interface gráfica do programa Cycle-Tempo®.....	121
Figura 23 - Representação gráfica exemplificando o cálculo do balanço de massa e energia no programa Cycle-Tempo®.	122

Figura 24 - Funcionamento de um ciclo combinado com queima suplementar na HRSG e cogeração de vapor.....	124
Figura 25 - Configuração da termelétrica utilizada como referência para as análises (Caso 1).....	134
Figura 26 - Configuração da termelétrica utilizada como referência para as análises (Caso 2).....	138
Figura 27- Variação cambial do real frente ao dólar nominal e corrigida pela inflação do Brasil e Estados Unidos.	154
Figura 28 - Potencial energético dos resíduos florestais de eucalipto.....	160
Figura 29 - Potencial energético de 30% das toras de eucalipto.....	160
Figura 30 - Potencial Energético combinado em função da disponibilidade das toras de eucalipto para produção de energia elétrica.....	161
Figura 31 - Potencial energético combinado em função da disponibilidade das toras de eucalipto para produção de energia elétrica num raio de 50 km.	162
Figura 32 - Potencial energético do bagaço de cana.	163
Figura 33 - Potencial energético da palha de cana.	164
Figura 34 - Relação entre o poder calorífico e o teor de gás de síntese na mistura do combustível.	166
Figura 35 - Relação entre a TIT e o teor de gás de síntese na mistura do combustível.	167
Figura 36 - Razão de compressão e temperatura de entrada da turbina.	168
Figura 37 - Variação das potências bruta e líquida em função do teor de gás de síntese oriundo de toras de eucalipto (Caso 2a).	174
Figura 38 - Variação das potências bruta e líquida em função do teor de gás de síntese oriundo de resíduos de eucalipto (Caso 2b).	176
Figura 39 - Variação das potências bruta e líquida em função do teor de gás de síntese oriundo do bagaço de cana (Caso 2c).	177
Figura 40 - Variação das potências bruta e líquida em função do teor de gás de síntese oriundo da palha da cana (Caso 2d).	179
Figura 41 - Variação da razão de compressão nas condições original e controle VIGV para gás de síntese oriundo de toras de eucalipto (Caso 2a).	182
Figura 42 - Variação da razão de compressão nas condições original e controle VIGV para gás de síntese oriundo de resíduos de eucalipto (Caso 2b).	184

Figura 43 - Variação da razão de compressão nas condições original e controle VIGV para gás de síntese oriundo do bagaço de cana (Caso 2c)	186
Figura 44 - Variação da razão de compressão nas condições original e controle VIGV para gás de síntese oriundo da palha de cana (Caso 2d)	188
Figura 45 - VPL e Fluxo de caixa acumulado do projeto para a UTE em ciclo combinado operando com gás natural (Caso 1)	191
Figura 46 - VPL e Fluxo de caixa acumulado do projeto para a UTE operando em <i>cofiring</i> com gás de síntese oriundo das toras de eucalipto (Caso 2a)	192
Figura 47 - VPL e Fluxo de caixa acumulado do projeto para a UTE operando em <i>cofiring</i> com gás de síntese oriundo dos resíduos de eucalipto (Caso 2b)	193
Figura 48 - VPL e Fluxo de caixa acumulado do projeto para a UTE operando em <i>cofiring</i> com gás de síntese oriundo de bagaço de cana (Caso 2c)	194
Figura 49 - VPL e Fluxo de caixa acumulado do projeto para a UTE operando em <i>cofiring</i> com gás de síntese oriundo da palha de cana (Caso 2d)	195
Figura 50 - Comparação entre os fluxos de Caixa Descontados de todas as alternativas modeladas.	196
Figura 51 - Investimento, VPL e VPL em 0 da alternativa de investimento em ciclo combinado utilizando toras de eucalipto (Caso 2a)	198
Figura 52 - Investimento, VPL e VPL em 0 da alternativa de investimento em ciclo combinado utilizando resíduos de eucalipto (Caso 2b)	199
Figura 53 - Investimento, VPL e VPL em 0 da alternativa de investimento em ciclo combinado utilizando bagaço de cana (Caso 2c)	200
Figura 54 - Investimento, VPL e VPL em 0 da alternativa de investimento em ciclo combinado utilizando palha de cana (Caso 2d)	200
Figura 55 - Árvore binomial do Investimento Incremental em gaseificação.	203
Figura 56 - Árvore binomial do Valor Presente Líquido sem opção de espera	204
Figura 57 - Árvore de probabilidades em função do tempo	205
Figura 58 - Árvore binomial do Valor Presente Líquido com opção de espera	206
Figura 59 - Árvore Binomial de valores do investimento e seu respectivo valor médio em função do tempo	207
Figura 60 - Valor Presente Líquido esperado para o investimento em <i>cofiring</i> utilizando palha de cana como biomassa para produção do gás de síntese.	208
Figura 61 - Valor da Opção Real em função da taxa de aprendizagem esperada.	209
Figura 62 - Valor da Opção Real em função da volatilidade esperada	209

Figura 63 - Ciclo do carbono na Terra, com seu respectivo fluxo e estoque de carbono no solo, atmosfera e oceanos.	238
Figura 64 - Esquema ilustrativo da estrutura dos materiais lignocelulósicos.	240
Figura 65 - Representações de uma molécula de celulose.....	242
Figura 66 - Estrutura química de alguns dos açúcares constituintes da hemicelulose.	243
Figura 67 - Estrutura representativa da macromolécula de lignina.	243
Figura 68 - Área plantada com culturas energéticas em 2014.	245
Figura 69 - Distribuição das usinas de geração elétrica a vapor que utilizam biomassa no Brasil.	246
Figura 70 - <i>Market Share</i> dos maiores produtores mundiais de pellets de madeira.	247
Figura 71 - Dados de produção de cana-de-açúcar no Brasil entre 2005 e 2020. ...	248
Figura 72 - Áreas de cultivo de cana-de-açúcar mapeadas por imagens de satélite.	249
Figura 73 - Potencial técnico médio de exportação das usinas sucroalcooleiras utilizando o bagaço disponível para geração.	251
Figura 74 - Vendas de etanol anidro + hidratado e gasolina A no Brasil.	252
Figura 75 - Evolução da Área plantada de eucalipto no Brasil no período de 2012 a 2018 e respectiva distribuição por estados produtores.	255
Figura 76 - Produtividade (Pm) e rotação média de árvores no Brasil em comparação a outros países.....	257
Figura 77 - Usos de madeiras oriundas de florestas plantadas no Brasil.....	258
Figura 78 - Projeção da produção de biomassa florestal em florestas energéticas.	259
Figura 79 - Dispersão dos dados de custo do transporte da cana amostrados em diferentes regiões do estado de São Paulo.....	265
Figura 80 - Veículo com gasogênio.	267
Figura 81 - Classificação dos gaseificadores de acordo com seus aspectos construtivos.	268
Figura 82 - Configuração esquemática de um ciclone utilizado para retirada de material particulado no processo de limpeza do gás de síntese.	275

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Composição química elementar em base seca de algumas espécies de eucalipto e de cana de açúcar.....	42
Tabela 2 - Composição química imediata de algumas espécies de eucalipto e de cana de açúcar.....	43
Tabela 3 - Poder calorífico de algumas biomassas.....	46
Tabela 4 - Gás de Síntese produzido em diferentes gaseificadores.....	50
Tabela 5 - Qualidade do gás em função da utilização.....	50
Tabela 6 - Variação do poder calorífico inferior do gás de síntese em função do agente gaseificante empregado.....	51
Tabela 7 - Reações Termoquímicas que ocorrem durante a gaseificação.....	52
Tabela 8 - Razão ar-combustível estequiométrica em base mássica para algumas biomassas de interesse.....	55
Tabela 9 - Faixa de valores reportados para taxas de aprendizagem modeladas com 1 ou 2 fatores.....	73
Tabela 10 - Metas para redução das emissões equivalentes do CO ₂ na matriz de transporte brasileira até 2030.....	92
Tabela 11 - Premissas assumidas para determinação do Potencial energético dos resíduos e toras de Eucalipto na Costa Leste do MS.....	100
Tabela 12 - Dados da produção de cana de açúcar dividida pelas Regiões Administrativas de São Paulo – Safra 2018/19.....	102
Tabela 13 - Premissas assumidas para determinação do Potencial energético do bagaço e das palhas de cana no Oeste de São Paulo.....	103
Tabela 14 - Parâmetros de operação para o gaseificador.....	109
Tabela 15 - Parâmetros de operação para o gaseificador.....	114
Tabela 16 - Condições ambientais utilizadas nas simulações.....	125
Tabela 17 - Propriedades do gás natural na entrada da termelétrica.....	126
Tabela 18 - Composição química do gás natural em base molar.....	126
Tabela 19 - Fator de ar utilizado em função da biomassa.....	128
Tabela 20 - Poder Calorífico Inferior dos gases de síntese.....	128
Tabela 21 - Condições de entrada e outros parâmetros de Interesse da termelétrica analisada.....	135

Tabela 22 - Configurações analisadas para queima de gás de síntese num ciclo combinado.....	137
Tabela 23 - Características do mix de combustíveis fósseis substituídos pelo Gás de Síntese.	142
Tabela 24 - Biomassas consideradas como resíduos na metodologia do Renovabio.	142
Tabela 25 - Fator de ar utilizado no gaseificador em função do tipo de biomassa. .	144
Tabela 26 - Emissões equivalentes por unidade de energia.	144
Tabela 27 - Referências do valor de Investimento e custos associados à operação das termelétricas.	147
Tabela 28 - Configurações analisadas para queima de gás de síntese num ciclo combinado.....	149
Tabela 29 - Parâmetros de referência para o sistema de gaseificação.	150
Tabela 30 - Parâmetros para construção da árvore binomial do valor do investimento numa planta de gaseificação.....	156
Tabela 31 - Valores do PCI utilizados neste trabalho e por Khorshid (2016).....	166
Tabela 32 - Comparação entre alguns resultados encontrados neste trabalho e Khorshidi (2016).	167
Tabela 33 - Principais valores encontrados para os parâmetros termodinâmicos utilizando a simulação normal e o modelo <i>off design</i>	169
Tabela 34 - Estados termodinâmicos nos principais pontos de interesse (Caso base).	170
Tabela 35 - Potência, eficiências e outros parâmetros de interesse.....	171
Tabela 36 - Configurações analisadas para queima de gás de síntese num ciclo combinado.....	172
Tabela 37 - Parâmetros termodinâmicos na turbina a gás em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2a - Toras de eucalipto).	173
Tabela 38 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2a - Toras de eucalipto).	173
Tabela 39 - Parâmetros termodinâmicos na turbina a gás em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2b - Resíduos de eucalipto).....	175
Tabela 40 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2b - Resíduos de eucalipto).	175

Tabela 41 - Parâmetros termodinâmicos na turbina a gás em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2c - Bagaço de cana).	176
Tabela 42 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2c - Bagaço de cana).	177
Tabela 43 - Parâmetros termodinâmicos na turbina a gás em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2d - Palha de Cana).	178
Tabela 44 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2d - Palha de Cana).	179
Tabela 45 - Parâmetros da turbina a gás em função do teor de gás de síntese com ou sem estratégia de fechamento das VIGVs (Caso 2a - Toras de eucalipto).	181
Tabela 46 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2a -Toras de eucalipto).	181
Tabela 47 - Parâmetros da turbina a gás em função do teor de gás de síntese com ou sem estratégia de fechamento das VIGVs (Caso 2b - Resíduos de eucalipto). .	183
Tabela 48 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2b - Resíduos de eucalipto).	183
Tabela 49 - Parâmetros da turbina a gás em função do teor de gás de síntese com ou sem estratégia de fechamento das VIGVs (Caso 2c - Bagaço de Cana).	185
Tabela 50 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2c - Bagaço de Cana).	185
Tabela 51 - Parâmetros da turbina a gás em função do teor de gás de síntese com ou sem estratégia de fechamento das VIGVs (Caso 2d - Palha de Cana).	187
Tabela 52 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2d - Palha de Cana).	187
Tabela 53 - Intensidade de Carbono para o gás de síntese oriundo de resíduos de eucalipto.	189
Tabela 54 - Intensidade de Carbono para o gás de síntese oriundo de bagaço de cana.	189
Tabela 55 - Intensidade de Carbono para o gás de síntese oriundo da palha de cana.	190
Tabela 56 - Principais indicadores financeiros do projeto para a UTE em ciclo combinado operando com gás natural (Caso 1).	191
Tabela 57 - Principais indicadores financeiros do projeto para a UTE operando em <i>cofiring</i> com gás de síntese oriundo das toras de eucalipto (Caso 2a).	192

Tabela 58 - Principais indicadores financeiros do projeto para UTE operando em <i>cofiring</i> com gás de síntese oriundo de resíduos de eucalipto (Caso 2b).	193
Tabela 59 - Principais indicadores financeiros do projeto para UTE operando em <i>cofiring</i> com biomassa de bagaço de cana (Caso 2c).....	194
Tabela 60 - Principais indicadores financeiros do projeto para UTE operando em <i>cofiring</i> com biomassa da palha de cana (Caso 2d).....	195
Tabela 61 - Análise determinística para Investimento, VPL e e VPL descontado ao ano 0 para construção de um sistema de gaseificação para diversas biomassas. .	197
Tabela 62 - Comparação entre os valores do VPL incremental pela abordagem tradicional e por opções reais no ano 0 da análise.	202
Tabela 63 - Valores Presente Líquidos esperados em função do tempo pela abordagem de opções reais.	202
Tabela 64 - Rotas tecnológicas para conversão da biomassa em produtos e serviços energéticos.	239
Tabela 65 - Diferenças entre as características da cana tradicional e da cana energia.	250
Tabela 66 - Estimativa de produção de bagaço de cana no Brasil.	253
Tabela 67 - Consumo de madeira no Brasil por segmento.....	256
Tabela 68 - Produção de resíduos na indústria brasileira do eucalipto e destinação final em 2018.....	259
Tabela 69 - Custo unitário de transporte em função do modal, biomassa e região analisada (Custos referenciados em dólares de 2014).	262
Tabela 70 - Distâncias ótimas para transporte de biomassa [km].	263
Tabela 71 - Comparação entre os tipos de gaseificadores.....	271
Tabela 72 - Problemas associados a falta de limpeza no gás de síntese.	272
Tabela 73 - Classificação das tecnologias para remoção de impurezas no gás de síntese.....	273
Tabela 74 - Principais parâmetros dos sistemas de remoção de material particulado.	276
Tabela 75 - Principais parâmetros dos sistemas de remoção de material particulado.	278
Tabela 76 - Simbologia utilizada no Cycle-Tempo® para representação do ciclo termodinâmico.....	279

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CRR	<i>Cox, Ross e Rubinstein</i>
P&D	Pesquisa de Desenvolvimento
BIG-GTCC	<i>Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CBIOs	Créditos de Descarbonização
Proálcool	Programa Nacional do Alcool
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
CTC	Centro de Tecnologia Canavieira
CVU	Custo Variável Unitário
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
GEE	Gases de Efeito Estufa
HRSG	<i>Heat Recovery Steam Generator</i>
IBA	Indústria Brasileira de Árvores
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IGCC	<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
LCFS	Padrão de Combustíveis de Baixo Carbono da Califórnia
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MGB	Movimento Geométrico Browniano
MS	Estado de Mato Grosso do Sul
Payback	Tempo de Retorno do Investimento
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S/A
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
RED	Diretiva de Energia Renovável
Renovabio	Programa Nacional de Biocombustíveis
RFS	Padrão de Combustíveis Renováveis
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro

SP	Estado de São Paulo
TG	Turbina a Gás
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TIR	Taxa Interna de Retorno
TV	Turbina a Vapor
UTE	Usina termelétrica
VIGVs	<i>Variable Inlet Guide Vanes</i>
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos latinos

a	número de anos para que ocorra a duplicação da capacidade instalada (ano)
A_p	área plantada de eucalipto (ha)
A^*	área normal ao escoamento na entrada 1º estágio da turbina (m ²)
b_s	base seca (%)
b_u	base úmida (%)
B_{bag}	quantidade de biomassa contida no bagaço de cana (t/ano)
B_{disp}	biomassa disponível para utilização na indústria de energia (t/ano)
B_{palha}	quantidade de biomassa nas palhas de cana (t/ano)
B_{res}	biomassa dos resíduos de madeira (cascas, raízes e copas) (t/ano)
B_{toras}	quantidade de biomassa contida nas toras de eucalipto (t/ano)
C	custo de produção da última unidade (USD/un)
C_0	custo da primeira unidade (USD/un)
$CBIO$	crédito de Descarbonização, ou seja, uma tonelada de carbono não emitido (t)
C_s	custo do sistema analisado (MMUSD)
C_R	custo do sistema de referência (MMUSD)
$CO_{2(anual)}$	emissões anuais equivalentes de CO ₂ (kg CO _{2eq} /ano)
dN_i	variação do número de mols dos componentes (kg CO _{2eq} /ano)
d	fator multiplicativo positivo na binomial CRR
dt	intervalo diferencial de tempo no processo
dz	termo diferencial estocástico – Incremento de <i>Wiener</i> padrão
E_{disp}	energia disponível na biomassa (kJ)
E_{res}	energia disponível nos resíduos florestais deixados na floresta (kJ)
E_{toras}	energia disponível nas toras de eucalipto (kJ)
E_{bag}	energia disponível no bagaço de cana (kJ)
E_{palha}	energia disponível nas palhas de cana (kJ)
ex_e	exergia específica na entrada do volume de controle (kJ/kg)
ex_s	exergia específica na saída do volume de controle (kJ/kg)
ex_{rev}^f	exergia física reversível no volume de controle (kW)

$\dot{E}x_{vapor}$	exergia disponibilizada para cogeração através do vapor (MW)
FC_i	entrada líquida de capital anual (R\$)
FCt	fluxo de caixa do projeto no período (R\$)
F	fator de escala
g	aceleração gravitacional (m/s ²)
$\bar{g}_i$	energia livre de gibbs na base molar (kJ/kmol)
H	percentual de hidrogênio presente no combustível (%)
$ hc $	valor absoluto da entalpia de combustão do combustível (kJ/kg)
h_{lv}	calor latente de evaporação da água (kJ/kg);
$\bar{h}_f^\circ$	entalpia de formação da substância no estado de referência (kJ/kg)
$\bar{h}^\circ$	entalpia sensível da substância no estado de referência (kJ/kmol)
h_e	entalpia específica na seção de entrada do volume de controle (kJ/kg)
h_s	entalpia específica na seção de saída do volume de controle (kJ/kg)
I	capital total investido no início de operação do projeto (R\$)
I_0	investimento inicial realizado (R\$)
$I_{(i)}$	investimento para se produzir a unidade (R\$)
j	número de amostras.
LR_{anual}	taxa de aprendizagem em base anual (%)
LR	taxa de aprendizagem (%)
m	massa de H ₂ O em estado líquido presente no combustível (kg)
M	massa molar do combustível (kmol)
$\dot{m}$	vazão mássica através do volume controle (kg/s)
$\dot{m}_{ar}$	vazão mássica do combustível ar de entrada (kg/s)
$\dot{m}_{comb}$	vazão mássica do combustível (kg/s)
$\dot{m}_e$	vazão mássica que entra no volume de controle (kg/s)
$\dot{m}_{gases}$	vazão mássica dos gases de combustão (kg/s)
$\dot{m}_{GS}$	vazão mássica de gás de síntese produzido (kg/s)
$\dot{m}_{sup}$	vazão mássica de combustível no queimador suplementar (kg/s)
$\dot{m}_s$	vazão mássica que sai do volume de controle (kg/s)
n	período de análise (anos)
$N(0,1)$	distribuição normal padrão
p	probabilidade neutra ao risco (risco-neutro) (%)
p_e	pressão de entrada (Pa)

p_s	pressão de saída (Pa)
p_0	pressão de entrada na turbina (kPa)
P_m	produtividade média do eucalipto brasileiro (m ³ /ha.ano)
$PCI_{\text{útil}}$	poder calorífico inferior útil (kJ/kg)
PCS	poder calorífico superior (kJ/kg)
PCI	poder calorífico inferior (kJ/kg)
$PCI_{\text{útil(res)}}$	poder calorífico inferior útil dos resíduos deixados na floresta (kJ/kg)
$PCI_{\text{útil(toras)}}$	poder calorífico inferior útil das toras de eucalipto (kJ/kg)
$PCI_{\text{útil(bag)}}$	poder calorífico inferior útil do bagaço de cana (kJ/kg)
$PCI_{\text{útil(palha)}}$	poder calorífico inferior útil da palha de cana (kJ/kg)
PCI_{comb}	poder calorífico inferior do Combustível (kJ/kg)
PCI_{sup}	poder calorífico inferior do combustível no queimador suplementar(kJ/kg)
PR	razão de compressão (<i>pressure ratio</i>)
$\dot{Q}_{\text{vapor}}$	energia térmica disponibilizada para cogeração (MW)
$\dot{Q}_{\text{H}_2\text{O}}$	energia fornecida ao ciclo pela água de reposição (MW)
Q_e	produção de biocombustível analisada [10 ⁻⁶ MJ]
$\dot{Q}_{v.c.}$	potência térmica no volume de controle (kW)
Q	capacidade instalada (MW)
Q_a	capacidade instalada no instante A (MW)
Q_b	capacidade instalada no instante B (MW)
Q_p	quantidade produzida (MW)
r	taxa de desconto adotada (%)
$(Ra/c)_{\text{real}}$	razão ar-combustível real
$(Ra/c)_{\text{esteq.}}$	razão ar-combustível estequiométrica
R	estoque de investimento em pesquisa e desenvolvimento
R_m	taxa de remuneração do mercado
r_f	taxa livre de risco
R_u	constante universal dos gases (J/molK)
S	valor do ativo (USD)
ΔS_{sist}	variação de entropia de um sistema (kJ/kgK)
$\dot{S}_{\text{ger}}$	geração de entropia devido às irreversibilidades do processo (kJ/kgK)
S_2	entropia no ponto de análise 2 (kJ/kgK)
S_1	entropia no ponto de análise 1 (kJ/kgK)

S_e	entropia específica na entrada do volume de controle (kJ/kgK)
S_s	entropia específica na saída do volume de controle (kJ/kgK)
S_S	capacidade do sistema analisado (fluxo mássico ou molar, a depender do equipamento);
S_R	capacidade do sistema de referência (fluxo mássico ou molar, a depender do equipamento)
t	intervalo de tempo
TIR	taxa interna de retorno
TIT	temperatura de entrada na turbina (K)
T, P	pressão e temperatura da reação (kPa, °C)
TP	taxa de progresso
T_j	temperatura superficial do volume de controle
T_0	temperatura do estado morto
tx_{fos}	taxa de emissão de gases de efeito estufa oriundo do combustível fóssil (gCO _{2eq} /MJ)
tx_{ren}	taxa de emissão de gases de efeito estufa oriundo do combustível renovável (gCO _{2eq} /MJ)
U	percentual de unidade do combustível (%)
u	fator multiplicativo positivo na binomial CRR
VP	presente dos fluxos de caixa descontados para o ano 0
VF	valor dos fluxos de caixa descontados para o ano n
VPL	valor presente líquido (??)
V_e	velocidade do fluido na entrada do volume de controle (m/s)
V_s	velocidade do fluido na saída do volume de controle (m/s)
$\dot{W}_{TG}$	potência de eixo útil na turbina a gás (MW)
$\dot{W}_{TV}$	potência útil de eixo na turbina a vapor (MW)
$\dot{W}_{bop}$	potência gasta nos sistemas auxiliares (bombas, compressores, etc...) (MW)
w_{rev}^{total}	trabalho reversível total (kJ)
$\dot{w}_{rev}$	potência reversível no volume de controle (MW)
$\dot{W}_{v.c.}$	taxa de transferência de trabalho no volume de controle (MW)
$\dot{X}_{dest.}$	taxa de exergia destruída no volume de controle (MW)
x_i	valor da amostra

$\bar{x}$	valor médio da amostra ou <i>drift</i>
Z_e	cota do fluido na entrada do volume de controle em relação a uma linha de referência (m)
Z_s	cota do fluido na saída do volume de controle em relação a uma linha de referência (m)
Z	fator de compressibilidade

Símbolos gregos

λ	fator de ar (razão de equivalência);
α	elasticidade do custo unitário em relação à produção.
α	parâmetro que representa o aprendizado por repetição da atividade;
β	parâmetro relacionado ao aprendizado por pesquisa e desenvolvimento.
μ_i	taxa ajustada ao risco do ativo i
β_i	risco associado ao investimento
δt	intervalo de tempo
α	desvio (<i>drift</i>) ou taxa de crescimento
σ	volatilidade (desvio padrão) de s
σ	volatilidade do ativo
η_I	eficiência de primeira lei
η_{II}	eficiência de segunda lei
$\eta_{E(I)}$	eficiência elétrica de primeira lei
$\eta_{E(II)}$	eficiência elétrica de segunda lei
η_{G_I}	eficiência global de primeira lei
$\eta_{G(II)}$	eficiência de segunda lei
$\eta_{T(I)}$	eficiência térmica de primeira lei
$\eta_{T(II)}$	eficiência térmica de segunda lei
γ	razão entre os calores específicos a pressão e volume constantes
μ	taxa de desconto ajustada ao risco no período t
σ	desvio padrão ou volatilidade da amostra
Ω	último período de tempo analisado

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	29
1.1. OBJETIVOS.....	34
1.2. JUSTIFICATIVAS.....	35
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	36
2. POTENCIAL DE GERAÇÃO DE BIOMASSA	38
2.1. INTRODUÇÃO	38
2.2. ASPECTOS QUÍMICOS E ENERGÉTICOS DA BIOMASSA.....	41
2.2.1. Análise Química Elementar.....	42
2.2.2. Análise Química Imediata	42
2.2.3. Poder Calorífico – Definições	45
3. PROCESSOS DE GASEIFICAÇÃO E COFIRING	48
3.1. DEFINIÇÕES	48
3.2. PROCESSOS QUÍMICOS ENVOLVIDOS	53
3.3. VARIÁVEIS QUE INFLUENCIAM NO PROCESSO DE GASEIFICAÇÃO.....	54
3.3.1. Temperatura	54
3.3.2. Pressão.....	54
3.3.3. Fator de Ar.....	54
3.4. COFIRING EM TURBINAS A GÁS	56
3.4.1. Tipos de Cofiring	57
3.4.2. Vantagens e Desafios da Aplicação da Técnica	58
3.4.3. Efeitos no Desempenho de Turbinas a Gás Operando com Gás de Síntese.....	59
4. CURVAS DE APRENDIZAGEM E A TEORIA DAS OPÇÕES REAIS	64
4.1. CURVAS DE APRENDIZAGEM NO MERCADO DE ENERGIA	65
4.1.1. O Efeito da Aprendizagem na Diminuição dos Custos	67
4.1.2. Taxas de Aprendizagem para Diversas Tecnologias de Geração Elétrica	72
4.2. MÉTODOS TRADICIONAIS DE AVALIAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS	75

4.2.1. Métodos Tradicionais de Análise Econômica	76
4.2.2. Valor Presente Líquido (VPL)	78
4.2.3. Taxa Interna de Retorno (TIR).....	79
4.2.4. Limitações da Metodologia Tradicional.....	80
4.3. TEORIA DAS OPÇÕES REAIS	81
4.3.1. Conceitos de Opções Financeiras	82
4.3.2. A Avaliação Neutra ao Risco	83
4.3.3. Modelagem da incerteza em Opções Reais.....	84
4.3.4. Método Binomial para Apreçamento de Opções Reais.....	86
5. ASPECTOS AMBIENTAIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA EM MODO	
COFIRING.....	88
5.1. PANORAMA DAS INICIATIVAS DE DESCARBONIZAÇÃO	
MUNDIAIS.....	88
5.2. FUNCIONAMENTO DO PROGRAMA RENOVABIO	90
6. METODOLOGIA	96
6.1. CÁLCULO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ATRAVÉS	
DE BIOMASSA	96
6.1.1. Potencial Energético na Costa Leste do MS	98
6.1.2. Potencial Energético no Oeste de São Paulo	101
6.2. MODELAGEM TERMODINÂMICA E CONFIGURAÇÕES DAS	
TERMELÉTRICAS ANALISADAS	104
6.2.1. Aspectos Teóricos Gerais dos Ciclos Termodinâmicos	
Utilizados.....	104
6.2.2. Metodologia para cálculo das Eficiências Termodinâmicas	
de 1ª e 2ª Leis	115
6.2.3. Simulador Utilizado para solução da modelagem	
termodinâmica proposta neste trabalho	119
6.3. CONFIGURAÇÕES DAS TERMELÉTRICAS ANALISADAS	122
6.3.1. Operação do ciclo termodinâmico fora do ponto de projeto	
devido à mudança de combustível	128
6.3.2. Estratégias para controle da turbina a gás operando fora do	
ponto de projeto	130
6.3.3. Casos Simulados	132

6.4. CÁLCULO DOS CRÉDITOS DE CARBONO PELA ABORDAGEM DO PROGRAMA RENOVABIO.....	139
6.5. ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DOS CENÁRIOS APRESENTADOS	145
6.5.1. Cálculo do fluxo de caixa do empreendimento pelo método tradicional	146
6.5.2. Avaliação da curva de aprendizagem da tecnologia da gaseificação de biomassa para utilização em <i>cofiring</i>	150
6.5.3. Cálculo do valor da espera por custos mais competitivos da tecnologia empregada a partir da teoria das opções reais.....	154
6.5.4. Construção da binomial de valor esperado	156
7. RESULTADOS.....	158
7.1. CÁLCULO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ATRAVÉS DE BIOMASSA	158
7.1.1. Potencial energético da cultura do eucalipto na costa leste do MS.....	159
7.1.2. Potencial energético do bagaço e palhas de cana do oeste de São Paulo	163
7.2. RESULTADOS DOS MODELOS TERMODINÂMICOS	165
7.2.1. Validação do modelo proposto	165
7.2.2. Caso Base: Termelétrica em ciclo combinado com cogeração e queima suplementar operando com gás natural ..	169
7.2.3. Caso 2: Termelétrica em ciclo combinado com cogeração e queima suplementar operando em modo <i>cofiring</i>	171
7.2.4. Influência da variação do fluxo de ar de entrada na turbina a gás para manter o TIT constante	180
7.3. CRÉDITOS DE CARBONO OBTIDOS.....	188
7.4. VIABILIDADE ECONÔMICA DOS CENÁRIOS APRESENTADOS	190
7.4.1. Cálculo do fluxo de caixa pelo método tradicional.....	190
7.4.2. Curvas de aprendizagem determinísticas para as configurações estudadas	196
7.4.3. Cálculo do valor da espera por custos mais competitivos da tecnologia empregada a partir da teoria das opções reais.....	201

8. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	210
8.1. POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ATRAVÉS DE BIOMASSA.....	210
8.2. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS TERMODINÂMICOS	211
8.3. PROPOSTA PARA UTILIZAÇÃO DO PROGRAMA RENOVABIO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	213
8.4. VIABILIDADE ECONÔMICA DOS CENÁRIOS APRESENTADOS.....	214
9. CONCLUSÕES	216
10. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	219
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	220
APÊNDICE A - CARACTERIZAÇÃO, PRODUÇÃO E TRANSPORTE DE BIOMASSA	236
A.1. CARACTERIZAÇÃO DA BIOMASSA.....	236
A.1.1. Definição.....	236
A.1.2. Classificação e Utilização	237
A.2. PROCESSOS DE CONVERSÃO	238
A.3. COMPOSIÇÃO	239
A.4. PRODUÇÃO DE CANA-DE-AÇÚCAR E EUCALIPTO DO BRASIL.....	244
A.4.1. Produção de Cana-de-Açúcar e seus Derivados para Produção de Energia.....	247
A.4.2. Produção de Eucalipto no Brasil	254
A.5. TRANSPORTE DOS RESÍDUOS AGROENERGÉTICOS	260
A.5.1. Custos de Transporte.....	261
A.5.2. Distância do Ponto de Entrega	263
A.5.3. Capacidade de Planta de Transformação	263
A.5.4. Eficiência do Sistema Logístico	264
APÊNDICE B - GASEIFICAÇÃO E SISTEMAS DE LIMPEZA	266
B.1. HISTÓRICO.....	266
B.2. TIPOS DE GASEIFICADORES	268
B.2.1. Gaseificador de Leito Fixo	268
B.2.2. Gaseificador de Leito Fluidizado	269

B.2.3. Gaseificador de Fluxo Arrastado.....	270
B.3. TECNOLOGIAS PARA LIMPEZA DO GÁS DE SÍNTESE.....	271
B.3.1. Remoção de Material Particulado.....	273
B.3.2. Remoção de hidrocarbonetos pesados (alcatrão).....	276
APÊNDICE C - SIMBOLOGIA UTILIZADA NO CYCLE-TEMPO®	279

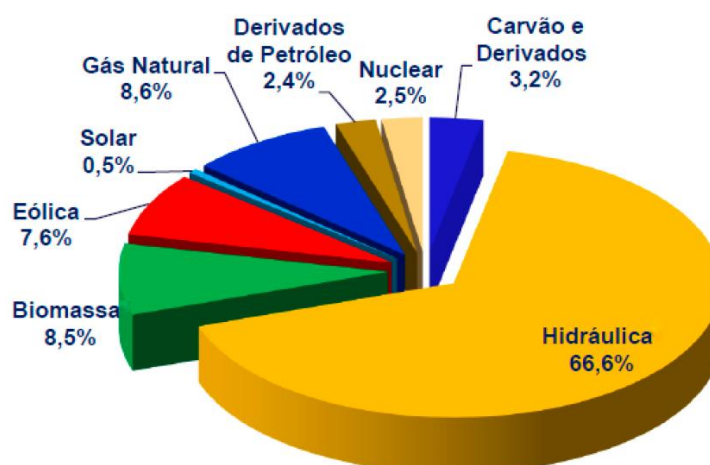
1. INTRODUÇÃO

Desde a Revolução Industrial, o consumo de energia no mundo vem aumentando de maneira bastante acentuada, uma vez que a transformação das matérias primas em bens de consumo industrializados utiliza uma quantidade crescente de recursos naturais. Deste então, é observada a diversificação das fontes de energia e a consolidação do carvão, do petróleo e seus derivados como as principais fontes para uma revolução industrial que necessitava de combustíveis de alta densidade energética, abundantes e relativamente baratos.

Entretanto, nos últimos anos o mercado de energia vem sofrendo uma profunda transformação, num período que muitos já estão chamando de quarta revolução industrial. A instabilidade geopolítica dos maiores produtores de petróleo e seu consequente impacto nos preços, associado a percepção da sociedade sobre os impactos do homem no meio ambiente, fizeram com que diversas alternativas de geração de energia renováveis fossem estudadas e implementadas ao redor do mundo. Um exemplo destas iniciativas foi o Programa Nacional do Álcool (Proálcool), que surgiu no Brasil no final da década de 70 e ainda influencia, de forma preponderante, o mercado de transportes nacional.

No Brasil, país de industrialização tardia, a necessidade de energia primária para transformação em eletricidade só se tornou relevante após a Segunda Grande Guerra, o que coincide com o esforço do governo para industrializar o país. Consequência disso, somente na década de 70 o país desenvolveu o seu enorme potencial energético a partir das quedas d'água. Hoje, como pode ser observado na Figura 1, a maior parte da energia elétrica nacional é produzida por hidrelétricas, seguidas pelas termelétricas a gás natural e biomassa. Outro ponto observado é que a matriz de geração elétrica nacional continua se transformando, e as hidrelétricas vêm perdendo espaço para a geração termelétrica, eólica e, mais recentemente, solar.

Figura 1 - Oferta de Energia Elétrica no Brasil por fontes.



Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE, 2020).

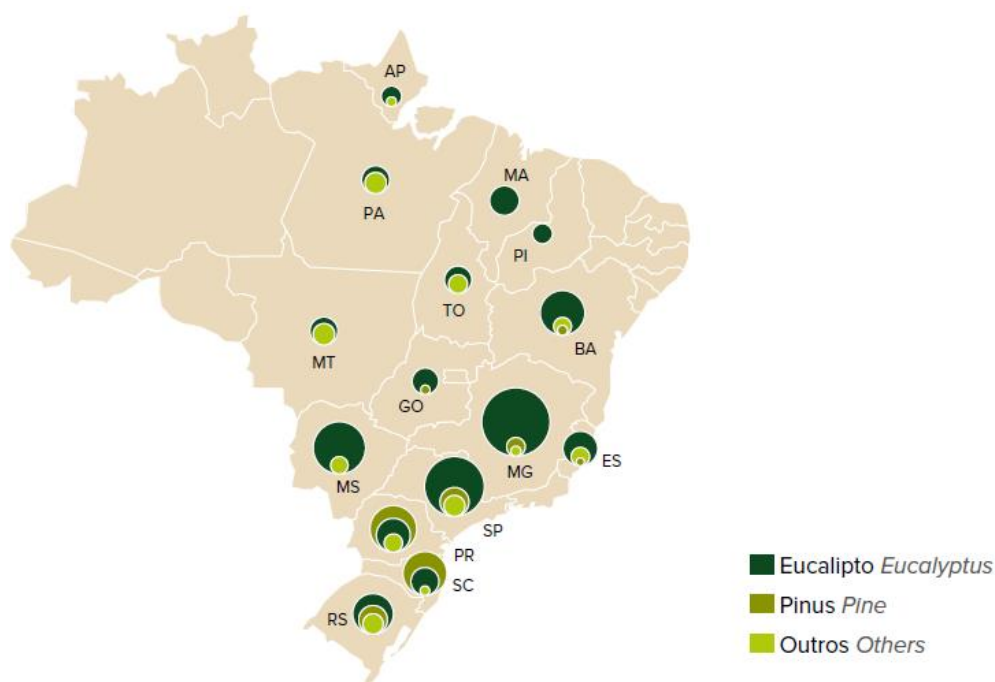
Essa transição energética possui diversas características que a tornam diferentes das várias outras que ocorreram no passado. Existe atualmente uma forte demanda da sociedade por tecnologias renováveis, ou seja, que tenham menor impacto no meio ambiente, que acabam por se espelhar em novos hábitos de consumo pelas pessoas.

Por causa disso, observam-se pesados investimentos em fontes renováveis de energia (IRENA, 2019). Este aumento da capacidade instalada traz como consequência a diminuição dos custos unitários destas tecnologias renováveis, devido a fatores de escala, aprendizagem, investimentos em P&D, entre outros. Como será discutido mais adiante, tecnologias emergentes possuem a tendência de terem seus custos diminuídos em função da quantidade produzida por causa dos efeitos de aprendizagem a que são submetidos. A biomassa, insumo energético renovável abundante no Brasil, será neste trabalho apresentada como matéria-prima para produção de energia elétrica a partir da gaseificação. Por esta tecnologia ainda estar em fase de desenvolvimento, os efeitos da aprendizagem são importantes para prever sua viabilidade futura.

As principais biomassas utilizadas para geração de energia elétrica no Brasil são oriundas das indústrias sucroalcooleiras (bagaço e palha da cana-de-açúcar) e de celulose (licor negro e os resíduos de madeira). Estas duas indústrias utilizam intensamente estes insumos para geração de energia para seu próprio consumo, geralmente num esquema de autoprodução.

A indústria de celulose utiliza florestas plantadas, sendo o eucalipto e o pinus as duas principais espécies cultivadas no Brasil. Estas florestas cobrem 7,83 milhões de hectares e estão concentradas principalmente nos Estados de Minas Gerais, São Paulo, Mato Grosso do Sul e estados do Sul do país (IBA, 2019), conforme apresentado na Figura 2.

Figura 2 - Áreas de árvores plantadas no Brasil por estado e gênero (2018).



Fonte: Indústria Brasileira de Árvores (IBA, 2019).

O aproveitamento destes resíduos agroenergéticos é atualmente realizado de forma pouco eficaz, sem preocupação com o custo de aquisição ou investimentos em equipamentos mais eficientes, uma vez que estas matérias primas são abundantes. Durante o corte destas florestas ou a preparação da madeira para utilização na indústria é gerada uma grande quantidade de cavacos ou outros resíduos que hoje não possuem destinação econômica. Apesar disso, também se observa no Brasil algumas iniciativas no sentido de utilização destes insumos para geração de energia elétrica, pelo fato de possuírem um bom poder calorífico (PCI), disponibilidade e serem renováveis.

Segundo Walter e Llagostera (2007), uma das barreiras que impede o uso mais abrangente da biomassa de cana de açúcar no Brasil é a relativa baixa eficiência das usinas que utilizam tais combustíveis. A quase totalidade delas é projetada para

operar em Ciclo Rankine, com eficiência energética na ordem de 25% ou menor. Mesmo atualmente, este panorama se mantém praticamente o mesmo, pois nos últimos 10 anos o setor sucroalcooleiro vem passando por dificuldades econômicas. Caso estes combustíveis pudessem ser utilizados em ciclos mais eficientes, como o Ciclo Combinado (junção, numa mesma planta, de um Ciclo Brayton e um Ciclo Rankine, sendo que este último utiliza como fonte de energia o calor rejeitado no Ciclo Brayton), estes valores poderiam ser substancialmente maiores (DESHMUKH, 2013).

Para que isto seja possível, é necessária a transformação destes resíduos sólidos em um gás combustível. As duas principais rotas de conversão de biomassa em biocombustíveis gasosos são a rota bioquímica, baseada na produção de biogás a partir da hidrólise e fermentação, e a rota termoquímica, baseada na produção de gás de síntese a partir da pirólise e gaseificação (LORA; VENTURINI, 2012).

A rota termoquímica mais promissora para conversão sólido-gás foi originalmente criada para transformação do carvão em gás de síntese e vem sendo estudada nos últimos anos a aplicabilidade para conversão de biomassa em geral (NEMTSOV; ZABANIOTOU, 2008).

Gaseificação é o nome dado ao processo de conversão termoquímica de um material orgânico em um combustível gasoso, através de uma série de reações à altas temperaturas na presença de um agente oxidante (PUIG-ARNAVAT; BRUNO, CORONAS, 2010). Cada um destes agentes oxidantes modificam as características químicas do gás produzido, sendo que os principais utilizados são o ar, o oxigênio e o vapor d'água.

O produto resultante, chamado de gás de síntese, pode ser utilizado em diversas aplicações, tais como combustível para geração direta de vapor, em motores à combustão, turbinas a gás, células de combustíveis, dentre outras. Para se alcançar todo o potencial de eficiência energética utilizando o gás de síntese, é bastante apropriado a utilização deste combustível num ciclo combinado BIG-GTCC (*Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle*).

Apesar dos esforços de pesquisa e construção de diversas unidades experimentais e algumas operando de forma comercial com esta tecnologia, a geração de energia em ciclo combinado a partir do gás de síntese ainda não é competitiva do ponto de vista econômico sem subsídios governamentais (HRBEK, 2019), (SANSANIWAL *et al.*, 2017). O alto custo de instalação dos gaseificadores e seus respectivos sistemas de limpeza, especialmente os de grande escala, são

algumas das principais barreiras (KHORSHIDI *et al.*, 2016). Uma vez que os investimentos na área de energia envolvem um grande aporte de recursos, os investidores só vão disponibilizar o montante necessário para sua viabilização caso seja possível evidenciar a saúde financeira do projeto e a capacidade de gerar fluxos de caixa positivos durante seu ciclo de vida.

Um dos inconvenientes da utilização do gás de síntese produzido a partir de biomassa nos equipamentos existentes (turbinas a gás) é que, por este possuir um poder calorífico menor e ter constituintes distintos do gás natural, a dinâmica da combustão e as vazões de gases são bastante afetadas, podendo trazer uma série de problemas para a operação destes equipamentos, como, por exemplo, a ocorrência de fenômenos de “surge”, vibração, descontrole das emissões e instabilidades no processo de combustão (KHORSHIDI *et al.*, 2016, RODRIGUES; WALTER; FAAIJ, 2007). Além disso, eventuais modificações podem ser bastante onerosas, pois envolvem a reengenharia da câmara de combustão, dos sistemas de refrigeração e uma maior utilização de materiais refratários (FIASCHI; CARTA, 2007).

Uma abordagem para solução deste problema pode ser a utilização da técnica de cocombustão (*cofiring*). Ela consiste na utilização de dois combustíveis distintos utilizados simultaneamente como fonte de energia no processo de transformação em energia elétrica. No caso estudado, os dois combustíveis a serem utilizados serão o gás natural e o gás de síntese, originário do processo de gaseificação de biomassa. Uma das principais vantagens desta técnica em relação ao BIG-GTCC é que são necessárias apenas modificações mais simples nos sistemas originalmente projetados para queimar gás natural para a utilização do gás de síntese. Para que isto seja possível, é imprescindível que a relação entre gás de síntese e gás natural seja estabelecida, levando em consideração as características destes gases e os limites operacionais das turbinas a gás.

Entretanto, mesmo com a abordagem para utilização do gás de síntese numa configuração de *cofiring* com gás natural, esta tecnologia ainda não se mostrou viável economicamente, provavelmente porque ainda está em desenvolvimento e seus custos de instalação ainda são muito elevados, principalmente àqueles associados ao sistema de gaseificação (AGBOR *et al.*, 2016). Por outro lado, seu caráter renovável e a possibilidade de utilização de resíduos agroindustriais, abundantes do Brasil, traz oportunidades que valem ser estudadas.

O caráter renovável da gaseificação e *cofiring* do gás de síntese com gás natural também será explorado no presente trabalho. Diversos mecanismos de créditos para tecnologias de baixa emissão de gases do efeito estufa e taxaço para tecnologias fósseis estão sendo implementadas ao redor do mundo.

No Brasil, a partir de janeiro de 2020 foi implementado o Renovabio (ANP, 2020), que é um programa que prevê créditos para as indústrias de combustíveis renováveis que emitem em seu ciclo de produção uma quantidade menor de toneladas de carbono em relação ao combustível fóssil que substituem. Apesar de ainda não regulamentada para geração de energia elétrica, será utilizada nesta tese a mesma abordagem para avaliar como seria o desempenho das unidades propostas neste trabalho no quesito sustentabilidade ambiental e geração de benefícios econômicos a partir da comercialização destes créditos ambientais.

Levando isto em consideração e, também, que a tecnologia de gaseificação ainda não é considerada viável do ponto de vista comercial, uma análise adicional deve ser realizada para verificar se esta fonte renovável de energia tem viabilidade econômica hoje ou em algum momento futuro. Esta informação é muito importante tanto para o empreendedor, que deseje apostar na solução, quanto para os responsáveis pelo planejamento energético, que desejam verificar o potencial de desenvolvimento de determinada tecnologia e se é viável a aplicação de políticas para acelerar tal viabilidade. Além disso, e como já verificado no desenvolvimento de outras tecnologias renováveis, os custos de determinada tecnologia podem diminuir consideravelmente em função da quantidade produzida (neste caso capacidade instalada) devido à sua curva de aprendizagem (RUBIN *et al.*, 2015).

1.1. OBJETIVOS

O objetivo geral desta tese é analisar, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, a viabilidade da utilização de gás de síntese oriundo de biomassa para geração de energia numa termelétrica em ciclo combinado com cogeração de energia num regime de *cofiring* com gás natural.

Os objetivos específicos da tese são apresentados a seguir:

- Apresentar o potencial de geração de energia a partir de biomassa da região da Costa Leste Sul Mato-grossense;

- Apresentar o potencial de geração de energia a partir de biomassa da região Noroeste Paulista;
- Apresentar argumentos para que o programa Renovabio também seja utilizado no mercado de energia elétrica renovável;
- Avaliar o desempenho termodinâmico do ciclo combinado em estudo na configuração original e modificado pela incorporação de gás de síntese no combustível;
- Utilizar a curva de aprendizagem da tecnologia de gaseificação como instrumento para análise da viabilidade de empreendimentos desta natureza;
- Calcular o valor de espera da diminuição dos custos da tecnologia de gaseificação pela técnica de Opções Reais;
- Apresentar a técnica de Opções reais associada às curvas de aprendizagem como ferramenta para decisão sobre investimentos na área de energia, especialmente aqueles que ainda não são viáveis quando avaliados pelos métodos tradicionais.

1.2. JUSTIFICATIVAS

A região do estudo, que compreende a costa leste sul mato-grossense e a região oeste paulista são abundantes em resíduos agroenergéticos, que atualmente já são utilizados para produção de energia, mas de forma pouco eficiente.

A geração de energia oriunda de termelétricas operando em *cofiring* teria seu pico de produção justamente no período seco, época do ano em que o país mais necessita da geração termelétrica, pois neste período é necessária a economia de água nos reservatórios hidrelétricos.

Esta possibilidade também traria a possibilidade de substituição das parcelas mais caras de gás natural que alimentam a UTE. Este insumo tem preços bastante voláteis e o gás de síntese pode ser utilizado como um *hedge* para estas variações de preço, ou seja, ser utilizado como um instrumento oportuno para redução de riscos.

Uma UTE operando com dois combustíveis tem mais flexibilidade operacional que quando opera apenas com um, pois suas fontes de suprimento passam a ser maiores.

E, de forma mais geral, apresentar metodologia baseada em curvas de aprendizagem e técnica de opções reais para avaliação de investimentos ainda não

sejam viáveis economicamente, mas que apresentam curva de aprendizagem com potencial para diminuição dos seus custos de instalação. Esta abordagem conjunta é necessária porque a curva de aprendizagem apresenta muitas fontes de incertezas (RUBIN *et al.*, 2015), daí a possibilidade de acoplamento com a técnica das Opções Reais (BASTIAN-PINTO, 2015). Essa característica de incerteza em novas tecnologias se acentua ainda mais no Brasil, onde as variações cambiais podem viabilizar ou destruir valor de um projeto em questão de semanas, pois grande parte dos equipamentos utilizados são importados. Na pesquisa bibliográfica realizada não foi encontrado nenhum artigo onde a utilização das duas técnicas tenha sido realizada para estudar a tecnologia de gaseificação (nas suas diversas formas de apresentação). Além disso, também será utilizada de forma inédita no Brasil para uma termelétrica operando em *cofiring* a metodologia criada pelo programa Renovabio (ANP, 2020) e adaptada para este estudo com objetivo de calcular o benefício ambiental das soluções propostas, medido em toneladas de CO₂ não emitidas e convertido em créditos de descarbonização (CBIOS).

1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO

Para alcançar tais objetivos, serão apresentadas no Capítulo 2 algumas considerações sobre a utilização histórica da biomassa no mundo, bem como do seu potencial energético, através da composição química e da definição do poder calorífico. Informações adicionais sobre a produção e transporte de biomassa no Brasil, especialmente nas regiões foco deste estudo, que são a região oeste do Estado de São Paulo e a costa leste do Mato Grosso do Sul, podem ser encontradas no Apêndice A.

Já no Capítulo 3 serão discutidos os processos de gaseificação e *cofiring*, ou seja, os processos a que as biomassas estudadas neste trabalho deverão ser submetidas para que possam ser convertidas em gás de síntese e posteriormente em energia elétrica. Mais informações sobre o estado da arte destas tecnologias podem ser encontradas no Apêndice B.

O Capítulo 4 apresentará os conceitos de curvas de aprendizagem e de Opções Reais. O primeiro, que relaciona a diminuição dos custos de produção de determinado bem ou serviço com o aumento da sua capacidade instalada, já é bastante utilizado na área de energia para tentar prever o comportamento dos custos (ou preços)

futuros das tecnologias. Já a técnica de Opções Reais, originária do mercado financeiro e de aplicação bastante satisfatória para modelagem de investimentos em mercados com alto grau de incerteza e possibilidade de flexibilidade gerencial, será aqui utilizada para avaliar se existe valor na espera da diminuição dos custos da tecnologia de gaseificação para realização do investimento numa termelétrica como a proposta neste trabalho.

Já no Capítulo 5 serão discutidos os aspectos ambientais para geração de energia e apresentado o Renovabio, além de como os conceitos oriundos deste programa podem ser utilizados para apurar o benefício ambiental de tecnologias para geração de energia mais limpas. Neste capítulo será proposta a aplicação deste programa no mercado de energia elétrica, situação não prevista atualmente, e será avaliado o custo/benefício de tal proposição.

Nos Capítulos 6 e 7 serão apresentados, respectivamente, a metodologia utilizada para o desenvolvimento do trabalho e os resultados obtidos para as diversas configurações propostas. E no Capítulo 8 estes resultados serão analisados e discutidos nas suas dimensões técnica, econômica e ambiental.

E, finalmente, no Capítulo 9 serão apresentadas as conclusões deste trabalho, com base na síntese de todos os casos analisados e das diversas metodologias empregadas, enquanto no Capítulo 10 serão enumeradas sugestões de trabalhos futuros relacionadas ao tema desta tese.

2. POTENCIAL DE GERAÇÃO DE BIOMASSA

2.1. INTRODUÇÃO

Conforme demonstrado por toda a história humana, o desenvolvimento das sociedades é diretamente dependente da conversão de cada vez mais concentradas e versáteis quantidades de energia. Nesta perspectiva, toda evolução humana pode ser relacionada com a capacidade de controle de quantidades crescentes de energia e seus respectivos fluxos (SMIL, 2019).

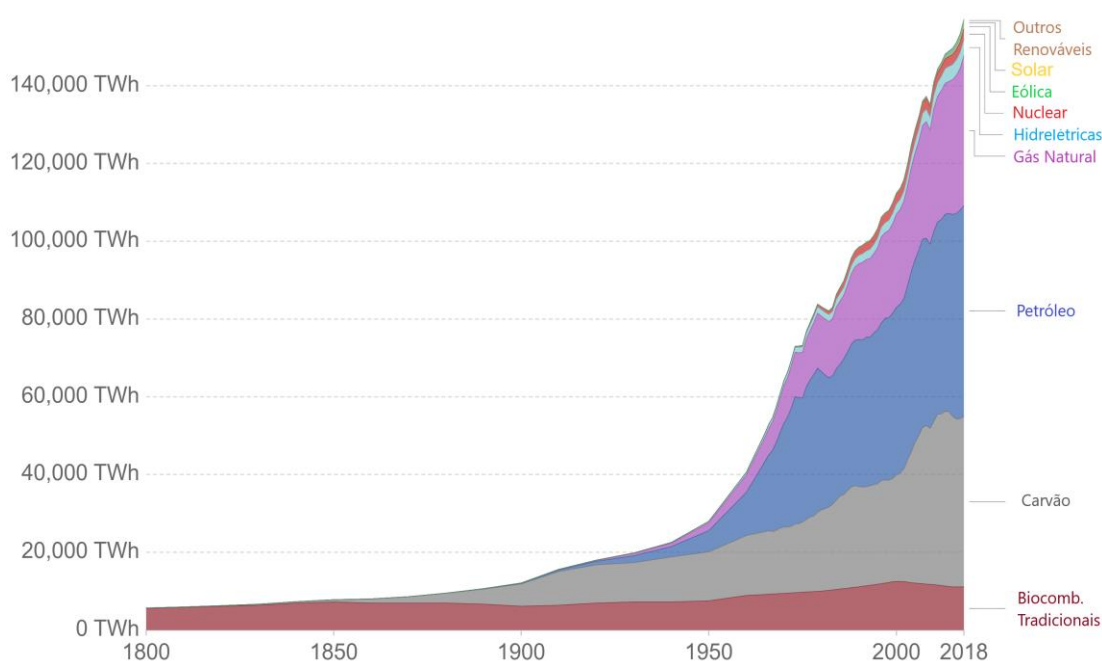
Por outro lado, analisando a demanda de energia pela sociedade humana no decorrer da história, nota-se que, na maior parte do tempo, a oferta de energia estava associada às tecnologias renováveis, bem como ao esforço humano e dos animais, sendo a energia obtida a partir da combustão de biomassa, do potencial das quedas d'água, entre outros.

Somente no início da Revolução Industrial, que demandava de quantidade e densidade energética dos combustíveis utilizados, é que foi iniciada a exploração do carvão, combustível fóssil oriundo de plantas e animais sedimentados e fossilizados nas profundezas da Terra por milhões de anos. A eminente necessidade de mais energia viabilizou a exploração comercial do petróleo, e mais tarde do gás natural, como insumos do desenvolvimento humano no final do século XIX e por todo o século XX.

Mas, curiosamente, o mercado de energia vem sofrendo uma transformação acelerada nos últimos anos. A instabilidade geopolítica dos maiores produtores de petróleo, que acarreta grandes variações em seu preço, associado à percepção da sociedade sobre os impactos do homem no meio ambiente, fizeram com que diversas alternativas de geração de energia renovável fossem estudadas e implementadas ao redor do mundo. Dito de outra forma, e talvez devido às diversas consequências ambientais e de saúde associadas ao uso de tamanha quantidade de energia armazenada em tão pouco tempo, observa-se que a sociedade possivelmente esteja voltando ao período da história onde as fontes de energia renováveis eram responsáveis pela maior parte da demanda humana. Este movimento é chamado de transição energética e o grande desafio é entender qual a sua extensão e se vai ser capaz de atender às enormes necessidades das populações que ainda não chegaram a um padrão mínimo de utilização de energia (SMILL, 2017).

A Figura 3 evidencia a composição da matriz energética primária mundial desde 1800, na qual nota-se que a biomassa já suportou a quase totalidade das fontes de energia que a sociedade humana necessitava.

Figura 3 - Consumo anual primário de energia no mundo desde 1800.



Fonte: Adaptado de Hannah; Roser (2020).

No Brasil, a necessidade de energia em grandes quantidades só se tornou perceptível após a segunda guerra mundial, coincidindo com o esforço do governo para industrializar o país. Somente na década de 70 o Brasil desenvolveu o seu enorme potencial energético a partir das quedas d'água, sendo que o uso de forma organizada e moderna da biomassa brasileira só se deu início com o Programa Nacional do Álcool - Proálcool, que modificou de forma permanente o mercado nacional de combustíveis para transporte.

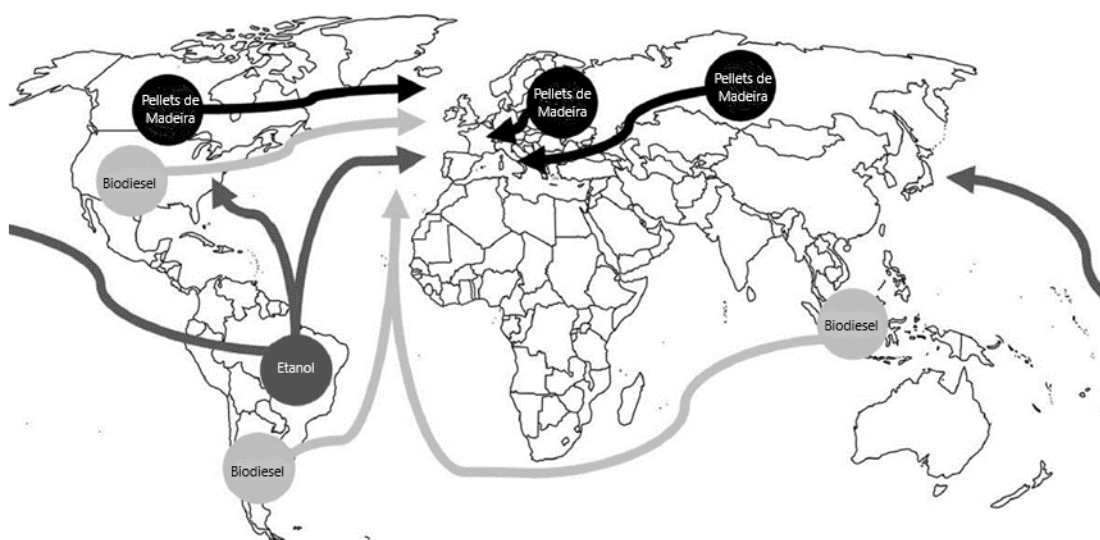
A estrutura e logística criada para a produção de açúcar e etanol a partir de cana-de-açúcar também viabiliza o uso dos resíduos criados por esta indústria que, até pouco tempo atrás, eram utilizados apenas para autoprodução de energia elétrica e vapor em unidades de baixa tecnologia e com rendimentos muitos baixos.

Com o desenvolvimento de novas modalidades de comercialização de energia elétrica e o ganho de escala de produção de álcool e açúcar no Brasil, foi dado curso à modernização setor e, assim, estas unidades passaram a utilizar o bagaço de cana

de forma mais eficiente e gerar energia elétrica excedente para venda no mercado de energia brasileiro (MACEDO; NOGUEIRA, 2004). Hoje, além da utilização do bagaço, existem diversas pesquisas sobre a utilização da palha de cana para geração de energia e otimização da produção deste insumo (OLIVEIRA *et al.*, 2020; CARVALHO *et al.*, 2018; RAMOS E PAULA *et al.*, 2015; SANTOS, 2018; REDÍGULO, 2014).

Outro setor que vem se desenvolvendo nos últimos anos no Brasil é o mercado de florestas plantadas, principalmente para produção de celulose. Dado o potencial brasileiro para este tipo de produção, e levando em consideração a alta produtividade e a abundância de água e sol para o plantio, é de se esperar que esta produção aumente consideravelmente nos próximos anos (WELFLE, 2017). Segundo este autor, já pode ser percebido um mercado mundial crescente de *pellets* de madeira, tendo como principais produtores o Canadá, Estados Unidos, Rússia e Europa Oriental, sendo que quase todas estas exportações têm como destino a Europa Ocidental. Além do mercado de *pellets*, observa-se na Figura 4 um fluxo comercial de etanol, que tem como maior fornecedor o Brasil, e um mercado de biodiesel, que tem como maiores fornecedores a Argentina, o Estados Unidos e o Sudeste Asiático.

Figura 4 - Principais fluxos comerciais globais de recursos de biomassa para usos finais de energia.



Fonte: Adaptado de Welfle (2017).

Segundo Philippi (2016), o aproveitamento de resíduos agroindustriais pode contribuir para a descentralização da geração, pois reduz os investimentos em linhas

de transmissão quando comparado com os grandes empreendimentos hidrelétricos. Além disso, a geração de energia a partir da biomassa não é intermitente e pode ser despachada a qualquer momento, ao contrário das fontes solar e eólica. Além disso, caso o Brasil desenvolva todo o potencial energético oriundo dos resíduos agrícolas e das florestas plantadas, a energia resultante seria suficiente para atender toda sua demanda primária de energia em 2030, levando em conta os cenários analisados por Welfle (2017).

É justamente estas interações entre a composição química da biomassa e sua transformação em combustível para geração de energia que serão apresentadas no próximo item. Como será demonstrado, a umidade presente na biomassa é um parâmetro fundamental para avaliação da viabilidade deste insumo energético, influenciando o potencial energético dentre outras viáveis importantes para viabilidade deste tipo de empreendimento.

2.2. ASPECTOS QUÍMICOS E ENERGÉTICOS DA BIOMASSA

O uso comercial da biomassa para fins energéticos ou como insumo para indústria química necessita que sejam conhecidas as suas propriedades físicas e químicas, para que o aproveitamento deste bioproduto seja o mais otimizado possível e os resultados projetados sejam alcançados (VAZ JUNIOR, 2015). Especificamente para conversão da energia química presente na biomassa em energia elétrica, deve ser conhecido seu Poder Calorífico, que é uma medida do potencial energético daqueles combustíveis por unidade de massa.

Cortez *et al.* (2008) ressaltam que a Composição Química Elementar é fundamental para avaliação dos processos de combustão, servindo de insumo para o cálculo da entalpia, volumes dos gases e ar, bem como para determinação do poder calorífico da biomassa.

Já a análise química imediata traz informações importantes sobre a umidade e teor de carbono da biomassa verificada, além de outros parâmetros a serem descritos a seguir, que podem ser utilizados como comparativos entre alternativas de suprimento da biomassa e viabilidade de transporte e logística.

A seguir serão apresentadas as definições da Análise Elementar e Imediata, do Poder Calorífico e da importância destas análises para o desenvolvimento desta tese.

2.2.1. Análise Química Elementar

A análise elementar é uma técnica que permite identificar os elementos químicos constituintes de determinada amostra. Para as biomassas objeto desta tese, os principais elementos químicos a serem determinados são o carbono, hidrogênio e oxigênio, pois estão relacionados ao poder calorífico daqueles combustíveis.

A técnica mais comum de análise elementar é realizada a partir da combustão da amostra do material geralmente num equipamento denominado analisador elementar, que realiza a queima controlada da substância com oxigênio a 99,99% de pureza, gerando gases compostos pelos elementos C, H, N e S. Os principais produtos oriundos da combustão (CO_2 , H_2O , NO_2) são medidos pela técnica de cromatografia gasosa e, a partir disto, é determinada a composição percentual dos elementos da amostra original. Para determinação do teor de oxigênio ainda é realizada a pirólise dos produtos desta combustão.

A análise elementar de alguns tipos de madeira, do bagaço e da palha de cana-de-açúcar são mostrados na Tabela 1, na qual pode ser notado que a composição química elementar destas substâncias é bastante uniforme.

Tabela 1 - Composição química elementar em base seca de algumas espécies de eucalipto e de cana-de-açúcar.

Tipo de Biomassa	Análise Elementar (%)				
	C	H	O	N	S
<i>Eucalyptus urophylla</i> - madeira ⁽¹⁾	48,5	6,3	44,9	0,1	0,2
<i>Eucalyptus robusta</i> - aparas ⁽¹⁾	48,2	6,4	45,0	0,1	0,2
Bagaço de cana ⁽²⁾	44,6	5,8	44,5	0,6	0,1
Palhas secas de cana-de-açúcar ⁽²⁾	46,2	6,2	43,0	0,5	0,1
Palhas verdes de cana-de-açúcar ⁽²⁾	45,7	6,2	32,8	1,0	0,1

Fonte: ⁽¹⁾Protásio et al. (2013), ⁽²⁾Hassuani (2005).

2.2.2. Análise Química Imediata

A análise imediata fornece as frações em peso dos valores de umidade, teor de voláteis, carbono fixo e cinzas presentes em uma amostra de biomassa. A análise de umidade é realizada na primeira etapa do processo, que consiste na secagem das amostras em um forno de circulação natural de ar até que não ocorra mais variação de peso. Então, a variação da massa da amostra antes e depois da secagem é realizada e aí pode ser obtida indiretamente a massa de água que foi evaporada

durante o teste. O tempo de secagem vai variar dependendo do tamanho das partículas da amostra. Além disso, o teor de umidade pode ser apresentado tanto na base seca (b_s) quanto na base úmida (b_u), sendo que o mais usual na indústria energética é a sua apresentação na base úmida, devido às facilidades na obtenção deste parâmetro.

A Tabela 2 apresenta a composição química imediata dos insumos agroenergéticos objeto de estudo desta tese.

Tabela 2 - Composição química imediata de algumas espécies de eucalipto e de cana de açúcar.

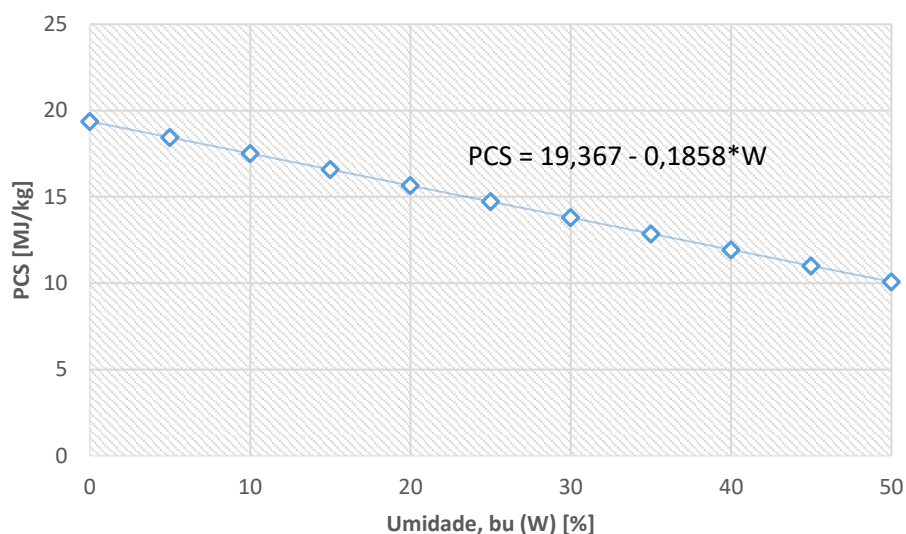
Tipo de Biomassa	Análise Imediata (%)			
	Umidade	Carbono Fixo	Teor de Voláteis	Cinzas
<i>Eucalyptus grandis</i> – madeira	-	16,2	83,7	0,1
<i>Eucalyptus grandis</i> – casca	-	34,5	60,0	5,5
Bagaço de Cana	50,2	18,0	79,9	2,2
Palhas secas de cana-de-açúcar	13,5	11,6	84,5	3,9
Palhas verdes de cana-de-açúcar	67,7	15,7	80,6	3,7

Fonte: Almeida *et al.* (2010) e Hassuani (2005), citado por Ignácio *et al.* (2019).

De acordo com Vale (2011), o teor de umidade é um dos principais fatores para a escolha da melhor técnica de manejo e uso da biomassa, pois altos teores de água prejudicam o seu acondicionamento e transporte. Além disso, ele tem impacto direto no poder calorífico útil do combustível.

Segundo Nogueira e Rendeiro (2008), resíduos agroenergéticos possuem um teor de umidade que varia de 15 a 30% na base úmida (b_u), enquanto toras de madeira armazenadas ao ar livre reduzem o teor de umidade até a estabilização de equilíbrio em cerca de 8 a 20% de umidade em base seca (FOELKEL, 2015). A Figura 5, adaptada de Lima; Abdala; Wenzel (2008), apresenta a correlação entre o Poder Calorífico Superior e a umidade do combustível em base úmida para amostras de eucalipto, sendo possível observar que, como esperado, o Poder Calorífico diminui quando a umidade aumenta.

Figura 5 - Correlação entre o teor de umidade e o poder calorífico superior do eucalipto.



Fonte: Adaptado de Lima, Abdala e Wenzel (2008).

Segundo McKendry (2002), o conceito de Carbono Fixo na Análise Imediata pode ser compreendido como a quantidade de matéria sólida que resta após o processo de combustão da biomassa num ambiente padronizado, descontando-se as cinzas e outros resíduos sólidos presentes. Para os materiais lignocelulósicos, a lignina é o principal componente responsável pela presença de carbono fixo na biomassa, logo, espera-se que este combustível possua um maior Poder Calorífico que outras biomassas com percentuais menores de lignina (SANTOS, 2010).

O resíduo sólido que resta no final do processo de combustão é denominado cinza, que é formada geralmente por minerais que não são degradados durante este processo. As cinzas são substâncias inorgânicas, tais como o silício (Si), sódio (Na), potássio (K), cálcio (Ca), enxofre (S), fósforo (P), ferro (Fe) e magnésio (Mg), de acordo com Cortez (2008).

Dependendo da magnitude do conteúdo de cinzas presente em um combustível, seu Poder Calorífico diminui proporcionalmente. Além disso, as incrustações formadas nas altas temperaturas podem ocasionar a perda de rendimento na planta e aumentar os custos operacionais (McKENDRY, 2002).

De maneira análoga, Zhang *et al.* (2010) também concluíram que a deposição dos componentes químicos constituintes das cinzas de biomassa é bastante nociva ao desempenho e integridade dos equipamentos térmicos, pois se depositam criando incrustações nas paredes destes, especialmente nos processos de combustão

envolvendo caldeiras. Desta forma, é necessário o desenvolvimento de estudos para compreensão dos mecanismos físico-químicos envolvidos, bem como o desenvolvimento de tecnologia para a redução da deposição em processos de combustão das biomassas.

2.2.3. Poder Calorífico - Definições

O Poder calorífico de um combustível é a quantidade de calor liberada quando uma quantidade unitária deste combustível é completamente queimada e os produtos da combustão são resfriados até a temperatura ambiente (ÇENGEL; BOLES, 2007). Dito de outra forma, o Poder Calorífico de um combustível é igual ao valor absoluto da sua entalpia de combustão, conforme apresentado na Equação (1).

$$\text{Poder Calorífico} = |h_c| \quad (1)$$

onde:

$|h_c|$ – Valor absoluto da entalpia de combustão do combustível (kJ/kg).

Em termos práticos, foi convencionado definir dois termos para o poder calorífico, sendo que o que diferencia estes termos é a fase de água (H₂O) que se apresenta nos produtos do combustível após o processo de combustão. O primeiro termo é denominado Poder Calorífico Superior (PCS), que é definido como o calor produzido pela combustão a volume constante de uma determinada quantidade de combustível numa bomba calorimétrica sob condições pré-determinadas, de modo que toda água proveniente da combustão esteja no estado líquido após o processo de queima (ASTM, 2007). Já o Poder Calorífico Inferior (PCI) é definido como o calor produzido pela queima do combustível em condições pré-determinadas sendo que toda a água presente nos produtos de combustão permaneça na forma de vapor após a reação. A Equação (2), que define a relação entre estes dois termos, é apresentada a seguir:

$$PCS = PCI + (mh_{lv})_{H_2O} \quad (2)$$

onde:

PCS – Poder Calorífico Superior (kJ/kg);

PCI – Poder Calorífico Inferior (kJ/kg);

m – Massa de H₂O em estado líquido presente nos produtos de combustão (kg);

h_{IV} – Calor latente de evaporação da água (kJ/kg).

É importante ressaltar que, para combustíveis que não possuem umidade ou hidrogênio na sua mistura, o Poder Calorífico Superior é igual ao Poder Calorífico Inferior, e que a água pode vir como produto da reação entre o oxigênio e o hidrogênio do combustível durante o processo de combustão (PARASCANU, 2017). Por outro lado, como a temperatura dos gases de combustão em um ciclo termodinâmico é elevada, do ponto de vista prático o valor do PCI do combustível é o que apresenta interesse para análise do ciclo, pois a energia utilizada para manter a água em estado de vapor não pode ser utilizada para conversão energética.

Para maior compreensão dos valores e ordem de grandeza do poder calorífico de diversos combustíveis, a Tabela 3 apresenta estes valores para biomassas de interesse desta tese.

Os combustíveis fósseis derivados de petróleo geralmente não possuem umidade, a não ser quando misturados com outros combustíveis, como o etanol em motores *flex fuel* ou o biodiesel. Já o carvão mineral pode ter umidade de acordo com sua fonte, enquanto os resíduos oriundos de biomassa possuem um teor variável de umidade, por se tratarem de substâncias altamente higroscópicas e possuírem em sua composição água por se tratarem de serem vivos (BORGES; QUIRINO, 2004).

Tabela 3 - Poder calorífico de algumas biomassas.

Biomassa	PCS (MJ/kg)	Referência
Bagaço de Cana	18,1	Hassuani <i>et al.</i> (2005)
	18,9	Protássio <i>et al.</i> (2011)
Palha de Cana	17,4	Hassuani <i>et al.</i> (2005)
<i>Eucalyptus grandis</i> - madeira	20,0	Almeida <i>et al.</i> (2010) e Hassuani (2005) citado por
<i>Eucalyptus grandis</i> - cascas	16,9	Ignácio <i>et al.</i> (2019).

Fonte: Próprio autor a partir das referências citadas.

Geralmente o PCS de determinado combustível pode ser determinado de duas maneiras diferentes: a primeira é a partir de uma bomba calorimétrica, aparelho onde é inserido a amostra de combustível e este é levado à combustão em ambiente controlado, de acordo com o padrão ABNT NBR 8633/1984. A segunda maneira para obtenção do Poder Calorífico Superior de determinado combustível é a partir de

modelos empíricos expressados por relações matemáticas que utilizam as análises imediata ou elementar do combustível para se obter o valor.

Outra vantagem de se obter a análise imediata e elementar do combustível para determinação do seu poder calorífico é que, como se sabe, a umidade diminui a energia útil disponível naquela biomassa, pois parte de sua energia vai ser utilizada para vaporização da água em estado líquido (FURTADO *et al.*, 2012). Considera-se que é necessário aproximadamente 2,51 MJ de energia para evaporar um quilo de água presente na biomassa, energia que deverá ser descontada do poder calorífico do material, quando este apresentar umidade. Conforme apresentado por Santiago; Resende (2014), o poder calorífico é influenciado pelos teores de umidade e de cinzas, pela constituição química do combustível, mas, também, pelo teor de lignina e de extrativos contidos na biomassa.

A Equação (3) apresenta a relação entre o PCS e o PCI, considerando se a porcentagem de umidade no combustível. Esta relação, apresentada por Brito (1993), é particularmente útil para análise de biomassas utilizadas como combustível. Esta definição de poder calorífico, onde a quantidade de umidade presente no combustível é levada em consideração, é chamada de Poder calorífico útil, e será utilizado neste trabalho como referência de quantidade de energia que pode ser aproveitada para transformação em energia elétrica e vapor nas UTEs analisadas.

$$PCI_{\text{útil}} = \left(PCS - h_{lv} \frac{9H}{100} \right) \left(1 - \frac{U}{100} \right) - h_{lv} \frac{U}{100} \quad (3)$$

onde:

$PCI_{\text{útil}}$ – Poder calorífico Inferior (kJ/kg);

PCS – Poder calorífico Superior (kJ/kg);

h_{lv} – Calor latente de evaporação da água (kJ/kg);

H – Percentual de hidrogênio presente no combustível (%);

U – Percentual de umidade do combustível (%).

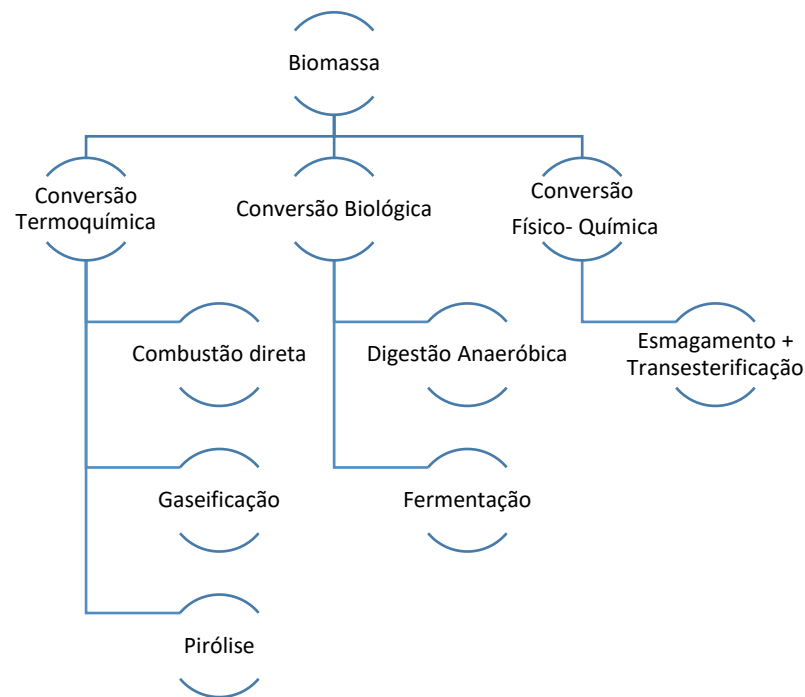
3. PROCESSOS DE GASEIFICAÇÃO E COFIRING

3.1. DEFINIÇÕES

A utilização de biomassa como fonte de calor e energia é geralmente realizada a partir da combustão direta destes materiais, pois esta é a forma mais simples e barata para sua transformação. Por outro lado, para que seja possível a utilização destes combustíveis em ciclos termodinâmicos mais eficientes, como o ciclo combinado, ou a transformação destes resíduos sólidos em hidrocarbonetos líquidos ou gasosos semelhantes aos combustíveis comerciais, se torna necessário sua gaseificação ou pirólise (LORA; VENTURINI, 2012).

Existem basicamente três rotas para conversão da biomassa em combustíveis: a rota bioquímica, a físico-química e a rota termoquímica. A rota bioquímica (hidrólise + fermentação) se baseia na decomposição biológica dos resíduos de biomassa a partir da ação de microrganismos, que produzem neste processo uma série de substâncias, algumas delas combustíveis, como o metano. A rota físico-química foi aqui caracterizada como aquela que utiliza processos físicos, como o esmagamento, para posterior processamento por reação química, como é o caso da produção de biodiesel (esmagamento + transesterificação). Já a rota termoquímica ocorre através da pirólise e/ou a gaseificação da biomassa (muitas vezes estes dois processos ocorrem simultaneamente no gaseificador), obtendo como produtos o próprio gás de síntese, que pode ser utilizado diretamente ou após retirada de impurezas prejudiciais aos equipamentos. Este gás também pode passar por outros processos de transformação, o que torna possível a obtenção de hidrocarbonetos líquidos, álcoois, hidrogênio, amônia, entre outros. A Figura 6 apresenta um diagrama esquemático sobre as rotas utilizadas para transformação da energia da biomassa.

Figura 6 - Alternativas para transformação da energia química da biomassa em produtos energéticos.



Fonte: Adaptado de Lora; Venturini (2012).

A gaseificação é o processo de conversão termoquímica de um sólido orgânico em um combustível gasoso, através de uma série de reações químicas a altas temperaturas na presença de um agente oxidante que pode ser ar, oxigênio, vapor ou misturas destes (PUIG-ARNAVAT; BRUNO; CORONAS, 2010). Cada um destes agentes modificam as características químicas do gás produzido.

O gás de síntese pode ser constituído por hidrogênio, monóxido de carbono, metano, dióxido de carbono, nitrogênio e outros gases, todos resultantes da queima incompleta de uma matéria-prima que pode ser carvão ou qualquer biomassa disponível. A composição do gás de síntese é fortemente influenciada pelo tipo de combustível utilizado em sua composição, agente gaseificante, tipo de equipamento, entre outros, como pode ser verificado na Tabela 4, onde é apresentada a composição química e a pureza do gás de síntese produzido através de tecnologias diferentes utilizando ar como agente gaseificante.

Tabela 4 - Gás de Síntese produzido em diferentes gaseificadores.

Parâmetro	Leito Fixo		Leito Fluidizado	
	Co-corrente	Contra-corrente	Borbulhante	Circulante
Tar [mg/Nm ³]	10-6.000	10.000-150.000	1.500-9.000	9.000-10.000
MP [mg/Nm ³]	100-8.000	100-3.000	12.000-16.000	7.000-12.000
LHV [MJ/Nm ³]	4,0-5,6	3,7-5,1	3,5-5,0	3,6-5,9
H ₂ [vol%]	15-21	10-14	10-15	15-17
CO [vol%]	10-22	15-20	13-20	15-18
CO ₂ [vol%]	11-13	8-10	17-22	16-18
CH ₄ [vol%]	1-5	2-3	1-4	4-6
C _n H _m [vol%]	0,5-2	n/d	n/d	1,0-1,5
N ₂ [vol%]	complementar	complementar	Complementar	complementar

Fonte: Adaptado de Asadullah (2014).

O produto resultante pode ser utilizado em diversas aplicações, tais como geração direta de vapor, combustível para motores a combustão, turbinas a gás, células de combustíveis, entre outras. Para cada tipo de uso citado, o gás deve ter um nível de pureza determinado, como pode ser observado na Tabela 5.

Tabela 5 - Qualidade do gás em função da utilização.

Substâncias	Motor de combustão interna	Turbina a gás	Célula de combustível
Particulado [mg/Nm ³]	< 50	< 30	
Tamanho do particulado [µm]	< 3	< 5	
Alcatrão [mg/Nm ³]	< 100	-	≤ 1,0
Metais alcalinos [mg/Nm ³]	-	< 0,25	-
NH ₃ [mg/Nm ³]	< 55		< 0,1
H ₂ S [mg/Nm ³]	< 1.150		< 1,0
HCl [ppm]			< 1,0
SiO ₂ [mg/Nm ³]			< 1,0

Fonte: Adaptado de Lora e Venturini (2012).

Durante a gaseificação, geralmente é empregado ar, vapor d'água ou oxigênio para oxidação da biomassa, sempre em quantidades inferiores à estequiométrica (mínimo teórico para a combustão). A utilização de determinado agente gaseificante pode modificar de forma contundente o valor do poder calorífico do gás de síntese, como pode ser observado na Tabela 6.

Tabela 6 - Variação do poder calorífico inferior do gás de síntese em função do agente gaseificante empregado.

Agente Gaseificante	PCI [MJ/Nm ³]
Ar	4-7
Vapor	10-18
Oxigênio	12-28

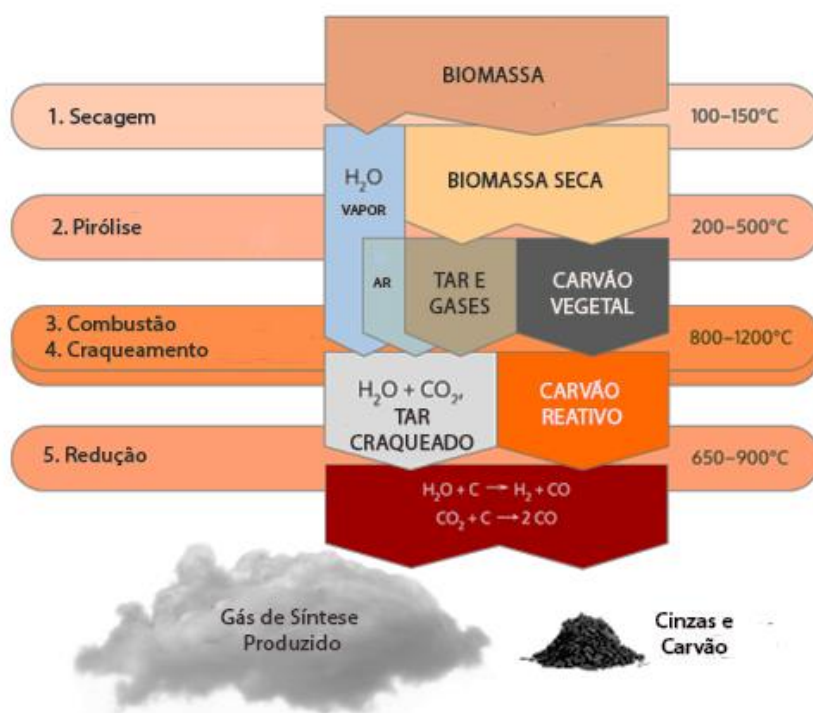
Fonte: Adaptado de Basu (2010).

Analizando de outra forma, a gaseificação pode ser definida como um processo termoquímico localizado em uma região paramétrica entre a combustão e a pirólise (WARNECKE, 2000), não permitindo a oxidação completa do carbono e do hidrogênio presentes no combustível em CO₂ e H₂O, respectivamente, dando origem a outros compostos combustíveis, tais como CO, H₂ e CH₄ (NEMTSOV; ZABANIOTOU, 2008). Outros gases também são produzidos durante este processo, tais como: CO₂, H₂O, O₂ (em quantidades mínimas) e N₂ (quando o agente gaseificador é ar), assim como teores menores de hidrocarbonetos, tais como o eteno (C₂H₄), o etano (C₂H₆), dentre outros.

O processo pode ser descrito da seguinte maneira: ele se inicia com a secagem da biomassa, sendo que a energia utilizada nesta e nas próximas fases pode ser tanto da própria biomassa (combustão) ou de fonte externa (aquecimento indireto), tornando possível atingir o nível de temperatura adequado para o desenvolvimento das etapas posteriores.

A próxima fase do processo é a pirólise (aquecimento da biomassa sem a presença de agente oxidante), na qual é formado o carvão vegetal, alcatrão e alguns gases. Convém ressaltar que estes processos ocorrem simultaneamente no reator do gaseificador, evidenciando a complexidade deste processo e a dificuldade dos pesquisadores em modelar este tipo de equipamento. Um diagrama esquemático do processo de gaseificação é apresentado na Figura 7.

Figura 7 - Etapas do processo de gaseificação.



Fonte: Adaptado de All Power Labs (2020).

Do ponto de vista da degradação da biomassa e da dinâmica de formação de novas espécies químicas em função do aumento da temperatura, a Tabela 7 apresenta as principais fases encontradas durante o processo de gaseificação:

Tabela 7 - Reações Termoquímicas que ocorrem durante a gaseificação.

Estágio	Temperatura	Reações
1	Entre 110 e 180°C	Degradação dos grupos OH-
	Acima de 180°C	Reações principalmente endotérmicas, absorção e liberação de calor pelas biomassas.
2	Entre 180°C e 370°C	Degradação de hemicelulose, degradação parcial da celulose, formação do levoguclosan, liberação do CO, CO ₂ e ácido acético.
	Início a 250°C	Reações Exotérmicas
3	Entre 290°C e 370°C	Degradação total da celulose, quebra das cadeias de glicosídeos em polissacarídeos, altos níveis de CO, CO ₂ , CH ₄ , H ₂ ; formação de ácido acético, metanol e cetonas.
	Acima de 370°C	Completa degradação da lignina, formação de alcatrões (hidrocarbonetos com peso molecular maior que o benzeno).
4	Acima de 900°C	Aumento da formação de H ₂ em função de tempos de residência mais longos.

Fonte: Adaptado de Luengo *et al.* (2008).

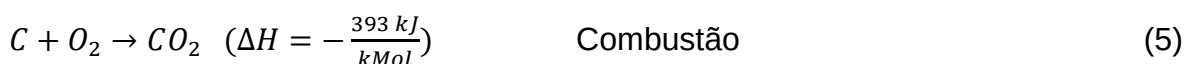
3.2. PROCESSOS QUÍMICOS ENVOLVIDOS

O conjunto de reações químicas que regem o processo de gaseificação serão mostradas a seguir nas Equações (4) a (15). Como já dito anteriormente, estas reações ocorrem muitas vezes simultaneamente, em diferentes regiões do gaseificador. Mas, para fins de modelagem, podemos destacar as reações abaixo como mais significativas do processo (RAMÍREZ RUBIO; SIERRA; GUERRERO, 2011):

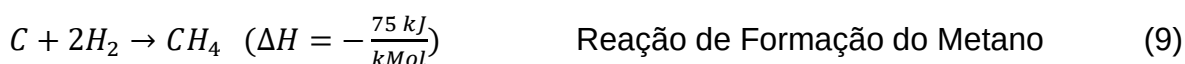
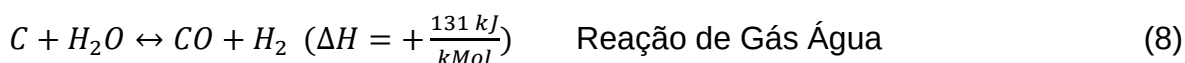
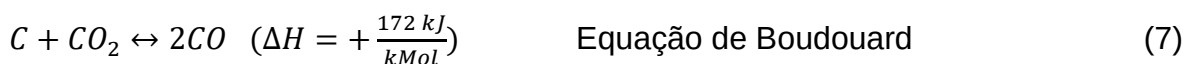
a. Reação de Pirólise:



b. Reações Heterogêneas de Oxidação:



c. Reações Heterogêneas de Equilíbrio:



d. Reações de Oxidação Parcial dos Produtos da Pirólise:



e. Reações Homogêneas de Equilíbrio:





3.3. VARIÁVEIS QUE INFLUENCIAM NO PROCESSO DE GASEIFICAÇÃO

3.3.1. Temperatura

A temperatura no gaseificador é definida, entre outros parâmetros, pela relação ar combustível da mistura no gaseificador e pela composição química da biomassa. Altas temperaturas de gaseificação provocam um aumento na eficiência de conversão do carbono, diminuindo o teor de cinzas e de alcatrão (SIEDLECKI *et al.*, 2011). Também provoca um aumento na formação de H_2 e CO , enquanto a quantidade de metano diminui (LORA; VENTURINI, 2012).

Por outro lado, para gaseificadores de leito fluidizado, a temperatura da reação de gaseificação é limitada pelo ponto de fusão das cinzas produzidas ou do leito utilizado no gaseificador.

3.3.2. Pressão

A utilização de gaseificadores pressurizados é mais complexa do ponto de vista do projeto e operação em relação à gaseificadores que operam à pressão ambiente. Por outro lado, quase todas as aplicações para o gás de síntese necessitam deste insumo numa pressão maior que a ambiente. Dito de outra forma, caso o gaseificador não seja pressurizado, o gás de síntese produzido deverá ser, o que acarreta em trabalho de compressão adicional. Além disso, a pressurização do gaseificador faz com que este opere com uma menor vazão volumétrica, o que diminui o tamanho do próprio gaseificador e dos equipamentos de limpeza do gás de síntese. A pressurização do gaseificador também modifica o equilíbrio das reações químicas, de acordo com o princípio de Le Chatelier. Por exemplo, um gaseificador pressurizado produz uma maior quantidade de metano do que o mesmo gaseificador com as mesmas características, mas operando em pressão atmosférica (SIEDLECKI, 2011).

3.3.3. Fator de Ar

Segundo Dogru *et al.* (2002, citado por Lora; Venturini, 2012), o fator de ar (razão de equivalência) ou é um dos principais parâmetros na gaseificação. Ele é definido como a relação entre a razão ar-combustível utilizada para gaseificar a

biomassa e a razão ar-combustível estequiométrica. A Equação (16) traz esta definição:

$$\lambda = \frac{(Ra/c)_{real}}{(Ra/c)_{esteq.}} \quad (16)$$

onde:

λ – Fator de ar (razão de equivalência);

$(Ra/c)_{real}$ – Razão ar-combustível real;

$(Ra/c)_{esteq.}$ – Razão ar-combustível estequiométrica.

Interessante ressaltar que a definição do fator de ar (λ) pode ser aplicada para todos os processos termoquímicos, sendo que para gaseificação este parâmetro varia de $0 < \lambda < 1$, enquanto na combustão o valor do fator de ar é $\lambda > 1$, enquanto no processo de pirólise, por definição, o valor do fator de ar é $\lambda = 0$, uma vez que não há presença do elemento oxidante nesta reação.

De acordo com Lora; Venturini (2012), a Tabela 8 apresenta os valores da razão ar-combustível estequiométrica para algumas biomassas. As percentagens apresentadas estão em base úmida e as amostras possuem umidade de 15%.

Tabela 8 - Razão ar-combustível estequiométrica em base mássica para algumas biomassas de interesse.

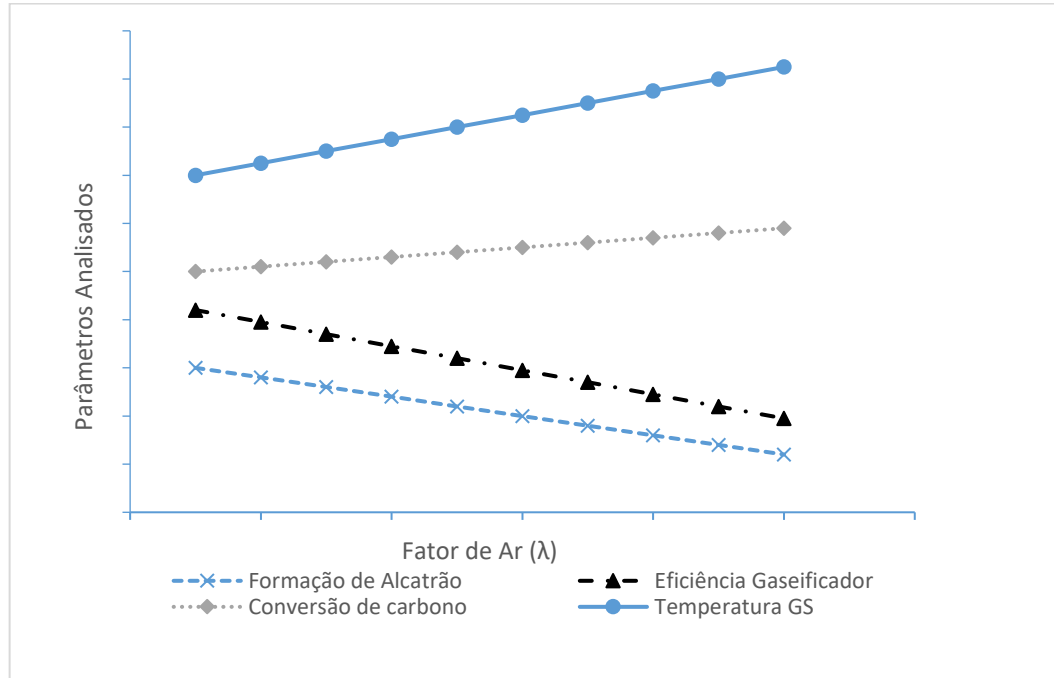
Biomassa	Análise Elementar					$(Ra/c)_{esteq.}$
	C	H	O	N	S	
Lascas de Madeira	48,03	5,98	45,67	0,08	0	4,33
Eucalipto	45,97	5,81	44,42	0,30	0	4,15
Toras de Madeira	49,07	5,09	43,45	0,48	0,02	4,26

Fonte: Adaptado de Lora e Venturini (2012).

Segundo Siedlecki *et al.* (2011), o efeito da razão de equivalência em alguns parâmetros da gaseificação pode ser observado na Figura 8. Maiores valores de oxigênio aumentam o nível de combustão no gaseificador, aumentando por consequência a temperatura da reação e a conversão de carbono. Por outro lado, a eficiência a frio diminui, pois parte do conteúdo energético da biomassa já foi oxidado dentro da gaseificador, diminuindo o PCI do gás de síntese. Segundo o mesmo autor,

para o processo de gaseificação em leito fluidizado, os valores típicos para razão de equivalência vão de 0,2 a 0,4.

Figura 8 - Efeito da variação do fator de ar nos parâmetros da gaseificação.



Fonte: Adaptado de Siedlecki *et al.* (2011).

3.4. COFIRING EM TURBINAS A GÁS

Um dos inconvenientes da utilização do gás de síntese produzido a partir de biomassa em caldeiras, turbinas a gás e motores de combustão interna é que, por este possuir um poder calorífico de 3 a 8 vezes menor que o do gás natural, a dinâmica da combustão e as vazões de gases, principalmente em turbinas a gás, são bastante afetadas. Estas mudanças podem trazer uma série de problemas para a operação destes equipamentos, como, por exemplo, a ocorrência de fenômenos de “surge”, vibração, descontrole das emissões e deficiências no processo de combustão (KHORSHIDI *et al.*, 2016); (RODRIGUES; WALTER; FAALJ, 2007). Além disso, tais modificações podem ser bastante onerosas, pois podem envolver a reengenharia da câmara de combustão e parte quentes da turbina a gás, dos sistemas de refrigeração e uma maior utilização de materiais refratários (FIASCHI; CARTA, 2007). Dependendo do nível de *cofiring* e PCI do gás de síntese, diversas modificações podem ser requeridas em toda a planta.

Uma abordagem para solução deste problema pode ser a utilização da técnica conhecida por *cofiring* (cocombustão). Ela consiste na mistura e posterior combustão do gás de síntese, originário do processo de gaseificação de biomassa em conjunto com carvão ou gás natural, produzindo eletricidade em usinas termelétricas projetadas para queimar apenas combustíveis fósseis. A quantidade de biomassa, em termos mássicos, que é misturada no combustível fóssil é chamada de razão de *cofiring*. Esta razão é objeto de vários estudos, sempre buscando a otimização entre os benefícios desta técnica e os problemas encontrados nos equipamentos (KHORSHIDI *et al.*, 2016; RODRIGUES; WALTER; FAAIJ, 2007; AGBOR *et al.*, 2016; AGBOR; ZHANG; KUMAR, 2014).

Uma das vantagens desta técnica em relação à utilização de 100% de gás de síntese é que ela exige um menor nível de adaptações nos sistemas originalmente projetados para utilização de combustíveis fósseis. Além disso, o uso de dois combustíveis para geração de energia traz mais flexibilidade para o ativo e, particularmente em relação ao combustível oriundo da biomassa, pode evitar problemas de suprimento, especialmente em regiões menos desenvolvidas, pois a fonte de matéria-prima geralmente está próxima do consumo (AGBOR; ZHANG; KUMAR, 2014).

3.4.1. Tipos de Cofiring

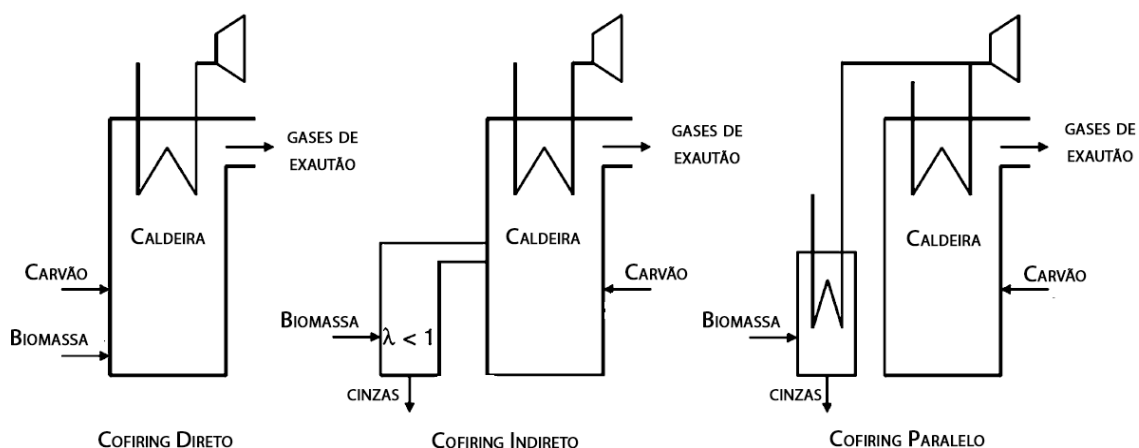
Existem diversas formas de realizar a queima simultânea da biomassa e combustíveis fósseis. A mais simples e intuitiva é a queima direta onde a biomassa sólida é queimada em conjunto com o carvão numa caldeira convencional. Esta opção tecnológica não requer altos investimentos e estudos indicam sua viabilidade para baixas razões de *cofiring* (AGBOR *et al.*, 2016). Para um alto nível de *cofiring* são relatados problemas de estabilidade da queima durante a combustão e entupimento do sistema (AGBOR; ZHANG; KUMAR, 2014).

Outro arranjo de *cofiring* é a queima indireta, onde a biomassa é transformada em gás de síntese pelo processo de gaseificação. Os custos associados à adaptação dos equipamentos para a queima simultânea indireta são maiores que para a queima direta. Outro ponto a ser destacado é que é necessária manter uma certa estabilidade no fluxo de combustível, pois grandes variações podem impactar o desempenho dos equipamentos, que serão dimensionados para queimar uma determinada mistura gás de síntese e gás de origem fóssil. Além disso, é requerido uma certa pureza do gás

de síntese para aplicações mais eficientes, especialmente para utilização em turbinas a gás em ciclo combinado. O *cofiring* por queima indireta é a técnica a ser investigada neste trabalho, pois se adequa muito bem aos equipamentos já existentes a um ciclo combinado tradicional, apesar de ainda não ser viável comercialmente.

Já a queima simultânea paralela (*parallel cofiring*) consiste na utilização de dois combustíveis diferentes num mesmo ativo, mas em processos de geração distintos. Por exemplo, caso esta configuração seja aplicada a um ciclo Rankine, os combustíveis são queimados em equipamentos diferentes, e o vapor oriundo destes processos são direcionados para um mesmo *header* e dali vai para o turbogerador a vapor. Diversas variações deste tipo de estratégia são possíveis. Sua principal vantagem é que não existe necessidade de adaptação de equipamento para queimar misturas de gases, uma vez que o gás de síntese e o gás natural não se misturam. Por causa disto, esta configuração apresenta maior confiabilidade e menores riscos operacionais. Por outro lado, esta alternativa pode ser mais cara, pois grande parte do processo é duplicada para atender os dois combustíveis. A Figura 9 traz as representações das configurações apresentadas aplicadas em uma planta operando em ciclo Rankine.

Figura 9 - Representação esquemática dos tipos de *cofiring* para um ciclo Rankine.



Fonte: Adaptado de Spliethoff (2010).

3.4.2. Vantagens e Desafios da Aplicação da Técnica

Como já foi dito anteriormente, é imprescindível que a relação entre gás de síntese e gás natural seja otimizada, levando em consideração as características

destes gases e os limites operacionais das turbinas a gás. Diversas pesquisas foram realizadas nos últimos anos com o intuito de melhor compreender esta técnica, sendo que dentre elas podem ser destacadas: Agbor *et al.* (2016), Agbor; Zhang; Kumar, (2014), Walter; Llagostera (2007), Kamble *et al.* (2019), Khorshidi *et al.* (2016), Fiaschi; Carta (2007) e Rodrigues; Faaij; Walter (2003). Algumas das principais vantagens da operação em modo *cofiring* são destacadas a seguir:

- A mistura gás natural e gás de síntese tem uma pegada de carbono mais baixa em relação à queima de gás natural puro. Diversos países do mundo já possuem legislações para limitar a emissão poluentes na atmosfera. A solução clássica adotada é a instalação de equipamentos para tratamento de gases na pós-combustão, o que geralmente se mostra custoso e de operação complexa;
- Os custos de implantação de sistemas de *cofiring* são geralmente mais baratos que a instalação de sistemas BIG-GTCC ou a repotencialização completa de plantas termelétricas antigas (visando o atendimento das normas ambientais);
- No caso do Brasil, o pico de produção do bagaço e palha de cana coincide com o período de maior geração termelétrica;
- A possibilidade da utilização de resíduos agroindustriais com grande disponibilidade no Brasil pode funcionar como um *hedge* para a grande volatilidade dos preços do Gás Natural Liquefeito (GNL), muitas vezes adquirido a preços desfavoráveis para o Brasil;
- Esta configuração de usina termelétrica, alimentada por dois combustíveis com logísticas independentes, traz uma maior flexibilidade para a geração de energia em momentos de escassez de um ou outro combustível.

Como já dito anteriormente, um dos grandes gargalos para a utilização da *cofiring* em turbinas a gás existentes é que, com a utilização de uma mistura gás de síntese e gás natural, as propriedades do combustível resultante, especialmente sua densidade energética, podem ser diferentes daquelas às quais estes equipamentos foram projetados (RODRIGUES; WALTER; FAAIJ, 2003).

3.4.3. Efeitos no Desempenho de Turbinas a Gás Operando com Gás de Síntese

Turbinas a gás são dimensionadas para operar em condições pré-determinadas de operação, onde suas dimensões internas, relações geométricas e projeto de construção foram definidos para obter a máxima eficiência termodinâmica nas condições de projeto determinadas.

Quando este equipamento, originalmente projetado para operar somente com gás natural, é solicitado a operar em condições diversas do seu projeto, como no caso da operação com uma mistura de gás natural e gás de síntese, é importante que se possa conhecer estes efeitos tanto no desempenho quanto na segurança desta operação. Quando se analisa um ciclo combinado como um todo, a operação fora do ponto de projeto também pode influenciar o desempenho de outros equipamentos, como a caldeira de recuperação e outros trocadores de calor da planta.

A seguir são explicitados os principais efeitos da operação dos equipamentos fora do ponto de projeto, especialmente com combustíveis de baixo poder calorífico, como é o caso da mistura de gás natural e gás de síntese.

Quando se opera uma turbina gás convencional com um percentual de gás de síntese, o combustível de entrada resultante na turbina apresenta densidade energética por unidade de massa menor do que quando se utiliza somente gás natural, pois seu poder calorífico é menor. Para que se mantenha o mesmo fluxo energético na entrada do equipamento, é necessário que a vazão mássica aumente na mesma proporção que o poder calorífico da mistura resultante diminui (BONZANI; POLLAROLO, 2004, citado por KHORSSHIDI, 2016).

Outra questão importante na operação da turbina a gás nestas condições é que o gás de síntese, especialmente aquele oriundo de gaseificadores que operam em altas temperaturas, como é o caso dos equipamentos classificados como de leito fluidizado, apresenta um alto teor de hidrogênio e monóxido de carbono, que possuem características de termoquímicas distintas em relação ao metano, combustível para o qual a câmara de combustão da turbina gás foi dimensionada.

Segundo Smith (2009), a operação em turbina convencional com alto teor de hidrogênio pode trazer problemas de ignição e descontrole na chama durante à operação do equipamento. Por isto, diversos fabricantes restringem em 10% o teor de hidrogênio para utilização em turbinas a gás convencional. Por outro lado, a utilização destes combustíveis em modo *cofiring* pode minimizar estes efeitos, mas ainda assim algumas modificações na câmara de combustão podem ser necessárias em função do teor de gás de síntese no combustível (SMITH, 2009).

Um dos reflexos deste comportamento é o aumento da razão de compressão (RC), definida na Equação (17), onde se supõe que as perdas de carga no interior da câmara de combustão são desprezíveis:

$$PR = \left(\frac{p_s}{p_e} \right)_{compressor} = \left(\frac{p_e}{p_s} \right)_{turbina} \quad (17)$$

onde:

PR – Razão de compressão (*pressure ratio*);

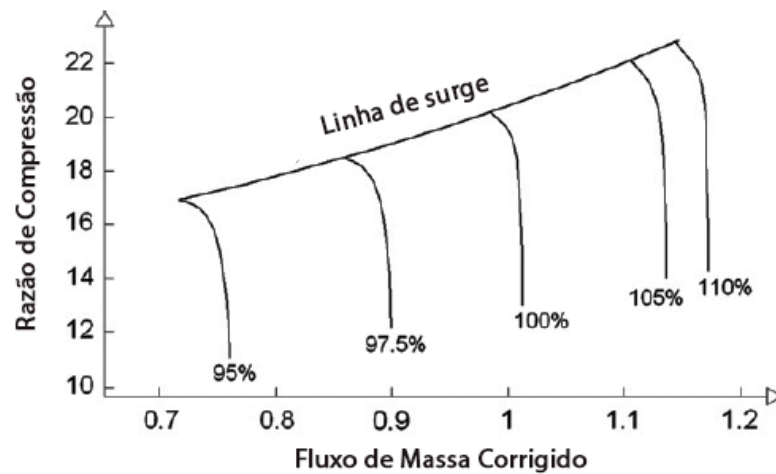
p_e – Pressão de entrada;

p_s – Pressão de saída.

Este aumento da razão de compressão pode trazer a necessidade de modificações profundas no compressor, tais como a adição de mais um estágio na entrada do equipamento ou modificações nas palhetas. Mesmo sabendo que estes compressores apresentam em seu primeiro estágio de compressão palhetas variáveis, esta melhoria pode não ser suficiente para manter o equipamento em suas condições ótimas de projeto. Além disso, apesar destas eventuais modificações melhorarem o desempenho termodinâmico do equipamento, elas são bastante onerosas e podem não apresentar racionalidade econômica (CHACARTEGUI *et al.*, 2013).

Do ponto de vista operacional, o aumento da vazão de combustível + ar passando pela turbina traz um aumento da razão de compressão, que deve ser controlada para que o equipamento não opere numa região onde pode ocorrer o “surge” (baixa vazão de ar e alta razão de pressão), que é caracterizado pela incapacidade de compressão do ar nas palhetas devido ao descolamento da camada limite e aumento da turbulência na região e que pode resultar em grandes danos no equipamento (RODRIGUES; WALTER; FAAIJ, 2007). A Figura 10 apresenta um mapa característico de um compressor axial multiestágio.

Figura 10 - Mapa característico de um compressor axial multiestágio de uma turbina a gás industrial.



Fonte: Adaptado de Chacartegui *et al.* (2013).

Outro ponto interessante ao analisar a Figura 10 é que para uma linha de velocidade constante em um compressor, a relação entre a razão de compressão e o fluxo de massa é praticamente constante, ou seja, a variação da razão de compressão não provoca uma variação no fluxo de massa corrigido.

Quando se está operando somente com gás de síntese ou em modo *cofiring* com altas proporções deste gás em equipamentos convencionais para utilização com gás natural, algumas estratégias são citadas na bibliografia para operação segura destes equipamentos (WALTER; LLAGOSTERA, 2007, RODRIGUES; WALTER; FAALJ, 2007). Entre estas estratégias, estão a diminuição da temperatura na entrada da turbina, diminuindo a razão de compressão, mas, também, a potência e eficiência do equipamento, aumento da sangria do compressor para recirculação, o que também diminui a potência e eficiência do equipamento, e a adaptação de algumas partes da turbina, como será melhor analisado adiante.

De acordo com o levantamento realizado por Chacartegui *et al.* (2013), as modificações na turbina a gás, para operação com gás de menor poder calorífico, podem ser classificadas em função de sua viabilidade técnica e econômica e manutenção do nível de eficiência original:

- a. Nível 1 – Mandatório a troca dos injetores, queimadores e combustores (*liners* e sistemas de resfriamento da câmara), bem como realizar controle do sistema de *by-pass* da chaminé para o ciclo combinado;

- b. Nível 2 – Necessário reprojetar turbina a gás (reprojetar palhetas de primeiro estágio da turbina, melhorar o sistema de resfriamento e lubrificação da máquina e reprojetar gerador elétrico);
- c. Nível 3 – Necessário reprojetar mais amplo do ciclo combinado (HRSG, turbina a vapor e seus periféricos).

Convém ressaltar que estas modificações são mandatórias para quando se quer modificar totalmente o combustível da termelétrica. Por outro lado, o nível de modificações requerido para uma turbina a gás convencional operar com segurança com uma mistura de gás de síntese varia muito em função do poder calorífico desta mistura de gases no caso de operação em *cofiring*. Conforme Rodrigues *et al.* (2003), se esta mistura tiver um poder calorífico equivalente maior de 18.000 kJ/kg, apenas o queimador deve ser substituído por um modelo bicomcombustível (compatível com a alteração Nível 1 recomendada por Chacartegui (2013). Mas se o poder calorífico equivalente for menor que 18.000 kJ/kg, toda a câmara de combustão deve ser trocada para que possa operar com o novo combustível.

4. CURVAS DE APRENDIZAGEM E A TEORIA DAS OPÇÕES REAIS

Neste item será abordado como a experiência, o aprimoramento dos processos de produção e a pesquisa e desenvolvimento podem contribuir para a diminuição dos custos totais de uma determinada tecnologia. Estas boas práticas usualmente são representadas a partir das curvas de aprendizagem, que correlacionam o quanto uma tecnologia (ou um produto) fica mais barata(o) em relação ao aumento da sua capacidade instalada ou quantidade produzida. Esta abordagem é de interesse para estudo do investimento e da operação de termelétricas operando em *cofiring* com gás natural e biomassa, pois é esperado que ganhos de aprendizagem possam diminuir seus custos totais, uma vez que existem poucas plantas em operação tendo em vista que esta tecnologia ainda está em fase de desenvolvimento tecnológico e econômico.

Outro ponto a ser abordado é que a análise técnico-financeira convencional, baseada no valor presente das alternativas de investimento, são realizadas levando em consideração uma série de variáveis e informações que não estão disponíveis no momento da análise, sendo necessária a utilização de suposições e cenários futuros. A quantidade de pontos em aberto traz muitas incertezas que influenciam na percepção de geração de valor futuro do projeto e até mesmo na viabilidade tecnológica das alternativas de investimento.

Esta característica se torna ainda mais importante, uma vez que os projetos de geração de energia são de capital intensivo e o retorno dos investimentos ocorrem geralmente no longo prazo. Ou seja, tomar uma decisão equivocada pode destruir valor de um empreendimento e, talvez, inviabilizá-lo. Analisando sob a ótica de país, priorizar uma alternativa em detrimento das outras pode comprometer ainda mais os poucos recursos que se dispõe para investimentos ou desperdiçar uma grande oportunidade.

Uma abordagem para tentar diminuir o risco do investimento é analisá-lo sob a ótica das Opções Reais. Esta abordagem, adaptada do mercado financeiro, traz como ideia central que num mercado livre, a decisão sobre realizar um investimento não é uma obrigação, mas sim um direito, e que o empreendedor tem a opção de exercê-lo ou não (DIAS, 2005). Outro conceito importante é que os gestores podem tomar melhores decisões caso tenham tempo para que as incertezas do projeto possam ser sanadas (SILVA, 2018).

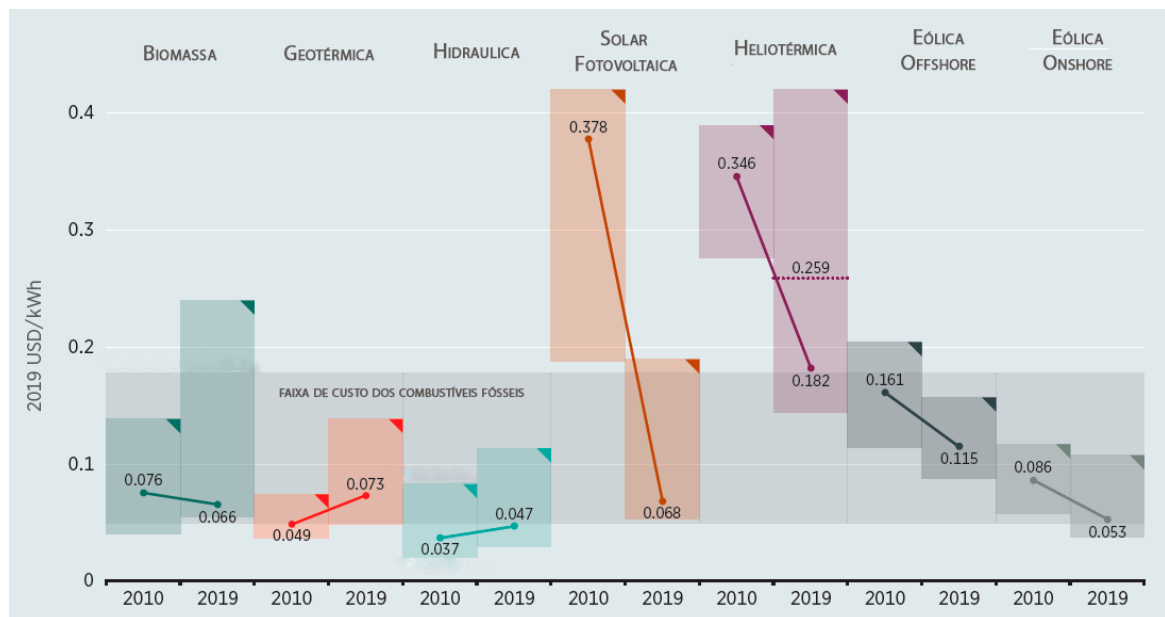
Por este motivo, utilizar a técnica de Opções Reais, onde o risco da decisão pode ser mitigado em função do tempo a partir do poder de decisão dos gestores, parece ser a abordagem mais indicada para o caso estudado neste trabalho, onde é analisada uma tecnologia que ainda não é viável economicamente, mas que apresenta tendência futura de diminuição dos seus custos associados.

Desta forma, nos próximos itens serão apresentados os aspectos teóricos da Curva de Aprendizagem e da técnica das Opções Reais, com o intuito de demonstrar que estas ferramentas podem ser utilizadas em conjunto para prever a viabilidade técnico-econômica de tecnologias ainda em fase de maturação.

4.1. CURVAS DE APRENDIZAGEM NO MERCADO DE ENERGIA

Como pode ser observado na Figura 11, os custos unitários das consideradas novas fontes renováveis de energia diminuíram entre os anos de 2010 a 2019 (IRENA, 2019), pois ganhos de escala, aprendizagem e pesquisa e desenvolvimento (P&D) tornaram a instalação de novos empreendimentos mais produtiva e barata. As barras verticais significam a faixa de variação dos custos de determinada tecnologia no ano analisado, enquanto as linhas cheias representam a diminuição dos valores entre 2010 e 2019.

Figura 11 - Comparação entre os custos de energia entre 2010 e 2017.



Fonte: Adaptado de IRENA (2019).

Um ponto interessante a ser ressaltado é que o custo de geração da energia de biomassa diminuiu de forma mais discreta nesta última década, provavelmente por se tratar de uma tecnologia mais tradicional e consolidada. Já os empreendimentos de produção de energia a partir das fontes geotérmica e hidráulica tiveram um discreto aumento nos seus custos nivelados de energia. Observa-se, também, que quase todas as tecnologias apresentadas têm custos de instalação dentro da faixa esperada para os combustíveis fósseis. Analisando este quadro, pode-se chegar à conclusão de que entender qual o comportamento dos custos para instalação de determinada tecnologia pode trazer muitos benefícios econômicos para os empreendedores, além de melhor delinear a atuação dos governos nacionais em relação às políticas públicas de fomento às melhores tecnologias para a sociedade.

Para o caso em estudo neste trabalho, apesar dos esforços de pesquisa e construção de diversas unidades experimentais e algumas operando de forma comercial com esta tecnologia (especialmente para geração de energia com motores à combustão e cogeração), o uso do gás de síntese para produção de energia em grandes quantidades ainda não é competitivo do ponto de vista econômico sem subsídios governamentais (HRBEK, 2019; SANSANIWAL *et al.*, 2017). O alto custo de instalação dos gaseificadores e seus respectivos sistemas de limpeza, especialmente os de grande escala, são algumas das principais barreiras (KHORSHIDI *et al.*, 2016) para diminuição efetiva destes custos. E como para os investimentos na área de energia é necessário um grande aporte de recursos, os investidores só vão disponibilizar o montante necessário para sua viabilização caso o empreendedor tenha condições de evidenciar a saúde financeira do seu projeto e a sua capacidade de gerar fluxos de caixa positivos durante seu ciclo de vida.

Uma vez que a tecnologia de gaseificação ainda não é considerada madura do ponto de vista comercial, análise adicional deve ser realizada para garantia do retorno do investimento. Por outro lado, como já verificado no desenvolvimento de outras tecnologias renováveis, os custos de determinada tecnologia podem diminuir consideravelmente em função da capacidade instalada devido à sua curva de aprendizado de produção. Por estes motivos, serão apresentadas a seguir duas poderosas técnicas utilizadas separadamente na avaliação de investimentos, mas que, no escopo deste trabalho, serão utilizadas de forma combinada.

4.1.1. O Efeito da Aprendizagem na Diminuição dos Custos

Curvas de Aprendizagem são representações matemáticas de como os custos de construção de determinado produto, serviço ou tecnologia variam em função da quantidade produzida.

Segundo Barbosa (2016), o efeito do aprendizado (no original *learning curves*) para o aumento da eficiência produtiva e/ou diminuição dos custos de produção foi primeiramente descrito por Wright em 1936, quando este estudava o aumento da produtividade em linhas de produção de fuselagens. Ele notou que à medida em que os empregados construía mais partes dos aviões, mais produtivos eles se tornavam, o que trazia uma diminuição nos custos de produção daqueles equipamentos e que a cada duplicação da quantidade de aeronaves produzidas o custo acumulado médio de produção caía por volta de 20% (ANZANELLO; FOGLIATTO, 2007). A este efeito Wright chamou de aprender fazendo (*learning by doing*).

De forma geral esta constatação pode ser apresentada conforme a Equação (18):

$$C = C_0 Q^{-\alpha} \quad (18)$$

onde:

C – Custo de produção da última unidade;

C_0 – Custo da primeira unidade;

Q – Quantidade produzida;

α – Elasticidade do custo unitário em relação à produção.

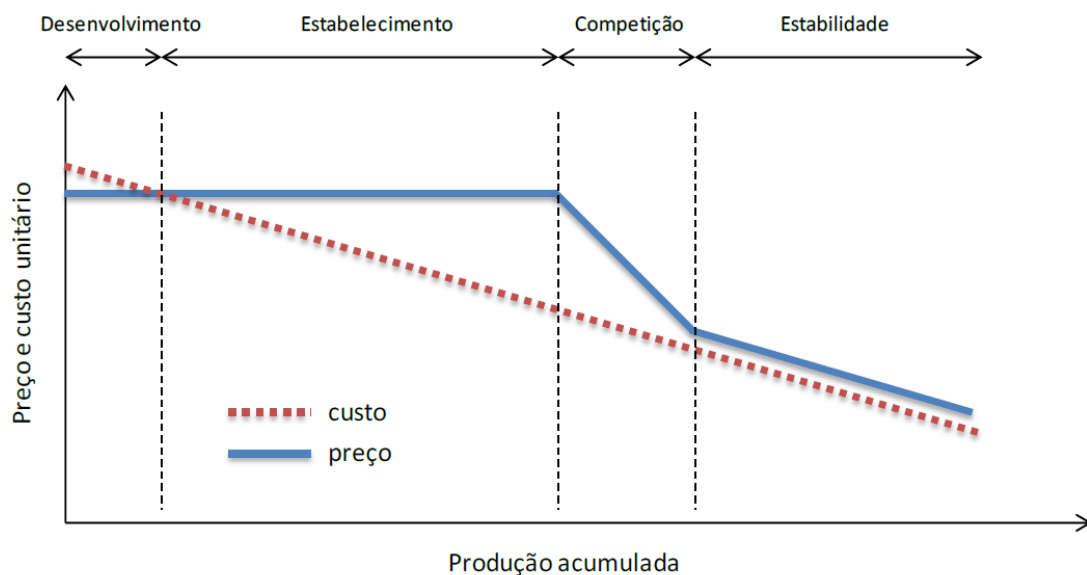
Ao admitir que mercado estudado é estável e competitivo (BARBOSA, 2016), é possível que as curvas de aprendizagem baseadas em preço tenham comportamento similar às aquelas baseadas em custo, conforme a Equação (19):

$$I_{(i)} = I_0 Q^{-\alpha} \quad (19)$$

Importante ressaltar que, para ser verdadeira, a premissa assumida acima deixa de levar em consideração diversos aspectos de interação entre as partes interessadas em determinada tecnologia. Além disso, num cenário real de competição entre as empresas, existem diferenças entre o custo e o preço de determinado bem que variam em função do ciclo do produto ou tecnologia (BOSTON CONSULTANCY

GROUP, 1970, citado por BARBOSA, 2016). Esta relação é apresentada na Figura 12. Além disso, todo o conceito de curvas de aprendizagem está baseado nos custos dos bens de serviços que compõe determinada tecnologia. (PILLAI; MCLAUGHLIN, 2013). Mesmo assim, uma vez que seria praticamente impossível encontrar os custos reais de determinada tecnologia para realização destes estudos, pois estas informações são consideradas segredos industriais e protegidas pelo ordenamento jurídico, a abordagem de se utilizar preços como *proxy* de custos é a única viável do ponto de vista prático.

Figura 12 - Ciclo de vida de um produto e sua relação com seus custos e preços.



Fonte: Boston Consultancy Group (1970), citado por Barbosa (2016).

Como já mencionado, o conceito modelado pela curva de aprendizagem é que a produção de determinado produto, serviço ou, para fins deste trabalho, os custos de investimento em empreendimentos na área de energia, variam a uma taxa constante quando sua produção (ou capacidade instalada) é duplicada.

Para melhor compreensão, supõe-se que no instante A que a capacidade instalada de determinada tecnologia é Q_a e que no instante B, a nova capacidade instalada seja Q_b , que corresponde ao dobro da capacidade anterior, conforme Equação (20):

$$Q_b = 2Q_a \quad (20)$$

Também será definida a taxa de progresso (TP), de acordo com a Equação (21):

$$TP = \frac{c_b}{c_a} \quad (21)$$

onde c_a e c_b são custos da tecnologia quando capacidade instalada apresenta os valores Q_a e Q_b , respectivamente.

Aplicando a Equação (18) nas Equações (20) e (21) tem-se a Equação (22):

$$TP = \frac{c_b}{c_a} = \frac{c_0}{c_0} \left(\frac{Q_b}{Q_a} \right)^{-\alpha} = 2^{-\alpha} \quad (22)$$

Outra definição bastante valiosa para este estudo é taxa de aprendizagem (LR - do inglês *learning rate*), que pode ser definida como a taxa de evolução dos custos em função do tempo e da quantidade adicionada para determinado bem ou tecnologia. A definição da taxa de aprendizagem é dada pela Equação (23):

$$LR = 1 - P_r = 1 - 2^{-\alpha} \quad (23)$$

onde:

LR – Taxa de aprendizagem;

TP – Taxa de progresso.

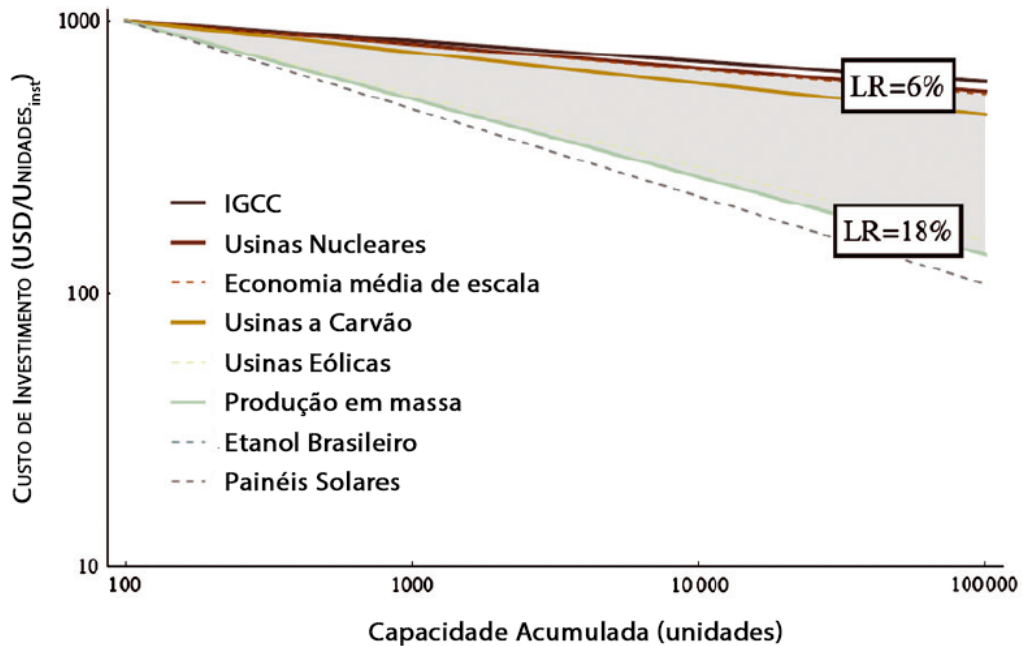
Outro ponto importante a ser ressaltado é que a metodologia de curvas de aprendizagem é independente do tempo, ou seja, não é possível prever com esta técnica o momento em que o custo da tecnologia analisada vai alcançar determinado patamar. Ou seja, a aprendizagem está relacionada com a quantidade produzida e/ou capacidade instalada e não com o tempo.

Consequência disso é que a definição de uma taxa de aprendizagem não pode ser feita de forma arbitrária, mas em função do próprio processo de produção. Afinal, a melhoria de um processo decorre de sua modificação, investimentos em pesquisa e desenvolvimento e otimização, visando eliminar as limitações existentes.

Como ilustração deste comportamento apresenta-se a Figura 13, onde podem ser observadas as curvas de aprendizagem de diversas tecnologias de produção de energia elétrica em função da capacidade de geração instalada acumulada. Pode-se

verificar que existe uma correlação *log-linear* entre o custo da tecnologia e sua capacidade instalada, que pode variar dependendo da tecnologia. Importante ressaltar que estes valores são médios e podem variar quando analisados em períodos de tempo diferentes.

Figura 13 - Representação log-linear da curva de aprendizagem de diversas tecnologias para de geração de energia.



Fonte: Adaptado de Daugaard *et al.* (2015).

Com o passar do tempo, outros fatores passaram a ser levados em consideração quando se está avaliando a curva de aprendizado de determinada tecnologia. Estes fatores podem ser atribuídos à pesquisa e desenvolvimento, escala de produção ou a repetição das tarefas propriamente dita. Para cada um destes efeitos foram criados modelos que os representassem. Esses modelos possuem maior complexidade do que o modelo de Wright, a partir de agora chamado de univariado, possibilitando a descrição do processo de aprendizado de diferentes tecnologias que compõe um ativo energético, além de evoluções tecnológicas que ocorrem em diversas partes do mundo e podem ser aproveitadas independente da região de análise. Também buscam prever os efeitos que uma descoberta tecnológica em um assunto correlato pode melhorar a eficiência de outro. Estes modelos são classificados como modelo multivariados.

Apesar do grande potencial em prever a evolução das tecnologias, os modelos multivariados possuem incertezas quanto à sua aplicação, principalmente devido à dificuldade em se obter dados confiáveis dos diversos setores produtivos (JUNGINGER *et al.*, 2010). Por causa disso, a grande maioria dos trabalhos científicos para cálculo das curvas de aprendizagem são realizados com métodos univariados. Isto se dá porque empiricamente é observado que a relação entre o custo de determinada tecnologia e sua produção ou capacidade instalada acumulada tem a forma *log-linear*, análogo ao modelo de Wright (MCDONALD; SCHRATTENHOLZER, 2001).

Passadas várias décadas, e mesmo com diversos estudos realizados, os fatores preponderantes para a redução dos custos a partir do avanço da experiência e da tecnologia ainda não são plenamente compreendidos (YEH; RUBIN, 2012), apesar das fortes correlações encontradas no decorrer dos anos. Como mencionado acima, diversos fatores podem influenciar na taxa de aprendizagem de determinada tecnologia. O primeiro conjunto delas está relacionado às melhorias ou mudanças em processos de produção, incluindo inovação, melhorias na gestão, economias de escala e ganhos de produtividade da força de trabalho. Já o segundo conjunto tem a ver com as tecnologias em si analisadas, como reengenharia e padronização da tecnologia, enquanto o terceiro grupo está relacionado com redução do custo de mão de obra ou matéria-prima aplicada ao empreendimento. Interessante ressaltar que estes conjuntos de variáveis não são independentes, ou seja, elas podem estar relacionadas e influenciar umas às outras, demonstrando um comportamento não linear.

Dentre os diversos modelos para equacionamento das variáveis citadas acima, uma variação do modelo *log-linear* de Wrigth, onde os efeitos de pesquisa e desenvolvimento e aprendizagem em função da capacidade instalada acumulada são levados em consideração, foi apresentado por Jasmab (2007), conforme mostrado na Equação (24):

$$I_{(i)} = I_0(Q^{-\alpha} + R^{-\beta}) \quad (24)$$

onde:

$I_{(i)}$ – Investimento para se produzir a unidade (i);

I_0 – Investimento teórico na primeira unidade;

Q – Capacidade instalada;

- R – Estoque de investimento em pesquisa e desenvolvimento;
 α – Parâmetro que representa o aprendizado por repetição da atividade;
 β – Parâmetro que representa o aprendizado por pesquisa e desenvolvimento.

Este modelo tem sido utilizado por diversos pesquisadores para prever os custos das tecnologias para geração de energia (RUBIN *et al.*, 2015). Entretanto, a modelagem apresentada tem certas limitações quanto à dificuldade de se obter dados confiáveis sobre os investimentos em pesquisa e desenvolvimento realizados pelas empresas.

Outro modelo bastante utilizado é o modelo univariado de Wrigth agora modelado para avaliar as diversas tecnologias que compõe um empreendimento ou processo produtivo (YEH; RUBIN, 2012). Este modelo pode ser verificado na Equação (25), onde o modelo *log-linear* é repetido para cada tecnologia que compõe o todo:

$$I = \sum_{i=1}^n I_n Q^{-\alpha_n} \quad (25)$$

Este método é particularmente útil quando são avaliadas tecnologias aplicadas em determinado processo ou empreendimento em que não se conhece o resultado daquelas tecnologias ou equipamentos operando em conjunto, mas que existem dados suficientes sobre seu funcionamento e/ou custos de algumas daquelas tecnologias ou equipamentos operando individualmente ou empregados em outros arranjos. Por exemplo, a curva de aprendizagem tecnológica obtida até o momento para uma turbina a gás natural operando em ciclo combinado clássico poderia ser utilizada numa análise de um IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) pois as turbinas a gás utilizadas nestes dois casos guardam bastante similaridades.

Como pode ser percebido, para estes exemplos de curvas de aprendizagem multivariadas, existe uma dificuldade inerente ao modelo de se obter todas as informações necessárias para o seu correto desenvolvimento. Por causa disto, o presente trabalho vai focar sua atenção no modelo *log-linear* univariado, devido à sua simplicidade e grande quantidade de trabalhos científicos que utilizam esta técnica.

4.1.2. Taxas de Aprendizagem para Diversas Tecnologias de Geração Elétrica

A Tabela 9 apresenta a taxa de aprendizagem obtida de forma empírica e/ou a partir de algumas das modelagens citadas acima com uma ou duas variáveis para diversas tecnologias de geração elétrica. Notar que, como já dito anteriormente, a

grande maioria dos artigos científicos foi realizada modelando a aprendizagem com apenas um fator em análise, e que os dados reais da diminuição dos custos das tecnologias estão fortemente correlacionados por um comportamento *log-normal* (RUBIN *et al.*, 2015).

Tabela 9 - Faixa de valores reportados para taxas de aprendizagem modeladas com 1 ou 2 fatores.

Fonte de Energia	Tecnologia	Nº de Estudos		Resultados						Anos da análise
		Um fator	Dois fatores	Modelos de um fator		Modelos de dois fatores				
				Faixa de LR	Média LR	Faixa de LBD ⁽¹⁾	Média LBD	Faixa de LBR ⁽²⁾	Média LBR	
Carvão	PC	4	0	5,6-12%	8,30%					190- 2006
	PC+CCS	2	0	1,1-9,9%						projeções
	IGCC	2	0	2,5-16%						projeções
	IGCC+CCS	2	0	2,5-20%						projeções
Gás Natural	NGCC	5	1	-11-34%	14%	0,7-2,2%	1,4%	2,4-17,7%	10%	1980-1998
	Turbina a Gás	11	0	10-22%	15%					1958-1990
	NGCC+CCS	1	0	2-7%						projeções
Energia Nuclear	-	4	0	-6%						1972-1996
Eólica	Onshore	12	6	-11-32%	12%	3,1-13%	9,6%	10-26,8%	16,5%	1979-2010
	Offshore	2	1	5-19%	12%	1%	1%	4,9%	4,9%	1985-2001
Fotovoltaica	-	13	3	10-47%	23%	14-32%	18%	10-14,3%	12%	1959-2011
Biomassa	Geração Energia	2	0	0-24%	11%					1976-2005
	Produção Biomassa	3	0	20-45%	32%					1971-2006
Hidroelétrica	-	1	1	1,40%	1,40%	0,5-11,4%	6%	3-20,6%	11,60%	1980-2001

(1) Aprendizagem por repetição (*learning by doing*).

(2) Aprendizagem por pesquisa e desenvolvimento (*learning by researching*).

Fonte: Adaptado de Rubin *et al.* (2015).

Alguns dados interessantes podem ser extraídos da Tabela 9. O que mais chama a atenção é a grande variabilidade dos resultados encontrados para taxa de aprendizagem mesmo em tecnologias maduras, como é o caso daquelas que utilizam combustíveis fósseis. Esta característica evidencia a dificuldade de se obter dados realistas mesmo quando se está analisando o passado. Outro ponto importante é que as taxas de aprendizagem não são homogêneas em qualquer parte do mundo, apesar de uma tendência de homogeneização das tecnologias devido à integração das cadeias produtivas globais.

Também pode ser observado que a grande maioria dos estudos foram feitos utilizando a modelagem *log-linear* de um fator, talvez para tornar uma pouco menos complexo a obtenção dos dados empíricos, pois como já foi dito, existe muita

dificuldade em se obter dados relacionados à pesquisa e desenvolvimento e para entender as complexas interrelações entre as diversas variáveis que podem influenciar na diminuição dos custos de determinada tecnologia.

Outro ponto interessante a ser ressaltado é que, para a tecnologia de ciclos combinados a gás natural, observa-se uma grande variação em sua taxa de aprendizagem, sendo que seus limites inferiores são negativos. Kouvaritakis *et al.* (2000), citado por Rubin *et al.* (2015), chegaram à conclusão em seus estudos que este comportamento possivelmente ocorreu devido a práticas oligopolistas que ocorreram no mercado de fornecedores destas tecnologias na década de 80.

Numa visão de preços de energia, Van Den Val Bake *et al.* (2009) encontraram uma taxa de aprendizagem de 32% para a produção de cana-de-açúcar no Brasil, utilizada como insumo da produção de etanol e para geração de energia, assumindo a premissa que os preços podiam ser utilizados como *proxy* de custos. Foi verificado que esta taxa foi alcançada devido a ganhos de produtividade na colheita, melhoria dos solos para plantio e melhorias no processo de manutenção dos canaviais.

Já Goldemberg *et al.* (2004), também numa visão de custos de produção do etanol combustível, apresentou uma taxa de progresso (Equação 21) de 93% entre os anos de 1980-1985 que passou para 71% entre 1985-2002. Esta aceleração na diminuição dos custos é explicada pelo ganho de escala e melhoria no trato das culturas de cana de açúcar com o respectivo aumento de produtividade, bem como pela pressão política do período para diminuição dos preços para o consumidor.

Segundo Rubin (2019), métodos baseados em curvas de aprendizagem para predição dos custos futuros de energia são disponibilizados por órgãos de pesquisa públicos e entidades privadas para que todas as partes interessadas tenham instrumentos de decisão satisfatórios sobre quais tecnologias para geração elétrica serão mais competitivas no futuro. Apesar disso, os métodos que empregam curvas de aprendizagem podem não prever corretamente o comportamento de tecnologias avançadas que ainda estão em fase de testes e que não dispõem de ativos em operação e nem de dados para confecção de uma curva de aprendizagem. Essa dificuldade aumenta quando os custos destas tecnologias são afetados por questões regulatórias e cambiais, como é geralmente o caso do Brasil, onde a incidência de impostos é alta e a maioria dos equipamentos necessários para construção de empreendimentos na área de energia são importados.

Outra questão é que, devido ao aspecto analítico do modelo adotado para determinação das curvas de aprendizagem, esta metodologia não permite que as variações nas taxas de aprendizagem sejam capturadas. A solução seria estudar períodos específicos para uma maior acurácia nos resultados, mas encontrar o período de início e término destes períodos também pode trazer distorções ao modelo.

Além disso, já se pode perceber este efeito para determinadas tecnologias, onde o efeito da aprendizagem se torna mínimo, pois aquela tecnologia já se encontra plenamente otimizada e madura (BREYER; GERLACH, 2013). Somente um efeito disruptivo neste mercado poderá tornar a aprendizagem relevante novamente.

Por causa destes inúmeros fatores, Nemet (2006) propõe que sejam utilizadas técnicas para incorporar a dinâmica do mercado onde a tecnologia está sendo introduzida, como forma de minimizar a grande dispersão dos resultados encontrados nas predições das curvas de aprendizagem das tecnologias, especialmente quando estas são novas.

Para resolver esta questão, diversos pesquisadores propõem uma série de métodos a fim de diminuir a incerteza das curvas de aprendizagem modeladas (RUBIN, 2019), sejam eles qualitativos ou quantitativos, incluindo análises probabilísticas, de sensibilidade ou o julgamento de consultores da área sobre tendências. Estas alternativas têm sido bastante discutidas na literatura especializada (OU *et al.*, 2016, VAN DER SPEK *et al.*, 2017, RUBIN, 2019).

Neste trabalho, também será proposta uma nova abordagem para calcular a viabilidade da geração de energia por *cofiring* indireto com biomassa e gás natural, já que esta tecnologia não é madura e existem apenas alguns ativos comerciais em atividade no mundo. Diferente dos autores citados, esta abordagem tem base num método estatístico, originário do mercado de derivativos financeiro. Neste caso, a teoria das Opções Reais é aplicada para que as incertezas sejam modeladas no fluxo de caixa e investimento, para que, ao analisar-se a oportunidade em determinada tecnologia, sejam encontradas a dispersão das possibilidades de cenários futuros, e assim ser discutido se existe valor na implementação daquele empreendimento.

4.2. MÉTODOS TRADICIONAIS DE AVALIAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS

Apesar de bastante promissor, o processo de geração de energia a partir de gaseificação de biomassa numa termelétrica operando em ciclo combinado ainda traz uma série de incertezas sobre os custos reais para implementação operação e

manutenção desta tecnologia, tornando esta opção de difícil avaliação econômica. Por este motivo, é necessária a utilização de técnicas mais abrangentes de análise, no sentido de modelar a incerteza tecnológica, seus efeitos no fluxo de caixa do projeto e investimento inicial e o valor das opções em caso de espera ou antecipação do empreendimento analisado. A técnica escolhida para realizar esta análise é a “Teoria das Opções Reais”.

Antes de ser discutida a teoria propriamente dita, serão apresentados alguns métodos tradicionais de avaliação de empreendimentos e suas limitações em analisar os cenários futuros por causa das incertezas em relação ao comportamento dos custos do investimento e do fluxo de caixa do projeto.

4.2.1. Métodos Tradicionais de Análise Econômica

Usualmente as companhias quando necessitam decidir sobre a viabilidade ou não de determinado investimento recorrem à diversas técnicas para subsidiar sua decisão. A visão tradicional de finanças (e o senso comum) sobre investimentos corporativos é a de que as empresas somente devem investir em projetos quando a expectativa de retorno for superior à taxa mínima de atratividade (custo de oportunidade do capital).

A teoria de decisão sobre um investimento decorre do pressuposto que o valor do ativo em uma determinada data está associado ao fluxo de pagamentos esperados em datas futuras, atualizado por um fator de desconto.

A maioria das empresas utilizam como balizador para seu investimento o conceito de Fluxo de Caixa Descontado (*FCD*), onde os valores dos fluxos de caixa previstos para ocorrerem durante a vida operativa do projeto, obtidos das previsões do comportamento das diversas variáveis que compõe o empreendimento, são descontados a valor presente a partir da taxa mínima de atratividade ajustada aos riscos envolvidos no empreendimento (DIAS, 2014).

Para quaisquer um dos métodos de análise de investimento que utilizam o conceito do Fluxo de Caixa Descontado, talvez a etapa mais importante seja a determinação da taxa de juros a ser utilizada para desconto. Quando o principal objetivo é avaliar o risco inerente ao negócio, um modelo que pode ser utilizado é *Capital Asset Pricing Model (CAPM)* ou Modelo de Risco de Retorno, que associa o risco associado ao investimento no ativo à volatilidade (desvio padrão) dos retornos de ativos equivalentes no mercado de capitais. De acordo com Damodaran (1997), o

modelo *CAPM* mede o risco em termos de volatilidade não-diversificável através da estimativa do beta do ativo (β). Assim, esta técnica consiste em medir a diferença entre o retorno de ativos equivalentes do mercado e a taxa livre de risco, normalizada pela variância dos retornos do mercado, conforme a Equação (26):

$$\mu_i = R_f + \beta_i[R_m - R_f] \quad (26)$$

onde:

μ_i – Taxa ajustada ao risco do ativo i ;

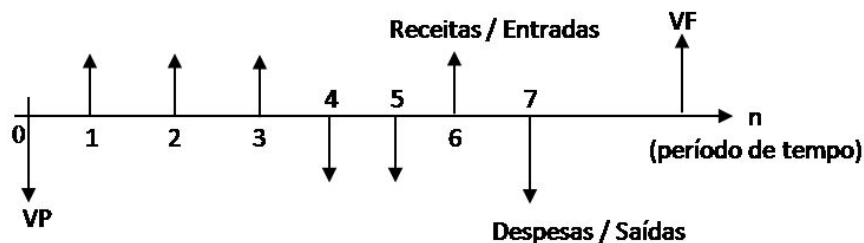
R_f – Taxa de juros livre de risco;

β_i – Representa o risco associado ao investimento;

R_m – Taxa de remuneração do mercado.

Para maior clareza, a representação esquemática de um fluxo de caixa analisado para verificação da viabilidade de um projeto pode ser verificada na Figura 14. Convém ressaltar que o fluxo de caixa é o somatório das receitas e despesas ocorridas no período analisado, usualmente coincidente com o ano fiscal.

Figura 14 - Representação gráfica de um Fluxo de Caixa.



onde:

VP – Valor presente dos fluxos de caixa descontados para o ano 0;

VF – Valor dos fluxos de caixa descontados para o ano n (R\$);

n – Número de períodos de análise (anos).

De acordo com Brealey; Myers; Allen (2011), os principais indicadores amplamente difundidos para avaliação de projetos e que utilizam a metodologia dos Fluxo de Caixa Descontados, seja individualmente ou para priorização em um portfólio de investimentos, são o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Tempo de Retorno do Investimento (*Payback*).

4.2.2. Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (*VPL*) é um método com base em fluxo de caixa descontado que consiste em atualizar para o valor de hoje todo o fluxo de caixa previsto no projeto, a uma taxa de desconto que represente o risco do empreendimento e deste montante subtrair os valores investidos naquela ativo, todos também atualizados para a data da decisão sobre o projeto. A Equação (27) apresenta como se calcular o *VPL*, na qual o primeiro termo se refere ao fluxo de caixa, já levando em conta a depreciação do investimento, e o segundo termo se refere aos investimentos trazidos a valor presente.

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+r)^i} - \sum_{i=0}^n \frac{I_i}{(1+r)^i} \quad (27)$$

onde:

FC_i – Entrada líquida de capital anual (R\$);

r – Taxa de desconto adotada (%);

n – Período de análise (anos);

I_i – Capital total investido no início de operação do projeto (R\$);

VPL – Valor Presente Líquido (R\$).

O critério utilizado para aceitação do projeto em análise está relacionado ao valor obtido pela equação acima: para aqueles que apresentam o *VPL* maior que zero o projeto é considerado atraente do ponto de vista econômico e deve ser realizado. Caso o *VPL* encontrado seja menor que zero, o projeto deve ser descartado pois o retorno futuro previsto seria menor que a taxa associada ao risco utilizada (DIAS, 2014). Este método é bastante utilizado para comparação entre projetos, sendo que o de maior *VPL* seria a escolha de maior valor para o tomador de decisão.

Para fins deste trabalho, o *VPL* encontrado pelo método do Fluxo de Caixa Descontado será denominado Valor Presente Líquido Tradicional (VPL_{trad}), em contraste com o *VPL* que será encontrado durante as análises com Opções Reais. A grande diferença entre eles é que o primeiro não incorpora o valor das Opções Reais relacionadas à flexibilidade gerencial e a incerteza dos negócios, conforme será apresentado mais adiante.

4.2.3. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (*TIR*) é outro método baseado em FCD bastante utilizado pelas empresas quando é necessária a decisão sobre um investimento. Uma definição de *TIR* pode ser a taxa de desconto que zera o valor o *VPL*, representando uma taxa equivalente do retorno esperado para o projeto caso as condições adotadas sejam as mesmas durante toda sua vida. A Equação (28) apresenta o modelo da *TIR*:

$$VPL = 0 = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} - \sum_{i=0}^n \frac{I_i}{(1+TIR)^i} \quad (28)$$

onde:

FC_i – Entrada líquida de capital anual (R\$);

r – Taxa de desconto adotada (%);

n – Período de análise (anos);

I_i – Capital total investido no início de operação do projeto (R\$);

TIR – Taxa Interna de Retorno (%).

Normalmente a *TIR* não pode ser resolvida de forma analítica e sim através de métodos iterativos, com interpolações entre diversas taxas de retorno até que o valor do *VPL* se iguale a zero.

Para se analisar um projeto com a técnica da *TIR*, deve-se verificar se o valor encontrado como *TIR* é maior que a Taxa Mínima de Atratividade (*TMA*), que geralmente está associada à taxa de juros associada ao risco do empreendimento (μ_i). Caso *TIR* for maior que a *TMA* então o projeto agrega valor ao negócio, mas caso a *TIR* for menor que a *TMA* então o projeto não deve ser realizado; e, caso a *TIR* seja igual à *TMA* então a implantação do projeto é indiferente do ponto de vista econômico.

Uma limitação do método é encontrada quando o fluxo anual de caixa do projeto analisado mudar de sinal, ou seja, deixar de ser positivo para se tornar negativo ou vice-versa (o que é bastante comum no ciclo de vida dos projetos). Estas inversões podem ocasionar o aparecimento de mais de uma *TIR*. Existem situações em que nem mesmo uma *TIR* pode ser determinada. Outro ponto interessante a ser destacado é que muitas vezes durante a comparação entre projetos aquele de maior *TIR* não necessariamente terá o maior *VPL*. Assim, estes métodos devem ser utilizados com atenção, compreendendo suas restrições e modelagens para uma correta interpretação de seus resultados.

Um outro método bastante utilizado para avaliação de investimentos devido à sua simplicidade, o *Payback* avalia o tempo de retorno de determinado investimento, ou seja, quantos anos serão necessários para que determinado projeto tenha seu primeiro fluxo de caixa positivo, levando-se em consideração o investimento inicial do projeto. De acordo com Dias (2014), esse indicador deve ser utilizado como complementar, principalmente por empresas com problemas de liquidez, possibilitando a escolha de projetos de retorno mais rápido e gerando fluxo de caixa para novos investimentos.

Como mencionado, os métodos baseados em fluxo de caixa descontados são simples e de fácil implementação, mas apresentam algumas desvantagens. A maioria dessas desvantagens podem ser contornadas a partir da Teoria das Opções Reais.

4.2.4. Limitações da Metodologia Tradicional

Análises de investimento utilizando técnicas baseadas de fluxo de caixa descontado são amplamente utilizadas para avaliação de projetos, sendo a preferência de pequenas e grandes empresas como ferramenta para tomada de decisão. Apesar disso, estas técnicas não conseguem capturar toda a quantidade de incertezas que influenciarão a vida do ativo, nem a possibilidade de tomada de decisões gerenciais que responderão à essas incertezas. Como evidenciado por Dias (2014), incertezas de diversos tipos são parte integrante do mundo dos negócios e podem influenciar no fluxo de caixa de um projeto durante todo o seu ciclo de vida, como por exemplo a variação do preço das *commodities*, da eletricidade, das matérias primas, da taxa de juros do mercado, da taxa de câmbio entre outros. Assim como na natureza, as empresas que possuem maior capacidade de se adaptar à situação apresentada, ou seja, maior flexibilidade gerencial, terão um maior valor. E é certo que as condições de mercado mudarão, então esta flexibilidade quanto à incerteza é parte integrante das empresas que vão prosperar no mercado.

A maior crítica dos métodos que utilizam o fluxo de caixa descontado como técnica de avaliação de projetos é que estes métodos se baseiam e decidem de forma estática a partir de informações que estão disponíveis para o empreendedor no momento da avaliação do projeto. Além disso, pressupõem que não haverá alteração destes parâmetros durante todo seu ciclo de vida. Os riscos relacionados às variáveis que compõem este fluxo de caixa estão representados apenas pela Taxa Ajustada a Risco (μ_i), que mesmo quando é determinada por técnicas mais sofisticadas de

avaliação de riscos, definitivamente não tem o condão de captar todas estas variações.

Portanto, as duas principais limitações à Técnica do Fluxo de Caixa Descontado é que ela não consegue capturar a variação dos riscos durante o ciclo de vida do projeto, que podem beneficiar ou tornar inviável determinado investimento e que, num ambiente típico de mercado, os gestores têm flexibilidade de responder às estas incertezas.

Consequência da modelagem pouco aderente à realidade trazida pelos métodos de FCD, Dixit; Pindyck (1995) mostraram que a aplicação da regra do VPL leva erradamente a rejeitar projetos que criam novas opções de investimento, tais como projetos de P&D e de testes de mercado e, segundo Dias (2005), projetos de exploração e produção de petróleo possuem flexibilidade operacional e a uma grande quantidade de incertezas que leva à métodos do tipo FCD a subestimar o seu valor real.

Além disso, de acordo com Hull (2006), não há uma forma fácil de se encontrar uma taxa de desconto apropriada quando um projeto possui flexibilidade e incertezas associadas, mesmo quando se está buscando um valor de β associado ao mercado.

Nesse contexto, levando em consideração projetos em ambientes de alta incerteza e com flexibilidades gerenciais, faz-se necessário utilizar ferramentas adicionais de avaliação de projetos para que seja possível quantificar suas flexibilidades e evitar uma subavaliação dos projetos.

4.3. TEORIA DAS OPÇÕES REAIS

O estudo a ser realizado apresenta uma série de variáveis e informações que o empreendedor não dispõe no momento da decisão sobre o investimento. Este número elevado de incertezas pode inviabilizar o projeto, mas também pode trazer diversas oportunidades de ganho, algumas delas impossíveis de serem previstas no início da avaliação. Quando exercidas de forma racional e otimizada, todas as alternativas gerenciais que surgem a partir de um maior conhecimento sobre o negócio podem aumentar muito o valor do projeto (SANTOS, 2014).

O ponto mais relevante que envolve o surgimento das opções reais é a flexibilidade associada à incerteza. Nos casos onde a possibilidade de influenciar por meio de decisões gerenciais os rumos dos projetos ou que os níveis de incerteza a que estão sujeitos os fluxos de caixa futuros são baixos ou inexistentes, o valor a ser

encontrado pelo método de Opções Reais será bastante semelhante ao valor encontrado pelo método do Fluxo de Caixa Descontado.

A abordagem destes problemas pela Técnica de Opções Reais, adaptada do mercado financeiro, traz como ideia central que num mercado livre, a decisão sobre realizar um investimento não é uma obrigação, mas sim um direito, e que o empreendedor tem a opção de exercê-lo ou não.

4.3.1. Conceitos de Opções Financeiras

De acordo com Hull (2012), opções financeiras são valores mobiliários derivativos, ou seja, títulos financeiros que derivam seu valor de outro ativo, chamado ativo subjacente. Assim, uma opção sobre uma ação é um derivativo que tem como lastro do seu valor o preço da ação.

Uma opção dá o direito, mas não a obrigação, de um investidor comprar ou vender uma predeterminada quantidade de um ativo subjacente a um preço fixado em contrato quando da compra desta opção. Nas opções do tipo americanas este direito pode ser exercido em qualquer período até a data de vencimento. Se for uma opção do tipo europeia, este direito só pode ser exercido na data de vencimento da opção prevista em contrato.

O modelo matemático que foi decisivo para determinação do valor das opções de compra no mercado financeiro foi desenvolvido por Black; Scholes (1973). Seu trabalho tornou-se referência para a precificação de opções e tornou-se a base para avaliação de projetos de investimentos pela técnica de opções reais.

Em 1977, Myers foi o primeiro autor a usar a terminologia Opções Reais (*Real Options*), com base no conceito que ativos reais poderiam ser avaliados da mesma forma que ativos financeiros. Para ele, o valor das opções que surgem em projetos com alto grau de incerteza e a possibilidade de flexibilidade gerencial são subestimados quando é utilizado algum método de Fluxo de Caixa Descontado tradicional.

Conforme já mencionado, opções financeiras são contratos que dão o direito de comprar ou vender um ativo financeiro em determinadas condições pré-estabelecidas. Estas opções podem ser de compra (*call*) ou venda (*put*).

Desta forma, uma opção real é o direito adquirido em um ativo real, mas não a obrigação, de realizar uma determinada operação (por exemplo: adiar, expandir, contrair ou abandonar), a um custo determinado (preço de exercício), por um período

(prazo de vencimento da opção). Como no caso das opções financeiras, o valor da opção real depende de seis variáveis básicas (COPELAND; ANTIKAROV, 2002):

1. Valor do ativo subjacente sujeito a risco: se o valor do ativo subjacente (que pode ser um projeto, uma aquisição, um produto) aumenta, o valor de compra de uma opção também aumenta;
2. Preço de exercício: é o montante monetário investido para exercer a opção, em caso de compra de um ativo ou o montante recebido, em caso de venda;
3. Prazo de vencimento da opção: se o prazo para exercer a opção aumenta, o valor da opção também subirá;
4. Desvio padrão do valor do ativo subjacente sujeito a risco (volatilidade): o valor da opção de aumenta quando a volatilidade do valor do ativo é alta;
5. Taxa de juros livre de risco ao longo da vida da opção: uma taxa de juros livre de risco aumenta o valor da opção;
6. Dividendos a serem pagos pelo ativo subjacente: depende da política de distribuição de dividendos da empresa.

Assim, segundo Trigeorgis (1995), para que o valor real de um projeto possa ser obtido, é necessário que o efeito da flexibilidade gerencial seja incorporado na análise e as adaptações de caráter operacional e/ou estratégico realizadas durante a vida do projeto por seus gestores possam ser levadas em consideração durante a fase de decisão sobre investir ou não no empreendimento, conforme a Equação (29):

$$VPL_{real} = VPL_{trad} + V_{opção} \quad (29)$$

De acordo com Dixit; Pindyck (1994), os métodos tradicionais de avaliação de investimento desconsideram três características muito importantes para a tomada de decisão em um ambiente real de negócios: a irreversibilidade do investimento (total ou parcial), a possibilidade de adiamento e a influência da incerteza na decisão gerencial. Segundo estes mesmos autores, a solução que incorpora estas variáveis à análise do investimento seria modelá-la como um processo estocástico (estatisticamente aleatório).

4.3.2. A Avaliação Neutra ao Risco

A inclusão dos parâmetros de incerteza na avaliação por opções reais é realizada de forma distinta daquela utilizada para os métodos de Fluxo de Caixa

Descontados. Isso ocorre porque encontrar uma taxa de risco levando em consideração todas as incertezas e flexibilidades gerenciais de um projeto pode ser uma tarefa praticamente impossível, pois, na presença de opções, o fluxo de pagamentos geralmente se altera, modificando toda a modelagem do investimento e consequentemente as taxas de risco associadas.

Desta forma, uma das abordagens que pode ser realizada para a avaliação de opções, é a abordagem probabilística neutra em relação ao risco (COPELAND; ANTIKAROV, 2002). Esse método traz como pressuposto a determinação de um portfólio de *hedge* livre de risco em determinado mercado e que este portfólio renderá à taxa livre de risco (r_f). Talvez no mercado brasileiro uma boa estimativa para esta taxa possa ser a taxa Selic, apesar de conceitualmente serem distintas. A partir de então, pode-se deduzir uma probabilidade neutra ao risco, conhecida também como medida equivalente de Martingale e utilizar a taxa de desconto livre de risco (r_f) para o cálculo do valor da opção a valor presente.

Portanto, umas das diferenças mais importantes entre a teoria de Opções Reais e os métodos de Fluxo de Caixa Descontados é a forma como o risco é incorporado na modelagem matemática. Para os métodos FCD, o risco está embutido na taxa de desconto, enquanto para as Opções Reais os fluxos de caixa são calculados à taxa livre de riscos, com probabilidades neutras ao risco. A medida do risco no negócio para opções reais será dada a partir da volatilidade da variável ou conjunto de variáveis analisadas.

Para fins deste trabalho e simplificação da aplicação da técnica de opções reais, não será admitida a possibilidade de arbitragem para o ativo em questão. Arbitragem neste caso pode ser definida como a possibilidade de obtenção de ganhos sem riscos a partir da operação com ativos em um mercado, e este poderiam ser superiores àqueles obtidos por ativos livres de risco. A existência de taxas neutras ao risco está ligada à impossibilidade de arbitragem entre as variáveis relacionadas às opções.

4.3.3. Modelagem da incerteza em Opções Reais

A modelagem da incerteza em projetos de investimentos pode ser um problema bastante complexo, levando à necessidade da solução de equações diferenciais parciais sem solução analítica, ou que para serem resolvidas necessitam de simplificações em suas condições de contorno que não refletiriam um problema real.

Entre as modelagens disponíveis, o Movimento Geométrico Browniano (MGB) foi o escolhido nos primeiros trabalhos de valoração de opções financeiras ou reais, com objetivo de modelar adequadamente a componente estocástica do problema. Assim, o MGB é descrito pelas Equações (30) e (31):

$$dS = \alpha S dt + \sigma S dz \quad (30)$$

sendo:

$$dz = N(0,1)\sqrt{dt} \quad (31)$$

onde:

S – Valor do ativo;

α – Desvio (*drift*) ou taxa de crescimento;

σ – Volatilidade (desvio padrão) de S ;

dt – Intervalo de tempo no processo;

dz – Termo estocástico – Incremento de *Wiener* padrão;

$N(0,1)$ – Distribuição Normal Padrão.

Ao observar a equação do MGB, pode-se verificar que o modelo segue uma distribuição normal para a variável estocástica e que tanto o desvio padrão como a taxa de crescimento são constantes. O primeiro termo da equação ($\alpha S dt$) representa uma variação determinística proporcional à taxa do retorno esperada e o segundo ($\sigma S dz$) representa um crescimento aleatório com distribuição normal e o desvio padrão σ . Para fins deste trabalho, admite-se que ele também possa representar de forma satisfatória o comportamento do custo de investimento em plantas com tecnologia de gaseificação de biomassa em função da capacidade instalada de produção.

Esta modelagem é largamente utilizada no mercado financeiro por representar muito bem o comportamento das opções financeiras. Os primeiros a utilizarem esta metodologia para modelar as incertezas do mercado de ações foram Black; Scholes (1973), que apresentaram um modelo analítico de precificação de opções europeias e que virou referência para todo o mercado. Entretanto, o modelo de Black e Scholes não pode ser utilizado para modelagem de opções americanas (aquelas em que o direito de opção pode ser exercido até a data de vencimento, ao contrário da opção europeia, que só pode ser exercida na data de vencimento), que possuem maior afinidade com as opções reais.

4.3.4. Método Binomial para Apreçamento de Opções Reais

Para simplificar o cálculo do valor da opção foi proposto por Cox *et al.* (1979) um modelo binomial, que consiste numa aproximação numérica do modelo de Black; Scholes (1973) mas que permite a utilização em opções americanas. Neste método, o preço do ativo analisado segue um processo binomial multiplicativo ao longo de sucessivos intervalos de tempos discretos. A representação gráfica deste modelo dá-se o nome de Árvore Binomial CRR (em homenagem ao nome dos autores).

Considerando o MGB como comportamento da variável estocástica e que os valores das opções serão calculados a partir de uma taxa de atratividade livre de riscos (r_f), os parâmetros podem ser representados pelas Equações (32), (33) e (34):

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (32)$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}} = 1/u \quad (33)$$

$$p = \frac{1+r_f-d}{u-d} \quad (34)$$

onde:

σ – Volatilidade do ativo;

Δt – Intervalo de tempo;

r_f – Taxa livre de risco;

u – Fator multiplicativo positivo na binomial CRR;

d – Fator multiplicativo positivo na binomial CRR;

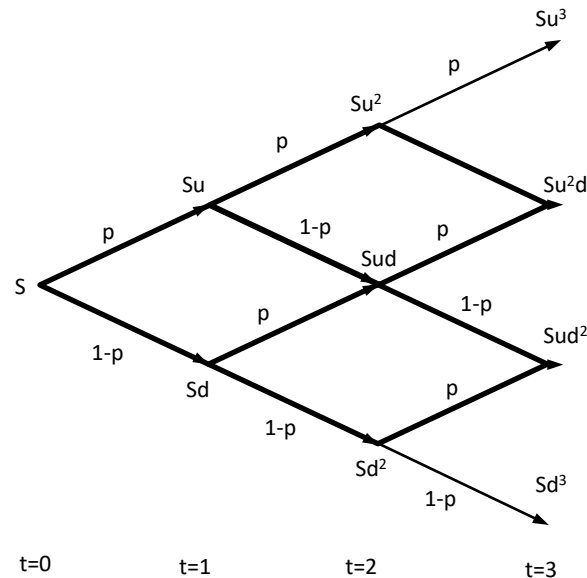
p – Probabilidade neutra ao risco (risco-neutro).

Cox *et al.* (1979) definiram a relação $d = 1/u$, o que torna a árvore recombinante e permite que os cálculos sejam mais fáceis de serem realizados em função da redução do número de variáveis.

Exemplificando, a cada período de tempo serão permitidos apenas dois movimentos do preço S na Árvore Binomial: multiplicado por um fator de movimento de subida, $u > 1$, ou multiplicado por um fator de descida, $d < 1$. A Figura 15 ilustra com um diagrama esquemático a Árvore Binomial para três períodos, sendo que S é o

preço inicial, Sud o preço inicial após um movimento ascendente e descendente, p a probabilidade de subida e $1-p$ a probabilidade de descida.

Figura 15 - Árvore Binomial CRR para três períodos de tempo.



Fonte: Próprio autor.

Os fatores de subida (u) e descida (d) são determinados de forma que, no limite ($\Delta t \rightarrow 0$) os valores do último período analisado formem uma distribuição log-normal, fazendo com que a Árvore Binomial seja uma aproximação do processo estocástico do Movimento Geométrico Browniano (MGB).

Bastian-Pinto (2009) ressalta que a aproximação binomial recombinate, ou *lattice*, é robusta, versátil e talvez uma das metodologias mais utilizadas para discretização de processos estocásticos. Bastian-Pinto (2015) também propõe uma aproximação binomial recombinate simétrica, que permite modelar diretamente o comportamento de uma variável estocástica pela expressão de seu valor esperado e de sua volatilidade e é aplicável a vários tipos de modelos estocásticos de um fator. Essa abordagem é prática para modelagem de variáveis cujo comportamento tem, por exemplo, uma trajetória decrescente como é esperado e um custo de investimento em tecnologias em processo de desenvolvimento tecnológico.

Por este motivo, utilizar a técnica de Opções Reais, onde o risco da decisão pode ser mitigado em função do poder de decisão dos gestores parece ser a abordagem mais indicada para esta questão.

5. ASPECTOS AMBIENTAIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA EM MODO *COFIRING*

Neste capítulo serão apresentadas algumas iniciativas mundiais em andamento ou estudo para mitigação dos impactos ambientais no mercado de energia.

No caso brasileiro, apesar das iniciativas passadas que indiretamente trouxeram benefício para o meio ambiente, como é o caso do Proálcool ou do programa do Biodiesel, será apresentada uma nova iniciativa, o Renovabio, que foi pensado como umas das respostas brasileiras para o compromisso assumido pelo país durante a Convenção do Clima de Paris, onde a mitigação dos impactos ambientais passou a ser responsabilidade, mesmo que voluntária, de todos os países signatários, sem distinção entre desenvolvidos ou subdesenvolvidos.

Neste trabalho, será utilizada técnica equivalente à utilizada no programa Renovabio, baseada no ciclo de vida dos produtos energéticos, para determinar o benefício ambiental da utilização do *cofiring*. Cabe ressaltar que, até o momento, o gás oriundo de processos de gaseificação e/ou pirólise ainda não podem ser beneficiados pelo programa, apesar de utilizarem majoritariamente resíduos agroindustriais como sua principal matéria-prima. Uma das razões é de que o programa trata de descarbonização da matriz de transportes, e não da matriz de energia elétrica brasileira.

5.1. PANORAMA DAS INICIATIVAS DE DESCARBONIZAÇÃO MUNDIAIS

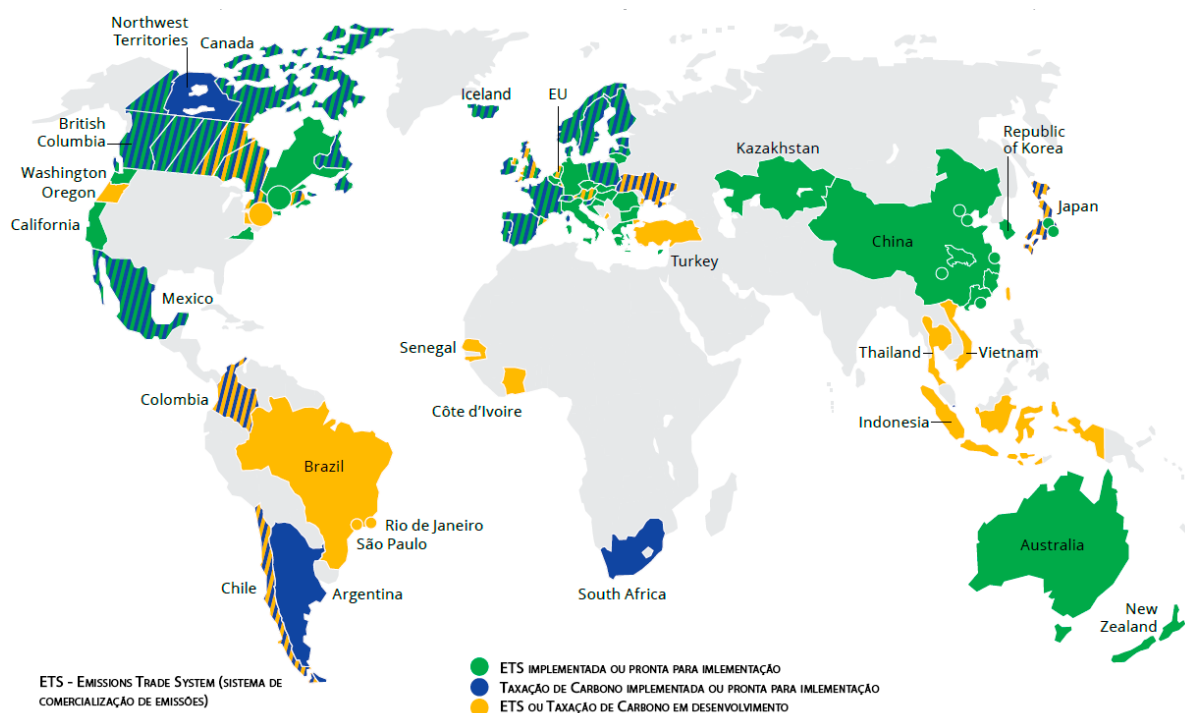
Desde a entrada em vigor do Protocolo de Quioto em 2005, primeiro tratado internacional a propor uma política de redução dos gases que intensificam o efeito estufa, diversas iniciativas foram desencadeadas como o objetivo de incluir as externalidades ambientais dentro da equação econômica dos processos produtivos, especialmente nos setores onde a utilização de energia é mais intensiva.

Principal fruto deste tratado, o programa pioneiro em tentar quantificar as emissões de gases do efeito estufa e buscar por vias econômicas a diminuição da emissão destes gases foi o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), onde os países considerados industrializados, inscritos no Anexo I do Protocolo de Quioto, deveriam reduzir suas emissões em 5,2% em relação aos níveis de 1990. Para atingir tal objetivo, deveriam adquirir “reduções certificadas de emissões”, mais comumente

conhecidas como Créditos de Carbono, dos países em desenvolvimento. Dito de outra forma, os países industrializados adquiriam dos países em desenvolvimento via créditos de carbono uma “licença” para manter seus níveis de emissão de gases do efeito estufa, enquanto os países em desenvolvimento recebiam recursos para financiar sua expansão energética em bases renováveis.

Com o passar dos anos e a crescente percepção na sociedade sobre os impactos da atividade humana na degradação do meio ambiente, observa-se o surgimento de diversas iniciativas e projetos ao redor do mundo, todos no sentido de traduzir a componente ambiental em valores econômicos, para que estes sejam levados em consideração durante o processo de análise e viabilidade dos projetos. Estas iniciativas envolvem, além do mecanismo de desenvolvimento limpo, a taxaço de combustíveis fósseis, a criação de bolsas de créditos de carbono, além de políticas de subsídios. Um panorama destas iniciativas mundiais pode ser verificado na Figura 16.

Figura 16 - Iniciativas Mundiais para precificação do Carbono.



Fonte: Adaptado de World Bank (2020).

No Brasil, iniciativas para redução da dependência de combustíveis fósseis e sua correspondente substituição por combustíveis renováveis tiveram origem como resposta às crises do petróleo, sendo que a mais bem-sucedida delas foi o Proálcool,

que depois de muitas idas e vindas obteve sua perenidade com o advento dos veículos *flex-fuel*. Outra iniciativa a ser considerada é a inserção do biodiesel na matriz de transportes via mistura com o diesel de origem fóssil. Cabe ressaltar que estas duas iniciativas, apesar do inequívoco benefício ambiental, estão mais pautadas em aspectos geopolíticos e econômicos advindos da substituição de combustíveis fósseis por equivalentes renováveis, disponíveis no país e mais baratos que aqueles oriundos do petróleo, principalmente quando o preço deste vai para patamares elevados, situação tantas vezes verificada na história recente.

5.2. FUNCIONAMENTO DO PROGRAMA RENOVABIO

A primeira iniciativa de descarbonização da matriz energética brasileira a ter o componente ambiental como seu parâmetro mais importante é o Programa Nacional de Biocombustíveis (Renovabio), criado pela Lei 13576/2017 (BRASIL, 2017) e que entrou em operação de forma definitiva em 2020. Apesar das pressões para que as metas de aquisição de créditos de descarbonização (CBIOS) fossem diminuídas por causa da retração econômica observada, lentamente as transações de CBIOS começam a sair do papel.

Esta iniciativa é uma resposta do estado brasileiro frente ao Acordo de Paris, onde os diversos signatários deste acordo se comprometeram a metas de descarbonização de suas economias. Diferente do Protocolo de Quioto, todos os países participantes deste Acordo têm metas voluntárias de diminuição das taxas de emissão de gases do efeito estufa na atmosfera (BRASIL, 2017).

Este programa foi concebido levando-se em consideração as lições aprendidas em diversas outras iniciativas do gênero, especialmente o Padrão de Combustíveis Renováveis (RFS) e o Padrão de Combustíveis de Baixo Carbono (LCFS) dos Estados Unidos e a Diretiva de Energia Renovável (RED) da União Europeia. O Renovabio e o LCFS possuem poucas diferenças entre si, entre elas a consideração pelo programa californiano de que a utilização de veículos elétricos pode gerar créditos de carbono, entre outras pequenas diferenças (ROITMAN, 2019).

O foco de atuação do Renovabio é a matriz de transportes brasileira, e em seu artigo primeiro estão definidos seus objetivos (BRASIL, 2017):

- I - Contribuir para o atendimento aos compromissos do País no âmbito do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima;

II - Contribuir com a adequada relação de eficiência energética e de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa na produção, na comercialização e no uso de biocombustíveis, inclusive com mecanismos de avaliação de ciclo de vida;

III - Promover a adequada expansão da produção e do uso de biocombustíveis na matriz energética nacional, com ênfase na regularidade do abastecimento de combustíveis; e

IV - Contribuir com previsibilidade para a participação competitiva dos diversos biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis.

Observa-se nesta iniciativa o esforço do estado brasileiro em integrar sua política de desenvolvimento agroindustrial com sua área energética, especialmente no setor de transportes.

Este programa consiste na imposição pelo poder público de metas de redução das emissões de carbono para as distribuidoras de combustíveis. A partir do ano de 2020, cada uma das distribuidoras de combustíveis fósseis que operam no Brasil terá uma meta preestabelecida, proporcional ao volume de suas vendas.

Como dito anteriormente, o grande produto de troca deste mercado são os Créditos de Descarbonização (CBIOs), que são gerados a partir da diferença entre a taxa de emissão de gases do efeito estufa a partir dos combustíveis fósseis e do biocombustível substituto. As metas para redução das taxas de emissão de carbono equivalente dos combustíveis fósseis foram definidas pela ANP, como podem ser verificadas na Tabela 10.

Para se chegar à quantidade de CBIOs a ser comercializadas por cada produtor de biocombustível, este deverá submeter seus processos produtivos às empresas certificadoras previamente determinadas pela ANP. A metodologia para cálculo das emissões equivalentes levará em consideração a matéria-prima e todo o ciclo de vida de produção daquele biocombustível, através da análise de desempenho ambiental, conforme a norma ISO NBR 14.040 (ABNT, 2009). Esta metodologia leva em consideração todas as etapas de produção de um biocombustível, desde o plantio até sua industrialização.

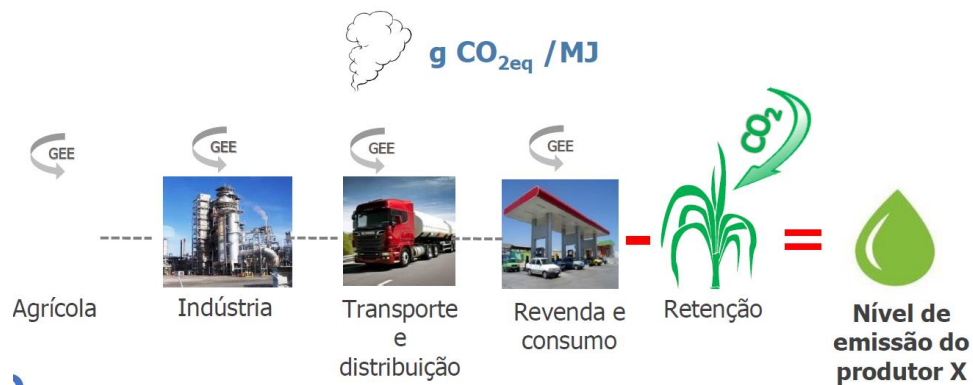
Tabela 10 - Metas para redução das emissões equivalentes do CO₂ na matriz de transporte brasileira até 2030.

Metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa											
Ano	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Meta Anual (Milhões de CBIOs)	14,53	24,86	34,17	42,35	50,81	58,91	66,49	72,93	79,29	85,51	90,67
Intervalos de Tolerância	-	-	42,67	50,85	59,31	67,41	74,99	81,43	87,79	94,01	99,17
(Limites Superior e Inferior)	-	-	25,67	33,85	42,31	50,41	57,99	64,43	70,79	77,01	82,17

Fonte: Brasil (2020).

Segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível - ANP (BRASIL, 2020), o programa Renovabio adota a Avaliação do Ciclo de Vida atribucional, onde se atribui a um determinado produto uma parcela das emissões totais de poluentes e do consumo de recursos na economia. Um desenho esquemático do ciclo de vida de um biocombustível pode ser observado na Figura 17.

Figura 17 - Ciclo de vida de um biocombustível e seu respectivo nível de emissões.



Fonte: Adaptado de Brasil (2020).

O valor encontrado, medido em gCO_{2eq}/MJ, será descontado do valor das emissões do combustível fóssil que este biocombustível vai substituir. Este valor, multiplicado pela produção de biocombustível trará a quantidade de CO₂ equivalente não enviada para atmosfera. A cada tonelada de CO₂ evitado, têm-se uma CBIO. Para tornar mais fácil a compreensão segue a Equação (35):

$$CBIO = \{tx_{fos} - tx_{ren}\} \cdot Qe \quad (35)$$

onde:

CBIO – Crédito de Descarbonização, ou seja, uma tonelada de carbono não emitida [t];

tx_{fos} – Taxa de emissão de gases de efeito estufa oriundo do combustível fóssil [gCO_{2eq}/MJ];

tx_{ren} - Taxa de emissão de gases de efeito estufa oriundo do combustível renovável [gCO_{2eq}/MJ];

Q_e – Produção de biocombustível analisada [10^6 MJ].

Ou seja, a quantidade de CBIOs será obtida pela diferença entre a taxa de emissões dos combustíveis fósseis e o biocombustível que vai substituí-lo, multiplicado pela quantidade de energia do combustível envolvido na operação.

Para alcançar as metas estabelecidas, a distribuidora terá que adquirir dos produtores de biocombustíveis os CBIOs, ativos financeiros negociados na bolsa de valores e derivados do processo de certificação dos biocombustíveis em relação a suas emissões. Está prevista na regulação do programa uma série de verificações e procedimentos para minimizar a possibilidade de fraudes.

Desta maneira, a Figura 18 apresenta o modelo simplificado de funcionamento do Renovabio, mostrando as diversas etapas e relações entre produtores, distribuidores de combustíveis, empresas certificadoras, bolsa de valores e atores governamentais.

foi concretizada a primeira venda de CBIOs no mercado brasileiro, mesmo que as quantidades envolvidas possam ser consideradas simbólicas.

Outro ponto que merece destaque é que, para os resíduos agroindustriais listados no programa, aí incluídos o bagaço, palha de cana e os resíduos florestais, as taxas de emissões de carbono são consideradas nulas, adotando-se a premissa de que todo o valor da emissão gerada até aquele ponto do processo foi capturado pelo biocombustível, e não por seu resíduo. Dito de outra forma, as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) do ciclo de vida dos resíduos só são computadas a partir do recolhimento e transporte daquela biomassa até a unidade de processamento (BRASIL, 2020).

Esta característica do Renovabio pode impulsionar bastante a utilização de resíduos agroenergéticos para geração de biocombustíveis mais avançados, como por exemplo o etanol de segunda geração ou o biometano oriundo de processo de biodigestão. Apesar de não ser citado no programa, o gás de síntese produzido a partir do processo de gaseificação teria potencial para geração de CBIOs, dado que sua matéria-prima é justamente os resíduos agroindustriais de que tratam o programa.

Dada a similaridade dos problemas encontrados na matriz energética de transporte e elétrica quando utilizados combustíveis fósseis, será proposto neste trabalho que o gás de síntese seja modelado como um dos biocombustíveis passíveis de gerar CBIOs. A partir desta premissa, será utilizada a mesma metodologia para cálculo da taxa de emissão equivalente de CO₂, utilizando se para isto o programa Renovalcalc.

6. METODOLOGIA

Neste capítulo será apresentada a metodologia utilizada para obtenção dos resultados esperados nesta tese. Os tópicos estão distribuídos por temas, seguindo a lógica utilizada para construção dos argumentos e resultados que compõe o trabalho.

O primeiro item tratará da metodologia para o cálculo do potencial de geração de energia elétrica através da biomassa disponível na região de estudo. O segundo item apresentará a metodologia para equacionamento do projeto de geração de energia, baseado nas leis da termodinâmica. Além do equacionamento geral, também serão apresentadas todas as variantes de projeto simuladas neste trabalho, sempre com o objetivo de demonstrar a robustez das análises realizadas.

Uma outra vertente deste trabalho será apresentada logo a seguir, referente aos aspectos ambientais da proposta desta tese. Neste item será possível compreender a metodologia adotada para o levantamento do potencial de emissões atmosféricas de poluentes evitadas a partir da operação de ciclos combinados originalmente dimensionados para queima de gás natural quando adaptados para queima de uma mistura de gás de síntese e gás natural (*cofiring*).

E, por último, será apresentado neste capítulo todo o equacionamento econômico para definição do valor da opção de espera pelo avanço da tecnologia de gaseificação, onde, a exemplo de outras alternativas, existe a tendência de diminuição dos custos devido à curva de aprendizagem no desenvolvimento de projetos, construção e operação, além do investimento em pesquisa e desenvolvimento. Espera-se que a maturidade tecnológica e o atingimento da viabilidade econômica do processo de gaseificação vão proporcionar a utilização do gás de síntese produzido num ciclo combinado ao invés do Ciclo Rankine, onde a eficiência termodinâmica é aproximadamente 50% maior em comparação às mesmas condições de temperatura e pressão num Ciclo Rankine (POULLIKAS, 2004).

6.1. CÁLCULO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ATRAVÉS DE BIOMASSA

Conforme já foi citado anteriormente (GONZALES *et al.*, 2013), a viabilidade da produção de energia através de biomassa é bastante dependente da logística de transporte deste insumo, desde o local da plantação até a usina de transformação. Por causa disso, as análises desenvolvidas neste trabalho terão como premissa que

a viabilidade da construção de usinas termelétricas operando em *cofiring* sejam verificadas na região de fronteira entre o Estado de São Paulo e Mato Grosso do Sul.

As razões para definição deste local são as grandes quantidades de resíduos agroenergéticos provenientes dos dois estados, sendo bagaço e palha de cana em São Paulo e florestas plantadas de eucalipto no Mato Grosso do Sul. Além disso, as estruturas logísticas para utilização econômica destas duas culturas já se apresentam consolidadas na região, pois o transporte de bagaço de cana e o de toras de eucalipto já abastecem respectivamente a indústria sucroalcooleira e de celulose e papel.

Outra razão fundamental para esta escolha é a passagem do gasoduto Bolívia-Brasil pela região, disponibilizando para consumo das regiões por onde ele passa uma quantidade de até 30 MM de Nm^3 de gás natural. A região já possui grandes empreendimentos que consomem quantidades consideráveis de gás natural, como por exemplo uma termelétrica que opera em ciclo combinado e que disponibiliza até 385 MW de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Para maior clareza, a Figura 19 apresenta a região de estudo. Para o estado de São Paulo, será calculado o potencial agroenergético da Região oeste paulista, contendo as regiões administrativas de São José do Rio Preto, Araçatuba e Presidente Prudente. Para o Mato Grosso do Sul, levando em consideração a disponibilidade de florestas plantadas de eucalipto, a região estudada será a Costa Leste Sul-Mato-Grossense. Pode-se notar que os potenciais agroenergéticos, apesar de separados por uma fronteira estadual, estão situados numa mesma região geográfica e podem ter sinergias econômicas potenciais que aparentemente ainda não estão sendo aproveitadas.

Figura 19 - Área geográfica objeto da análise do potencial de geração de energia através de biomassa.



Fonte: Próprio autor.

Dito isso, pode se afirmar que a região tem potencial para empreendimentos de *cofiring* com estas matérias primas, pois existe disponibilidade de gás natural e grandes quantidades de resíduos agroenergéticos e florestas plantadas, como será visto a seguir.

6.1.1. Potencial Energético na Costa Leste do MS

Uma vez definida a região de estudo, o próximo passo é estimar a quantidade de biomassa disponível (B_{disp}), oriunda da cultura do eucalipto, para transformação e determinação do potencial de energia elétrica daquela fonte na região estudada.

Um dos pressupostos deste trabalho é que a biomassa para geração de energia será composta pelos resíduos que ficam no solo e não são levados para a indústria e por parte das toras de madeira que eventualmente não tem demanda comercial para os fins originais aos quais esta madeira foi plantada. Convém ressaltar que toda a produção de madeira, mesmo que não seja para utilização na indústria da energia, produz grande quantidade de resíduos. Por exemplo, estima-se que, aos 7 anos de idade, 25 a 30% da biomassa constituinte de uma árvore de eucalipto seja composta por galhos, raízes, folhas e copas (FOELKEL, 2012). Aos nove anos, estes valores passam a ser em torno de 20%. Quando se analisa a produção de madeira das florestas plantadas no Brasil que em 2019 foi de 221 milhões de toneladas, e que, segundo IBA (2020) foram gerados em torno de 52 milhões de toneladas de resíduos sólidos na indústria de florestas plantadas, verifica-se que a estimativa apresentada por Floelkel (2012) é bastante satisfatória.

Interessante ressaltar que foi verificada uma discrepância nos dados de área das florestas plantadas apresentados por IBA (2020) e IBGE (2020). Por exemplo, a área plantada de eucalipto no ano de 2018 em MS foi de 1.121.914 ha segundo dados apresentados pelo IBGE (2020) e 901.778 ha quando são analisados os dados apresentados por IBA (2020). A fim de se manter a organização e padronização do trabalho, os dados aqui utilizados serão aqueles contidos em IBA (2020). Por outro lado, o relatório desta entidade não traz o valor da área plantada de eucalipto na Costa Leste do MS.

Para se chegar neste valor, serão utilizados os dados de IBGE (2020), que trazem a produção de madeira por município. Desta forma, estima-se que 88% das florestas plantadas do MS estão localizadas em sua Costa Leste.

De posse destes dados, encontra-se o valor disponível para utilização no mercado energético, conforme a Equação (36):

$$B_{disp} = B_{res} + B_{toras} \quad (36)$$

onde:

B_{disp} – Biomassa disponível para utilização na indústria de energia em toneladas/ano;

B_{res} – Biomassa dos resíduos de madeira (cascas, raízes e copas) em toneladas/ano;

B_{toras} – Toras de madeira, medidas em toneladas/ano, que eventualmente podem ser utilizadas na geração de energia elétrica.

A B_{res} será obtida a partir das premissas informadas. Já a biomassa oriunda das toras de madeira (B_{toras}) será estimada a partir da área plantada na região e da produtividade média das árvores de eucalipto no Brasil, conforme a Equação (37).

$$B_{toras} = A_p \cdot P_m \quad (37)$$

onde:

B_{toras} – Toras de madeira, medidas em toneladas por ano (t/ano), que eventualmente podem ser preparadas e utilizadas na geração de energia elétrica;

A_p – Área plantada de eucalipto, em hectares (ha);

P_m – Produtividade média do eucalipto brasileiro (m³/ha.ano).

A densidade média da madeira de eucalipto utilizada neste trabalho será de 500 kg/m³, valor extraído de Foelkel (2015). Importante ressaltar que a possibilidade

de geração de energia através das toras de eucalipto será utilizada como mecanismo de absorção desta biomassa em anos grande oferta deste insumo na região, pois esta floresta foi plantada para fim distinto do proposto neste trabalho. Esta abordagem traz a vantagem de flexibilizar a demanda de madeira na região e de certa forma estabilizar os preços desta matéria prima.

Para obtenção do potencial energético dos resíduos de madeira e das toras deixadas nas florestas por falta de demanda, as seguintes premissas serão assumidas neste estudo, conforme a Tabela 11.

Tabela 11 - Premissas assumidas para determinação do Potencial energético dos resíduos e toras de Eucalipto na Costa Leste do MS.

Características	Unidade	Valor	Referência
Área Plantada MS	ha	901.778,00	IBA (2020)
Área Plantada Costa Leste MS	ha	793.564,64	IBA (2020) e CONAB (2020)
Produtividade	m ³ /ha.ano	36	IBA (2020)
Produção de biomassa	m ³ /ano	28.568.327,04	Próprio autor
Relação entre resíduos e produção total	%	25%	Foelkel (2005)
Produção de resíduos	m ³ /ano	7.142.081,76	Próprio autor
Produção de toras	m ³ /ano	21.426.245,28	Próprio autor
Densidade do eucalipto	kg/m ³	500,00	Foelkel (2015)
Poder Calorífico Superior do resíduo	kJ/kg	16.900	Almeida <i>et al.</i> (2010)
Poder Calorífico Superior da tora	kJ/kg	20.000	Almeida <i>et al.</i> (2010)
Entalpia de formação do vapor d'água a 25° C	kJ/kg	2.441	Çengel; Boles (2007)
Teor de hidrogênio nas toras de eucalipto	%	6,3%	Protásio <i>et al.</i> (2013)
Teor de hidrogênio resíduos florestais	%	6,3%	Protásio <i>et al.</i> (2013)
Porcentagem de umidade nas toras	%	10,0%	Foelkel (2015)
Porcentagem de umidade nos resíduos	%	12,0%	Foelkel (2015)

Fonte: Referências citadas na própria tabela.

De posse destes dados, o próximo passo será avaliar a quantidade de energia útil por unidade de massa contida na madeira. Para isto, será utilizada a Equação (38), levando em consideração as premissas apresentadas na Tabela 11.

$$PCI_{\text{útil}} = \left(PCS - h_{lv} \frac{9H}{100} \right) \left(1 - \frac{U}{100} \right) - h_{lv} \frac{U}{100} \quad (38)$$

onde:

$PCI_{\text{útil}}$ – Poder calorífico Inferior (kJ/kg);

PCS – Poder calorífico Superior (kJ/kg);

h_{lv} – Calor latente de evaporação da água (kJ/kg);

H – Percentual de hidrogênio presente no combustível (%);

U – Percentual de unidade do combustível (%).

Finalmente, o potencial de energia disponível nos resíduos e nas toras de madeira destinadas à produção de energia será calculado a partir da Equações (39) a (41):

$$E_{\text{disp}} = E_{\text{res}} + E_{\text{toras}} \quad (39)$$

$$E_{\text{res}} = B_{\text{res}} \cdot PCI_{\text{útil}(\text{res})} \quad (40)$$

$$E_{\text{toras}} = B_{\text{toras}} \cdot PCI_{\text{útil}(\text{toras})} \quad (41)$$

onde:

E_{disp} – Energia Disponível na biomassa de eucalipto (kJ);

E_{res} – Energia Disponível na biomassa nos resíduos florestais deixados na floresta (kJ);

E_{toras} – Energia Disponível nas toras de eucalipto (kJ);

B_{res} – Quantidade de biomassa contida nos resíduos florestais deixados na floresta (kg);

B_{toras} – Quantidade de biomassa contida nas toras de eucalipto (kg);

$PCI_{\text{útil}(\text{res})}$ – Poder Calorífico Inferior útil dos resíduos florestais deixados na floresta (kJ/kg);

$PCI_{\text{útil}(\text{toras})}$ – Poder Calorífico Inferior útil das toras de eucalipto (kJ/kg).

6.1.2. Potencial Energético no Oeste de São Paulo

A quantidade de biomassa disponível para utilização da região oeste de São Paulo será calculada a partir dos dados apresentados na Tabela 12 (GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO, 2020).

Tabela 12 - Dados da produção de cana de açúcar dividida pelas Regiões Administrativas de São Paulo – Safra 2018/19.

Região Administrativa	Produção Cana [t]
Araçatuba	32.849.901
Baixada Santista	-
Barretos	27.800.662
Bauru	26.518.955
Campinas	34.132.959
Central	15.735.028
Franca	24.996.283
Marília	26.163.267
Presidente Prudente	21.116.530
Registro	-
Ribeirão Preto	50.945.042
São José do Rio Preto	63.327.423
São José dos Campos	-
São Paulo	-
Sorocaba	9.707.907
Total	333.294.057

Fonte: São Paulo (2020).

As regiões administrativas do Estado de São Paulo que serão consideradas neste estudo são a de São José do Rio Preto, Araçatuba e Presidente Prudente, pois todas elas fazem divisa com o Estado do Mato Grosso do Sul.

Para obtenção do potencial energético do bagaço e da palha de cana, as seguintes premissas serão assumidas neste estudo, conforme a Tabela 13.

Tabela 13 - Premissas assumidas para determinação do Potencial energético do bagaço e das palhas de cana no Oeste de São Paulo.

Características	Unidade	Valor	Referência
Produção de cana de açúcar Araçatuba	t/ano	32.849.901	São Paulo (2020)
Produção de cana de açúcar S. J. Rio Preto	t/ano	63.327.423	São Paulo (2020)
Produção de cana de açúcar Pres. Prudente	t/ano	21.116.530	São Paulo (2020)
Relação bagaço/cana-de-açúcar	%	27%	CONAB (2020)
Relação palha/cana-de-açúcar	%	14%	Trombeta (2014)
Produção de bagaço de cana	t/ano	15.834.670	Próprio autor
Porcentagem de palha deixada no campo	%	40%	Oliveira <i>et al.</i> (2020)
Produção palha de cana	t/ano	9.852.684	Próprio autor
Poder Calorífico Superior do bagaço de cana	kJ/kg	18.100,00	Hassuani (2005)
Poder Calorífico Superior da palha de cana	kJ/kg	17.400,00	Hassuani (2005)
Entalpia de formação do vapor d'água a 25°C	kJ/kg	2.441	Çengel; Boles (2007)
Teor de Hidrogênio no bagaço de cana	%	5,8%	Hassuani (2005)
Teor de Hidrogênio na palha de cana	%	6,2%	Hassuani (2005)
Porcentagem de umidade no bagaço de cana	%	50,0%	Hassuani (2005)
Porcentagem de umidade na palha de cana	%	13,5%	Hassuani (2005)

Fonte: Próprio autor e de acordo com as referências citadas na tabela.

Notar que, neste estudo, não se propõe a retirada total das palhas de cana de açúcar do solo pós colheita, pois segundo Oliveira *et al.* (2020), entre 40 e 50% da palha deve permanecer no solo para que este não perca nutrientes e sua fertilidade, diminuindo eventuais ganhos adicionais de receita com a utilização da palha para fins energéticos.

De posse destes dados, o próximo passo será avaliar o Poder Calorífico útil da madeira. Para isto, será utilizada a Equação (42), levando em consideração as premissas apresentadas na Tabela 25.

$$PCI_{\text{útil}} = \left(PCS - h_{lv} \frac{9H}{100} \right) \left(1 - \frac{U}{100} \right) - h_{lv} \frac{U}{100} \quad (42)$$

onde:

$PCI_{\text{útil}}$ – Poder Calorífico Inferior (kJ/kg);

PCS – Poder Calorífico Superior (kJ/kg);

h_{lv} – Calor latente de evaporação da água (kJ/kg);

H – Percentual de hidrogênio presente no combustível (%);

U – Percentual de umidade do combustível (%).

De forma análoga ao cálculo para a biomassa de eucalipto, o potencial de energia disponível no bagaço e na palha de cana destinados à produção de energia vai ser calculado a partir das Equações (43) a (45):

$$E_{disp} = E_{bag} + E_{palha} \quad (43)$$

$$E_{bag} = B_{bag} \cdot PCI_{\text{útil}(bag)} \quad (44)$$

$$E_{palha} = B_{palha} \cdot PCI_{\text{útil}(palha)} \quad (45)$$

onde:

E_{disp} – Energia Disponível na biomassa de cana de açúcar (kJ);

E_{bag} – Energia Disponível no bagaço de cana (kJ);

E_{palha} – Energia Disponível nas palhas de cana (kJ);

B_{bag} – Quantidade de biomassa contida no bagaço de cana (kg);

B_{palha} – Quantidade de biomassa nas palhas de cana (kg);

$PCI_{\text{útil}(bag)}$ – Poder Calorífico Inferior útil do bagaço de cana (kJ/kg);

$PCI_{\text{útil}(palha)}$ – Poder Calorífico Inferior útil da palha de cana (kJ/kg).

6.2. MODELAGEM TERMODINÂMICA E CONFIGURAÇÕES DAS TERMELÉTRICAS ANALISADAS

6.2.1. Aspectos Teóricos Gerais dos Ciclos Termodinâmicos Utilizados

Neste item serão apresentadas as análises termodinâmicas utilizadas para modelar os diversos sistemas de potência que servirão como base para avaliar a eficiência e viabilidade da utilização de gás de síntese em conjunto com gás natural em regime de *cofiring*. Estas análises são baseadas na primeira e segunda leis da termodinâmica, na lei de conservação da massa, bem como a relação entre estes conceitos.

A aplicação destes conceitos para modelagem dos ciclos termodinâmicos foi realizada com o auxílio do programa Cycle-Tempo® Versão 5.1 educacional, da empresa Asimptote. Todos os resultados aqui apresentados foram produzidos a partir da entrada de parâmetros e premissas utilizadas para simulação numérica contidas neste aplicativo (ASIMPTOTE, 2020c).

Antes da apresentação da teoria em que se baseiam estas leis, é importante mostrar as hipóteses simplificadoras utilizadas neste trabalho. Estas hipóteses foram admitidas em todo o processo de simulação computacional:

- Cada equipamento que compõe o ciclo analisado será considerado um volume de controle (V.C.), e as equações termodinâmicas serão aplicadas para modelagem destes volumes. Como isso, para cada equipamento, serão definidos e/ou calculados os valores de entrada e saída de cada volume;
- Como não existem diferenças significativas na posição vertical relativa dos equipamentos estudados, os efeitos da variação de energia potencial serão considerados desprezíveis nas entradas e saídas dos volumes de controle;
- As variações de energia cinética no fluido de trabalho são consideradas desprezíveis quando comparadas com outros termos do modelo;
- Considera-se que os equipamentos que fazem parte das plantas estudadas operam em regime permanente, ou seja, não existe variação das propriedades termodinâmicas com o tempo em um dado ponto do ciclo. Por causa disso, efeitos transientes que ocorrem quando da partida ou parada dos equipamentos são desprezados;
- Quando se estiver apresentando o equacionamento do trabalho reversível, será considerado no modelo termodinâmico que o processo se dá num volume de controle adiabático.

Uma abordagem bastante útil que será adotada neste trabalho é a associação da 1ª e 2ª Lei da termodinâmica para encontrar as eficiências dos processos estudados e proporcionar a comparação entre eles. À esta associação se dá o nome de análise exergética, particularmente útil para modelagem de termelétricas com cogeração de energia. Para que se possa avaliar de forma adequada a eficiência e a eficácia da utilização da energia fornecida ao ciclo pelo combustível, é importante colocar os produtos energéticos na mesma base de comparação, e o conceito de exergia se presta exatamente à esta função, ou seja, possibilitar que as diversas formas de energia disponibilizadas pela termelétrica possam ser comparadas em função da sua capacidade de realizar trabalho útil.

a. Equação da continuidade

Qualquer análise termodinâmica se inicia a partir da aplicação da lei da continuidade (conservação da massa) no volume de controle analisado. Esta equação

é apresentada para um volume de controle qualquer na Equação (46):

$$\frac{dm_{v.c.}}{dt} = \sum \dot{m}_e - \sum \dot{m}_s \quad (46)$$

onde:

$\frac{dm_{v.c.}}{dt}$ – Variação da mássica no interior do volume de controle (kg/s);

$\dot{m}_e$ – Vazão mássica que entra no volume de controle (kg/s);

$\dot{m}_s$ – Vazão mássica que sai do volume de controle (kg/s).

Utilizando as hipóteses elencadas acima, especialmente àquela relacionada à operação dos equipamentos em regime permanente, a Equação (46) pode ser reescrita conforme a Equação (47), supondo regime permanente, de modo que o somatório do fluxo de massa de entrada em um volume de controle é igual ao somatório que sai do mesmo volume.

$$\sum \dot{m}_e - \sum \dot{m}_s = 0 \quad (47)$$

b. Aplicação da Primeira Lei da Termodinâmica

A equação da conservação da Energia, também conhecida como a primeira Lei da Termodinâmica, aplicada a um volume de controle qualquer é apresentada na Equação (48). O conceito fundamental simbolizado por esta representação matemática é que a variação de energia em um volume de controle é igual a quantidade de energia que atravessa suas fronteiras, tanto na forma de calor ($\dot{Q}_{v.c.}$), trabalho ($\dot{W}_{v.c.}$) ou à quantidade de energia transportada pela massa que atravessa o V.C (ÇENGEL; BOLES, 2007).

$$\frac{dU_{v.c.}}{dt} = \dot{Q}_{v.c.} - \dot{W}_{v.c.} + \sum \dot{m}_e \left(h_e + \frac{V_e^2}{2} + gZ_e \right) - \sum \dot{m}_s \left(h_s + \frac{V_s^2}{2} + gZ_s \right) \quad (48)$$

onde:

$\frac{dU_{v.c.}}{dt}$ – Variação da energia interna em função do tempo;

h_e – Entalpia específica na seção de entrada do volume de controle (kJ/kg);

h_s – Entalpia específica na seção de saída do volume de controle (kJ/kg);

$\dot{Q}_{v.c.}$ – Potência térmica no volume de controle (kW);

$\dot{W}_{v.c.}$ – Taxa de transferência de trabalho no volume de controle (kW);

V_e – Velocidade do fluido na entrada do volume de controle (m/s);

V_s – Velocidade do fluido na saída do volume de controle (m/s);

g – Aceleração gravitacional (m/s²);

Z_e – Cota do fluido na entrada do volume de controle em relação a uma linha de referência (m);

Z_s – Cota do fluido na saída do volume de controle em relação a uma linha de referência (m).

Considerando as hipóteses apresentadas no início deste capítulo, temos que a equação da conservação da energia pode ser reescrita conforme a Equação (49):

$$\dot{Q}_{v.c.} - \dot{W}_{v.c.} + \sum \dot{m}_e h_e - \sum \dot{m}_s h_s = 0 \quad (49)$$

À luz da primeira lei, o trabalho realizado por um fluxo em regime permanente num volume de controle adiabático pode ser representado pela Equação (50):

$$\dot{W}_{v.c.} = \dot{m}(h_e - h_s) \quad (50)$$

c. Aplicação da Segunda Lei da Termodinâmica

Apesar de ser fundamental para o entendimento e modelagem de qualquer sistema energético, a primeira lei da termodinâmica não é suficiente para apresentar de modo fidedigno um processo real, pois esta lei apenas indica que a energia é conservada, mas não identifica qual a direção dos fluxos energéticos dada uma condição real (ÇENGEL; BOLES, 2007). Para sanar este problema, apresenta-se a seguir a Segunda Lei da Termodinâmica, na qual é definida uma nova propriedade termodinâmica, a entropia, conforme a Equação (51):

$$\Delta S = S_2 - S_1 = \int_1^2 \left(\frac{\delta Q}{T} \right)_{int,rev} \quad (51)$$

Onde $\int_1^2 \left(\frac{\delta Q}{T} \right)_{int,rev}$ representa as quantidades de calor infinitesimais atravessando a fronteira dividido pela temperatura da fronteira num sistema

internamente reversível. Por outro lado, admitindo que estas transferências de calor no mundo real são irreversíveis, a variação de entropia neste caso pode ser representada conforme a Equação (52):

$$\Delta S_{sist} = S_2 - S_1 = \int_1^2 \left(\frac{\delta Q}{T} \right) + \dot{S}_{ger} \quad (52)$$

onde:

ΔS_{sist} – Variação de entropia de um sistema (kJ/kgK);

$\dot{S}_{ger}$ – Geração de entropia devido às irreversibilidades do processo (kJ/kgK);

S_2 – Entropia no ponto de análise 2 (kJ/kgK);

S_1 – Entropia no ponto de análise 1 (kJ/kgK).

Aplicando o conceito de entropia para um volume de controle, tem-se a Equação (53):

$$\frac{dS_{v.c.}}{dt} = \dot{S}_{ger,v.c.} + \sum \left(\frac{\dot{Q}_{v.c.,j}}{T_j} \right) + \sum \dot{m}_e s_e - \sum \dot{m}_s s_s \quad (53)$$

Se forem aplicadas a hipótese de regime permanente no V.C. analisado, a Equação (53) pode ser escrita conforme a Equação (54):

$$\dot{S}_{ger,v.c.} + \sum \left(\frac{\dot{Q}_{v.c.,j}}{T_j} \right) + \sum \dot{m}_e s_e - \sum \dot{m}_s s_s = 0 \quad (54)$$

onde:

s_e – Entropia específica na seção de entrada do volume de controle (kJ/kgK);

s_s – Entropia específica na seção de saída do volume de controle (kJ/kgK);

T_j – Temperatura superficial do volume de controle (K);

$\dot{S}_{ger,v.c.}$ – Geração de entropia no volume de controle (kW/K).

d. O Conceito de Exergia e sua Aplicação em Ciclos Termodinâmicos

A partir da observação que parte da energia de um sistema não pode ser aproveitada para realização de trabalho útil é que foi criado o conceito de exergia, que pode ser definido como o máximo trabalho que um sistema pode desempenhar até

chegar ao estado de equilíbrio (físico, químico, magnético, nuclear) com o meio ambiente. Este estado de equilíbrio é denominado estado morto (ÇENGEL; BOLES, 2007). Para fins de cálculo nesta tese, adotou-se para o estado morto a forma proposta por Baehr, que é o estado de referência utilizado no Cycle-Tempo (ASIMPTOTE, 2020). Este estado de referência do ambiente é apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 - Parâmetros de operação para o gaseificador.

Composição Química - Meio Ambiente (Ar)	Fórmula	Fração molar (%)
Argônio	Ar	0,9
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,03
Água	H ₂ O	3,12
Nitrogênio	N ₂	75,65
Oxigênio	O ₂	20,3
Propriedade	Unidade	Valor
Pressão	Bar	1,01325
Temperatura	°C	25

Fonte: Dados inseridos no Cycle-Tempo® pelo próprio autor.

Diferente da grandeza energia que sempre é conservada, a exergia não atende ao princípio da conservação, pois pode ser destruída por meio das irreversibilidades nos processos termodinâmicos (atrito, transferência de calor) com consequente aumento da entropia (KOTAS, 2012). Além disso, analisar um sistema termodinâmico à luz da conservação da energia e da variação da exergia traz muito mais informações sobre o potencial e eficiências reais daquele sistema.

Como dito anteriormente, à luz do conceito de exergia, o trabalho máximo que pode ser realizado por um sistema será alcançado quando este sistema alcançar o estado morto. Desta forma, também pode ser considerado que a exergia relaciona as leis da termodinâmica e o ambiente em que está inserido o volume de controle analisado.

Para fins deste trabalho, será admitido que os ciclos termodinâmicos analisados estão em equilíbrio mecânico, magnético e químico com o meio ambiente. Esta condição é conhecida como equilíbrio restrito (onde apenas ocorre desequilíbrio físico no sistema analisado). Exceção será feita para o gaseificador, onde, além de desequilíbrio físico (térmico), as reações químicas que ocorrem no seu interior

também variam o balanço de exergia química entre os reagentes e produtos presentes na reação.

Partindo destas definições, a Equação (55) é apresentada a seguir, na qual a taxa de variação de exergia dentro do volume de controle durante um processo é igual à taxa líquida de transferência de exergia através das fronteiras do volume de controle por trabalho, calor e fluxos mássicos menos a taxa de destruição de Exergia dentro do volume de controle (ÇENGEL; BOLES, 2007):

$$\frac{dX_{v.c.}}{dt} = \sum \left(1 - \frac{T_0}{T_j}\right) \dot{Q}_j - \left(\dot{W} - P_0 \frac{dV_{vc}}{dt}\right) + \sum \dot{m}_e ex_e - \sum \dot{m}_s ex_s - \dot{X}_{dest.} \quad (55)$$

Caso a hipótese de regime permanente seja aplicada na equação acima, tem-se a Equação (56):

$$\dot{X}_{dest.} = \sum \left(1 - \frac{T_0}{T_j}\right) \dot{Q}_j - \dot{W} + \sum \dot{m}_e ex_e - \sum \dot{m}_s ex_s \quad (56)$$

onde:

$\frac{dX_{v.c.}}{dt}$ – Taxa de variação instantânea de exergia;

$\left(1 - \frac{T_0}{T_j}\right) \dot{Q}_j$ – Transferência de exergia via transferência de calor;

$\left(\dot{W} - P_0 \frac{dV_{vc}}{dt}\right)$ – Trabalho disponível;

$\sum \dot{m}_e ex_e$ – Fluxo de exergia através da massa entrando no volume de controle;

$\sum \dot{m}_s ex_s$ – Fluxo de exergia através da massa saindo no volume de controle;

ex_e – Exergia específica na entrada do volume de controle (kJ/kg);

ex_s – Exergia específica na saída do volume de controle (kJ/kg);

T_j – Temperatura superficial do volume de controle (K);

T_0 – Temperatura do estado morto (K);

$\dot{X}_{dest.}$ – Taxa de exergia destruída no volume de controle (kW).

O valor do trabalho reversível para um volume de controle em regime permanente pode ser calculado em termos do balanço de exergia, como mostrado na equação acima. Para isso, admite-se que a destruição de exergia seja 0. Caso o equipamento estudado não troque calor com o ambiente (adiabático), hipótese

bastante plausível para equipamentos como turbina e compressores, a equação (acima) se torna a Equação (57).

$$\dot{w}_{rev} = ex_{rev}^f = \dot{m}[(h_e - h_s) - T_0(s_e - s_s)] \quad (57)$$

onde:

$\dot{m}$ – Fluxo de massa através do volume controle (kg/s);

$\dot{w}_{rev}$ – Trabalho reversível no volume de controle (kW);

ex_{rev}^f – Exergia física reversível no volume de controle (kW);

h_e – Entalpia específica na entrada do volume de controle (kJ/kg);

h_s – Entalpia específica na saída do volume de controle (kJ/kg);

s_e – Entropia específica na entrada do volume de controle (kJ/kgK);

s_s – Entropia específica na saída do volume de controle (kJ/kgK).

Conforme já mencionado, para alguns processos e equipamentos reais, a modelagem supondo apenas desequilíbrio térmico para o cálculo da exergia disponível pode não representar toda a complexidade do processo físico. No caso dos equipamentos analisados nesta tese, será assumido que o gaseificador apresenta variações térmicas e químicas significativas nas fronteiras do seu volume de controle. Dessa forma, a exergia total para o gaseificador será dada pela Equação (58):

$$ex_{rev}^t = ex_{rev}^f + ex_{rev}^Q \quad (58)$$

onde:

ex_{rev}^t – Exergia total reversível no volume de controle (kW);

ex_{rev}^f – Exergia física reversível no volume de controle (kW);

ex_{rev}^Q – Exergia química reversível no volume de controle (kW).

Como já é sabido, o máximo trabalho reversível realizado por um sistema termodinâmico vai ser obtido quando este entrar em equilíbrio completo com o meio. Assim, para modelagem da reação de gaseificação no interior do gaseificador em regime permanente, o máximo trabalho que pode ser obtido através de um processo reversível entre a entrada e a saída deste equipamento corresponde à variação da exergia química e física, que se traduz na variação da quantidade de energia presente

nos reagentes e produtos da reação de combustão, conforme a Equação (59) (ÇENGEL; BOLES, 2007):

$$w_{rev}^{total} = ex_{rev}^{total} = \sum N_r(\bar{h}_f^\circ + \bar{h} - \bar{h}^\circ - T_0\bar{s})_r - \sum N_p(\bar{h}_f^\circ + \bar{h} - \bar{h}^\circ - T_0\bar{s})_p \quad (59)$$

onde:

w_{rev}^{total} – Trabalho reversível total (kJ/kmol);

$\bar{h}_f^\circ$ – Entalpia de formação da substância no estado de referência (kJ/kmol);

$\bar{h}$ – Entalpia sensível da substância no estado especificado (kJ/kmol);

$\bar{h}^\circ$ – Entalpia sensível da substância no estado de referência (kJ/kmol);

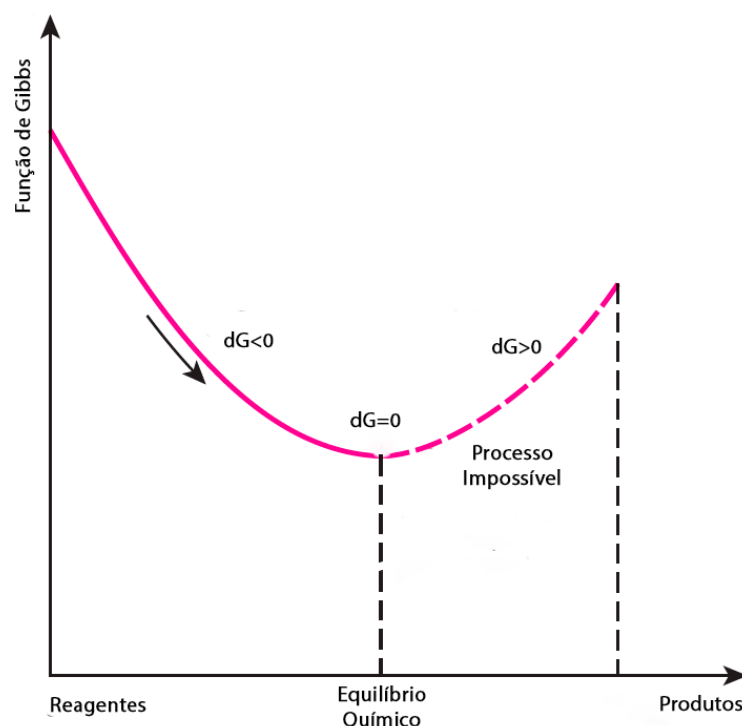
T_0 – Temperatura do estado morto (K).

e. Considerações sobre Modelagem de Equilíbrio no Gaseificador

Para cálculo dos produtos de saída do gaseificador, será assumido neste trabalho que as espécies no interior deste equipamento reagirão para sua condição mais estável. Esta abordagem para a modelagem de reações químicas é conhecida como modelo de equilíbrio.

Uma reação é considerada em equilíbrio químico quando seus componentes estão na sua composição mais estável. Isto se dá quando a configuração entre reagentes e produtos na reação minimizam a energia livre de Gibbs do sistema, o que significa que a entropia atingiu para aquelas condições seu ponto de máximo. Para modelagem de sistemas reais, o cálculo dos produtos pela abordagem da minimização da Energia livre de Gibbs apresenta boa correspondência quando as velocidades das reações de gaseificação são rápidas suficientes e o combustível no interior do gaseificador tenha o tempo necessário para que seja atingido o estado de equilíbrio químico (RODRIGUES, 2015). A Figura 20 apresenta o conceito de minimização da Energia Livre de Gibbs.

Figura 20 - Variação da energia de Gibbs em função do avanço da reação.



Fonte: Adaptado de Çengel; Boles (2007).

Uma vantagem de modelar o gaseificador a partir da minimização da energia livre de Gibbs é que não há necessidade de inserir no modelo as constantes estequiométricas da reação, mas apenas a razão de equivalência e a composição química do combustível de entrada (LI *et al.*, 2004).

A metodologia da minimização da energia livre de Gibbs é utilizada para se prever os limites teóricos do processo analisado, para condução de estudos preliminares e comparação do rendimento do processo quando se utiliza diversas matérias primas diferentes, mas sob condições operacionais similares (RODRIGUES, 2015). Além disso, este modelo não depende dos aspectos construtivos nem do modo de operação do gaseificador, nem das reações físico-químicas intermediários que ocorrem no interior do equipamento.

Por outro lado, apesar da facilidade de modelagem e das boas propriedades de convergência do ponto de vista numérico, os modelos de equilíbrio termodinâmico apresentam algumas limitações em relação a sua capacidade preditiva (SHARMA, 2008). A principal delas está relacionada à condição de que muitos gaseificadores reais não atingem o estado de equilíbrio termodinâmico na sua operação normal.

O gaseificador modelado no programa Cycle-Tempo® para produção do gás de síntese utilizado nesta tese utiliza como base para seu modelo de equilíbrio um reator

de Gibbs perfeitamente agitado, baseado na minimização da energia livre de Gibbs para todas as espécies participantes da reação, conforme Equação (60):

$$\sum(\bar{g}_i dN_i)_{T,P} = 0 \quad (60)$$

onde:

$\bar{g}_i$ – Energia livre de Gibbs na base molar (kJ/kmol);

dN_i – Variação do número de mols dos componentes (kmol);

T, P – Pressão e temperatura da reação (°C) e (kPa).

Contudo, segundo Li *et al.* (2001, citado por TOONSEEN, 2010), quando a composição do gás de síntese produzido numa gaseificador de leito fluidizado é calculado utilizando o modelo de equilíbrio baseado na minimização da energia livre de Gibbs, as quantidades de hidrogênio, monóxido de carbono e água são superestimadas, enquanto a quantidade de metano é subestimada. Para contornar esta fragilidade, vários autores apresentam diversos ajustes empíricos nos modelos utilizados (LI *et al.*, 2001, ALTAFINI *et al.*, 2003, TOONSEEN, 2010), minimizando eventuais discrepâncias com a realidade.

Apesar do efeito citado acima, por atender aos objetivos deste trabalho, o gaseificador modelado no programa Cycle-Tempo® será de simples estágio, assumindo valores de operação similares a um gaseificador de leito fluidizado circulante, conforme pode ser verificado na Tabela 15.

Tabela 15 - Parâmetros de operação para o gaseificador.

Parâmetro	Valor
Tipo de Gaseificador	Leito Fluidizado Circulante
Pressão [bar]	14
Temperatura de Equilíbrio [°C]	850
Temperatura de Saída [°C]	500
Razão de Equivalência	0,2 a 0,4
Temperatura Entrada Biomassa [°C]	25

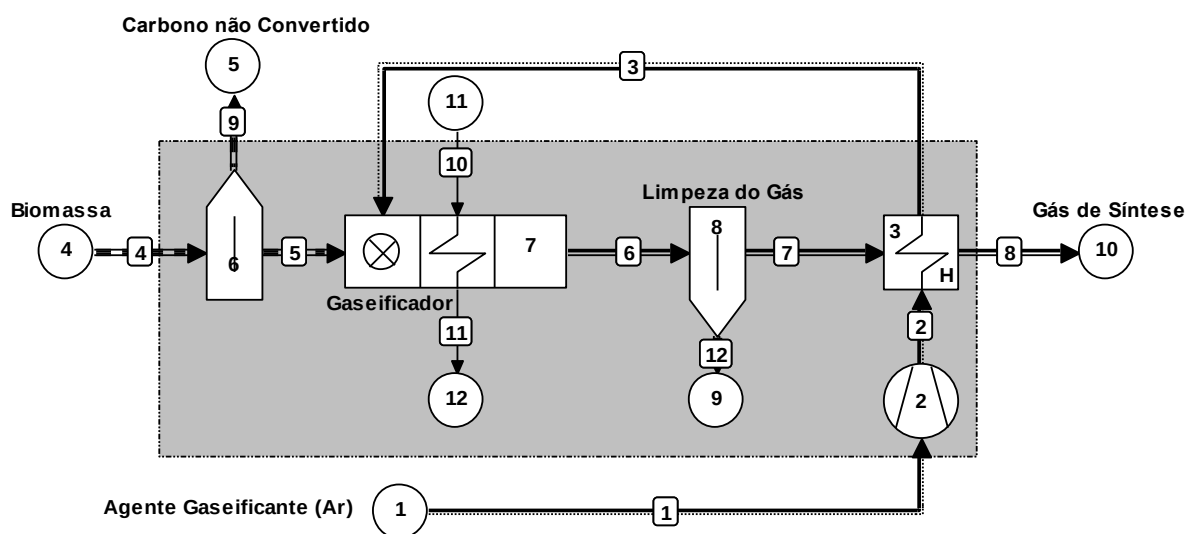
Fonte: Próprio autor.

Além disso, o modelo também é composto por separadores: um à montante do gaseificador, responsável por simular a quantidade de carbono não gaseificada, que

se perde no processo. Para fins deste trabalho, será utilizado o valor de 2%. Já o separador a jusante modela a sistema de limpeza do gás de síntese. Num processo real, este sistema seria composto por filtros cerâmicos de alta temperatura com revestimento catalítico. O primeiro item retira o material particulado do gás, enquanto o revestimento catalítico provoca o craqueamento do alcatrão, tornando o gás de síntese adequado para utilização em turbinas a gás. Os compostos de enxofre, amônia e algum resquício de carbono não gaseificado são retirados neste sistema de filtragem. Para que o balanço termodinâmico deste sistema seja o mais satisfatório possível, foi incluído um trocador de calor após o sistema de filtragem para aumento da temperatura do ar utilizado como agente gaseificante.

A Figura 21 apresenta o esquema de funcionamento deste sistema de gaseificação e limpeza de gases.

Figura 21 - Representação do gaseificador modelado no Cycle-Tempo®.



Fonte: Próprio autor através do programa Cycle-Tempo®.

6.2.2. Metodologia para cálculo das Eficiências Termodinâmicas de 1ª e 2ª Leis

Do ponto de vista da engenharia, as Leis da Termodinâmica apresentadas nas páginas anteriores trazem informações bastante relevantes para a avaliação, dimensionamento e escolha dos equipamentos e sistemas energéticos mais eficientes e eficazes para transformação das diversas formas de energia.

Quando se quer verificar qual a relação entre a energia fornecida para um equipamento e o efetivo benefício daquela transformação (geralmente na forma de

trabalho útil), a melhor abordagem é avaliar aquele sistema a partir da primeira lei da termodinâmica. Além da simplicidade desta avaliação, o cálculo da eficiência a partir desta lei evidencia o quanto da energia fornecida está sendo efetivamente aproveitada em algum serviço energético. A relação conceitual que demonstra o cálculo da eficiência termodinâmica de primeira lei é apresentada na Equação (61):

$$\eta_I = \frac{\text{Trabalho Útil}}{\text{Energia disponível}} \quad (61)$$

onde:

η_I – Eficiência de primeira lei (%).

Por outro lado, se o principal objetivo da análise é verificar o quão distante o trabalho disponibilizado por um equipamento ou sistema energético está em relação ao máximo trabalho possível de ocorrer naquele estado inicial até o equilíbrio com o meio ambiente, a ferramenta que pode trazer esta informação é uma análise do processo à luz da 2ª Lei da Termodinâmica, utilizando os conceitos e definições de exergia. Dito de outra forma, o termo exergia representa o potencial de trabalho que um sistema pode oferecer quando passa por um processo reversível de um estado inicial especificado até o estado morto (ÇENGEL; BOLES, 2007). A Equação (62) representa a relação entre grandezas termodinâmicas que fornecem a eficiência de 2ª lei.

$$\eta_{II} = \frac{\text{Trabalho útil}}{\text{Exergia disponível}} \quad (62)$$

onde:

η_{II} – Eficiência de segunda lei (%).

A eficiência de 2ª Lei pode variar entre 0 e 1, sendo que quando esta eficiência atinge o valor unitário significa que o processo analisado é reversível. Por causa disso, a avaliação a partir da eficiência de 2ª Lei traz informações importantes sobre o potencial de desenvolvimento dos equipamentos e um direcionamento do esforço de engenharia para desenvolvimento e aprimoramento de novos produtos (ÇENGEL; BOLES, 2007).

O cálculo das eficiências de primeira e segunda lei para este trabalho permite que se possa comparar as diversas configurações de termelétricas e avaliar, sob o ponto de vista técnico, qual a configuração que melhor aproveita o potencial energético da biomassa transformada em gás de síntese. Desta forma, a eficiência global de primeira lei da planta será calculada conforme a Equação (63), onde é relacionada a energia útil na forma de vapor e energia elétrica com a energia disponibilizada pelo combustível para o ciclo total, tanto na turbina a gás quanto na queima suplementar da caldeira de recuperação (HRSG):

$$\eta_{G(I)} = \frac{\dot{W}_{TG} + \dot{W}_{TV} + \dot{Q}_{vapor} - \dot{W}_{bop} - \dot{Q}_{H_2O}}{\dot{m}_{comb}PCI_{\acute{u}til} + \dot{m}_{sup}PCI_{\acute{u}til}} \quad (63)$$

onde:

η_{G_I} – Eficiência Global de primeira lei (%);

$\dot{W}_{TG}$ – Trabalho útil de eixo na turbina a gás (kW);

$\dot{W}_{TV}$ – Trabalho útil de eixo na turbina a vapor (kW);

$\dot{W}_{bop}$ – Trabalho gasto nos sistemas auxiliares (bombas, compressores) - (kW);

$\dot{Q}_{vapor}$ – Energia térmica disponibilizada para cogeração (kW);

$\dot{Q}_{H_2O}$ – Energia fornecida ao ciclo pela água de reposição (kW);

$\dot{m}_{comb}$ – Vazão mássica e combustível (kg/s);

$\dot{m}_{sup}$ – Vazão mássica de combustível no queimador suplementar (kg/s);

$PCI_{\acute{u}til}$ – Poder Calorífico Inferior do Combustível (kJ/kg).

Para facilitar a avaliação da influência do nível de *cofiring* nos dois produtos energéticos disponibilizados pela UTE, também serão calculadas as eficiências elétrica e térmica, que são definidas respectivamente nas Equações (64) e (65):

$$\eta_{E(I)} = \frac{\dot{W}_{TG} + \dot{W}_{TV} - \dot{W}_{bop}}{\dot{m}_{comb}PCI_{\acute{u}til} + \dot{m}_{sup}PCI_{\acute{u}til}} \quad (64)$$

$$\eta_{T(I)} = \frac{\dot{Q}_{vapor} - \dot{Q}_{H_2O}}{\dot{m}_{comb}PCI_{\acute{u}til} + \dot{m}_{sup}PCI_{\acute{u}til}} \quad (65)$$

onde:

$\eta_{E(I)}$ – Eficiência elétrica de primeira lei (%);

$\eta_{T(I)}$ – Eficiência térmica de primeira lei (%);

$\dot{W}_{TG}$ – Trabalho útil de eixo na turbina a gás (kW);

$\dot{W}_{TV}$ – Trabalho útil de eixo na turbina a vapor (kW);

$\dot{W}_{bop}$ – Trabalho gasto nos sistemas auxiliares (bombas, compressores) (kW);

$\dot{Q}_{vapor}$ – Energia térmica disponibilizada para cogeração (kW);

$\dot{Q}_{H_2O}$ – Energia fornecida ao ciclo pela água de reposição (kW);

$\dot{m}_{comb}$ – Vazão mássica e combustível (kg/s);

$\dot{m}_{sup}$ – Vazão mássica de combustível no queimador suplementar (kg/s);

$PCI_{\acute{u}til}$ – Poder Calorífico Inferior útil do Combustível (kJ/kg).

Entretanto, avaliar a eficiência global de uma usina termelétrica somente à luz da primeira lei da termodinâmica pode levar a resultados imprecisos, pois, do ponto de vista energético, a energia elétrica e o vapor disponibilizado para o processo têm o mesmo valor, o que se sabe não ser verdadeiro.

Uma maneira de colocar estes produtos energéticos numa mesma escala de valor é a sua avaliação pelo conceito de exergia, onde a eficiência obtida é a relação entre a energia disponibilizada e o máximo da energia presente no combustível que pode ser transformada naquelas condições. Além disso, a energia disponível no vapor também é avaliada em termos de sua exergia. Com este ajuste, energias elétrica e térmica podem ser comparadas, pois as duas passam a ser representadas por sua exergia disponível. A Equação (64) representa a eficiência global de segunda lei para as termelétricas analisadas nesta tese.

$$\eta_{G(II)} = \frac{\dot{W}_{TG} + \dot{W}_{TV} + \dot{E}x_{vapor} - \dot{W}_{bop} - \dot{E}x_{H_2O}}{\dot{m}_{comb} ex_{comb}^t + \dot{m}_{sup} ex_{sup}^t} \quad (66)$$

onde:

$\eta_{G(II)}$ – Eficiência de segunda lei (%);

$\dot{W}_{TG}$ – Trabalho de eixo útil na turbina a gás (kW);

$\dot{W}_{TV}$ – Trabalho útil de eixo na turbina a vapor (kW);

$\dot{W}_{bop}$ – Trabalho gasto nos sistemas auxiliares (bombas, compressores) - (kW);

$\dot{E}x_{vapor}$ – Exergia disponibilizada para cogeração através do vapor (kW);

$\dot{E}x_{H_2O}$ – Exergia fornecida ao ciclo pela água de reposição (kW);

$\dot{m}_{comb}$ – Vazão mássica do combustível na entrada das turbinas a gás(kg/s);
 ex_{comb}^t – Exergia total do combustível na entrada das turbinas a gás (kJ/kg);
 $\dot{m}_{sup}$ – Vazão mássica do combustível na queima suplementar (kg/s);
 ex_{sup}^f – Exergia total do combustível na queima suplementar (kJ/kg).

Já as eficiências elétrica e térmica avaliadas a partir da segunda lei da termodinâmica são apresentadas abaixo:

$$\eta_{E(II)} = \frac{\dot{W}_{TG} + \dot{W}_{TV} - \dot{W}_{bop}}{\dot{m}_{comb} ex_{comb}^t + \dot{m}_{sup} ex_{sup}^t} \quad (67)$$

$$\eta_{T(II)} = \frac{\dot{E}x_{vapor} - \dot{E}x_{H_2O}}{\dot{m}_{comb} ex_{comb}^t + \dot{m}_{sup} ex_{sup}^t} \quad (68)$$

onde:

$\eta_{E(II)}$ – Eficiência elétrica de segunda lei (%);
 $\eta_{T(II)}$ – Eficiência térmica de segunda lei (%);
 $\dot{W}_{TG}$ – Trabalho de eixo útil na turbina a gás (kW);
 $\dot{W}_{TV}$ – Trabalho útil de eixo na turbina a vapor (kW);
 $\dot{W}_{bop}$ – Trabalho gasto nos sistemas de bombeamento e de compressão (kW);
 $\dot{E}x_{vapor}$ – Exergia disponibilizada para cogeração através do vapor (kW);
 $\dot{E}x_{H_2O}$ – Exergia fornecida ao ciclo pela água de reposição (kW);
 $\dot{m}_{comb}$ – Vazão mássica do combustível na entrada das turbinas a gás(kg/s);
 ex_{comb}^t – Exergia total do combustível na entrada das turbinas a gás (kJ/kg);
 $\dot{m}_{sup}$ – Vazão mássica do combustível na queima suplementar (kg/s);
 ex_{sup}^f – Exergia total do combustível na queima suplementar (kJ/kg).

6.2.3. Simulador Utilizado para solução da modelagem termodinâmica proposta neste trabalho

A possibilidade de simular processos industriais reais dentro de um ambiente virtual traz uma série de possibilidades de otimização destes sistemas e diminuição dos custos envolvidos. Para que isto seja possível, é necessário que os fenômenos físicos e químicos que ocorrem durante estes processos sejam modelados de forma

adequada. Isto se dá através da aplicação dos conceitos físicos e químicos que melhor correspondem ao fenômeno observado e que, a partir daí, são representados através de funções matemáticas e da resolução de um sistema de equações correspondente.

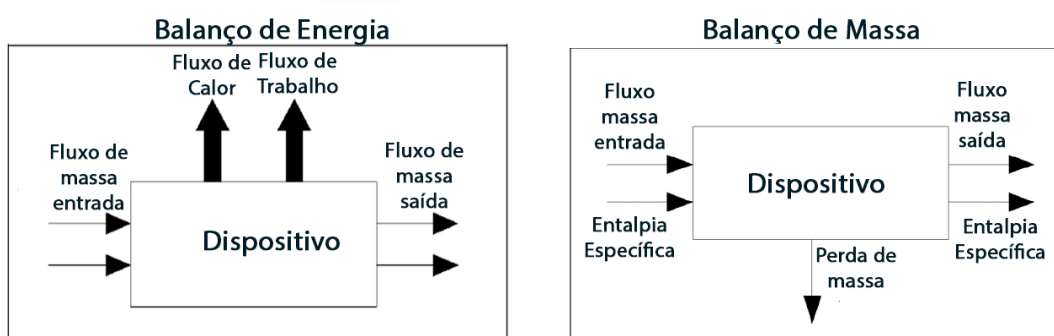
A grande maioria dos simuladores, especialmente para resolução de problemas termodinâmicos, busca transformar as diversas equações diferenciais que modelam o processo, muitas delas não lineares, em sistemas de equações algébricas, que podem ser resolvidas a partir de métodos numéricos.

Para a simulação das termelétricas objeto deste estudo foi utilizado uma licença acadêmica do programa Cycle-Tempo[®], desenvolvido em sua maior parte por professores da Universidade Técnica de Delft (ASIMPTOTE, 2020). Este programa foi desenvolvido para modelagem termodinâmica e otimização de sistemas de produção energéticos e refrigeração. Os equipamentos que compõe os ciclos termodinâmicos estudados são chamados de dispositivos. Estes dispositivos são interconectados por tubulações, que por sua vez formam uma rede complexa de fluxos de massa e energia. Além disso, são nestas tubulações que são definidos os fluidos de trabalho, sendo possível a inserção de sua composição química ou estado termodinâmico para cada tubulação. A Figura 22 apresenta a interface gráfica do programa Cycle-Tempo[®].

Além da resolução das equações resultantes dos modelos energéticos, o programa também dispõe de uma biblioteca denominada FluidProp, onde podem ser acessados os valores das propriedades termodinâmicas baseadas na literatura internacional. Para o cálculo da exergia do sistema, o programa utiliza as definições de Baehr para esta grandeza (ASIMPTOTE, 2020).

No Cycle-Tempo® o ciclo termodinâmico a ser resolvido é montado a partir da seleção dos equipamentos modelados no programa. Após a disposição de todos os equipamentos que compõe o ciclo em questão estes são interligados de maneira adequada, indicando nas tubulações qual a composição dos fluidos de trabalho naquela região. A cada um destes equipamentos está associado um conjunto de equações que modelam os sistemas de interesse a partir da lei da conservação da massa e das leis da termodinâmica (ASIMPTOTE, 2020). A estruturação do programa de módulos e como estes se relacionam é mostrada na Figura 23.

Figura 23 - Representação gráfica exemplificando o cálculo do balanço de massa e energia no programa Cycle-Tempo®.



Fonte: Adaptado de Asimptote (2020).

6.3. CONFIGURAÇÕES DAS TERMELÉTRICAS ANALISADAS

Dizer que uma termelétrica opera em ciclo combinado significa que, do ponto de vista termodinâmico, o processo de transformação de energia que ocorre na termelétrica pode ser modelado a partir da justaposição de dois ciclos termodinâmicos teóricos: o Ciclo Brayton e o Ciclo Rankine.

O Ciclo Brayton está relacionado com a geração de energia na turbina a gás. Neste equipamento o ar ambiente é comprimido e é aquecido na câmara de combustão a partir da combustão da mistura com o gás natural. Este gás quente passa

pelas turbinas, onde ocorre a extração da energia deste gás e transformação em trabalho de eixo.

Os gases quentes na saída da turbina ainda possuem uma considerável quantidade de energia. Esta energia pode ser utilizada como fonte quente de um ciclo Rankine, otimizando o desempenho da planta. O equipamento que proporciona este aproveitamento energético é denominado caldeira de recuperação (*Heat Recovery Steam Generator*, HRSG).

Este equipamento funciona como um grande trocador de calor contracorrente, onde água a alta pressão absorve parte da energia oriunda dos gases de exaustão da HRSG. Este vapor superaquecido por sua vez segue para uma turbina a vapor onde parte da energia armazenada no fluido é transformada em trabalho de eixo neste equipamento.

Segundo Babcock & Wilson Company (2005), para dimensionamento de uma caldeira de recuperação, alguns parâmetros técnicos devem ser definidos para que a relação custo eficiência deste equipamento seja satisfatória. Alguns destes requisitos são listados abaixo:

- Ponto de *pinch*: é a diferença entre a temperatura de saturação da água e a temperatura dos gases de exaustão na seção de saída do economizador. Babcock & Wilson Company (2005) sugere que o *pinch point* esteja entre 11°C e 28°C.
- Ponto de *approach*: é a diferença entre a temperatura na seção de entrada dos gases quentes e a temperatura na seção de saída do vapor superaquecido; Babcock & Wilson Company (2005) sugere que o *superheater approach* esteja entre 22 e 33 °C.

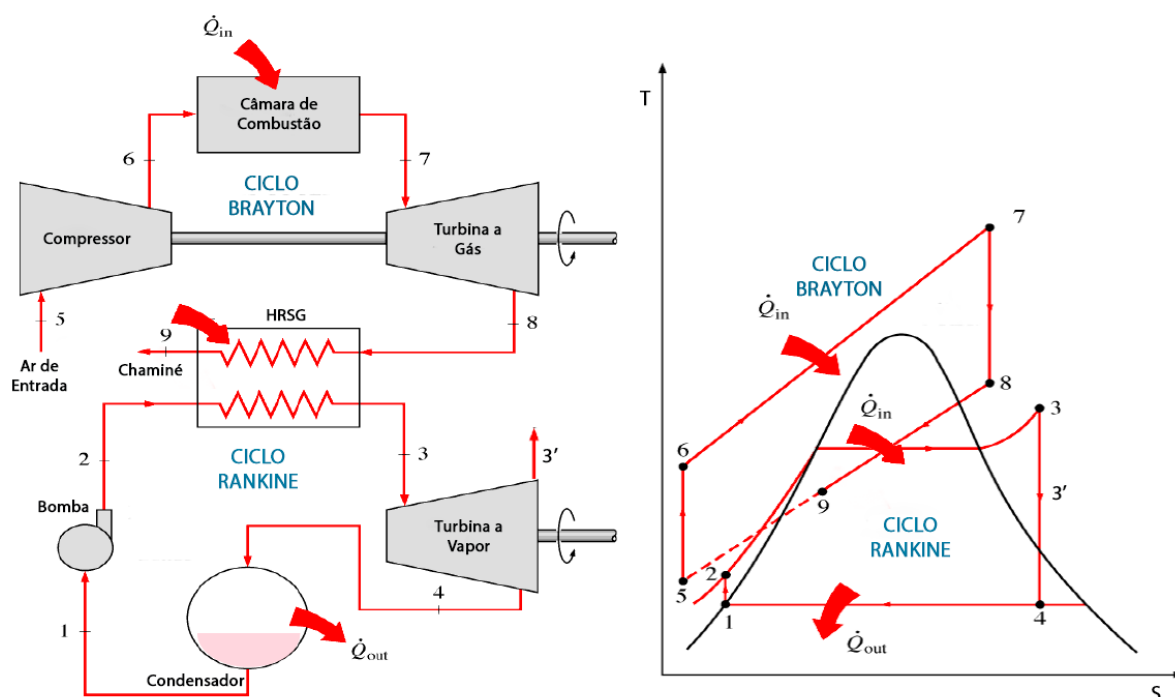
Importante ressaltar que estes valores são apresentados para HRSGs sem queima suplementar, mas, segundo Gomes (2005), mesmo caldeira com queima suplementar, que é o caso do modelo apresentado nesta tese, o projeto da HRSG deve ser dimensionado para a condição sem queima, sob o risco de se ter uma HRSG superdimensionada.

Outro parâmetro importante para o dimensionamento da HRSG é a razão de circulação (CR) que, segundo Ganapathy (2002), representa o número de vezes que a água deve passar pelo tubulão da caldeira até ser convertido em vapor. Os valores da razão de circulação são geralmente calculados por tentativa e erro, pois o objetivo do correto dimensionamento deste parâmetro é garantir que o mecanismo de

transferência de calor no tubo do evaporador para a água continue sendo por nucleação de bolhas e não por formação de filme, pois as taxas de transferência de calor neste segundo caso são menores, o que provocaria o aumento da temperatura e o colapso do tubo do evaporador. O valor utilizado para a razão de recirculação neste trabalho será de $CR = 5$. Para este valor, é previsto que o título da mistura água-vapor que recircula pelo tubulão da caldeira de recuperação seja de 0,2.

Vapor de saída da turbina, já quase saturado, vai para um condensador, onde entrega a parte da energia que não pode ser transformada em trabalho de eixo e dali volta para o ciclo, sendo bombeada para atingir as pressões de trabalho de processo. Um diagrama esquemático de um ciclo combinado é apresentado na Figura 24. Este diagrama correlaciona temperatura e entropia, e é bastante utilizada para avaliação de um ciclo combinado.

Figura 24 - Funcionamento de um ciclo combinado com queima suplementar na HRSG e cogeração de vapor.



Fonte: Próprio autor, adaptado de Çengel; Boles (2007).

Nesta tese foram estudadas algumas configurações de plantas em ciclo combinado operando em *cofiring*. Esta abordagem é importante, pois existem diversas maneiras de aproveitamento da energia da biomassa numa termelétrica com estas características, e sua viabilidade técnica e econômica pode ser influenciada por estas

configurações. Mais uma vez, a correlação entre custo e eficiência deve ser avaliada a fim de buscar as melhores soluções de engenharia para este problema.

Uma termelétrica operando em Ciclo Combinado significa que um Ciclo Brayton é acoplado a um ciclo a vapor (Ciclo Rankine), e a energia que seria descartada para o ambiente num ciclo Brayton convencional é aproveitada para geração adicional de energia elétrica. Este aproveitamento traz um aumento substancial na eficiência do processo. Este ciclo termodinâmico é o mais utilizado quando o combustível é gasoso, o que não ocorre quando estamos utilizando biomassas sólidas, como o bagaço de cana ou os resíduos de eucalipto.

Para uma maior compreensão dos ciclos modelados, serão apresentados a seguir as diversas configurações de termelétricas analisadas, bem como a proporção de gás natural e gás de síntese utilizado em cada configuração.

As condições ambientais do ar utilizado neste estudo estão apresentadas na Tabela 16. Estas mesmas condições serão utilizadas para o cálculo dos valores de exergia do ciclo termodinâmico. Importante ressaltar que a temperatura utilizada neste estudo se trata de uma temperatura média anual, e que para as condições brasileiras retrata muito bem o clima modelado. Numa turbina real, para que se mantenha a temperatura de entrada da turbina (TIT) constante, as variações da temperatura de entrada do ar são compensadas pelo fechamento ou abertura das VIGVs, numa estratégia de controle muito similar à proposta para compensação da mudança do combustível e apresentada no Caso 3.

Tabela 16 - Condições ambientais utilizadas nas simulações.

Parâmetro	Valor	Unidade
Temperatura	25	°C
Pressão	101	kPa
Altitude	0	m
Umidade Relativa	60	%

Fonte: Próprio autor.

Já as propriedades termodinâmicas e a composição do Gás Natural utilizado são apresentadas nas Tabelas 17 e 18. No modelo formulado, a pressão no gasoduto que fornece o gás natural para a termelétrica é de 21 bar, ou seja, acima da pressão necessária para operação das turbinas a gás que é de 14,2 bar e 25 C. Para esta

configuração de pressões é necessária uma válvula de controle para correta operação do sistema.

Tabela 17 - Propriedades do gás natural na entrada da termelétrica.

Propriedade	Valor	Unidade
Poder calorífico inferior	47.200	kJ/kg
Densidade Relativa	0,6425	adimensional
Fator de Compressibilidade	0,9975	adimensional
Índice de WOBBE	50.308	kJ/m ³
Peso molecular	18,5684	kg/kmol

Fonte: Próprio autor, adaptado de Takaki (2006).

Tabela 18 - Composição química do gás natural em base molar.

Substância	Fórmula	Fração molar (%)
Metano	CH ₄	88,045
Etano	C ₂ H ₆	6,682
Propano	C ₃ H ₈	1,905
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	0,288
N-Butano	C ₄ H ₁₀	0,457
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,142
N-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,111
Hexano	C ₆ H ₁₄	0,143
Dióxido de Carbono	CO ₂	1,446
Nitrogênio	N ₂	0,781

Fonte: Próprio autor, adaptado de Takaki (2006).

Os valores da composição química das biomassas utilizadas são aqueles apresentados na Tabela 1 do Capítulo 2 (análise do potencial da biomassa). A partir destes valores, é calculado o Poder Calorífico Inferior para cada biomassa com o auxílio da Equação (3) e inseridos estes valores nos modelos termodinâmicos desenvolvidos para o trabalho.

Importante ressaltar que o teor de umidade, como já explicitado anteriormente, pode trazer uma série de problemas para utilização da biomassa, especialmente no mercado de energia, pois o aumento do teor de umidade está diretamente relacionado com a diminuição do Poder Calorífico desta matéria prima, o que acaba por diminuir, também, o conteúdo energético disponível no gás de síntese (BASU, 2010). Segundo

este mesmo autor, cada quilograma de umidade na biomassa necessita de 2.300 kJ de valor para vaporizar esta água e um adicional de 1.500 kJ para elevar à temperatura típica de um gaseificador típico.

Dependendo da biomassa estudada, não há muito o que fazer a respeito da água adquirida no processo produtivo (caso do bagaço de cana) ou da umidade obtida por condensação do vapor d'água da atmosfera, sendo que estratégias de pré-secagem são necessárias para diminuir esse percentual ao mínimo possível. Segundo Basu (2010), para se obter um valor razoável para o PCI do gás de síntese, o teor máximo umidade permissível no sistema de gaseificação é de 10 a 20%.

Assim, foi utilizado um valor de 15% para o teor de umidade do bagaço de cana. Como usualmente o valor encontrado de umidade no bagaço está em torno de 50%, foi admitido que um processo de pré-secagem foi realizado neste bagaço, a fim de diminuir o teor de umidade para nível aceitáveis. Convém ressaltar que este processo de secagem não foi modelado neste trabalho, admitindo que a biomassa é recebida na UTE já nas condições especificadas e que qualquer processo necessário para adequação desta biomassa para condições de estudo está incluso no preço pago pelo insumo.

Já para a palha de cana de açúcar, foi definido um valor de umidade de 10%, de acordo com o trabalho de Santos (2018).

Para as biomassas de eucalipto (tora e resíduos), foram definidos os seguintes valores de umidade, 10 e 12%, respectivamente, de acordo com o trabalho de Foelkel (2015). Em função da variação do teor de umidade nos combustíveis e do poder calorífico diferente para cada biomassa, é necessário que o fator de ar utilizado seja ajustado para que o gaseificador e o gás de síntese alcancem temperaturas similares e estes cenários possam ser comparados.

A Tabela 19 apresenta os valores do fator de ar e umidade utilizados para cada biomassa no gaseificador. Os valores utilizados para o fator de ar foram ajustados para que a temperatura de saída do gás de síntese na saída do gaseificador ficasse em torno de 500 °C, para que fosse possível realizar a comparação termodinâmica entre as termelétricas operadas utilizando biomassas diferentes.

Tabela 19 - Fator de ar utilizado em função da biomassa.

Biomassa	Fator de Ar	Umidade [%]
Toras de Eucalipto	0,3	10
Resíduos de Eucalipto	0,4	12
Bagaço de Cana	0,2	15
Palha de Cana	0,3	13,5

Fonte: Próprio autor.

A partir destes parâmetros, o PCI do gás de síntese para cada biomassa simulado com o auxílio do Cycle-Tempo® é apresentado na Tabela 20.

Tabela 20 - Poder Calorífico Inferior dos gases de síntese.

Biomassa	PCI [kJ/kg]
Toras de Eucalipto	6.274
Resíduos de Eucalipto	4.660
Bagaço de Cana	6.858
Palha de Cana	5.107

Fonte: Próprio autor.

Como pode se notar numa breve comparação entre as Tabelas 19 e 20, o poder calorífico é fortemente influenciado pelo fator de ar utilizado e pela umidade presente na biomassa.

6.3.1. Operação do ciclo termodinâmico fora do ponto de projeto devido à mudança de combustível

Para que se possa calcular os novos valores da razão de compressão derivados do aumento da vazão de combustível numa turbina a gás operando em *cofiring* com um combustível de baixo poder calorífico, uma abordagem bastante utilizada por diversos pesquisadores (KHORSHIDI, 2016, CHACARTEGUI, 2013, KIM *et al.*, 2011, RODRIGUES; WALTER; FAAIJ, 2007) é calcular a variação desta propriedade a partir de modelagens *off design*. Isto se dá porque a turbina a gás analisada foi dimensionada para uma condição de processo, e, como não se sabe a relação entre as variações de pressão de massa daquele equipamento quando

operado fora das condições originais, uma modelagem adicional deve ser incluída para correta avaliação do fenômeno.

Para uma turbina a gás industrial operando em carga base, uma hipótese válida para o cálculo do novo estado termodinâmico advindo da queima de combustível de baixo poder calorífico é que o equipamento apresenta um escoamento *choked* (estrangulado em tradução livre) no primeiro estágio da turbina a gás (RAZAK, 2007 citado por SANCHEZ *et al.*, 2010). Um escoamento se torna estrangulado quando a variação de pressão na palheta é suficiente para que o escoamento na seção de estrangulamento atinja a velocidade do som. Uma maior redução na pressão à jusante não resultaria numa maior vazão, ou seja, enquanto estas condições permanecerem, não há variação de fluxo mássico no escoamento. Para o ar, a relação entre a pressão à montante (P^0) e à jusante (P^*) para que ocorra um escoamento estrangulado é de $0 < P^*/P^0 < 0,528$ (ÇENGEL; BOLES, 2007). Assim, tem-se a Equação (69) para a entrada do primeiro estágio da turbina a gás:

$$\dot{m} = p_0 A^* \sqrt{\frac{\gamma \cdot M}{Z \cdot R_u \cdot TIT} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}} \quad (69)$$

onde:

$\dot{m}$ – Vazão mássica na entrada do primeiro estágio da turbina (kg/s);

p_0 – Pressão de entrada na turbina (kPa);

A^* – Área normal ao escoamento na entrada do primeiro estágio da turbina;

γ – Razão entre os calores específicos a pressão e volume constantes;

M – Massa molar do combustível (kg/kmol);

Z – Fator de compressibilidade;

R_u – Constante universal dos gases (J/molK);

TIT – Temperatura de entrada na turbina (K).

É importante notar que estes parâmetros são calculados na saída da câmara de combustão. Reorganizando a Equação (69) temos a Equação (70), que apresenta o parâmetro k , que permanece constante para escoamento estrangulado:

$$K = \frac{\dot{m}}{p_0} \sqrt{\frac{TIT.Z}{M.\gamma} \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}} \quad (70)$$

O simulador aplicado nesta tese utiliza este conceito para o cálculo da nova razão de compressão em função da variação do teor de gás de síntese no combustível. Ou seja, uma vez modelada a turbina a gás no simulador, é possível avaliar as variações na pressão de entrada da turbina em função da variação da vazão de entrada de gases de combustão, utilizando o módulo *off-design* do programa Cycle-Tempo® (ASIMPTOTE, 2020).

Além disso, de acordo com Sanches *et al.* (2010), o efeito da variação da composição química nos gases de combustão por causa da queima do gás de síntese e as variações da relação dos calores específicos e do fator de compressibilidade podem ser desprezados. Desta forma, resulta a Equação (71):

$$K = \frac{\dot{m}}{p_0} \sqrt{\frac{TIT}{M}} \quad (71)$$

E se o escoamento é considerado estrangulado, este valor é constante para qualquer variação nos parâmetros originais de projeto.

Quando se opera fora das condições de projeto num ciclo combinado, além da turbina a gás também ocorrem variações dos estados termodinâmicos na HRSG, trocadores de calor em geral, condensador, turbina a vapor, dentre outros equipamentos. Por outro lado, uma vez que os percentuais adicionados de gás de síntese neste trabalho são pequenos em relação ao todo, foi assumido aqui que as variações nas potências e eficiências destes equipamentos foram influenciadas apenas pelas novas temperaturas e vazões de saída da turbina a gás, e que estas variações não modificaram as taxas de transferência de calor e outras propriedades do processo.

6.3.2. Estratégias para controle da turbina a gás operando fora do ponto de projeto

Segundo Walter; Llagostera (2007), existem algumas estratégias clássicas para proporcionar que turbinas a gás projetadas para queimar gás natural possam ser

utilizadas para combustão de gás de síntese. As três principais abordagens são: *derating*, ou seja, diminuição da temperatura de entrada da turbina em carga base, extração de ar na descarga do compressor ou diminuição da entrada de ar no compressor a partir da variação das VIGVs (*Variable Inlet Guide Vanes*).

As três alternativas permitem compensar o aumento do fluxo de massa na entrada da turbina reduzindo a massa de ar e/ou a temperatura dos gases de combustão. Como se sabe, a razão de compressão está limitada à linha de “surge”, e a partir dela o equipamento não pode funcionar em segurança.

Interessante ressaltar que estas abordagens de controle e proteção da turbina a gás são recomendadas quando da substituição integral do combustível a ser utilizada na turbina a gás, de gás natural para um outro gás de baixo poder calorífico ou propriedades distintas do combustível original. Quando se trata de *cofiring*, a solução dada para operar o turbogerador a gás na melhor condição possível do ponto de vista termodinâmico se torna mais simples de ser implementada, pois os efeitos da diminuição do PCI do combustível pela queima de gás de síntese oriundo da biomassa são minimizados pela sua mistura com gás natural.

Desta forma, e de acordo com Walter; Llagostera (2007), como os melhores resultados em termos termodinâmicos são alcançados via estratégia de variação da massa de entrada de ar no compressor via parametrização da VIGVs, esta abordagem foi utilizada neste trabalho.

Este tipo de tecnologia, como já foi dito, é amplamente utilizado para controle da TIT em turbinas a gás quando operando em condições fora de projeto, principalmente devido a variações de temperatura ou na partida do equipamento. De acordo com Kim; Hwang (2006), o controle da potência pela variação da vazão mássica admitida no compressor é geralmente realizado através de VIGVs para turbinas a gás industriais que utilizam um único eixo.

O objetivo principal da variação da vazão de ar é manter a temperatura de entrada da turbina a gás sem variações, garantindo assim um melhor funcionamento do equipamento. Do ponto de vista termodinâmico, manter o TIT constante, no maior valor possível e que não traga riscos à integridade do equipamento, traz como benefício uma maior eficiência da turbina. Por outro lado, como o fluxo mássico diminui, observa-se uma menor potência gerada no equipamento. Estes aspectos e a comparação entre as abordagens com e sem controle do fluxo de massa de ar na TG foram analisados neste trabalho.

Desta forma, a próxima seção vai apresentar duas abordagens para operação em modo *cofiring*: na primeira delas serão avaliados os parâmetros termodinâmicos de um ciclo combinado originalmente projetado para operar somente com gás natural apenas variando o teor de gás de síntese no combustível de entrada. Neste primeiro caso não foi adotada nenhuma estratégia de controle adicional para se manter a temperatura de entrada da turbina (TIT) constante. Já na segunda abordagem foi simulado a variação da massa de ar de entrada no compressor da turbina a gás para se manter constante a TIT, que neste caso será a temperatura de entrada da turbina a gás quando se utiliza apenas gás natural, ou seja, 1.240 °C. Esta estratégia de controle é bastante usual neste tipo de equipamento para operação das turbinas a gás operando fora do ponto de projeto e foi avaliada para utilização da turbina em modo *cofiring*.

6.3.3. Casos Simulados

A seguir serão apresentados os casos simulados neste trabalho:

Caso 1: Termelétrica em Ciclo combinado com cogeração e Queima suplementar

A configuração termelétrica apresentada como “Caso 1” será considerada como padrão para as análises efetuadas. Nesta configuração, uma termelétrica em ciclo combinado e cogeração com queima suplementar opera com combustível constituído por 100% de gás natural. Os principais equipamentos que constituem o ciclo termodinâmico de referência são descritos abaixo:

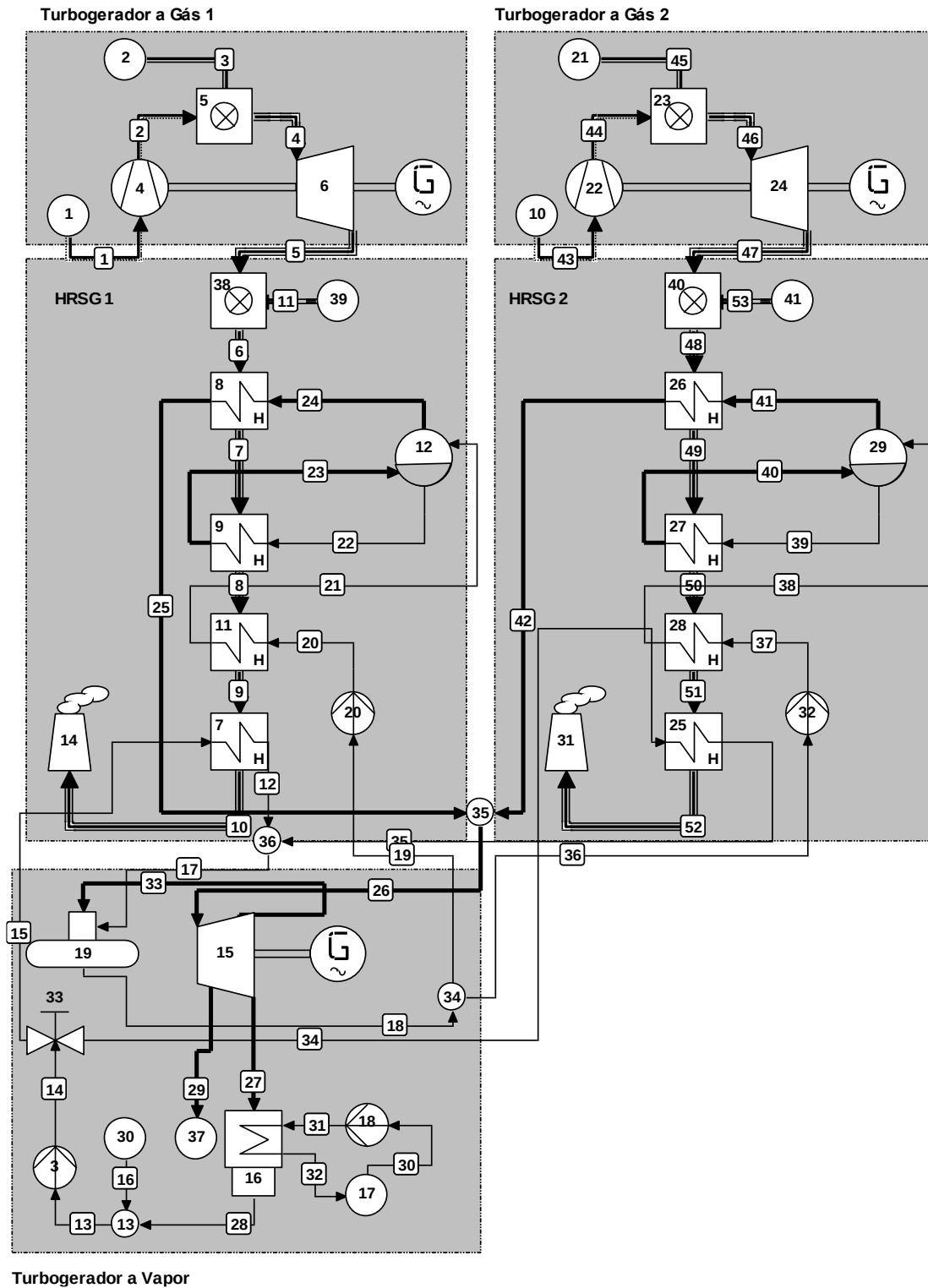
- Ciclo termodinâmico: ciclo combinado com cogeração;
- Configuração: duas turbinas a gás acopladas em duas Caldeiras de Recuperação (HRSGs) com queima suplementar, que se conectam a uma turbina a vapor;
- Duas turbinas a Gás, com produção de energia aproximada de 110 MW. Uma turbina comercial que se assemelha a esta característica é a Alston GT11 N2;
- Duas HRSGs, cada uma delas com um tubulão de vapor operando na pressão de 100 bar, dois economizadores, um evaporador e dois superaquecedores,

com capacidade equivalente para converter a energia oriunda da turbina a gás e da queima suplementar em vapor para a turbina a vapor e para o processo;

- Uma turbina a vapor com condensação e extração de vapor para cogeração;
- Condensador e torre de resfriamento, equivalentes para o fechamento do ciclo combinado.
- Demais equipamentos, como bombas, válvulas e trocadores de calor;

Uma termelétrica com estas configurações foi inserida no programa Cycle-Tempo®, sendo o diagrama da mesma apresentado na Figura 25. O significado da simbologia utilizada pelo programa pode ser encontrado no Apêndice C.

Figura 25 - Configuração da termelétrica utilizada como referência para as análises (Caso 1).



Fonte: Próprio autor, utilizando o programa Cycle-Tempo®.

A Tabela 21 apresenta os níveis de pressão e temperatura em que operam os principais equipamentos analisados:

Tabela 21 - Condições de entrada e outros parâmetros de Interesse da termelétrica analisada.

Equipamento	Parâmetro	Unidade	Valor
Turbina a Gás	Vazão Mássica GN	kg/s	7,0
	Pressão GN	bar	21,0
	Temperatura GN	°C	25
	Temperatura Ar entrada	°C	25
	Pressão Ar entrada	bar	1,01
	Eficiência isentrópica	%	0,85
	Eficiência do gerador	%	0,98
	Fator de Ar	-	2,7
	Razão de Compressão	-	14
	Poder Calorífico Gás	kJ/kg	47.102,90
Turbina a Vapor	Pressão de entrada	bar	100,0
	Pressão de extração	bar	42
	Temperatura vapor extração	°C	406
	Pressão de condensação	mbar	0,06
	Número de estágios	-	1
	Eficiência isentrópica	%	0,85
	Eficiência do gerador	%	0,98
HRSG	Pressão de trabalho		100
	vazão GN queima suplementar	kg/s	1,5
	Número de pré-aquecedores	-	1
	Número de economizadores	-	1
	Número de evaporadores	-	1
	Número de superaquecedores	-	1
	<i>Pinch point</i>	°C	28
	<i>Approach</i> do economizador	°C	33
BOP	Pressão do pré-aquecedor	bar	
	Temperatura água reposição	°C	25

Fonte: Próprio autor.

Caso 2: Termelétrica em Ciclo combinado com cogeração e queima suplementar operando em modo *cofiring*

Foi simulada que parte da energia de entrada nas turbinas a gás tivesse como fonte o gás de síntese, variando este percentual energético de 0 a 25% misturado no gás natural, num esquema de *cofiring* indireto, com ajustes nas câmaras de combustão (apenas para entrada do gás de síntese), ou seja, do ponto de vista do modelo a turbina continua conforme original.

A variação de 0 a 25% no teor de gás de síntese na mistura combustível foi escolhida porque, de acordo com Rodrigues (2003), caso a mistura de gás de síntese e gás natural contenha mais de 75% de gás natural, não há necessidade de maiores modificações nos equipamentos que compõe o ciclo combinado. Esta informação está alinhada com o conceito de níveis de modificação nos equipamentos apresentado por Chacartegui *et al.* (2013), onde quanto maior o poder calorífico da mistura de combustível, menor a necessidade de modificações para operação segura da UTE.

Para uma maior compreensão da influência das biomassas utilizadas para produção de gás de síntese nas eficiências de primeira e segunda lei das termelétricas analisadas, foram realizadas diversas simulações variando estes parâmetros nesta configuração de referência, conforme Tabela 22.

Tabela 22 - Configurações analisadas para queima de gás de síntese num ciclo combinado.

Configurações	Descrição
2 ^a	A biomassa utilizada para produção de gás de síntese vai ser formada apenas por toras de eucalipto;
2b	A biomassa utilizada para produção de gás de síntese vai ser formada apenas por resíduos florestais de eucalipto;
2c	A biomassa utilizada para produção de gás de síntese vai ser formada apenas bagaço de cana;
2d	A biomassa utilizada para produção de gás de síntese vai ser formada apenas palha de cana;

Fonte: Próprio autor.

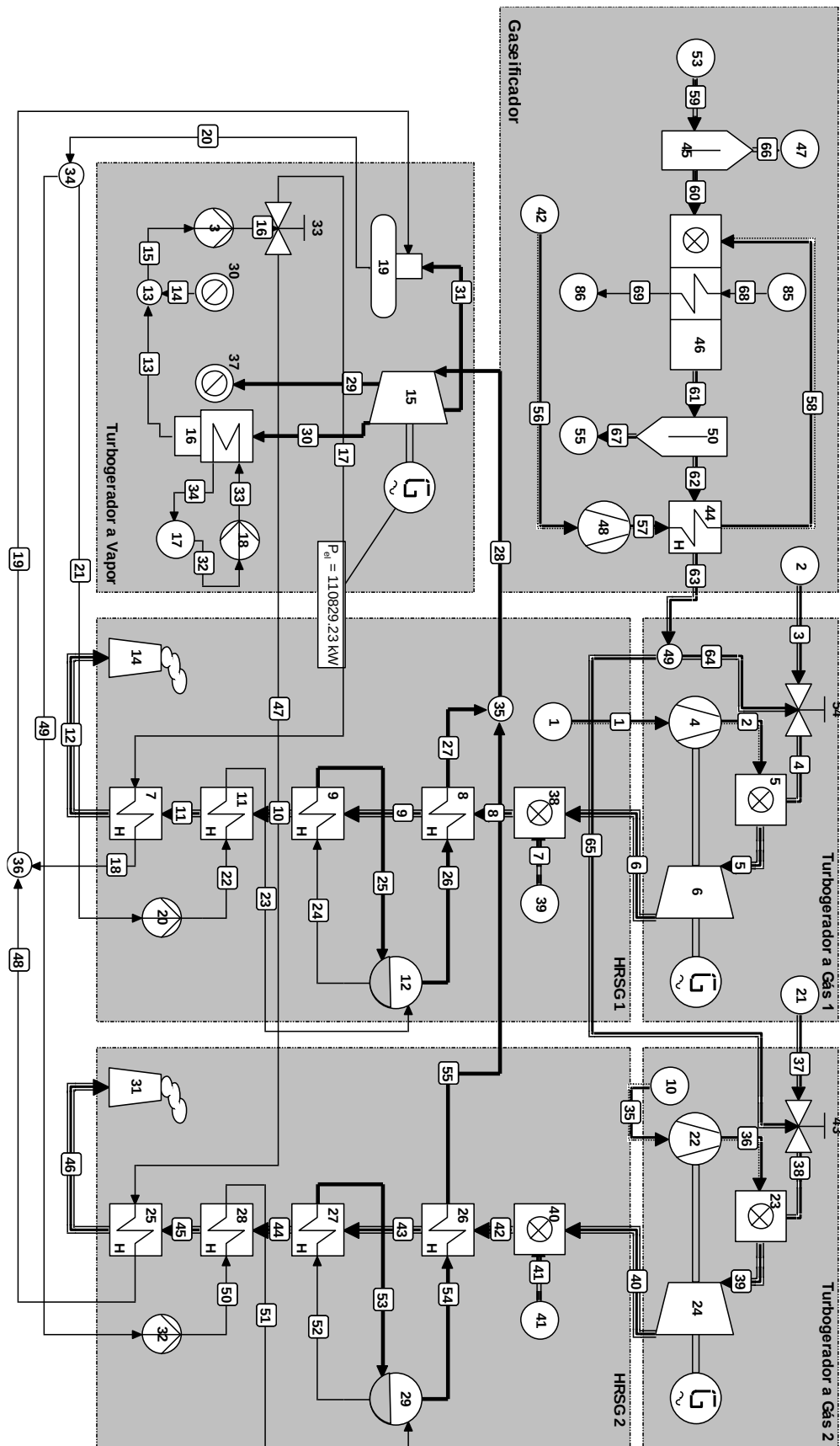
Foi necessária a separação do suprimento de biomassa entre toras de eucalipto e outros resíduos florestais, pois estes insumos possuem características físicas e químicas diferentes e porque resíduos de agricultura não possuem pegada de carbono quando analisados para valoração de créditos de carbono CBIO.

Também será realizada de forma separada as simulações do bagaço e da palha de cana utilizados como insumo para produção de gás de síntese, pois estes resíduos possuem composição molecular e teor de umidade distintos, o que muito influencia a produção de gás de síntese ou gera a necessidade adicional de energia em algum processo de secagem.

A metodologia para avaliação destes ciclos será a verificação do comportamento da potência, eficiência, e comportamento de variáveis da turbina a gás (temperatura de referência, TIT e fator de ar - λ) quando da variação da composição do combustível de entrada a partir do aumento do teor de gás de síntese no mesmo. Eventuais variações no ciclo Rankine que compõe o ciclo combinado serão capturadas a partir da variação da potência obtida na turbina a vapor.

Uma termelétrica com estas configurações foi inserida no programa Cycle-Tempo®, e a Figura 26 apresenta o diagrama com esta configuração:

Figura 26 - Configuração da termelétrica utilizada como referência para as análises (Caso 2).



Fonte: Próprio autor utilizando o programa Cycle-Tempo®.

Caso 3 - Influência da variação do fluxo de ar de entrada na turbina a gás para manter o TIT constante

Neste caso serão calculados os principais parâmetros do ciclo termodinâmico apresentado anteriormente, agora com uma abordagem de controle da temperatura de entrada da turbina a gás. A temperatura especificada para controle foi de 1.240°C, que coincide com a temperatura de entrada da turbina a gás quando esta opera apenas com gás natural. Esta estratégia procura manter o nível de eficiência do equipamento, e pode ser utilizada de forma adequada quando o equipamento opera em *cofiring*, pois, para o nível proposto neste trabalho, a diminuição do PCI da mistura de combustíveis não acarreta um aumento relativo tão grande na vazão total de ar, pois as razões ar/combustível em turbinas a gás industriais são bastante elevadas.

Assim, foram apresentados gráficos e tabelas com os novos parâmetros, que serão calculados para um nível de *cofiring* de 15%, ou seja, parte do conteúdo energético do combustível será fornecido pelo gás de síntese ao ciclo termodinâmico. Os outros parâmetros de trabalho da termelétrica simulada serão os mesmos para cada biomassa utilizada como matéria-prima para o gás de síntese.

6.4. CÁLCULO DOS CRÉDITOS DE CARBONO PELA ABORDAGEM DO PROGRAMA RENOVABIO

Esta etapa do trabalho consiste em calcular a quantidade de créditos de carbono obtida a partir da metodologia apresentada no Renovabio, programa do governo Federal de incentivo da utilização de biomassa como insumo energético para produção de biocombustíveis. A metodologia utilizada por este programa está baseada no conceito de ciclo de vida do combustível, por meio do qual se calcula o impacto ambiental da produção daquele biocombustível e a subtrai do valor do impacto ambiental proporcionado pelo combustível fóssil o qual se pretende substituir. A diferença entre estes dois valores, multiplicada pela quantidade de energia produzida, será a quantidade de CBIOs (Créditos de Descarbonização) da operação. Um CBIO equivale a uma tonelada de CO₂ equivalente que deixou de ser emitido para a atmosfera pela utilização do biocombustível em detrimento aos combustíveis fósseis substitutos

Conforme ANP (2020), as normas que embasam esta metodologia são as relacionadas à ISO 14.000, sendo apresentadas a seguir:

- ISO 14040:2014 “Gestão ambiental – Avaliação de Ciclo de Vida – Princípios e Estrutura” (ABNT 2014a);
- ISO 14044:2014 “Gestão ambiental – Avaliação de Ciclo de Vida – Requisitos e orientações” (ABNT 2014b);
- ISO/TS 14067:2015 “Gases de efeito estufa – Pegada de carbono de produtos – Requisitos e orientações sobre quantificação e comunicação” (ABNT 2015b);
- ISO 14025:2015 “Rótulos e declarações ambientais – Declarações ambientais de Tipo III – Princípios e procedimentos” (ABNT 2015a).

Para se calcular a intensidade de Carbono equivalente do biocombustível e a respectiva quantidade de CBIOS, o programa Renovabio usa a planilha Renovacalc^{MD}, disponibilizada pelo governo federal para padronizar a metodologia de cálculo das CBIOS. Nesta tese será utilizada esta mesma planilha para cálculo dos créditos de descarbonização, com exceção para a análise da fase industrial do ciclo de vida do gás de síntese, pois este biocombustível não está modelado na referida planilha.

Conforme ANP (2020), a RenovaCalc^{MD} é uma aplicação em planilha que contabiliza a intensidade de carbono de um biocombustível (g CO_{2eq}/MJ), comparando-a com o combustível fóssil que se deseja substituir. Os principais bancos de dados utilizados nesta ferramenta são (ANP, 2020):

- Processos agroindustriais: base de dados da organização sem fins lucrativos *Ecoinvent*;
- Processos de distribuição do biocombustível: estatísticas oficiais e dados setoriais do Brasil;
- Utilização do biocombustível: estimativa de emissão de gases de efeito estufa do banco de dados para fontes intersetoriais da Fundação Getúlio Vargas.

O programa avalia o ciclo de vida do biocombustível em quatro fases distintas: fase agrícola, industrial, distribuição e utilização. Como mencionado anteriormente, para as biomassas consideradas como resíduos agroindustriais não serão computadas as emissões que provocam gases de efeito estufa (GEE) na fase agrícola.

Importante ressaltar que o programa Renovabio não contempla a utilização de gás de síntese como biocombustível passível de obter créditos de descarbonização. Por outro lado, quando se analisa as etapas de produção do biometano, combustível que mais se assemelha do gás de síntese no programa, pode-se verificar que as

etapas de produção, transporte e utilização da biomassa são muito parecidas, diferenciando-se apenas na fase de conversão. No caso do biometano (devidamente modelado no programa Renovabio), o processo de conversão se dá por via bioquímica, enquanto para a transformação em gás de síntese se utiliza um processo termoquímico.

Por causa disso, para que seja possível a utilização da metodologia do Renovacalc^{MD}, houve necessidade de adaptações no modelo utilizado, ajustando-o para estimar o potencial de emissões em CO_{2eq} da fase de processamento industrial do gás de síntese. Assim, esta etapa da transformação da biomassa em gás de síntese foi modelada fora deste programa, utilizando metodologia similar, como será mostrado a seguir.

Além disso, o programa Renovabio está voltado para o setor de transportes e não prevê o benefício da venda de CBIOs na indústria de transformação de energia elétrica. Como esta tese trata justamente da geração de energia elétrica, este estudo tem caráter ilustrativo de como seria a inserção de uma política de crédito de carbono no mercado elétrico, além de avaliar o impacto destes créditos na viabilidade da geração de energia em modo *cofiring*.

A partir daí, o cálculo dos CBIOs se dá nas seguintes etapas:

1) Definição do combustível substituto que servirá como base para cálculo das emissões evitadas: a Tabela 23, adaptada de ANP (2020), traz as características do mix de Combustíveis Fósseis Equivalentes (CFE) que são substituídos pelo biocombustível no âmbito do Renovabio. Neste caso, para fins de comparação com o programa existente, entende-se que no mercado de energia elétrica o gás de síntese poderia substituir o mesmo mix de combustíveis apresentados pelo programa como sendo substituídos pelo Biometano.

Tabela 23 - Características do mix de combustíveis fósseis substituídos pelo Gás de Síntese.

Biocombustível	Combustível Fóssil Equivalente	Intensidade Carbono [g CO _{2eq} /MJ]	Referência
Gás de Síntese	Média entre Gasolina, Diesel e GNV	86,8	GHG Protocol (2012), citado por ANP (2020)

Fonte: Adaptado de ANP (2020).

2) Definição das emissões do biocombustível na fase agrícola: de acordo com as regras do programa, não são computadas as emissões de CO_{2eq} para biomassas compostas por resíduos agroindustriais. Esta é uma vantagem que pode dar mais competitividade às tecnologias de gaseificação, caso esta abordagem pudesse ser utilizada no mercado de energia elétrica. São considerados resíduos agroindustriais as biomassas citadas na Tabela 24 (ANP, 2020).

Tabela 24 - Biomassas consideradas como resíduos na metodologia do Renovabio.

Processo	Tipo de Biomassa
Resíduos de Culturas Florestais	Palha de cana-de-açúcar, de milho, de sorgo e de trigo, Cascas de arroz, de noz, de café e similares, Sabugo de milho, Cascas, tocos, ramos, folhas, agulhas, copas de árvores, aparas florestais e serragem provenientes de florestas plantadas
Resíduos de processamento	Vinhaça e outros efluentes agroindustriais, bagaço de cana-de-açúcar e sorgo, Torta de filtro, cinzas e fuligem, Gordura animal, outros resíduos de origem animal, Borras, Glicerina bruta, Óleo de fritura usado
Outros	Dejetos animais, Lodo de estação de tratamento de efluentes, biogás de aterro sanitário.

Fonte: Adaptado de ANP (2020).

Desta forma, a contribuição para o aumento das emissões de CO_{2eq} do bagaço, palhas de cana e resíduos florestais será considerada nula na fase agrícola da sua produção. Para as toras de madeira não serão calculados os créditos de descarbonização equivalentes, pois para esta biomassa as emissões ocorridas na fase agrícola devem ser levadas em consideração, o que diminui o potencial de CBIOS desta biomassa. Além disso, trabalha-se nesta tese com o cenário de que as toras de madeira só serão utilizadas como matéria prima para produção de gás de síntese em caso da sua não utilização no segmento de celulose.

3) Determinação das emissões do biocombustível na fase industrial: a análise do ciclo de vida está associada à eficiência de conversão energética da biomassa em biocombustível (produtos e co-produtos), isto é, deverá ser calculado a energia disponível no biocombustível e ponderá-la pela quantidade de CO₂ equivalente necessária para sua geração.

Como nesta análise não será possível utilizar o programa para estimar as emissões de dióxido de carbono equivalentes no processo industrial de conversão da biomassa para gás de síntese, serão utilizados os mesmos dados de conversão do programa, extraídos de IPCC (2006). Para os valores das biomassas que não estão presentes no documento do IPCC, serão utilizados os dados do Programa Brasileiro GHG *Protocol* (BRASIL, 2020).

O cálculo das emissões de CO_{2eq} para a fase industrial da conversão de resíduos de biomassa em gás de síntese são apresentados nos passos seguintes:

a) Energia disponível no gás de síntese:

Através da Equação (72) têm-se a quantidade anual de energia disponível no biocombustível produzido.

$$E_{disp} = \dot{m}_{GS} \cdot PCI_{\text{útil}} \quad (72)$$

onde:

E_{disp} – Energia disponível para transformação em energia elétrica (kW);

$\dot{m}_{GS}$ – Vazão mássica de gás de síntese produzido (kg/s);

$PCI_{\text{útil}}$ – Poder calorífico inferior útil do gás de síntese (kJ/kg).

b) Quantidade de CO₂ equivalente para geração do gás de síntese:

Para o cálculo da biomassa utilizada como fonte de energia durante o processo de gaseificação será assumido que esta quantidade é proporcional ao fator de ar utilizado. Assim, têm-se por exemplo que se o fator de ar é igual a 0,4, 40% da biomassa que entra no gaseificador entra em combustão no interior do mesmo, garantindo a energia necessária para que o processo ocorra. Os fatores de ar utilizados neste trabalho são apresentados na Tabela 25.

Tabela 25 - Fator de ar utilizado no gaseificador em função do tipo de biomassa.

Biomassa	Fator de Ar
Resíduos de Madeira	0,40
Bagaço de Cana	0,20
Palha de Cana	0,30

Fonte: Próprio autor.

De posse da quantidade de biomassa utilizada para produção do gás de síntese, o próximo passo é calcular suas emissões equivalentes. A Tabela 26 apresenta as emissões equivalentes para bagaço e palha de cana e resíduos de eucalipto por unidade energética. Para o cálculo do valor da emissão de dióxido de carbono equivalente por tonelada de biomassa utilizada para conversão do resíduo de biomassa em gás de síntese. Vale lembrar que o manuseio e conversão por combustão de biomassa emite, além de dióxido de carbono, outras substâncias que também provocam o efeito estufa. Além disso, estes valores foram avaliados para teores de 15% de umidade para o bagaço de cana, 13,5% para a palha e 12% para os resíduos florestais.

Tabela 26 - Emissões equivalentes por unidade de energia.

Biomassa	Emissão kg CO _{2eq} /TJ
Resíduos de Madeira	100.467
Bagaço de Cana	100.100
Palha de Cana	100.100

Fonte: Adaptado de Brasil (2016).

Assim, a quantidade de CO_{2eq} emitida pelas biomassas utilizadas no processo de gaseificação é apresentado na Equação (73):

$$CO_{2(anual)} = E_{combustão} \cdot E_{CO_2} \quad (73)$$

onde:

$CO_{2(anual)}$ – Emissões anuais equivalentes de CO₂ (kg CO_{2eq}/ano);

$E_{combustão}$ – Energia consumida durante a transformação do Gás de síntese (TJ/ano);

E_{CO_2} – Taxa de emissão equivalente de CO₂ por unidade de energia (kg CO_{2eq}/TJ).

E, finalmente, a taxa de intensidade de carbono equivalente na fase industrial será dada pela Equação (74):

$$IC = CO_{2(anual)} \cdot E_{disp} \quad (74)$$

onde IC é a taxa anual de intensidade de carbono na fase industrial da produção do gás de síntese.

4) Determinação das emissões na fase de distribuição do biocombustível: para a fase de distribuição do combustível até sua utilização final, será utilizada a mesma distância média proposta pelo programa para transporte dutoviário, ou seja 24 km. Para este montante e para este modo de transporte, não é esperada a emissão de dióxido de carbono equivalente pra atmosfera (ANP, 2020).

5) Determinação das emissões do biocombustível em seu uso final: o valor da intensidade de dióxido de carbono equivalente emitido durante a utilização do gás de síntese foi definido como equivalente ao valor da intensidade para o biometano, disponível na ferramenta Renovacalc^{MD}, no valor de 3,5 g CO_{2eq}/MJ (ANP, 2020).

Assim, a intensidade de carbono do biocombustível, medida em g CO_{2eq}/MJ, é subtraída daquela do seu combustível fóssil equivalente, segundo a Tabela 23. A diferença obtida corresponde ao potencial de redução de GEE por MJ de biocombustível utilizado. Este potencial, multiplicado pelo equivalente energético do biocombustível produzido, equivale à quantidade de CBIOS da operação, que são medidos em toneladas e podem ser negociados.

6.5. ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DOS CENÁRIOS APRESENTADOS

O estudo de Walter; Llagostera (2007) verificou a viabilidade técnica e econômica da aplicação de *cofiring* utilizando como combustível gás de síntese oriundo dos resíduos da cana de açúcar (bagaço e palha) e gás natural em ciclos combinados. A conclusão deste estudo é que seria necessário a construção de várias termelétricas utilizando esta configuração para que o houvesse a diminuição dos custos das tecnologias empregadas, especialmente da gaseificação de biomassa. Esta diminuição dos custos se daria através da aprendizagem, conforme conceito apresentado no Capítulo 4.

O que se propõe analisar aqui é o comportamento das curvas de aprendizagem das tecnologias utilizadas para o *cofiring*, e se os custos atuais tornam esta opção tecnológica atrativa o suficiente para justificar o investimento.

Como base para comparação, primeiramente será avaliado o valor do investimento em uma termelétrica convencional (**Caso 1**) e outra operando em regime de *cofiring* (**Caso 2**), utilizando técnicas clássicas de análise de investimento. Estes resultados serão importantes como base de comparação para as próximas iterações com o problema, utilizando as técnicas de curvas de aprendizagem e opções reais.

Desta forma, a avaliação de um empreendimento hipotético que utiliza a gaseificação de biomassa oriunda de resíduos de eucalipto será realizada a partir da teoria das Opções Reais por possuir os seguintes atributos: um alto grau de incerteza na possibilidade de barateamento da tecnologia, irreversibilidade do investimento e possibilidade de flexibilidade gerencial até a data da decisão pela construção.

Um ponto muito importante nesta análise é que as curvas de aprendizagem são montadas a partir de dados passados, e não existe certeza se o mesmo desempenho vai se repetir no futuro. Além disso, não é possível determinar nem quando este “futuro” vai chegar, uma vez que a diminuição dos custos em função dos efeitos da aprendizagem é verificada com o aumento da capacidade instalada (no caso do mercado de energia), e não se sabe como o aumento desta capacidade se dará no futuro.

Assim, será utilizada a abordagem proposta por Bastian-Pinto (2015) para determinar a incerteza do avanço tecnológico e consequente redução de custos da tecnologia de gaseificação. A partir destes números serão encontrados o valor presente de um projeto de geração de energia termelétrica a partir da gaseificação a partir da técnica de Opções Reais. A seguir será discutido mais detalhadamente cada etapa deste estudo.

6.5.1. Cálculo do fluxo de caixa do empreendimento pelo método tradicional

Para o cálculo do fluxo de caixa descontado e os respectivos Valores Presentes e *TIR* dos projetos foram utilizadas as referências de preço listadas na Tabela 27. Como este trabalho compara UTEs com e sem *cofiring*, algumas variáveis relacionadas ao preço de venda da energia e da disponibilidade do ativo foram arbitradas pelo autor, uma vez que seu efeito não influencia a análise comparativa.

Todas as avaliações de empreendimentos realizadas neste trabalho tiveram como premissa de que o ciclo de vida do investimento fosse de 20 anos, que é o tempo médio utilizado usualmente na área de energia. Este período corresponde muitas vezes ao tempo de vida útil do rotor de uma turbina a gás submetida ao regime típico de operação para estes equipamentos no mercado termelétrico (em torno de 120.000 horas de operação).

Tabela 27 - Referências do valor de Investimento e custos associados à operação das termelétricas.

Parâmetro	Valores	Referência
Ciclo Combinado Convencional	Investimento (USD/kW)	1.032 EIA (2020)
	Custo Fixo O&M [USD/kW.ano]	12,86 EIA (2020)
	Custos Variáveis [R\$/MWh]	2% comb. Próprio autor
	Custo do Gás Natural [R\$/MMBTU]	21 ANP (2020)
Sistema de Gaseificação	Investimento (USD/kW)	2975 Zang (2018)
	Tipo de Gaseificador	CFBG ⁽¹⁾ Próprio autor
Custo do gás natural [R\$/MMBTU]		21 ANP (2020)
Custo tora de eucalipto [R\$/t]		119 EPE (2018) ⁽²⁾
Custo resíduo de eucalipto [R\$/t]		119 EPE (2018) ⁽²⁾
Custo bagaço de cana [R\$/t]		80 Raízen
Custo palha de cana [R\$/t]		125 EPE (2018)
Preço de venda do Vapor [R\$/t]		150 Próprio autor
Preço de Venda Energia Elétrica [R\$/MWh]		202 Próprio autor
Fator de capacidade [%]		85 Próprio autor
Disponibilidade [%]		95 Próprio autor
Taxa mínima de atratividade [%]		10 Próprio autor
Nível de Cofiring [%]		15 Próprio autor

⁽¹⁾ *Circulating Fluidized Bed Gasifier* – gaseificador de leito fluidizado circulante.

⁽²⁾ Já compõe estes valores os custos de transporte desta biomassa.

Fonte: Próprio autor a partir das referências citadas.

O nível de *cofiring* escolhido para a realização das análises econômicas foi de 15%, ou seja, o referido montante da energia do combustível de entrada nas turbinas a gás tinha origem no gás de síntese. Esta escolha procurou minimizar as eventuais modificações na turbina a gás para operação com um combustível de baixo poder calorífico e não sobrecarregar a logística de transporte de biomassa da região.

Os valores dos custos variáveis foram calculados de acordo com a definição do Custo Variável Unitário (CVU), que representa o valor expresso em reais por Megawatt-hora (R\$/MWh), necessário para cobrir todos os custos operacionais do empreendimento termoeletrico (BRASIL, 2019a). Assim, o valor do CVU da UTE é aquele que ressarcir todos os custos variáveis da planta em operação. Para melhor comparação entre os combustíveis, o valor do CVU utilizado foi o mesmo para todos os combustíveis utilizados, com base nos preços do gás natural.

Importante ressaltar que as biomassas residuais agrícolas podem apresentar custos adicionais, uma vez que operações de coleta e transporte além daquelas já realizadas para a matéria prima principal podem ser necessárias. Por outro lado, o efeito da concorrência entre as diferentes fontes energéticas citadas por EPE (2019) serão considerados desprezíveis neste estudo, pois está se avaliando duas culturas (cana de açúcar e florestas plantadas de eucalipto) já bastante estabelecidas e que, apesar de geograficamente próximas, até o momento não competem entre si nem como substitutos energéticos e/ou como matéria-prima ou por meios logísticos.

Assim, a partir dos dados apresentados, foi utilizada a Equação (75) para se obter o VPL destes empreendimentos:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+\mu)^t} \quad (75)$$

onde:

I_0 – Representa o investimento inicial realizado;

FC_t – Representa o fluxo de caixa do projeto no período t ;

μ – Representa a taxa de desconto ajustada ao risco no período t ;

n – Horizonte de análise do fluxo de caixa.

Além disso, também será calculada a taxa interna de retorno (TIR) das configurações estudadas. O valor da taxa interna de retorno pode ser obtido a partir da Equação (76):

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+\mu)^t} - I_0 = 0 \quad (76)$$

onde:

I_0 – Representa o investimento inicial realizado;

FCt – Representa o fluxo de caixa do projeto no período t ;

μ – Representa a taxa de desconto ajustada ao risco no período t ;

n – Horizonte de análise do fluxo de caixa.

Para cada configuração apresentada no item 6.3 serão calculados o *VPL* e a *TIR* do empreendimento, utilizando, quando possível, as receitas extraordinárias advindas da venda de créditos de carbono, conforme o item 6.4. E, quando se tratar da análise das plantas operando em *cofiring*, os investimentos necessários para que seja possível o processamento e utilização de gás de síntese na UTE projetada para operar em gás natural serão realizados durante a construção do projeto original.

Assim serão apresentados o Valor Presente líquido calculado de forma convencional para os casos apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 - Configurações analisadas para queima de gás de síntese num ciclo combinado.

Configurações	Descrição
1	Termelétrica operando a gás natural – caso base
2a	Termelétrica operando em modo <i>cofiring</i> com 15% de gás de síntese. A biomassa utilizada para produção de gás de síntese será formada apenas por resíduos florestais de eucalipto;
2b	Termelétrica operando em modo <i>cofiring</i> com 15% de gás de síntese. A biomassa utilizada para produção de gás de síntese será formada apenas por toras de eucalipto;
2c	Termelétrica operando em modo <i>cofiring</i> com 15% de gás de síntese. A biomassa utilizada para produção de gás de síntese será formada apenas bagaço de cana;
2d	Termelétrica operando em modo <i>cofiring</i> com 15% de gás de síntese. A biomassa utilizada para produção de gás de síntese será formada apenas palha de cana.

Fonte: Próprio autor.

Em relação aos custos de construção e instalação do sistema de gaseificação (tratamento de biomassa, gaseificador, limpeza dos gases e compressor de ar), foi utilizada a relação de escala descrita na Equação (77), que relaciona os custos de instalação e capacidades de uma planta de valores conhecidos e a planta que se deseja construir a partir de um fator de escala (ZANG, 2018):

$$C = C_0 \left(\frac{S}{S_0} \right)^f \quad (77)$$

onde:

C – Custo do sistema analisado (MMUSD);

C_0 – Custo do sistema de referência (MMUSD);

S – Capacidade do sistema analisado (fluxo mássico ou molar, a depender do equipamento);

S_0 – Capacidade do sistema de referência (fluxo mássico ou molar, a depender do equipamento);

F – Fator de escala.

Os valores utilizados neste trabalho como referência para os parâmetros do sistema de gaseificação são apresentados na Tabela 29.

Tabela 29 - Parâmetros de referência para o sistema de gaseificação.

Sistema	C_0	S_0	f
Tratamento Biomassa ⁽¹⁾ [t/h]	14,11	34	0,79
Gaseificador ⁽¹⁾ [t/h]	56,44	54,04	0,75
Limpeza dos Gases ⁽¹⁾ [kmol/s]	153,89	6,06	1
Compressor de ar ⁽²⁾ [MW]	4,14	10	0,67

Fonte: Adaptado de Wang⁽¹⁾ (2018) e Kim⁽²⁾ (2011).

Os valores contidos na Tabela 29, quando relacionados com a capacidade pretendida do sistema de gaseificação para atender a máxima demanda estimada de gás de síntese, resulta numa estimada de investimento por capacidade instalada de USD 2.975/kW.

Como sensibilidade aos casos apresentados, serão calculados o *VPL* e a *TIR* das UTEs operando em *cofiring* supondo que o custo dos investimentos no sistema de gaseificação necessários para viabilizar tal cenário fiquem menores em função do tempo num cenário onde a média das taxas de aprendizagem compiladas por Rubin *et al.* (2015) ocorram exatamente da forma prevista.

6.5.2. Avaliação da curva de aprendizagem da tecnologia da gaseificação de biomassa para utilização em *cofiring*

Uma vez que o que se pretende neste trabalho é avaliar a viabilidade de geração em *cofiring* em plantas existentes, os efeitos da aprendizagem serão abordados de formas distintas para dois grupos de equipamentos/sistemas que compõe a UTE:

- O primeiro destes sistemas será composto por todos os equipamentos que compões um ciclo combinado tradicional (turbinas, caldeiras, bombas, geradores, torres de resfriamento, etc...). Para este sistema, não serão levados em consideração os efeitos de aprendizagem na evolução dos preços das tecnologias, uma vez que estas vantagens podem ser auferidas tantos em ciclos combinados comuns quanto para ciclos operando em *cofiring*;
- O segundo será composto pelos equipamentos que compõe o sistema de gaseificação da biomassa (pré-tratamento da biomassa, gaseificadores, e limpeza do gás de síntese) e eventuais ajustes necessários na turbina a gás. Para este sistema serão considerados os efeitos de aprendizagem.

Esta abordagem também se justifica porque o primeiro sistema (ciclo combinado tradicional) pode ser considerado como de tecnologia madura, onde os efeitos de aprendizagem são menores em função do aumento da capacidade instalada. Já para o segundo sistema, objeto deste trabalho, as tecnologias envolvidas podem ser consideradas como em desenvolvimento, o que pressupõe taxas de aprendizagem maiores. Além disso, a capacidade instalada de tecnologias relacionadas à gaseificação (tanto de biomassa quanto de carvão) ainda é muito reduzida e, em caso de um maior interesse dos empreendedores nesta tecnologia, seus custos podem decrescer rapidamente, levando em consideração que os custos caem a uma taxa constante a cada duplicação da capacidade instalada.

É grande o desafio da utilização das curvas de aprendizagem para uma tecnologia em fase inicial de maturidade, com pouca capacidade instalada em operação, como é o caso da utilização de gás de síntese oriundo de biomassa para *cofiring*. Várias abordagens foram realizadas pelos pesquisadores para prever estas curvas mesmo nestas condições (LI, 2012, NREL, 2009, DAUGAARD, 2015, RUBIN *et al.*, 2015, EIA, 2020).

Para este trabalho, foi considerado que a tecnologia IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) para carvão tem as mesmas características que sua congênere para biomassa. Assim, os dados das curvas de aprendizagem do IGCC a carvão foram utilizados como *proxy* para o comportamento das curvas de gaseificação

com biomassa.

Uma vez que estes valores variam bastante em cada um dos trabalhos analisados, foi considerado nesta tese que a taxa de aprendizagem para as tecnologias da gaseificação varia de 2,5 a 16%, conforme trabalho de Rubin *et al.* (2015), que fez um compilado dos diversos trabalhos realizados anteriormente.

Em relação ao outro parâmetro fundamental para se predizer os custos futuros de uma tecnologia pelas curvas de aprendizagem, o tempo em que a capacidade instalada daquela tecnologia é duplicada, foi utilizada a estimativa a EIA (2020), onde a tecnologia de gaseificação duplica sua capacidade de produção em 5 anos. Com este valor, foi calculado a evolução dos custos da tecnologia da gaseificação e o respectivo valor presente caso os custos desta tecnologia caiam 5% a cada 5 anos.

Para ser possível a análise do investimento em base anual, os valores das taxas de aprendizagem foram convertidos para esta base, assumindo que estes percentuais ocorrem a cada duplicação da capacidade instalada, que neste caso seria de 5 anos. Desta forma, foi utilizada a Equação (78) para o cálculo dos valores anuais destas taxas:

$$LR_{anual} = (1 + LR)^{1/n} - 1 \quad (78)$$

onde:

LR_{anual} – Taxa de aprendizagem em base anual (%);

LR – Taxa de aprendizagem (%);

n – Número de anos para que ocorra a duplicação da capacidade instalada (anos).

A média das taxas de aprendizagem foi calculada pela Equação (79) e foi utilizada como parâmetro para avaliação do valor presente líquido da espera determinística e da volatilidade das taxas de aprendizagem para utilização na técnica de Opções Reais. Também foi utilizado como componente do *drift* quando da abordagem por opções reais.

$$\bar{x} = \alpha = \sum_{i=1}^p \frac{x_i}{p} \quad (79)$$

onde:

$\bar{x} = \alpha$ – Valor médio da amostra ou *drift*;

x_i – Valor da amostra;

p – Número de amostras.

Como pode ser observado, as taxas de aprendizagem variam muito em função do trabalho consultado. Isto já seria motivo para uma análise estatística deste parâmetro. Além disso, a metodologia de Opções Reais necessita do valor do desvio padrão (volatilidade) da variável estocástica analisada para que se possa calcular a árvore binomial com os diversos valores futuros do projeto. Dessa forma, a Equação (80) apresenta o cálculo do desvio padrão das taxas de aprendizagem encontradas na literatura. Cabe ressaltar que elas foram consideradas como amostras de um processo maior de aprendizagem, e esta suposição define a equação de desvio padrão utilizada. Além disso, todos estes valores foram calculados para base anual, levando em consideração as hipóteses já citadas.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{j-1}} \quad (80)$$

onde:

σ – Desvio padrão ou volatilidade da amostra;

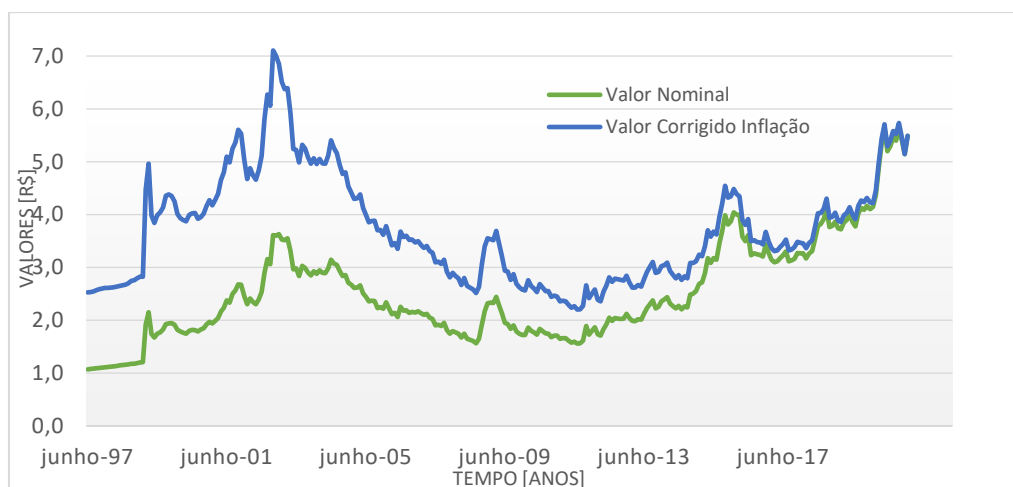
$\bar{x}$ – Valor médio;

x_i – Valor da amostra;

j – Número de amostras.

Para que os resultados encontrados neste trabalho sejam os mais próximos possíveis aos que seriam encontrados num caso real, será utilizado o valor do *drift* e volatilidade anuais das taxas de aprendizagem da tecnologia da gaseificação do carvão e a volatilidade da variação cambial para aquisição de equipamentos importados. Para ilustrar este segundo efeito é apresentada a Figura 27, onde pode ser observado graficamente a volatilidade cambial entre o real e o dólar nos últimos 24 anos.

Figura 27- Variação cambial do real frente ao dólar nominal e corrigida pela inflação do Brasil e Estados Unidos.



Fonte: Próprio autor com dados do Banco Central do Brasil, FGV e *Federal Reserve*.

Aplicando as Equações (79) e (80) nos valores apresentados, temos que o *drift* e a volatilidade “anual” da curva de aprendizagem apresentada por Rubin (2015) é $\alpha = 1,8\%$ e volatilidade $\sigma = 1,8\%$, enquanto a volatilidade da variação cambial é de $\sigma = 15,5\%$. Assim, os valores que serão utilizados para o cálculo da opção real serão o somatório destes efeitos aplicados ao problema.

A partir destas considerações, os valores do *drift* e da volatilidade obtidos pela análise da curva de aprendizagem e da variação cambial para a tecnologia da gaseificação serão utilizados no cálculo das opções reais para verificação do valor da opção de espera pela diminuição dos custos associados a esta alternativa tecnológica.

6.5.3. Cálculo do valor da espera por custos mais competitivos da tecnologia empregada a partir da teoria das opções reais

Será avaliado nesta seção o valor da opção de espera do investimento na construção de uma unidade de gaseificação numa planta em ciclo combinado tradicional para que esta também opere em regime de *cofiring*.

O método para se calcular o valor desta opção segue os passos apresentados a seguir, baseados no trabalho de Copeland; Antikarov (2005) e adaptados para o cenário proposto neste trabalho:

- Estimar o valor do fluxo de caixa descontado, os investimentos necessários e o valor presente líquido do projeto de acordo com a metodologia tradicional de

análise de investimentos. Estes valores foram calculados neste trabalho de acordo com o item 6.5.1;

- Utilizar dados históricos, estimativas futuras e/ou outras técnicas para encontrar o comportamento da variável aleatória utilizada como fonte de incerteza do projeto. Neste trabalho, foi utilizada a incerteza contida na taxa de aprendizagem da tecnologia de gaseificação como fonte de incerteza e para o cálculo da volatilidade;
- Decidir sobre a técnica que melhor modela a aleatoriedade do comportamento da variável. Neste caso foi escolhido o Movimento Geométrico Browniano, apresentado no item 4.3.3;
- Definir quais as flexibilidades que serão modeladas no projeto. Esta análise pode ser realizada via construção de uma árvore de decisão, incorporando a incerteza e a possibilidade de flexibilidade gerencial futura dentro de um modelo teórico. Neste trabalho foi avaliada o valor da opção de espera da diminuição dos custos da tecnologia de gaseificação;
- Garantir que não existe arbitragem no modelo analisado e que o valor do projeto está sendo valorado à taxa de juros livre de riscos;
- E, finalmente, calcular, a partir do modelo binomial apresentado por Cox; Ross; Rubinstein (1979), o valor da opção real.

Como informado no item 6.5.1, a taxa mínima de atratividade (também conhecida por taxa de juros ajustada ao risco do negócio) utilizada no projeto foi de 10%, enquanto que a taxa de juros livre de riscos será arbitrada em 5%

Copeland; Antikarov (2005) trazem uma consideração importante quando se trata da avaliação por Opções Reais. Muitos dos que se utilizam desta técnica assumem que a volatilidade do risco do ativo analisado é equivalente à volatilidade do risco da variável estocástica utilizada na análise. Por exemplo, não é correto avaliar que a volatilidade do preço do petróleo é equivalente à volatilidade de um campo específico desta matéria-prima, pois este está associado a diversas outras fontes de riscos.

Assim, para que se não cometa o erro apontado pelos autores citados, foi realizada a construção de uma árvore binomial estocástica específica para o custo do investimento levando em consideração a taxa de aprendizagem da tecnologia da gaseificação. A partir desta árvore binomial é que foi calculado o valor presente do investimento e verificado o valor da opção neste caso.

O valor do parâmetro α foi calculado a partir da Equação (79), levando em consideração que, segundo EIA (2020), a duplicação da capacidade instalada para tecnologia de gaseificação ocorre a cada 5 anos, e de acordo com Rubin *et al.* (2015), a taxa de aprendizagem varia de 2,5 a 16% para tecnologia da gaseificação. Trazendo para uma base anual e aplicando a definição da taxa de aprendizagem, que ocorre a cada duplicação da capacidade instalada, tem-se o valor anual de 1,78%.

Para o cálculo da volatilidade do processo, será considerado o desvio padrão entre a média das taxas de aprendizagem apresentados por Rubin *et al.* (2015). Como todos estes valores ocorrem a cada 5 anos, eles serão trazidos para uma base anual.

O valor utilizado como parâmetro inicial para o valor do investimento numa planta de gaseificação foi calculado conforme descrito no item 6.5.1 e o valor encontrado foi de USD 2.965,00/kW elétrico instalado.

Utilizando o método de Cox *et al.* (1973), o custo de investimento (CAPEX) estocástico é calculado com objetivo de avaliar o valor da espera do investimento neste tipo de tecnologia.

6.5.4. Construção da binomial de valor esperado

Neste item, foi construída a árvore binomial para o custo do investimento na tecnologia da gaseificação e a daí foi derivada a árvore de valor do empreendimento. Assim, conforme descrito no item 4.3.4 deste trabalho, a árvore binomial será montada a partir das Equações (32), (33) e (34). A Tabela 30 apresenta os valores considerados na construção da árvore binomial relativa ao custo do investimento num sistema de gaseificação, apresentando os valores calculados dos fatores de subida (u), e de descida (d), bem como da probabilidade neutra ao risco (q).

Tabela 30 - Parâmetros para construção da árvore binomial do valor do investimento numa planta de gaseificação.

Parâmetros	Valores
Taxa livre de risco, r_f (%)	5
Taxa de dividendos pagos pelo projeto, t_d (%)	3
Parâmetro de subida, u (adm)	1,189
Parâmetro de descida, d (adm)	0,841
Probabilidade de subida, p (%)	0,405
Probabilidade de descida, $1-p$ (%)	0,595

Fonte: Próprio autor.

Uma vez calculada a árvore binomial do custo do investimento em gaseificação, o próximo passo será construir a árvore do valor presente do projeto, considerando os resultados encontrados na árvore binomial do custo da tecnologia. Notar que o valor presente do fluxo de caixa do projeto, utilizado para o cálculo da árvore binomial do empreendimento, será reajustado pela taxa de juros livre de riscos descontada da taxa de dividendos prevista para o empreendimento.

Depois disso, será possível calcular o valor da opção real do investimento, iniciando-se pelos últimos nós ($t=20$), de acordo com a Equação (81) e aplicando o processo de reintrodução dos valores, calculando o valor da opção no último nó até chegar ao nó inicial:

$$V_{opção} = \text{Máx.} \{VP - I; 0\} \quad (81)$$

$$V_{opção} = \text{Máx.} \left\{ VP - I; 0; \frac{[p(VP-I)_{t+1}^+ + (1-p)(VP-I)_{t+1}^-]}{1+r_f} \right\}, \text{ para } t < \Omega \quad (82)$$

Onde:

Ω – Último período de tempo analisado (anos).

7. RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos neste trabalho. Os cálculos foram realizados segundo a lógica utilizada na construção dos objetos que compõe esta tese.

Inicialmente são apresentados os resultados obtidos para o cálculo do potencial de geração de energia elétrica através da biomassa disponível na região de estudo. Na sequência, são apresentadas as simulações termodinâmicas da termelétrica que passa a operar utilizando parte desta biomassa para transformação em gás de síntese e queima com gás natural num regime de *cofiring*. Em seguida, é feita uma análise do potencial de emissões atmosféricas de poluentes que foram evitados a partir da operação de ciclos combinados originalmente dimensionados para queima de gás natural quando adaptados para queima de uma mistura de gás de síntese e gás natural. Finalizando, são apresentados os resultados econômicos para definição do valor da opção de espera pelo avanço tecnológico da tecnologia de gaseificação, onde, a exemplo de outras alternativas renováveis, existe a tendência de diminuição dos custos devido à curva de aprendizagem no desenvolvimento de projetos, construção e operação, além do desenvolvimento tecnológico a partir das pesquisas realizadas.

7.1. CÁLCULO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ATRAVÉS DE BIOMASSA

As florestas plantadas de eucalipto já são parte integrante da paisagem da costa leste do Mato Grosso do Sul, de onde se constata uma demanda crescente desta matéria prima para produção de celulose. Mas vale ressaltar que esta demanda não é constante, pois flutua em função da necessidade mundial por celulose e papel. Assim, a utilização da biomassa oriunda destas florestas na indústria de energia pode trazer maior flexibilidade e resiliência para este mercado.

Já a biomassa da cultura de cana-de-açúcar está disponível por toda a região do estado de São Paulo, sendo que parte dela (o bagaço de cana) é utilizado para autoprodução de energia na indústria sucroalcooleira.

Dada a abundância das biomassas citadas na região de estudo, são apresentados aqui os resultados obtidos a partir da metodologia apresentada no Capítulo 6 para a determinação do potencial de geração de energia a partir de

resíduos agroenergéticos (resíduos florestais, bagaço de palha de cana) e sobras de madeira não processadas na indústria de celulose.

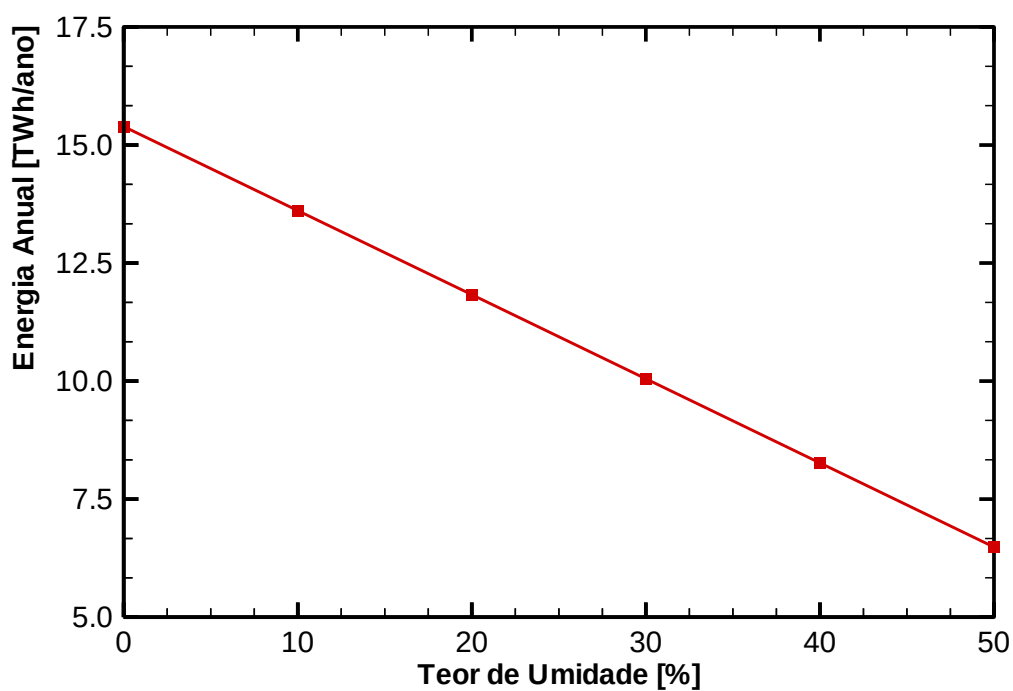
7.1.1. Potencial energético da cultura do eucalipto na costa leste do MS

O potencial energético da cultura do eucalipto na costa leste do Mato Grosso do Sul é apresentado a seguir. Neste trabalho o potencial dos resíduos florestais das florestas plantadas e a eventual sobra de madeira originalmente disponível para o mercado de celulose foi analisado de forma separada, pois seu poder calorífico, manejo florestal/transporte e, como estas biomassas podem ser classificadas num hipotético mercado de carbono, podem ter destinação econômica distinta e trazer resultados diversos.

Assim, na Figura 28 é apresentado o potencial energético da costa leste do MS para produção de energia de origem apenas nos resíduos florestais de eucalipto deixados atualmente nas florestas plantadas. Como se pode notar, todo o potencial é apresentado em função do teor de umidade das biomassas utilizadas, pois como verificado no item 2.4, esta variável influencia, de forma muito preponderante, o PCI no combustível.

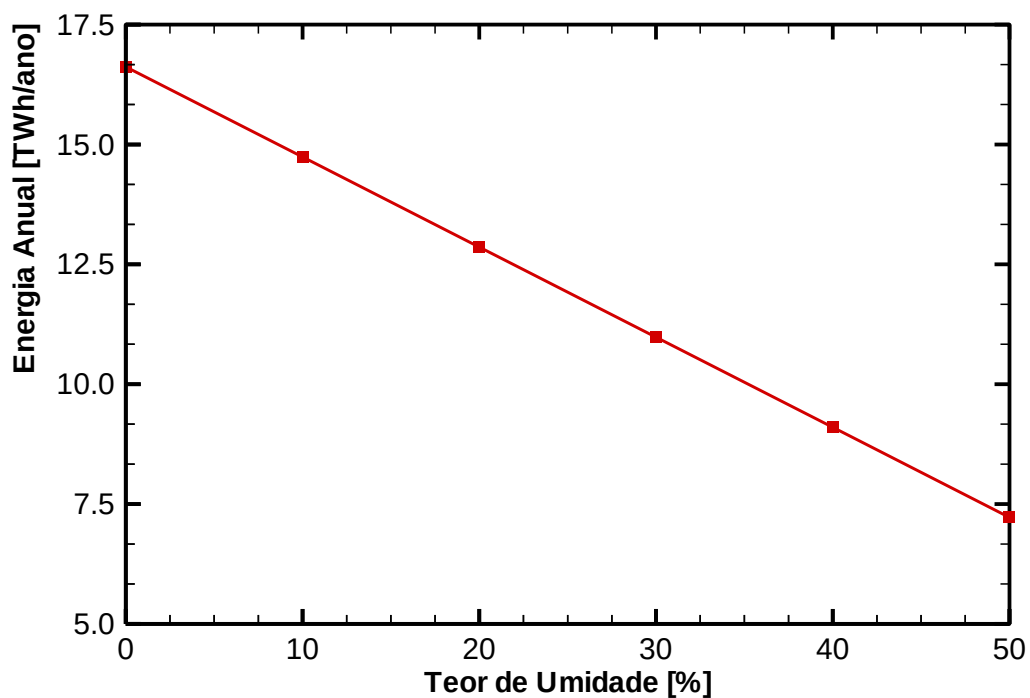
Já a Figura 29 apresenta o potencial das toras de eucalipto eventualmente não utilizadas na indústria de celulose na costa leste do MS. Neste trabalho, estima-se que 30% da produção de madeira anual da região não foi utilizada para sua produção original.

Figura 28 - Potencial energético dos resíduos florestais de eucalipto.



Fonte: Próprio autor.

Figura 29 - Potencial energético de 30% das toras de eucalipto.

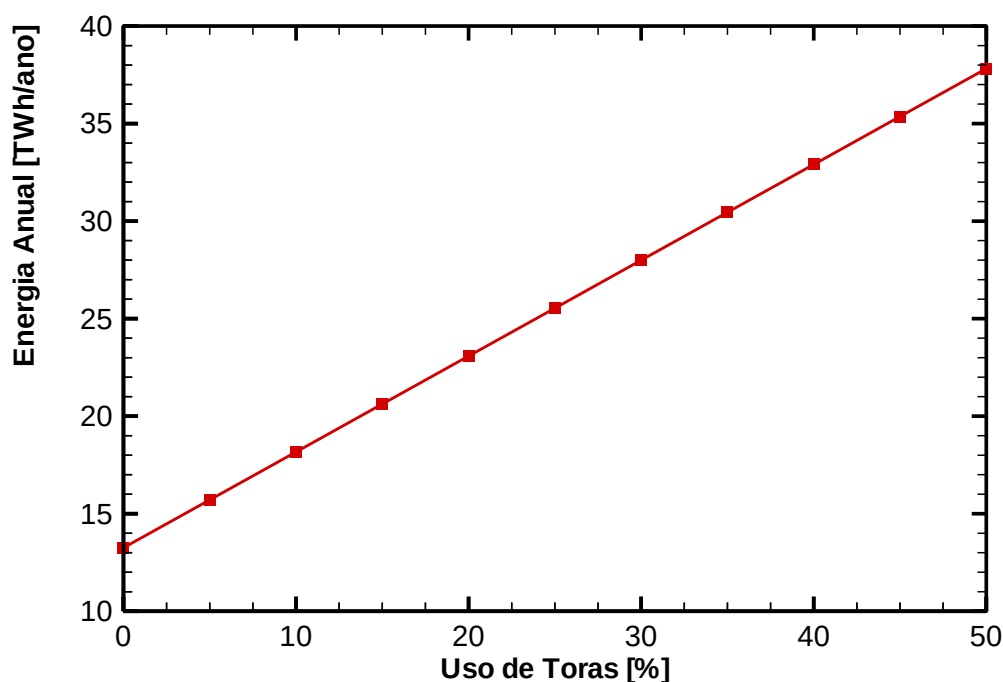


Fonte: Próprio autor.

A Figura 30 apresenta o potencial global admitindo os resíduos energéticos combinado com as toras de eucalipto não utilizadas. Os dados foram organizados

para se mostrar qual seria o potencial energético caso até 50% da madeira atualmente plantada fosse disponibilizada para produção de energia elétrica. Neste caso, a umidade considerada para o resíduo e as toras de eucalipto foram respectivamente de 12,5% e 10%, de acordo com o estipulado por Foelkel.

Figura 30 - Potencial Energético combinado em função da disponibilidade das toras de eucalipto para produção de energia elétrica.



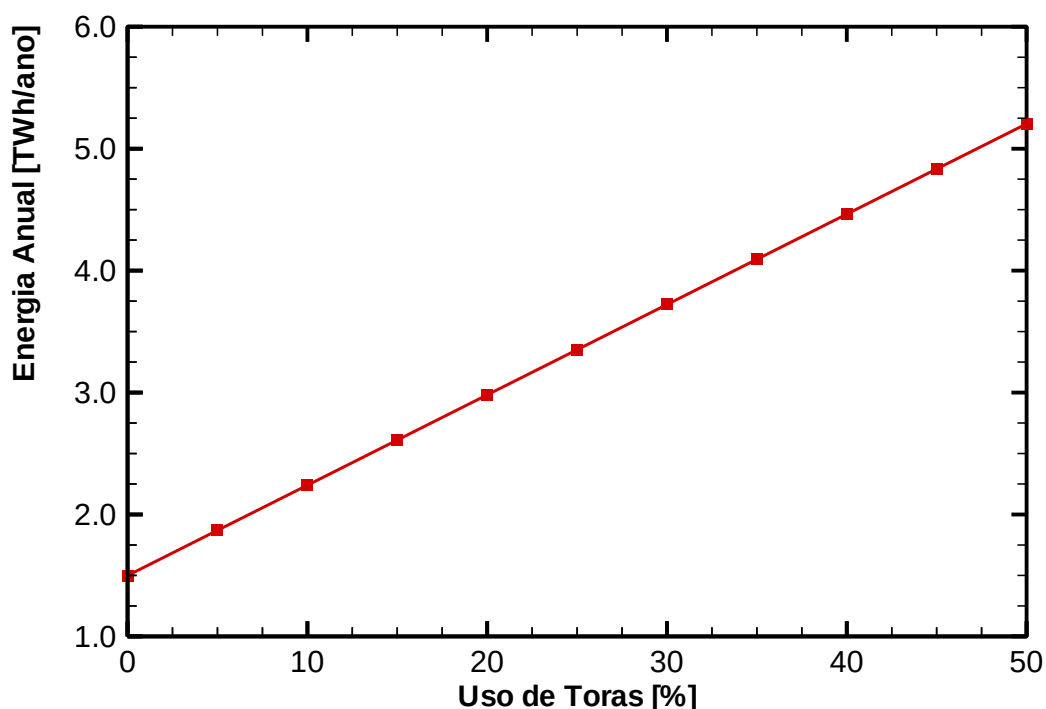
Fonte: Próprio autor.

Como pode ser observado nas Figuras 28 a 30, é grande o potencial para geração de energia com fonte nas biomassas já presentes e muitas vezes não utilizadas na região de estudo. Como ilustração deste potencial, pode-se citar que o consumo de energia elétrica no Brasil em 2019 foi de 549 TWh (EPE, 2020) e que o resultado encontrado para a energia disponível na forma de biomassa é de até 38 TWh caso 50% das toras de madeira disponíveis na região fossem aproveitadas. É claro que este é o potencial térmico desta energia, que deveria ser transformada através de um ciclo termodinâmico o mais eficiente possível. É neste contexto que a gaseificação e utilização de um ciclo combinado pode ser promissora.

Por outro lado, de acordo com Edenhofer *et al.* (2011), uma distância ótima para transporte de biomassa, sem nenhum tratamento adicional neste combustível que aumente sua densidade energética, é de 50 km. Desta forma, foi simulado um novo cenário para cálculo do potencial energético tendo como base o somatório dos

resíduos florestais e de um percentual das toras de eucalipto de florestas plantadas num raio de 50 km, como pode ser observado na Figura 31. Novamente, foi considerado um teor de umidade de 12,5% para os resíduos florestais e de 10% para as toras de eucalipto, de acordo com o estipulado por Foelkel. O tempo médio para corte do eucalipto foi considerado em 7 anos.

Figura 31 - Potencial energético combinado em função da disponibilidade das toras de eucalipto para produção de energia elétrica num raio de 50 km.



Fonte: Próprio autor.

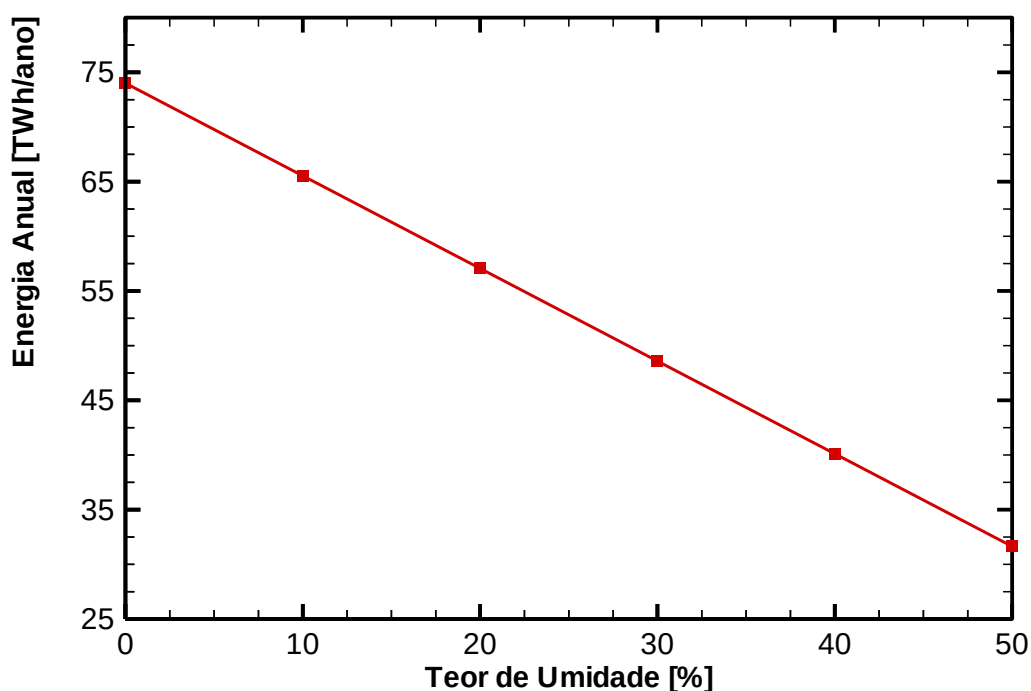
Neste cenário, verifica-se que o potencial para geração termelétrica apenas com biomassa oriunda de eucalipto num raio de 50 km de uma termelétrica localizada nesta região seria de 1,5 a 5,2 TWh, o que representa de 171 a 504 MW térmicos disponíveis para transformação em energia elétrica. Convém ressaltar que, neste caso, esta variação ocorre devido ao percentual disponível de toras de eucalipto para produção de energia elétrica, e que estes valores podem variar durante as safras pelos motivos já mencionados.

7.1.2. Potencial Energético do Bagaço e Palhas de Cana do Oeste de São Paulo

O bagaço de cana já vem sendo utilizado há muitos anos na indústria sucroalcooleira como fonte de energia para produção de açúcar e álcool. Por outro lado, este uso se dá de forma pouco eficiente do ponto de vista termodinâmico (ciclos Rankine operando em baixas pressões quando comparado a um ciclo combinado), e a gaseificação desta biomassa pode ser uma alternativa para aumento da eficiência.

Assim, a Figura 32 apresenta o potencial energético da região noroeste de São Paulo para produção de energia a partir do bagaço de cana. Neste estudo, supõe-se que até 50% do bagaço de cana produzido anualmente da região possa ser convertido em gás de síntese. Além disso, todo esse potencial é apresentado em função do teor de umidade das biomassas utilizadas, pois, como verificado nas seções anteriores, esta variável influencia, de forma muito preponderante, o PCI disponível para transformação energética.

Figura 32 - Potencial energético do bagaço de cana.

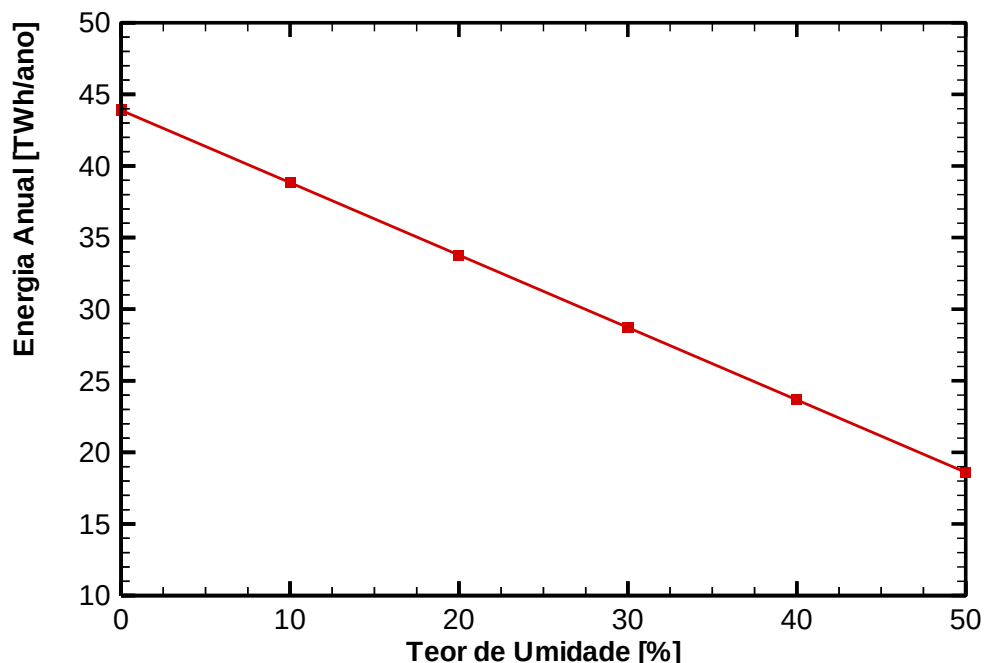


Fonte: Próprio autor.

A Figura 33 apresenta o potencial energético das palhas de cana que atualmente são deixadas no campo. Como estas palhas também exercem uma função na proteção do solo e consequentemente na produtividade na próxima safra da cana

de açúcar, estima-se, de acordo com Oliveira *et al.* (2020), que no máximo 60% das palhas podem ser recolhidas para utilização como insumo energético.

Figura 33 - Potencial energético da palha de cana.



Fonte: Próprio autor.

No próximo item serão apresentados os resultados das simulações termodinâmicas dos casos em estudo. O teor de umidade considerado para a palha de cana pressupõe que a maior parte dela se constitui por biomassa seca, de acordo com os valores apresentados por Hassuani (2005). Já o valor considerado pelo bagaço de cana pressupõe que este seja submetido a algum processo de secagem, tendo em vista que esta biomassa se apresenta, após o processo de moagem da cana, com um teor de umidade próximo a 50%. Vale ressaltar, no entanto, que o teor de umidade de uma biomassa a ser gaseificada, de acordo com Basu (2010), deve estar numa faixa de 10 a 20% para que o gás de síntese tenha um poder calorífico aceitável comercialmente. Assim, para as simulações apresentadas a seguir, foi considerado um o teor de umidade para o bagaço e para a palha de cana de 15% e 13,5%, respectivamente.

7.2. RESULTADOS DOS MODELOS TERMODINÂMICOS

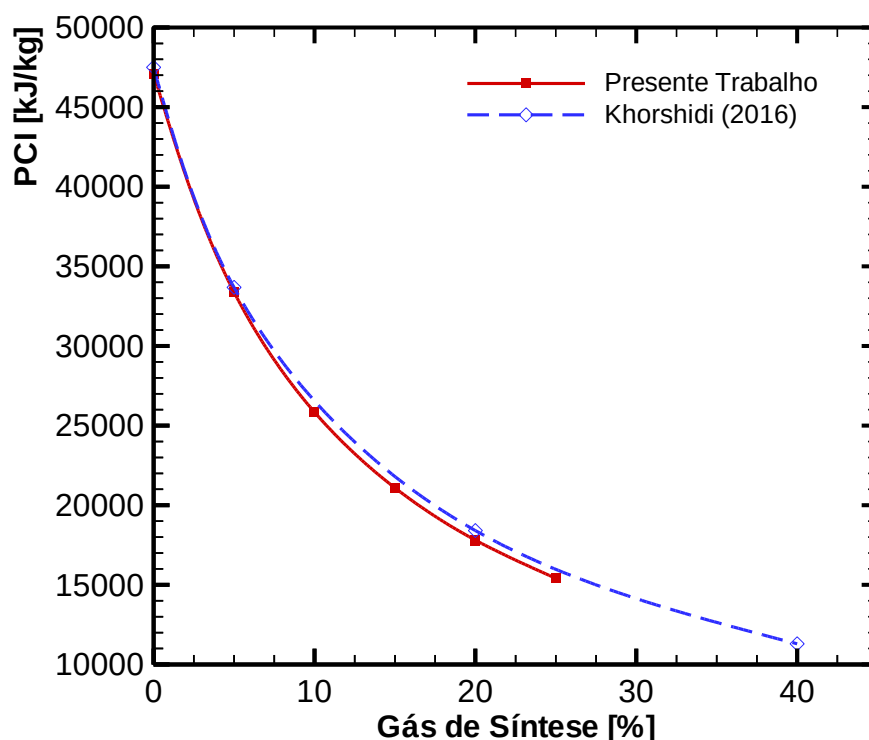
7.2.1. Validação do modelo proposto

Apresenta-se a seguir os resultados obtidos pelo programa Cycle-Tempo® a partir da simulação de um ciclo combinado nos moldes da metodologia apresentado no Capítulo 6.

O primeiro resultado apresentado neste tópico está relacionado à aderência da simulação realizada em relação à trabalhos similares encontrados na literatura especializada. Neste caso, foi utilizado para comparação de alguns parâmetros de interesse encontrados o trabalho de Khorshidi (2016), que, por sua vez, valida as informações por ele encontradas no artigo de Brooks (2000), este escrevendo em nome de uma das maiores fabricantes de turbinas a gás do mundo, a General Electric.

Para realizar esta comparação são apresentados na Figura 34 os dados que relacionam o poder calorífico encontrado na gaseificação da palha de cana e os valores do artigo supracitado. Vale notar que existe uma boa correlação entre os valores encontrados, apesar do artigo de Khorshidi (2016) estudar a influência da mistura do gás de síntese no gás natural em termelétricas de capacidade muito maior que àquela apresentada nesta tese. Para comparação e validação da metodologia a palha de cana foi escolhida como combustível justamente porque seu poder calorífico se assemelhava com o poder calorífico utilizado no trabalho de referência.

Figura 34 - Relação entre o poder calorífico e o teor de gás de síntese na mistura do combustível.



Fonte: Próprio autor e adaptação de Khorshidi (2016).

Importante ressaltar que os valores do gás natural e do gás de síntese utilizados nos dois trabalhos são muito semelhantes, como pode ser visto na Tabela 31, o que proporcionou a comparação adequada.

Tabela 31 - Valores do PCI utilizados neste trabalho e por Khorshid (2016).

Gás	PCI (kJ/kg)	
	Presente Trabalho	Khorshidi (2016)
Gás Natural	47.102 kJ/kg	47.500 kJ/kg
Gás de Síntese	5.102 kJ/kg	5.400 kJ/kg

Fonte: Próprio autor e adaptação de Khorshidi (2016).

Outra comparação realizada entre os dois trabalhos foi avaliar a variação de alguns dos principais parâmetros do ciclo termodinâmico em função do teor de gás de síntese no combustível. Apesar das turbinas a gás modeladas serem muito distintas entre si, percebe-se uma tendência similar no comportamento destas grandezas na Tabela 32.

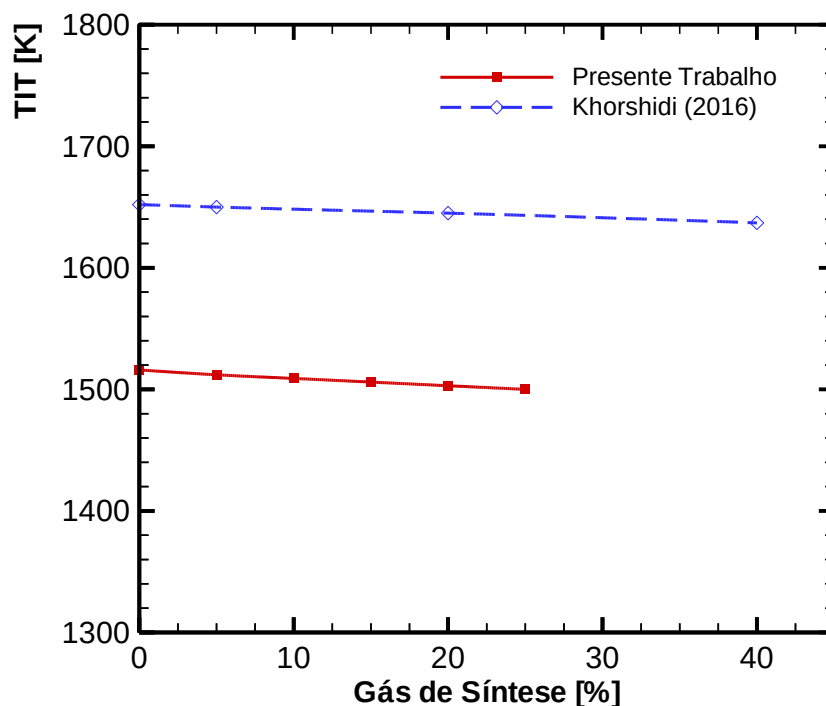
Tabela 32 - Comparação entre alguns resultados encontrados neste trabalho e Khorshidi (2016).

GS (%)	Massa total [kg/s]		Potência Total [MW]		TIT [K]		Razão de Compressão	
	Tese	Khorshid	Tese	Khordshid	Tese	Khorshid	Tese	Khorshid
0%	314,5	853,1	358	557	1.516	1.652	14,00	18,50
5%	317,4	861,1	361	559	1.512	1.650	14,11	18,82
10%	320,3	-	364	-	1.509	-	14,21	-
15%	323,2	-	367	--	1.506	-	14,32	-
20%	326,1	885,3	370	586	1.503	1.645	14,42	19,27
25%	328,9	-	373		1.500	-	14,53	
40%	-	917,2	-	615	-	1.637	-	19,86

Fonte: Próprio autor, adaptado de Khorshidi (2016).

Para ilustração da comparação realizada, a Figura 35 apresenta o comportamento da temperatura de entrada da turbina a gás (TIT) em função do teor de gás de síntese na mistura do combustível.

Figura 35 - Relação entre a TIT e o teor de gás de síntese na mistura do combustível.



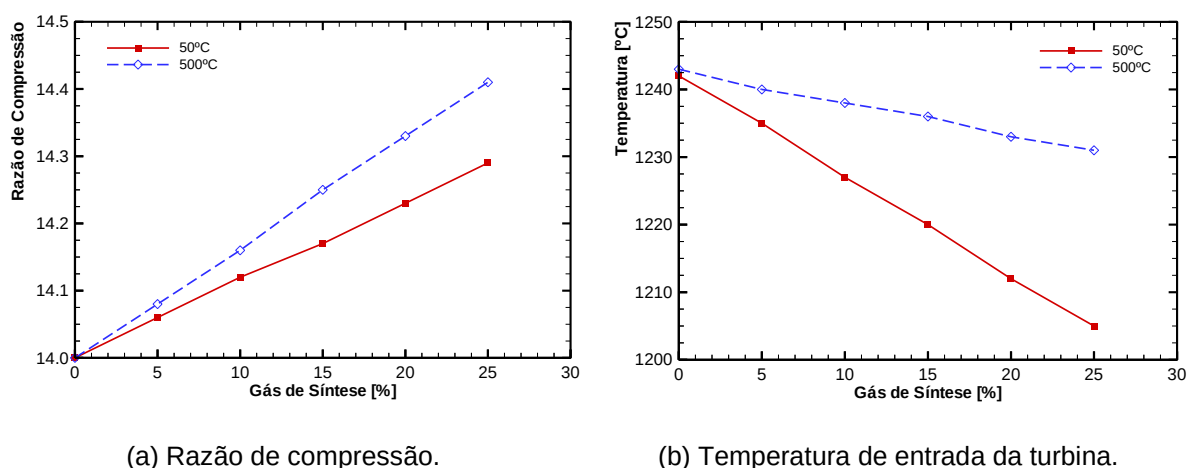
Fonte: Próprio autor e adaptação de Khorshidi (2016).

Analisando os resultados apresentados, pode-se verificar que os mesmos apresentam tendência similar à verificada no trabalho de Khorshidi (2016) em relação ao comportamento das principais variáveis afetadas pela mudança no combustível. Esta correlação entre as tendências é bastante importante, pois valida o modelo implementado no simulador Cycle-Tempo® para os outros resultados apresentados.

Outro teste realizado para verificação da robustez do modelo empregado foi assumir que a temperatura de entrada do gás de síntese, diferente do caso modelado, onde este gás sai do sistema de limpeza a quente na temperatura de aproximadamente 500 °C, estivesse na mesma condição que a temperatura ambiente, ou seja 25 °C. Este procedimento visou verificar se a energia na forma de entalpia sensível no combustível estava influenciando de alguma forma os resultados e o comportamento apresentado pelas principais variáveis do ciclo em função da variação do poder calorífico do combustível.

O comportamento das principais variáveis é apresentado na Figura 36. Estas simulações foram realizadas utilizando toras de eucalipto como biomassa para produção de gás de síntese. Todas as outras variáveis, para fins de comparação posterior, foram as mesmas utilizadas para o Caso 2a, como exceção, conforme já mencionado, da temperatura do gás de síntese na saída do sistema de limpeza dos gases.

Figura 36 - Razão de compressão e temperatura de entrada da turbina.



Fonte: Próprio autor a partir da utilização do programa Cycle-Tempo®.

Como pode ser verificado, apesar dos valores das duas variáveis destacadas serem um pouco diferentes daqueles encontrados quando o gás de síntese está a

mais de 500 °C, nota-se que comportamento continua o mesmo em função do teor da variação do combustível.

Finalmente, o último teste realizado foi comparar os resultados encontrados na simulação do caso base e na simulação do modelo *off design*, inserindo neste as mesmas condições iniciais do problema base. Como pode ser verificado da Tabela 33, os resultados encontrados foram os mesmos, o que valida a metodologia *off design* utilizada.

Tabela 33 - Principais valores encontrados para os parâmetros termodinâmicos utilizando a simulação normal e o modelo *off design*.

Simulação caso Base			Simulação <i>off design</i>		
$\dot{m}_{GN}$ [kg/s]	Pot_{TG} [MW]	TIT [°C]	$\dot{m}_{GN}$ [kg/s]	Pot_{TG} [MW]	TIT [°C]
7,0	107,34	1.243	7,0	107,34	1.243

Fonte: Próprio autor.

7.2.2. Caso Base: Termelétrica em ciclo combinado com cogeração e queima suplementar operando com gás natural

Conforme já visto anteriormente, todas as considerações sobre o efeito da mistura de gás de síntese com gás natural nos parâmetros e desempenho do ciclo combinado são calculadas em relação à condição base, onde a termelétrica analisada utiliza como combustível apenas gás natural, conforme projeto original. A Tabela 34 apresenta o estado termodinâmico nos principais pontos de interesse da UTE na condição base, mostrada na Figura 25.

Tabela 34 - Estados termodinâmicos nos principais pontos de interesse (Caso base).

Estado	Fluxo de Massa [kg/s]	Pressão [bar]	Temperatura [°C]	Entalpia [kJ/kg]	Entropia [kJ/kg.K]	Exergia [kJ/kg]
1	307,5	1,0	25	-88,8	6,9	0,9
2	307,5	14,2	407	307,5	7,0	369,9
3	7,0	14,2	25	-4.353,9	9,4	4.9164,3
4	314,5	14,2	1243	203,7	8,1	1.128,5
5	314,5	1,1	654	-531,9	8,3	348,5
6	316,0	1,1	828	-550,1	8,5	508,1
7	316,0	1,1	638	-783,7	8,3	343,8
8	316,0	1,1	344	-1.124,7	7,9	137,3
9	316,0	1,1	156	-1.331,1	7,5	49,7
10	316,0	1,0	103	-1.388,0	7,3	32,0
11	1,5	1,1	25	-4.353,9	10,6	4.8816,7
12	74,0	1,2	90	377,0	1,2	26,0
13	148,1	0,1	32	134,0	0,5	0,2
14	148,1	1,2	32	134,2	0,5	0,4
15	74,0	1,2	32	134,2	0,5	0,4
16	55,6	1,5	25	105,0	0,4	0,1
17	148,1	1,2	90	377,0	1,2	26,0
18	152,2	1,2	105	440,2	1,4	38,4
19	76,1	1,2	105	440,2	1,4	38,4
20	76,1	100,0	106	452,4	1,4	49,1
21	76,1	100,0	294	1.309,6	3,2	363,2
22	409,0	100,0	311	1.407,9	3,4	410,6
23	409,0	100,0	311	1.671,4	3,8	539,6
24	76,1	100,0	311	2.725,5	5,6	1.055,7
25	76,1	100,0	628	3.695,6	7,0	1.618,1
26	152,2	100,0	628	3.695,6	7,0	1.618,1
27	92,5	0,1	36	2.304,8	7,5	78,5
28	92,5	0,1	36	151,5	0,5	0,8
29	55,6	42,5	503	3.450,7	7,1	1.347,0
30	7.745,1	1,0	25	104,9	0,4	0,0
31	7.745,1	2,5	25	105,1	0,4	0,2
32	7.745,1	2,5	31	130,8	0,5	0,4
33	4,1	1,2	113	2.700,7	7,3	516,8
34	74,0	1,2	32	134,2	0,5	0,4
35	74,0	1,2	90	377,0	1,2	26,0
36	76,1	1,2	105	440,2	1,4	38,4
37	76,1	100,0	106	452,4	1,4	49,1
38	76,1	100,0	294	1.309,6	3,2	363,2
39	409,0	100,0	311	1.407,9	3,4	410,6
40	409,0	100,0	311	1.671,4	3,8	539,6
41	76,1	100,0	311	2.725,5	5,6	1.055,7
42	76,1	100,0	628	3.695,6	7,0	1.618,1
43	307,5	1,0	25	-88,8	6,9	0,9
44	307,5	14,2	407	307,5	7,0	369,9
45	7,0	14,2	25	-4.353,9	9,4	49.164,3
46	314,5	14,2	1243	203,7	8,1	1.128,5
47	314,5	1,1	654	-531,9	8,3	348,5
48	316,0	1,1	828	-550,1	8,5	508,1
49	316,0	1,1	638	-783,7	8,3	343,8
50	316,0	1,1	344	-1.124,7	7,9	137,3
51	316,0	1,1	156	-1.331,1	7,5	49,7
52	316,0	1,0	103	-1.388,0	7,3	32,0
53	1,5	1,1	25	-4.353,9	10,6	48.816,7

Fonte: Próprio autor utilizando o programa Cycle-Tempo®.

Na Tabela 35 são apresentadas as potências, eficiências e outros parâmetros de interesse do ciclo estudado.

Tabela 35 - Potência, eficiências e outros parâmetros de interesse.

Parâmetro	Unidade	Valor
Energia Fornecida ao Ciclo	MW	800,7
Exergia Fornecida ao Ciclo	MW	834,8
Potência Bruta Ciclo Brayton	MW	214,7
Potência Bruta Ciclo Rankine	MW	143,4
Potência Bruta	MW	358,1
Potência Líquida	MW	354,7
Consumo Interno	MW	3,4
Vapor para o Processo	t/h	200
Eficiência Elétrica 1ª Lei	%	44,3
Eficiência Elétrica 2ª Lei	%	42,5
Eficiência Térmica 1ª Lei	%	21,7
Eficiência Térmica 2ª Lei	%	8,1
Eficiência Total 1ª Lei	%	66,0
Eficiência Total 2ª Lei	%	50,6
Razão de Compressão TG	-	14
Poder Calorífico Gás	kJ/kg	47.102,9

Fonte: Próprio autor.

Estes resultados são utilizados durante todo o capítulo para avaliação do efeito da incorporação do gás de síntese no combustível utilizado na UTE. A diferença entre os valores de energia e exergia fornecidas ao ciclo está relacionada à diferença de definições entre estes dois parâmetros.

7.2.3. Caso 2: Termelétrica em ciclo combinado com cogeração e queima suplementar operando em modo *cofiring*

Foram realizadas várias simulações para se encontrar os principais valores do ciclo termodinâmico das termelétricas operando com um percentual crescente de gás de síntese misturado no gás natural (*cofiring*) e, a partir do caso base considerado (Caso 1), foram calculadas através das equações da continuidade e balanço de energia simuladas no programa Cycle-Tempo® as variações nos principais parâmetros que configuram a UTE, bem como a potência máxima alcançada e a eficiência de primeira e segunda leis dos novos ciclos termodinâmicos.

Todas estas simulações foram realizadas para diversas biomassas, para que a influência da variação da fonte da matéria-prima pudesse ser avaliada. As biomassas utilizadas neste trabalho são rerepresentadas na Tabela 36.

Tabela 36 - Configurações analisadas para queima de gás de síntese num ciclo combinado.

Configurações	Descrição
2 ^a	A biomassa utilizada para produção de gás de síntese é constituída apenas por toras de eucalipto;
2 ^b	A biomassa utilizada para produção de gás de síntese é constituída apenas por resíduos florestais de eucalipto;
2 ^c	A biomassa utilizada para produção de gás de síntese é constituída apenas bagaço de cana;
2 ^d	A biomassa utilizada para produção de gás de síntese é constituída apenas palha de cana.

Fonte: Próprio autor.

Para cada caso estudado, serão apresentadas as variações ocorridas em alguns dos principais parâmetros de interesse do ciclo. Ressalta-se que, como a modelagem de operação fora de projeto foi implantada no simulador apenas para a turbina a gás, os parâmetros apresentados e analisados a seguir são majoritariamente relacionados à turbina a gás.

Caso 2a – Toras de eucalipto

A primeira biomassa estudada é composta por toras oriundas das florestas plantadas de eucalipto. Esta biomassa atualmente é utilizada predominantemente na região de estudo para produção de celulose. A utilização da mesma como insumo energético poderia criar mais um mercado para os produtores destas florestas plantadas e aumentar seu poder de barganha frente à situação atual, onde toda sua produção só pode ser vendida para um único segmento.

A Tabela 37 apresenta a variação os principais parâmetros termodinâmicos na turbina a gás devido à variação do teor de gás de síntese no combustível, para o Caso 2a.

Tabela 37 - Parâmetros termodinâmicos na turbina a gás em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2a - Toras de eucalipto).

Parâmetros	Porcentagem de Gás de Síntese no Combustível					
	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Fluxo Massa Gás Natural [kg/s]	7,00	6,65	6,30	5,95	5,60	5,25
Fluxo Massa Gás de Síntese [kg/s]	0,00	2,63	5,26	7,88	10,51	13,14
Fluxo de Massa de Ar [kg/s]	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5
Fluxo de Massa Total [kg/s]	314,5	316,8	319,1	321,4	323,7	325,2
Potência por TG [MW]	107,3	108,4	109,5	110,6	111,7	112,8
Temperatura Entrada da TG - TIT [°C]	1243	1240	1238	1236	1233	1231
Lambda	2,70	2,73	2,76	2,79	2,82	2,85
Razão de Compressão	14,00	14,08	14,16	14,25	14,33	14,41

Fonte: Próprio autor.

A Tabela 38 apresenta os principais parâmetros obtidos pela simulação numérica do ciclo termodinâmico, especialmente a energia fornecida ao ciclo, as potências bruta e líquida tanto no ciclo Brayton quanto no ciclo Rankine, bem como as eficiências de primeira e segunda avaliadas para a geração de energia elétrica, de vapor e global do ciclo, para o Caso 2a.

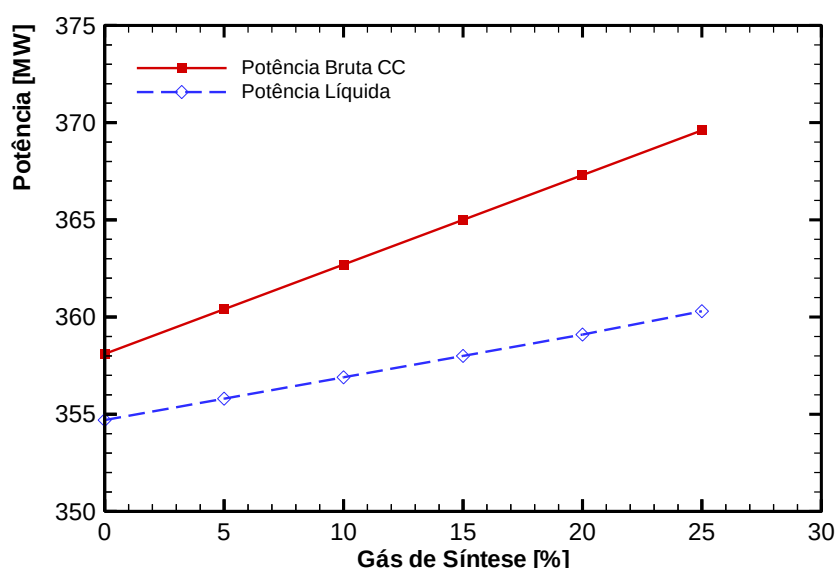
Tabela 38 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2a - Toras de eucalipto).

Parâmetros	Porcentagem de Gás de Síntese no Combustível					
	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Energia Fornecida ao Ciclo [MW]	800,7	803,6	806,4	809,2	812,0	814,8
Exergia Fornecida ao Ciclo [MW]	835,5	841,6	847,7	853,8	859,8	865,9
Potência Bruta Ciclo Brayton [MW]	214,7	216,8	219,0	221,2	223,3	225,5
Potência Bruta Ciclo Rankine [MW]	143,4	143,6	143,7	143,9	144,0	144,1
Potência Bruta Ciclo Combinado [MW]	358,1	360,4	362,7	365,0	367,3	369,6
Potência Líquida [MW]	354,7	355,8	356,9	358,0	359,1	360,3
Consumo Interno [MW]	3,40	4,60	5,80	6,99	8,18	9,37
Eficiência Elétrica 1ª lei [%]	44,30	44,28	44,26	44,25	44,23	44,21
Eficiência Elétrica 2ª lei [%]	42,46	42,28	42,11	41,94	41,77	41,60
Eficiência Térmica 1ª lei [%]	21,66	21,58	21,51	21,43	21,36	21,29
Eficiência Térmica 2ª lei [%]	8,08	8,02	7,96	7,90	7,85	7,79
Eficiência Total 1ª lei [%]	65,96	65,86	65,77	65,68	65,59	65,50
Eficiência Total 2ª lei [%]	50,53	50,30	50,07	49,84	49,62	49,40

Fonte: Próprio autor.

Nos resultados apresentados na Tabela 38 pode ser verificada a influência da variação da composição do combustível para os equipamentos que compõe o ciclo. Além disso, verifica-se a grande discrepância entre os valores de eficiência de 1ª e 2ª leis, que ocorre porque quando analisados à luz da segunda lei, a energia na forma de calor e trabalho é colocada numa mesma base, a exergia. A representação da eficiência pela segunda lei mostra de forma mais realista a capacidade de realização de trabalho de determinado fluxo energético. Além disso, apresenta-se a Figura 37, na qual pode ser observado o comportamento da potência bruta e líquida em função do teor de gás de síntese, para o Caso 2a.

Figura 37 - Variação das potências bruta e líquida em função do teor de gás de síntese oriundo de toras de eucalipto (Caso 2a).



Fonte: Próprio autor a partir da utilização do programa Cycle-Tempo®.

Caso 2b – Resíduos florestais de eucalipto

Nesta variação do Caso 2 a biomassa analisada é formada por resíduos florestais oriundos das florestas plantadas de eucalipto. Esta biomassa só recentemente passou a ser utilizada para fins de geração de energia em termelétricas na região analisada, com a construção da termelétrica Onça Pintada (BRASIL, 2016).

A Tabela 39 apresenta a variação os principais parâmetros termodinâmicos na turbina a gás devido à variação do teor de gás de síntese no combustível para este combustível, para o Caso 2b.

Tabela 39 - Parâmetros termodinâmicos na turbina a gás em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2b - Resíduos de eucalipto).

Parâmetros	Porcentagem de Gás de Síntese no Combustível					
	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Fluxo Massa Gás Natural [kg/s]	7,00	6,65	6,30	5,95	5,60	5,25
Fluxo Massa Gás de Síntese [kg/s]	0,00	3,54	7,08	10,61	14,15	17,69
Fluxo de Massa de Ar [kg/s]	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5
Fluxo de Massa Total [kg/s]	314,5	317,7	320,9	324,1	327,3	330,5
Potência por TG [MW]	107,3	108,8	110,2	111,6	113,1	114,5
Temperatura Entrada da TG - TIT [°C]	1.243	1.238	1.234	1.230	1.225	1.221
Lambda	2,70	2,73	2,76	2,79	2,83	2,86
Razão de Compressão	14,00	14,11	14,23	14,34	14,45	14,56

Fonte: Próprio autor.

A Tabela 40 apresenta outros parâmetros de interesse da termelétrica, agora relacionados ao ciclo termodinâmico como um todo, em especial às potências e eficiências de primeira e segunda lei para a usina operando com gás de síntese, para o Caso 2b.

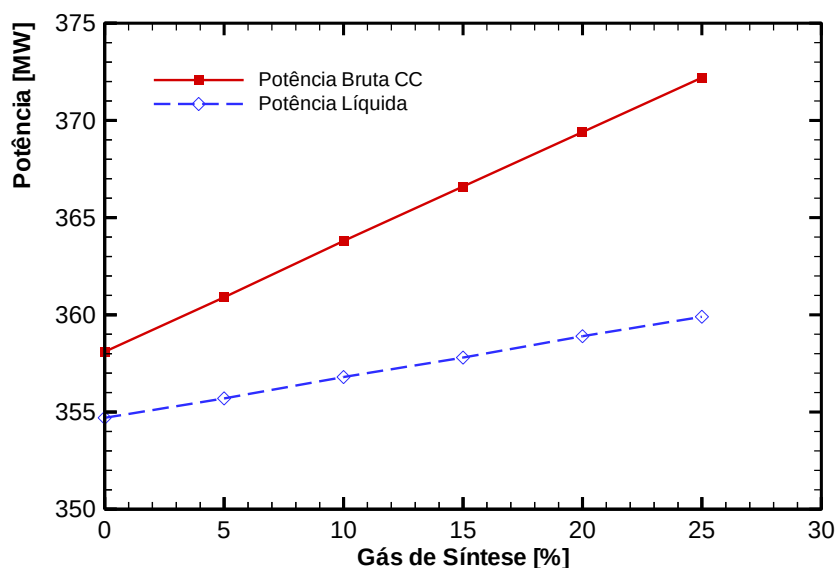
Tabela 40 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2b - Resíduos de eucalipto).

Parâmetros	Porcentagem de Gás de Síntese no Combustível					
	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Energia Fornecida ao Ciclo [MW]	800,7	803,9	807,0	810,2	813,4	816,5
Exergia Fornecida ao Ciclo [MW]	835,5	842,7	849,9	857,2	864,4	871,7
Potência Bruta Ciclo Brayton [MW]	214,7	217,5	220,4	223,2	226,1	229,0
Potência Bruta Ciclo Rankine [MW]	143,4	143,4	143,4	143,3	143,3	143,2
Potência Bruta Ciclo Combinado [MW]	358,1	360,9	363,8	366,6	369,4	372,2
Potência Líquida [MW]	354,7	355,7	356,8	357,8	358,9	359,9
Consumo Interno [MW]	3,40	5,20	6,98	8,76	10,54	12,30
Eficiência Elétrica 1ª lei [%]	44,30	44,25	44,21	44,17	44,12	44,08
Eficiência Elétrica 2ª lei [%]	42,46	42,21	41,98	41,74	41,52	41,29
Eficiência Térmica 1ª lei [%]	21,66	21,57	21,49	21,41	21,32	21,24
Eficiência Térmica 2ª lei [%]	8,08	8,01	7,94	7,87	7,81	7,74
Eficiência Total 1ª lei [%]	65,96	65,83	65,70	65,57	65,45	65,32
Eficiência Total 2ª lei [%]	50,53	50,22	49,91	49,62	49,32	49,03

Fonte: Próprio autor.

Assim como foi observado para as toras de eucalipto, a Figura 38 apresenta as potências bruta e líquida e suas respectivas eficiências para todo o ciclo combinado, para o Caso 2b. Aqui pode ser verificado a influência da variação da composição do combustível para todos os equipamentos que compõe o ciclo.

Figura 38 - Variação das potências bruta e líquida em função do teor de gás de síntese oriundo de resíduos de eucalipto (Caso 2b).



Fonte: Próprio autor a partir da utilização do programa Cycle-Tempo®.

Caso 2c – Bagaço de cana-de-açúcar

Como nos casos anteriores, a Tabela 41 apresenta a variação dos principais parâmetros termodinâmicos na turbina a gás devido à variação do teor de gás de síntese no combustível, para o Caso 2c.

Tabela 41 - Parâmetros termodinâmicos na turbina a gás em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2c - Bagaço de cana).

Parâmetros	Porcentagem de Gás de Síntese no Combustível					
	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Fluxo Massa Gás Natural [kg/s]	7,00	6,65	6,30	5,95	5,60	5,25
Fluxo Massa Gás de Síntese [kg/s]	0,00	2,40	4,81	7,21	9,62	12,02
Fluxo de Massa de Ar [kg/s]	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5
Fluxo de Massa Total [kg/s]	314,5	316,6	318,7	320,7	322,8	324,8
Potência por TG [MW]	107,3	108,4	109,5	110,6	111,7	112,8
Temperatura Entrada da TG - TIT [°C]	1.243	1.241	1.240	1.238	1.237	1.235
Lambda	2,70	2,73	2,76	2,79	2,82	2,85
Razão de Compressão	14,00	14,08	14,15	14,23	14,31	14,39

Fonte: Próprio autor.

Na Tabela 42 são apresentados outros parâmetros de interesse do ciclo combinado, assim como realizado nos casos anteriores.

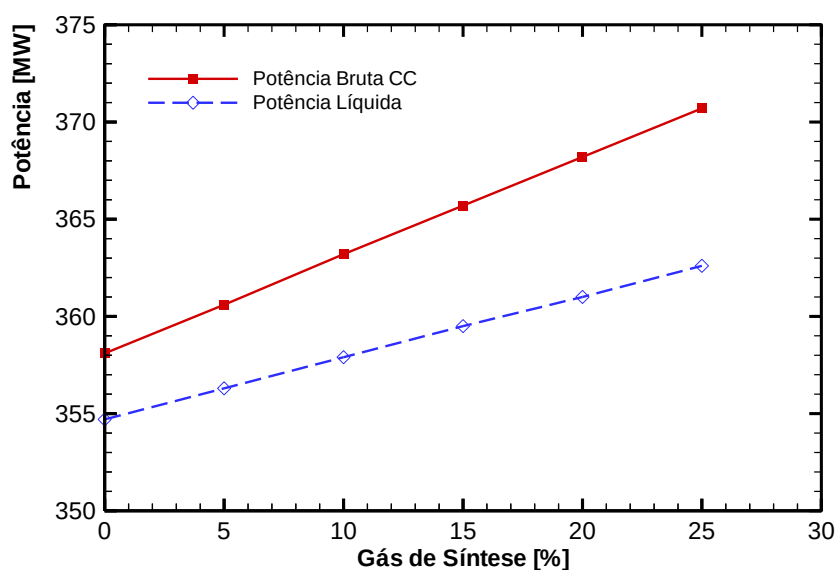
Tabela 42 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2c - Bagaço de cana).

Parâmetros	Porcentagem de Gás de Síntese no Combustível					
	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Energia Fornecida ao Ciclo [MW]	800,7	804,1	807,4	810,7	814,0	817,3
Exergia Fornecida ao Ciclo [MW]	835,5	842,8	850,1	857,4	864,7	872,0
Potência Bruta Ciclo Brayton [MW]	214,7	216,9	219,1	221,3	223,5	225,7
Potência Bruta Ciclo Rankine [MW]	143,4	143,8	144,1	144,4	144,7	145,0
Potência Bruta Ciclo Combinado [MW]	358,1	360,6	363,2	365,7	368,2	370,7
Potência Líquida [MW]	354,7	356,3	357,9	359,5	361,0	362,6
Consumo Interno [MW]	3,4	4,3	5,3	6,2	7,2	8,1
Eficiência Elétrica 1ª lei [%]	44,30	44,31	44,32	44,34	44,35	44,36
Eficiência Elétrica 2ª lei [%]	42,46	42,28	42,10	41,92	41,75	41,59
Eficiência Térmica 1ª lei [%]	21,66	21,57	21,48	21,39	21,31	21,22
Eficiência Térmica 2ª lei [%]	8,08	8,01	7,94	7,87	7,80	7,74
Eficiência Total 1ª lei [%]	65,96	65,88	65,81	65,73	65,66	65,58
Eficiência Total 2ª lei [%]	50,53	50,28	50,04	49,79	49,56	49,32

Fonte: Próprio autor.

Na Figura 39 são apresentadas as potências bruta e líquida para todo o ciclo combinado, bem como suas respectivas eficiências de primeira e segunda lei, para o Caso 2c.

Figura 39 - Variação das potências bruta e líquida em função do teor de gás de síntese oriundo do bagaço de cana (Caso 2c).



Fonte: Próprio autor a partir da utilização do programa Cycle-Tempo®.

Caso 2d – Palha de cana-de-açúcar

As palhas de cana ainda são predominantemente deixadas no campo após a colheita da cana-de-açúcar. Apesar da necessidade de boa parte desta biomassa permanecer no solo para proteção do mesmo, existe um grande excedente que pode ser utilizado na produção de energia elétrica. O grande desafio aqui é garantir que o transporte seja economicamente viável, pois a palha de cana transportada *in natura* ocupa grandes volumes para uma baixa densidade energética. Este problema é comum para transporte de biomassa para fins energéticos, e é intensificado quando se trata de palha de cana-de-açúcar.

De modo geral, as variações nos principais parâmetros em função do teor de gás de síntese no combustível de entrada não diferem muito em relação às biomassas anteriores, sendo que as pequenas variações são consequência da mudança do poder calorífico e seu respectivo fator de ar utilizado no gaseificador.

A Tabela 43 apresenta a variação os principais parâmetros termodinâmicos na turbina a gás devido à variação do teor de gás de síntese no combustível, para o Caso 2d.

Tabela 43 - Parâmetros termodinâmicos na turbina a gás em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2d - Palha de Cana).

Parâmetros	Porcentagem de Gás de Síntese no Combustível					
	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Fluxo Massa Gás Natural [kg/s]	7,00	6,65	6,30	5,95	5,60	5,25
Fluxo Massa Gás de Síntese [kg/s]	0,00	3,23	6,46	9,68	12,91	16,14
Fluxo de Massa de Ar [kg/s]	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5
Fluxo de Massa Total [kg/s]	314,5	317,4	320,3	323,2	326,1	328,9
Potência por TG [MW]	107,3	108,7	110,1	111,6	113,0	114,4
Temperatura Entrada da TG - TIT [°C]	1.243	1.239	1.236	1.233	1.230	1.227
Lambda	2,70	2,73	2,76	2,79	2,82	2,86
Razão de Compressão	14,00	14,11	14,21	14,32	14,42	14,53

Fonte: Próprio autor.

Como foi observado para as outras biomassas, a Tabela 44 apresenta os dados obtidos para a energia fornecida, as potências líquida e bruta bem como as eficiências de primeira e segunda lei relacionadas à energia elétrica fornecida, ao vapor exportado bem como a eficiência global do sistema para o ciclo combinado operando com gás de síntese, para o Caso 2d.

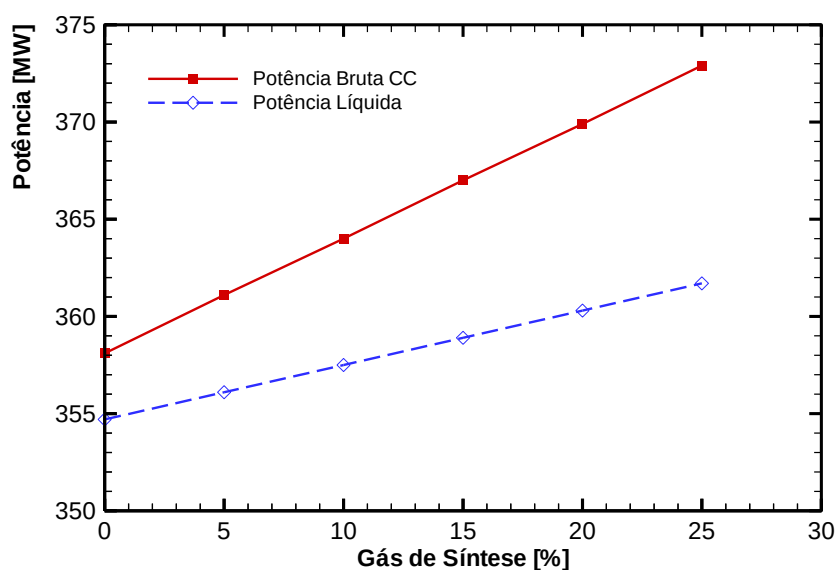
Tabela 44 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2d - Palha de Cana).

Parâmetros	Porcentagem de Gás de Síntese no Combustível					
	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Energia Fornecida ao Ciclo [MW]	800,7	804,2	807,6	811,1	814,5	817,9
Exergia Fornecida ao Ciclo [MW]	835,5	843,1	850,7	858,2	865,8	873,4
Potência Bruta Ciclo Brayton [MW]	214,7	217,5	220,3	223,1	225,9	228,8
Potência Bruta Ciclo Rankine [MW]	143,4	143,6	143,7	143,9	144,0	144,1
Potência Bruta Ciclo Combinado [MW]	358,1	361,1	364,0	367,0	369,9	372,9
Potência Líquida [MW]	354,7	356,1	357,5	358,9	360,3	361,7
Consumo Interno [MW]	3,4	5,0	6,5	8,1	9,7	11,2
Eficiência Elétrica 1ª lei [%]	44,30	44,28	44,26	44,25	44,23	44,22
Eficiência Elétrica 2ª lei [%]	42,46	42,24	42,02	41,81	41,61	41,41
Eficiência Térmica 1ª lei [%]	21,66	21,57	21,47	21,38	21,29	21,20
Eficiência Térmica 2ª lei [%]	8,08	8,00	7,93	7,86	7,79	7,73
Eficiência Total 1ª lei [%]	65,96	65,85	65,74	65,63	65,52	65,42
Eficiência Total 2ª lei [%]	50,53	50,24	49,96	49,68	49,40	49,13

Fonte: Próprio autor.

A Figura 40 apresenta, como nos casos anteriores, as potências e eficiências de primeira e segunda leis para todo o ciclo combinado, para o Caso 2d.

Figura 40 - Variação das potências bruta e líquida em função do teor de gás de síntese oriundo da palha da cana (Caso 2d).



Fonte: Próprio autor a partir da utilização do programa Cycle-Tempo®.

Analisando os resultados obtidos, pode-se notar que o aumento do teor de gás de síntese no combustível de entrada das turbinas a gás, dado que a quantidade de energia de entrada foi mantida constante para todos os cenários e biomassas, faz com que ocorra um aumento do fluxo mássico de combustível no interior do equipamento. Este aumento de fluxo mássico acarreta em um aumento da pressão na entrada da turbina a gás, o que pode trazer problemas no funcionamento da turbina a gás, principalmente no que diz respeito ao “surge”. No entanto, foi verificado que o maior aumento percentual na razão de compressão foi de apenas 4%, observado para os resíduos florestais de eucalipto. De acordo com Chacartegui *et al.* (2013) e Rodrigues *et al.* (2003), este aumento na razão de compressão é aceitável para o funcionamento adequando dos equipamentos.

Outra consequência deste aumento da razão de compressão é a maior demanda energética por parte do compressor. Mas este efeito não inverte a tendência de aumento de potência e eficiência pois o aumento do fluxo mássico também influencia a potência de saída da turbina a gás, a produção de vapor na caldeira de recuperação e consequentemente a potência de saída da turbina a vapor.

7.2.4. Influência da variação do fluxo de ar de entrada na turbina a gás para manter o TIT constante

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações da influência da utilização da técnica de restrição de entrada de ar na turbina a gás via fechamento das VIGVs com o objetivo de manter constante a temperatura de entrada da turbina e, consequentemente, preservar a eficiência em valores adequados.

a. Toras de Eucalipto

A Tabela 45 apresenta a comparação dos valores dos principais parâmetros termodinâmicos da turbina a gás em função do teor de gás de síntese no combustível para o Caso 2a quando é aplicado na simulação um controle da temperatura de entrada da turbina a partir do fechamento das VIGVs da entrada do compressor. Como condição original pode-se entender as simulações sem nenhuma estratégia de controle da TIT, conforme resultados do item 7.2.3. A Tabela 46 apresenta o comportamento das potências bruta e líquida do ciclo combinado, bem como das eficiências termodinâmicas de primeira e segunda lei, para o Caso 2a.

Tabela 45 - Parâmetros da turbina a gás em função do teor de gás de síntese com ou sem estratégia de fechamento das VIGVs (Caso 2a - Toras de eucalipto).

Parâmetro	% GS	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Fluxo Massa Gás Natural [kg/s]	VIGV	7,0	6,7	6,3	6,0	5,6	5,3
	Original	7,0	6,7	6,3	6,0	5,6	5,3
Fluxo Massa Gás de Síntese [kg/s]	VIGV	0,0	2,6	5,3	7,9	10,5	13,1
	Original	0,0	2,6	5,3	7,9	10,5	13,1
Fluxo de Massa de Ar [kg/s]	VIGV	307,5	306,0	304,6	303,2	302,0	300,6
	Original	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5
Fluxo de Massa Total [kg/s]	VIGV	314,5	315,3	316,1	317,0	318,1	319,0
	Original	314,5	316,8	319,1	321,4	323,7	325,2
Potência por TG [MW]	VIGV	107,3	108,4	109,4	110,5	111,5	112,6
	Original	107,3	108,4	109,5	110,6	111,7	112,8
Temperatura Entrada da TG - TIT [°C]	VIGV	1.243	1.243	1.243	1.243	1.243	1.243
	Original	1.243	1.240	1.238	1.236	1.233	1.231
Lambda	VIGV	2,70	2,715	2,73	2,75	2,77	2,79
	Original	2,70	2,73	2,76	2,79	2,82	2,85
Razão de Compressão	VIGV	14,00	14,03	14,04	14,09	14,13	14,17
	Original	14,00	14,08	14,16	14,25	14,33	14,41

Fonte: Próprio autor.

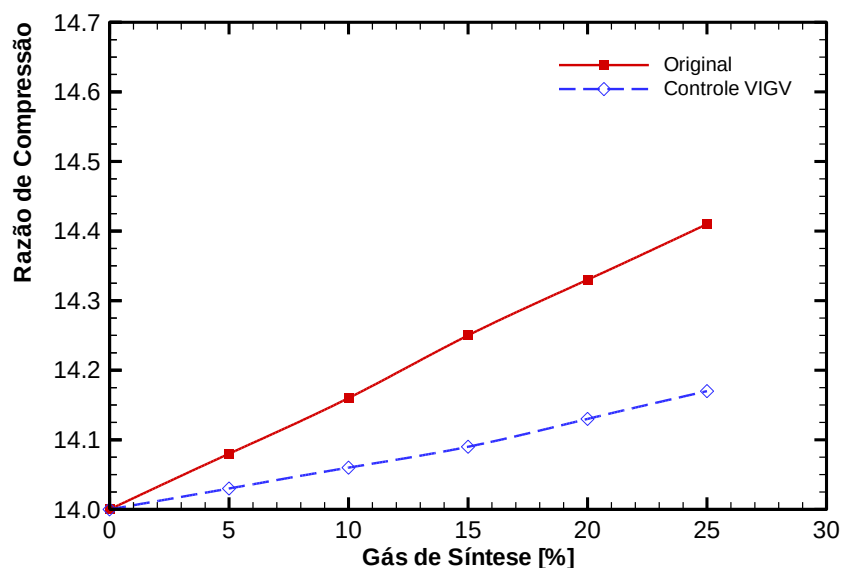
Tabela 46 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2a -Toras de eucalipto).

Parâmetro	% GS	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Potência Bruta CC [MW]	VIGV	358,1	359,4	360,7	362,0	363,2	364,5
	Original	358,1	360,4	362,7	365,0	367,3	369,6
Potência Líquida [MW]	VIGV	354,7	355,4	356,1	356,8	357,4	358,1
	Original	354,7	355,8	356,9	358,0	359,1	360,3
Consumo Interno [MW]	VIGV	3,4	4,0	4,6	5,2	5,8	6,4
	Original	3,4	4,6	5,8	7,0	8,2	9,4
Eficiência Elétrica 1ª lei [%]	VIGV	44,30	44,31	44,32	44,33	44,34	44,35
	Original	44,30	44,28	44,26	44,25	44,23	44,21
Eficiência Elétrica 2ª lei [%]	VIGV	42,46	42,39	42,32	42,25	42,18	42,11
	Original	42,46	42,28	42,11	41,94	41,77	41,60
Eficiência Térmica 1ª lei [%]	VIGV	21,66	21,62	21,59	21,55	21,52	21,48
	Original	21,66	21,58	21,51	21,43	21,36	21,29
Eficiência Térmica 2ª lei [%]	VIGV	8,08	8,05	8,02	7,99	7,96	7,93
	Original	8,08	8,02	7,96	7,90	7,85	7,79
Eficiência Total 1ª lei [%]	VIGV	65,96	65,93	65,91	65,88	65,85	65,83
	Original	65,96	65,86	65,77	65,68	65,59	65,50
Eficiência Total 2ª lei [%]	VIGV	50,53	50,43	50,34	50,24	50,14	50,04
	Original	50,53	50,30	50,07	49,84	49,62	49,40

Fonte: Próprio autor.

A Figura 41 apresenta o comportamento observado na Razão de Compressão em função do gás de síntese quando a estratégia de controle da TIT é ou não utilizada, para o Caso 2a.

Figura 41 - Variação da razão de compressão nas condições original e controle VIGV para gás de síntese oriundo de toras de eucalipto (Caso 2a).



Fonte: Próprio autor a partir da utilização do programa Cycle-Tempo®.

b. Resíduos de Eucalipto

Da mesma forma que o item anterior, a Tabela 47 apresenta a comparação dos valores dos principais parâmetros termodinâmicos da turbina a gás em função do teor de gás de síntese no combustível quando é aplicado na simulação um controle da temperatura de entrada da turbina a partir do fechamento das VIGVs da entrada do compressor, para o Caso 2b.

A Tabela 48 apresenta o comportamento das potências bruta e líquida do ciclo combinado, bem como das eficiências termodinâmicas de primeira e segunda lei, para o Caso 2b.

Tabela 47 - Parâmetros da turbina a gás em função do teor de gás de síntese com ou sem estratégia de fechamento das VIGVs (Caso 2b - Resíduos de eucalipto).

Parâmetro	%GS	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Fluxo Massa Gás Natural [kg/s]	VIGV	7	6,65	6,3	5,95	5,6	5,25
	Original	7	6,65	6,3	5,95	5,6	5,25
Fluxo Massa Gás de Síntese [kg/s]	VIGV	0,00	3,54	7,08	10,61	14,15	17,69
	Original	0,00	3,54	7,08	10,61	14,15	17,69
Fluxo de Massa de Ar [kg/s]	VIGV	307,54	305	302,6	300,4	298	295,85
	Original	307,54	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5
Fluxo de Massa Total [kg/s]	VIGV	314,54	315,2	316,0	317,0	317,8	318,8
	Original	314,54	317,7	320,9	324,1	327,3	330,5
Potência por TG [MW]	VIGV	107,3	108,8	110,2	111,6	113,1	114,5
	Original	107,3	108,8	110,2	111,6	113,1	114,5
Temperatura Entrada da TG - TIT [°C]	VIGV	1.243	1.243	1.243	1.243	1.243	1.243
	Original	1.243	1.238	1.234	1.230	1.225	1.221
Lambda	VIGV	2,7	2,71	2,72	2,73	2,74	2,75
	Original	2,7	2,73	2,76	2,79	2,83	2,86
Razão de Compressão	VIGV	14	14,02	14,05	14,09	14,12	14,16
	Original	14	14,11	14,23	14,34	14,45	14,56

Fonte: Próprio autor.

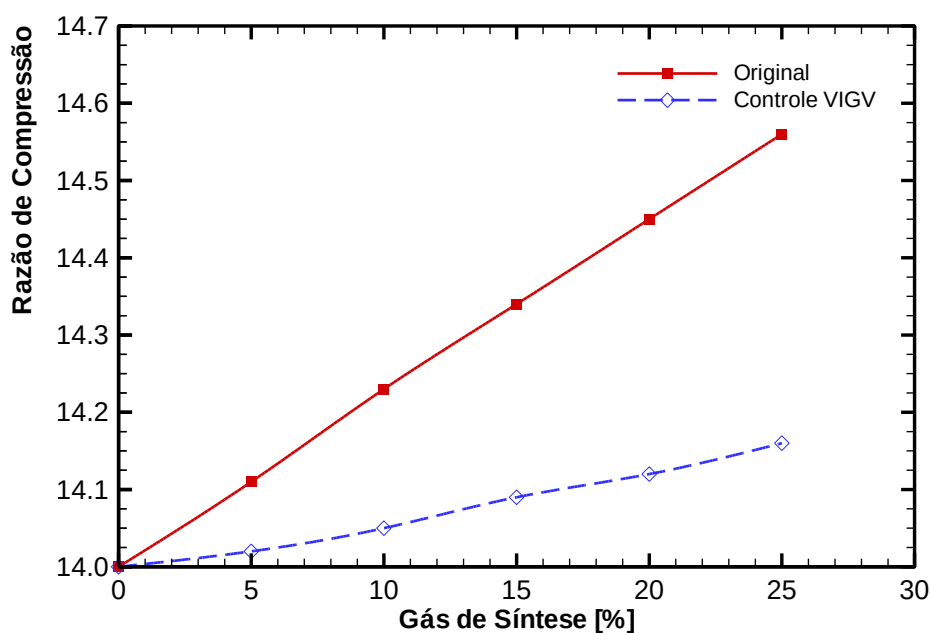
Tabela 48 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2b - Resíduos de eucalipto).

Parâmetro	% GS	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Potência Bruta CC [MW]	VIGV	358,1	359,8	361,5	363,2	364,9	366,6
	Original	358,1	360,9	363,8	366,6	369,4	372,2
Potência Líquida [MW]	VIGV	354,7	355,5	356,3	357,1	357,9	358,7
	Original	354,7	355,7	356,8	357,8	358,9	359,9
Consumo Interno [MW]	VIGV	3,4	4,3	5,2	6,1	7,0	7,9
	Original	3,4	5,2	7,0	8,8	10,5	12,3
Eficiência Elétrica 1ª lei [%]	VIGV	44,30	44,31	44,33	44,34	44,35	44,36
	Original	44,30	44,25	44,21	44,17	44,12	44,08
Eficiência Elétrica 2ª lei [%]	VIGV	42,46	42,37	42,29	42,20	42,11	42,03
	Original	42,46	42,21	41,98	41,74	41,52	41,29
Eficiência Térmica 1ª lei [%]	VIGV	21,66	21,62	21,57	21,53	21,49	21,45
	Original	21,66	21,57	21,49	21,41	21,32	21,24
Eficiência Térmica 2ª lei [%]	VIGV	8,08	8,04	8,01	7,97	7,94	7,90
	Original	8,08	8,01	7,94	7,87	7,81	7,74
Eficiência Total 1ª lei [%]	VIGV	65,96	65,93	65,90	65,87	65,84	65,81
	Original	65,96	65,83	65,70	65,57	65,45	65,32
Eficiência Total 2ª lei [%]	VIGV	50,53	50,41	50,29	50,17	50,05	49,93
	Original	50,53	50,22	49,91	49,62	49,32	49,03

Fonte: Próprio autor.

A Figura 42 apresenta o comportamento observado na Razão de Compressão em função do gás de síntese quando a estratégia de controle da TIT é ou não utilizada, para o Caso 2b.

Figura 42 - Variação da razão de compressão nas condições original e controle VIGV para gás de síntese oriundo de resíduos de eucalipto (Caso 2b).



Fonte: Próprio autor a partir da utilização do programa Cycle-Tempo®.

c. Bagaço de Cana

Como nos casos anteriores, a Tabela 49 apresenta alguns dos parâmetros termodinâmicos de interesse da turbina a gás quando se utiliza ou não a estratégia de controle da TIT via fechamento das VIGVs, para o Caso 2c.

Já a Tabela 50 apresenta o comportamento das potências bruta e líquida do ciclo combinado, bem como das eficiências termodinâmicas de primeira e segunda lei, para o Caso 2c.

Tabela 49 - Parâmetros da turbina a gás em função do teor de gás de síntese com ou sem estratégia de fechamento das VIGVs (Caso 2c - Bagaço de Cana).

Parâmetro	%GS	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Fluxo Massa Gás Natural [kg/s]	VIGV	7,0	6,7	6,3	6,0	5,6	5,3
	Original	7,0	6,7	6,3	6,0	5,6	5,3
Fluxo Massa Gás de Síntese [kg/s]	VIGV	0,0	2,4	4,8	7,2	9,6	12,0
	Original	0,0	2,4	4,8	7,2	9,6	12,0
Fluxo de Massa de Ar [kg/s]	VIGV	307,5	306,4	305,6	304,9	304,2	303,5
	Original	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5
Fluxo de Massa Total [kg/s]	VIGV	314,5	315,5	316,7	318,1	319,4	320,8
	Original	314,5	316,6	318,7	320,7	322,8	324,8
Potência por TG [MW]	VIGV	107,3	108,4	109,5	110,6	111,7	112,8
	Original	107,3	108,4	109,5	110,6	111,7	112,8
Temperatura Entrada da TG - TIT [°C]	VIGV	1.243	1.243	1.243	1.243	1.243	1.243
	Original	1.243	1.241	1.240	1.238	1.237	1.235
Lambda	VIGV	2,70	2,72	2,74	2,76	2,79	2,81
	Original	2,70	2,73	2,76	2,79	2,82	2,85
Razão de Compressão	VIGV	14,00	14,04	14,09	14,14	14,19	14,25
	Original	14,00	14,08	14,15	14,23	14,31	14,39

Fonte: Próprio autor.

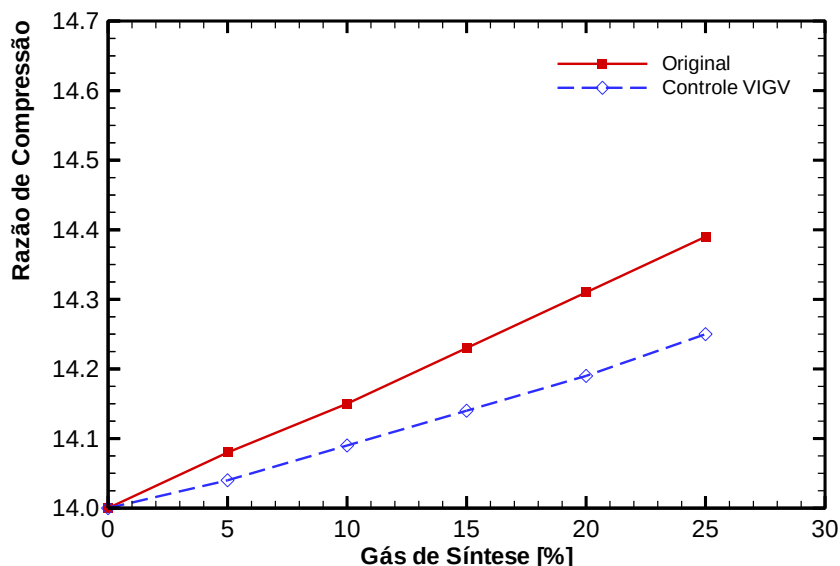
Tabela 50 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2c - Bagaço de Cana).

Parâmetro	% GS	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Potência Bruta CC [MW]	VIGV	358,1	359,5	360,9	362,2	363,6	364,9
	Original	358,1	360,6	363,2	365,7	368,2	370,7
Potência Líquida [MW]	VIGV	354,7	355,6	356,5	357,4	358,3	359,1
	Original	354,7	356,3	357,9	359,5	361,0	362,6
Consumo Interno [MW]	VIGV	3,4	3,9	4,3	4,8	5,3	5,8
	Original	3,4	4,3	5,3	6,2	7,2	8,1
Eficiência Elétrica 1ª lei [%]	VIGV	44,30	44,32	44,34	44,36	44,37	44,39
	Original	44,30	44,31	44,32	44,34	44,35	44,36
Eficiência Elétrica 2ª lei [%]	VIGV	42,46	42,38	42,30	42,22	42,15	42,07
	Original	42,46	42,28	42,10	41,92	41,75	41,59
Eficiência Térmica 1ª lei [%]	VIGV	21,66	21,61	21,57	21,53	21,48	21,44
	Original	21,66	21,57	21,48	21,39	21,31	21,22
Eficiência Térmica 2ª lei [%]	VIGV	8,08	8,04	8,01	7,97	7,94	7,90
	Original	8,08	8,01	7,94	7,87	7,80	7,74
Eficiência Total 1ª lei [%]	VIGV	65,96	65,94	65,91	65,88	65,86	65,83
	Original	65,96	65,88	65,81	65,73	65,66	65,58
Eficiência Total 2ª lei [%]	VIGV	50,53	50,42	50,31	50,20	50,08	49,97
	Original	50,53	50,28	50,04	49,79	49,56	49,32

Fonte: Próprio autor.

Na Figura 43 apresenta-se o comportamento da Razão de Compressão em função do teor gás de síntese no combustível fornecido pela UTE, para o Caso 2c.

Figura 43 - Variação da razão de compressão nas condições original e controle VIGV para gás de síntese oriundo do bagaço de cana (Caso 2c)



Fonte: Próprio autor a partir da utilização do programa Cycle-Tempo®.

d. Palha de Cana

Finalmente, a Tabela 51 apresenta alguns dos parâmetros termodinâmicos de interesse da turbina a gás quando se utiliza ou não a estratégia de controle da TIT via fechamento das VIGVs, para o Caso 2d.

A Tabela 52 apresenta o comportamento das potências bruta e líquida do ciclo combinado, bem como das eficiências termodinâmicas de primeira e segunda lei, para o Caso 2d.

Tabela 51 - Parâmetros da turbina a gás em função do teor de gás de síntese com ou sem estratégia de fechamento das VIGVs (Caso 2d - Palha de Cana).

Parâmetro	%GS	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Fluxo Massa Gás Natural [kg/s]	VIGV	7,0	6,7	6,3	6,0	5,6	5,3
	Original	7,0	6,7	6,3	6,0	5,6	5,3
Fluxo Massa Gás de Síntese [kg/s]	VIGV	0,0	3,2	6,5	9,7	12,9	16,1
	Original	0,0	3,2	6,5	9,7	12,9	16,1
Fluxo de Massa de Ar [kg/s]	VIGV	307,5	305,5	303,8	302,0	300,3	298,7
	Original	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5
Fluxo de Massa Total [kg/s]	VIGV	314,5	315,4	316,6	317,6	318,8	320,1
	Original	314,5	317,4	320,3	323,2	326,1	328,9
Potência por TG [MW]	VIGV	107,3	108,7	110,1	111,5	112,9	114,4
	Original	107,3	108,7	110,1	111,6	113,0	114,4
Temperatura Entrada da TG - TIT [°C]	VIGV	1.243	1.243	1.243	1.243	1.243	1.243
	Original	1.243	1.239	1.236	1.233	1.230	1.227
Lambda	VIGV	2,70	2,71	2,73	2,74	2,76	2,78
	Original	2,70	2,73	2,76	2,79	2,82	2,86
Razão de Compressão	VIGV	14,00	14,03	14,08	14,12	14,17	14,22
	Original	14,00	14,11	14,21	14,32	14,42	14,53

Fonte: Próprio autor.

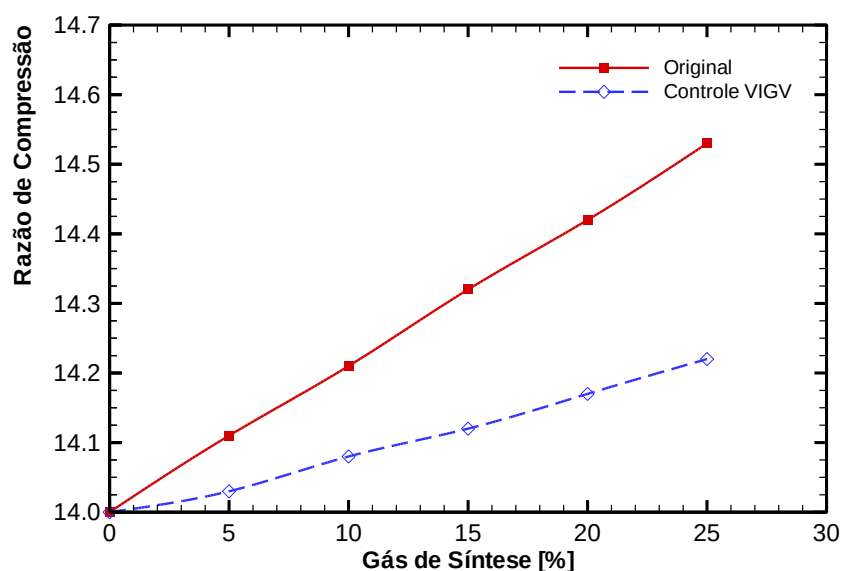
Tabela 52 - Potências e eficiências em função do teor de gás de síntese no combustível (Caso 2d - Palha de Cana).

Parâmetro	% GS	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Potência Bruta CC [MW]	VIGV	358,1	359,8	361,5	363,2	364,9	366,6
	Original	358,1	361,1	364,0	367,0	369,9	372,9
Potência Líquida [MW]	VIGV	354,7	355,6	356,5	357,5	358,3	359,2
	Original	354,7	356,1	357,5	358,9	360,3	361,7
Consumo Interno [MW]	VIGV	3,4	4,2	5,0	5,8	6,5	7,3
	Original	3,4	5,0	6,5	8,1	9,7	11,2
Eficiência Elétrica 1ª lei [%]	VIGV	44,30	44,32	44,34	44,35	44,37	44,39
	Original	44,30	44,28	44,26	44,25	44,23	44,22
Eficiência Elétrica 2ª lei [%]	VIGV	42,46	42,38	42,29	42,21	42,13	42,04
	Original	42,46	42,24	42,02	41,81	41,61	41,41
Eficiência Térmica 1ª lei [%]	VIGV	21,66	21,61	21,57	21,52	21,47	21,43
	Original	21,66	21,57	21,47	21,38	21,29	21,20
Eficiência Térmica 2ª lei [%]	VIGV	8,08	8,04	8,00	7,97	7,93	7,90
	Original	8,08	8,00	7,93	7,86	7,79	7,73
Eficiência Total 1ª lei [%]	VIGV	65,96	65,93	65,90	65,87	65,85	65,82
	Original	65,96	65,85	65,74	65,63	65,52	65,42
Eficiência Total 2ª lei [%]	VIGV	50,53	50,41	50,29	50,18	50,06	49,94
	Original	50,53	50,24	49,96	49,68	49,40	49,13

Fonte: Próprio autor.

A Figura 44 apresenta o comportamento da Razão de Compressão em função do teor gás de síntese no combustível fornecido pela UTE, para o Caso 2d.

Figura 44 - Variação da razão de compressão nas condições original e controle VIGV para gás de síntese oriundo da palha de cana (Caso 2d).



Fonte: Próprio autor a partir da utilização do programa Cycle-Tempo®.

Como pode ser verificado nesta seção, a estratégia de controle da vazão mássica de ar na entrada do compressor deixa o ciclo termodinâmico mais eficiente e permite que a turbina a gás opere numa faixa de trabalho mais distante da região de “surge”.

Desta forma, a estratégia adotada apresenta vantagens em relação à operação sem nenhum controle e deverá ser adotada caso seja implementado o *cofiring* em uma UTE existente.

7.3. CRÉDITOS DE CARBONO OBTIDOS

Foram calculados os valores de intensidade de emissão de dióxido de carbono equivalente para as diversas fases do ciclo de vida do gás de síntese utilizado para a conversão em energia elétrica. Os valores encontrados foram divididos em função da biomassa utilizada, pois são fortemente influenciados pelo poder calorífico inferior, teor de umidade e fator de ar utilizado no gaseificador.

A Tabela 53 apresenta os valores encontrados da intensidade de carbono para o gás de síntese produzido a partir de resíduos de eucalipto.

Tabela 53 - Intensidade de Carbono para o gás de síntese oriundo de resíduos de eucalipto.

Fases (Eucalipto)	Valor [g CO₂eq/MJ]
Agrícola	0
Industrial	47,5
Transporte	0
Utilização final	3,5
Total	51,0

Fonte: Próprio autor.

Assim, o potencial de redução de GEE por MJ de biocombustível, que nada mais é do que a diferença entre a intensidade de carbono do combustível fóssil substituído e a intensidade de carbono do gás de síntese, é de 35,7 g CO₂eq/MJ. Supondo a substituição de 15% da energia de entrada do ciclo combinado por gás de síntese, tem-se que o potencial de geração de créditos seria de 85.844 CBIOS.

A Tabela 54 apresenta os valores encontrados da intensidade de carbono para o gás de síntese produzido a partir do bagaço de cana.

Tabela 54 - Intensidade de Carbono para o gás de síntese oriundo de bagaço de cana.

Fases (Bagaço)	Valor [g CO₂eq/MJ]
Agrícola	0
Industrial	25,5
Transporte	0
Utilização final	3,5
Total	29,0

Fonte: Próprio autor.

Neste caso, o potencial de redução de GEE por MJ de biocombustível é de 57,7 g CO₂eq/MJ. Supondo a substituição de 15% da energia de entrada do ciclo combinado por gás de síntese, tem-se que o potencial de geração de créditos seria de 204.175 CBIOS.

A Tabela 55 apresenta os valores encontrados da intensidade de carbono para o gás de síntese produzido a partir da palha de cana.

Tabela 55 - Intensidade de Carbono para o gás de síntese oriundo da palha de cana.

Fases (Palha)	Valor [g CO _{2eq} /MJ]
Agrícola	0
Industrial	36,7
Transporte	0
Utilização final	3,5
Total	40,2

Fonte: Próprio autor.

Finalmente, para a transformação de palha de cana em gás de síntese, o potencial de redução de GEE por MJ de biocombustível é de 46,5 g CO_{2eq}/MJ. Supondo a substituição de 15% da energia de entrada do ciclo combinado por gás de síntese, têm-se que o potencial de geração de créditos seria de 122.700 CBIOS.

Como pode-se verificar nas tabelas anteriores, os valores potenciais de CBIOS podem variar bastante em função da biomassa utilizada. Isto se dá porque o PCI do gás de síntese para cada biomassa tem valores distintos, muito influenciados pelo teor de umidade das biomassas utilizadas e, principalmente, do fator de ar utilizado no gaseificador.

Conforme já mencionado nos capítulos anteriores, o fator de ar num gaseificador de leito fluidizado circulante varia entre 0,2 e 0,4. Neste trabalho, estes valores foram modificados para cada biomassa para que as condições do gás de síntese na saída do gaseificador permanecessem mais ou menos uniformes.

7.4. VIABILIDADE ECONÔMICA DOS CENÁRIOS APRESENTADOS

7.4.1. Cálculo do fluxo de caixa pelo método tradicional

O Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) foram calculados para as diversas configurações de termelétricas analisadas, para que estas possam ser comparadas entre si e, posteriormente, com os resultados quando avaliado o valor do investimento pela técnica de opções reais.

Caso 1: UTE a Gás Natural

Na Tabela 56 podem ser observados os principais resultados econômicos obtidos pelas técnicas de análise de investimento tradicionais para a UTE utilizando apenas gás natural como combustível (Caso 1).

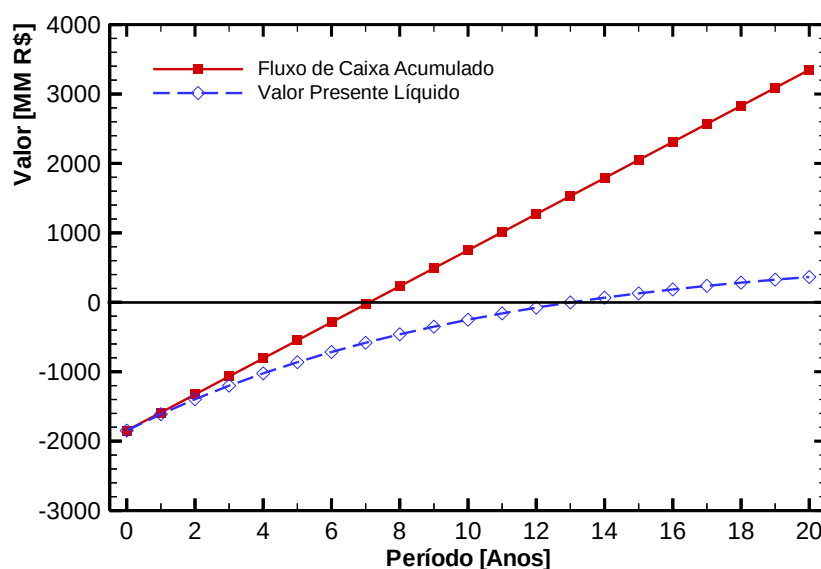
Tabela 56 - Principais indicadores financeiros do projeto para a UTE em ciclo combinado operando com gás natural (Caso 1).

Parâmetros	Valores
Investimento [MMR\$]	1.847
TMA [%]	10,0
TIR [%]	12,8
Valor Presente [MMR\$]	2.212
VPL [MMR\$]	364
Amortização do Investimento [anos]	20
Payback [anos]	14,0

Fonte: Próprio autor.

A Figura 45 mostra de forma gráfica o comportamento do valor presente líquido e do fluxo de caixa do projeto em função do tempo, para o Caso 1.

Figura 45 - VPL e Fluxo de caixa acumulado do projeto para a UTE em ciclo combinado operando com gás natural (Caso 1).



Fonte: Próprio autor.

Caso 2a: UTE *cofiring* com toras de eucalipto

Na Tabela 57 podem ser observados os principais resultados econômicos obtidos pelas técnicas de análise de investimento tradicionais para a UTE operando em *cofiring* de gás natural e uma quantidade de 15% de gás de síntese produzido com biomassa oriunda de toras de eucalipto (Caso 2a).

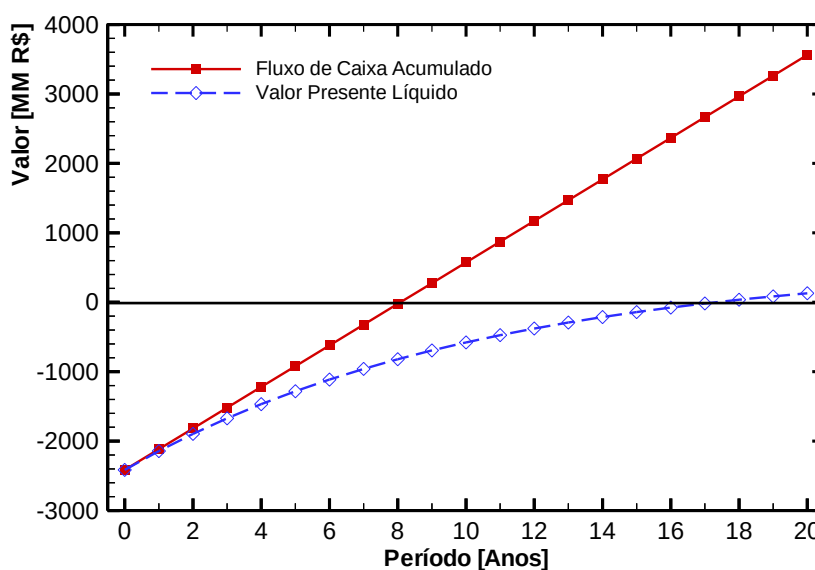
Tabela 57 - Principais indicadores financeiros do projeto para a UTE operando em *cofiring* com gás de síntese oriundo das toras de eucalipto (Caso 2a).

Parâmetros	Valores
Investimento [MMR\$]	2.415
TMA [%]	10,0
TIR [%]	10,8
Valor Presente [MMR\$]	2.544
VPL [MMR\$]	333
Amortização do Investimento [anos]	20
Payback [anos]	18,3

Fonte: Próprio autor.

A Figura 46 mostra de forma gráfica o comportamento do valor presente líquido e do fluxo de caixa do projeto em função do tempo, para o Caso 2a.

Figura 46 - VPL e Fluxo de caixa acumulado do projeto para a UTE operando em *cofiring* com gás de síntese oriundo das toras de eucalipto (Caso 2a).



Fonte: Próprio autor

Caso 2b: UTE *cofiring* com resíduos de eucalipto

Na Tabela 58 podem ser observados os principais resultados econômicos obtidos pelas técnicas de análise de investimento tradicionais para uma UTE operando em *cofiring* de gás natural e uma quantidade de 15% de gás de síntese produzido com biomassa oriunda de resíduos de eucalipto (Caso 2b).

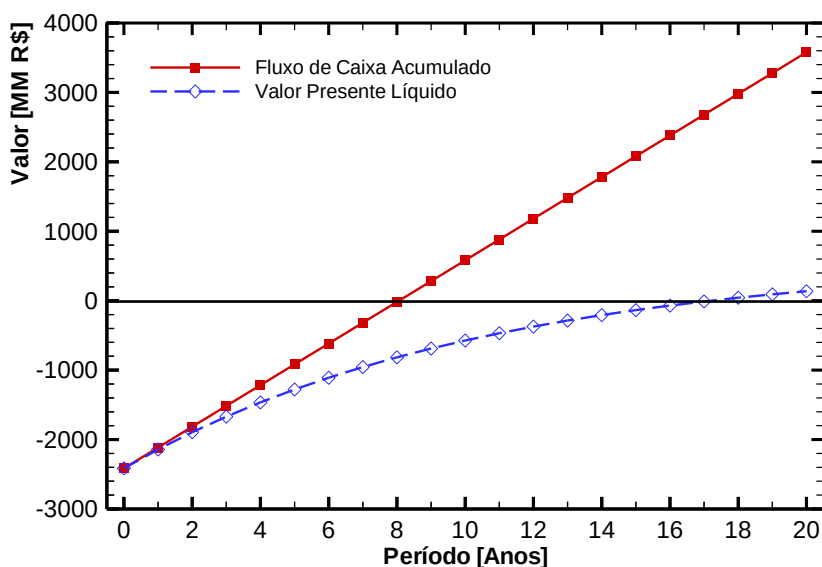
Tabela 58 - Principais indicadores financeiros do projeto para UTE operando em *cofiring* com gás de síntese oriundo de resíduos de eucalipto (Caso 2b).

Parâmetros	Valores
Investimento [MMR\$]	2.415
TMA [%]	10,0
TIR [%]	10,8
Valor Presente [MMR\$]	2.551
VPL [MMR\$]	339
Amortização do Investimento [anos]	20
<i>Payback</i> [anos]	18,2

Fonte: Próprio autor.

A Figura 47 mostra de forma gráfica o comportamento do valor presente líquido e do fluxo de caixa do projeto em função do tempo, para o Caso 2b.

Figura 47 - VPL e Fluxo de caixa acumulado do projeto para a UTE operando em *cofiring* com gás de síntese oriundo dos resíduos de eucalipto (Caso 2b).



Fonte: Próprio autor.

Caso 2c: UTE *cofiring* com bagaço de cana

Na Tabela 59 são apresentados os principais resultados econômicos obtidos pelas técnicas de análise de investimento tradicionais para uma UTE operando em *cofiring* de gás natural e uma quantidade de 15% de gás de síntese produzido com biomassa oriunda do bagaço de cana (Caso 2c).

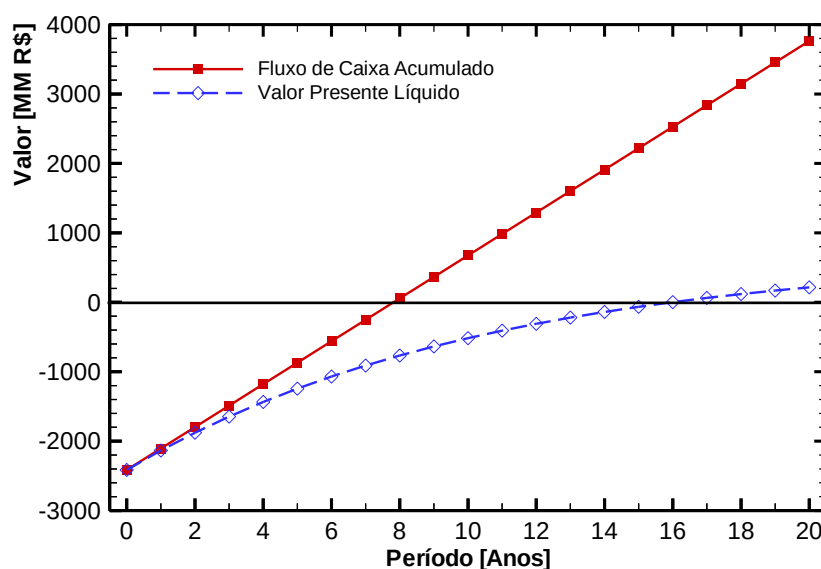
Tabela 59 - Principais indicadores financeiros do projeto para UTE operando em *cofiring* com biomassa de bagaço de cana (Caso 2c).

Parâmetros	Valores
Investimento [MMR\$]	2.415
TMA [%]	10,0
TIR [%]	11,3
Valor Presente [MMR\$]	2.630
VPL [MMR\$]	215
Amortização do Investimento [anos]	20
<i>Payback</i> [anos]	17,0

Fonte: Próprio autor.

A Figura 48 mostra de forma gráfica o comportamento do valor presente líquido e do fluxo de caixa do projeto em função do tempo, para o Caso 2c.

Figura 48 - VPL e Fluxo de caixa acumulado do projeto para a UTE operando em *cofiring* com gás de síntese oriundo de bagaço de cana (Caso 2c).



Fonte: Próprio autor.

Caso 2d: UTE *cofiring* com palha de cana

Na Tabela 60 são apresentados os principais resultados econômicos obtidos pelas técnicas de análise de investimento tradicionais para uma UTE operando em *cofiring* de gás natural e uma quantidade de 15% de gás de síntese produzido com biomassa oriunda da palha de cana (Caso 2d).

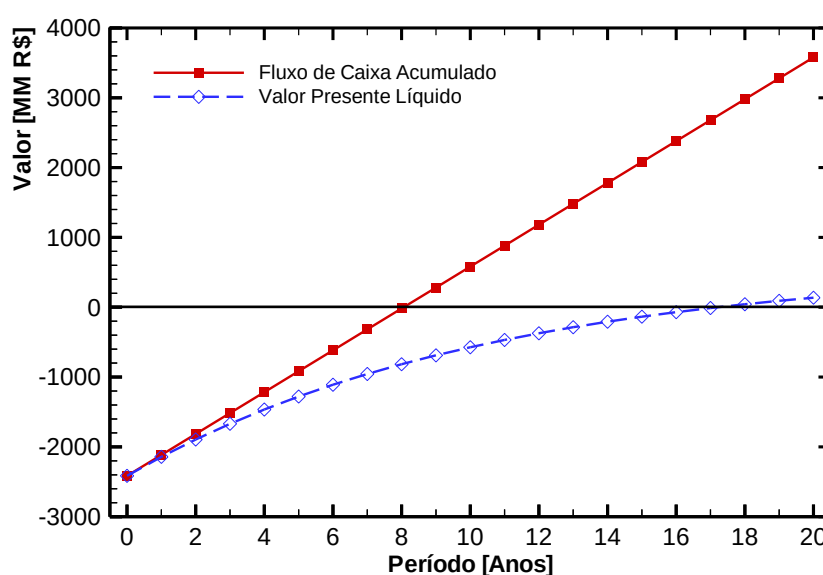
Tabela 60 - Principais indicadores financeiros do projeto para UTE operando em *cofiring* com biomassa da palha de cana (Caso 2d).

Parâmetros	Valores
Investimento [MMR\$]	2.415
TMA [%]	10,0
TIR [%]	10,8
Valor Presente [MMR\$]	2.553
VPL [MMR\$]	138
Amortização do Investimento [anos]	20
<i>Payback</i> [anos]	18,2

Fonte: Próprio autor.

Na sequência, a Figura 49 ilustra de forma gráfica o comportamento do valor presente líquido e do fluxo de caixa do projeto em função do tempo, para o Caso 2d.

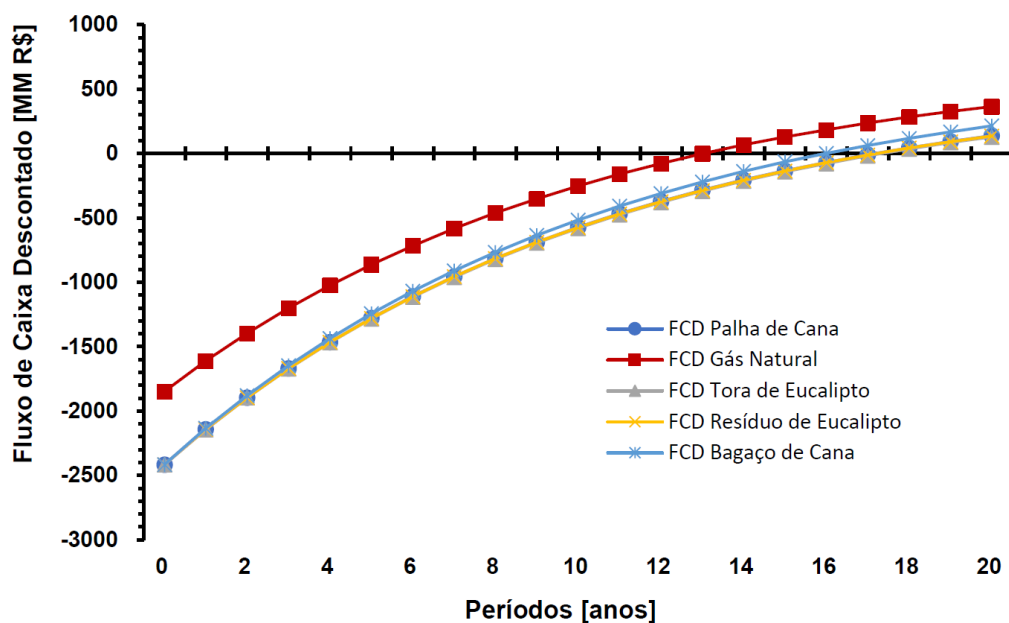
Figura 49 - VPL e Fluxo de caixa acumulado do projeto para a UTE operando em *cofiring* com gás de síntese oriundo da palha de cana (Caso 2d).



Fonte: Próprio autor.

Para melhor comparação entre os resultados, a Figura 50 apresenta o fluxo de caixa descontado de todas as alternativas analisadas, com e sem *cofiring*. Verifica-se graficamente que o Valor Presente da alternativa utilizando apenas gás natural é mais positiva que as outras alternativas observadas as premissas deste trabalho.

Figura 50 - Comparação entre os fluxos de Caixa Descontados de todas as alternativas modeladas.



Fonte: Próprio autor.

7.4.2. Curvas de aprendizagem determinísticas para as configurações estudadas

Nesta etapa do trabalho o valor de espera foi calculado assumindo o critério de que o custo do investimento na termelétrica com capacidade de operar em modo *cofiring*, isto é, com um sistema de gaseificação integrado, cai de forma linear e constante numa taxa anual constante proporcional à taxa de aprendizagem média encontrada através do trabalho do Rubin (2015), que corresponde a 1,79% ao ano. Esta situação é hipotética e os valores presentes encontrados são aqui denominados de determinísticos, ou seja, este cenário hipotético ocorreria com 100% de certeza. Convém ressaltar que neste item está sendo avaliada a relação entre o valor adicional de investimento necessário para implantar um sistema de gaseificação na termelétrica e o valor presente do fluxo de caixa adicional resultante desta decisão.

A partir desta premissa, foram calculados os Valores Presentes adicionais do empreendimento em ciclo combinado ano a ano, agora operando em *cofiring*, analisando o comportamento do VPL em função da diminuição dos custos do investimento. A Tabela 61 apresenta estes valores consolidados.

Tabela 61 - Análise determinística para Investimento, VPL e e VPL descontado ao ano 0 para construção de um sistema de gaseificação para diversas biomassas.

Tempo [anos]	Resíduos Eucalipto [MM R\$]			Toras Eucalipto [MM R\$]			Bagaço de Cana [MM R\$]			Palha de Cana [MM R\$]		
	Inv. Gas.	VPL	VPL ano 0	Inv. Gas.	VPL	VPL ano 0	Inv. Gas.	VPL	VPL ano 0	Inv. Gas.	VPL	VPL ano 0
0	531	-192	-192	531	-199	-199	531	-113	-113	531	-190	-190
1	522	-182	-166	522	-189	-172	522	-104	-94	522	-180	-164
2	513	-173	-143	513	-180	-149	513	-94	-78	513	-171	-141
3	503	-164	-123	503	-171	-128	503	-85	-64	503	-162	-122
4	494	-155	-106	494	-162	-111	494	-76	-52	494	-153	-104
5	486	-146	-91	486	-153	-95	486	-67	-42	486	-144	-89
6	477	-137	-78	477	-144	-81	477	-59	-33	477	-135	-76
7	468	-129	-66	468	-136	-70	468	-50	-26	468	-127	-65
8	460	-121	-56	460	-127	-59	460	-42	-19	460	-119	-55
9	452	-112	-48	452	-119	-51	452	-33	-14	452	-110	-47
10	444	-104	-40	444	-111	-43	444	-25	-10	444	-102	-39
11	436	-96	-34	436	-103	-36	436	-17	-6	436	-94	-33
12	428	-89	-28	428	-95	-30	428	-10	-3	428	-87	-28
13	420	-81	-23	420	-88	-25	420	-2	-1	420	-79	-23
14	413	-73	-19	413	-80	-21	413	5	1	413	-71	-19
15	406	-66	-16	406	-73	-17	406	13	3	406	-64	-15
16	398	-59	-13	398	-66	-14	398	20	4	398	-57	-12
17	391	-52	-10	391	-59	-12	391	27	5	391	-50	-10
18	384	-45	-8	384	-52	-9	384	34	6	384	-43	-8
19	377	-38	-6	377	-45	-7	377	41	7	377	-36	-6
20	371	-31	-5	371	-38	-6	371	48	7	371	-29	-4

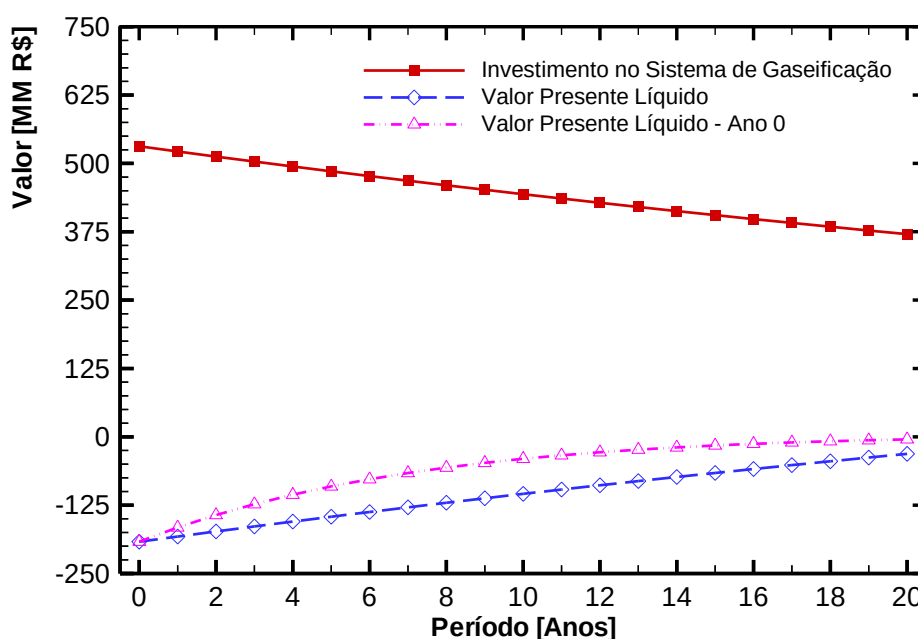
Fonte: Próprio autor.

Nas figuras a seguir pode ser visto a evolução esperada do custo do investimento referente à UTE modelada para cada biomassa estudada, o VPL deste ao longo do tempo (projeção de 20 anos) e este último em valores atuais, descontado à taxa mínima de atratividade, que foi de 10%.

Caso 2a: UTE *cofiring* com toras de eucalipto

A Figura 51 apresenta a variação anual do custo do investimento supondo uma curva de aprendizagem determinística e o comportamento do valor presente líquido projetado e descontado para a UTE operando em *cofiring* com gás natural e gás de síntese oriundo de toras de eucalipto (Caso 2a).

Figura 51 - Investimento, VPL e VPL em 0 da alternativa de investimento em ciclo combinado utilizando toras de eucalipto (Caso 2a).

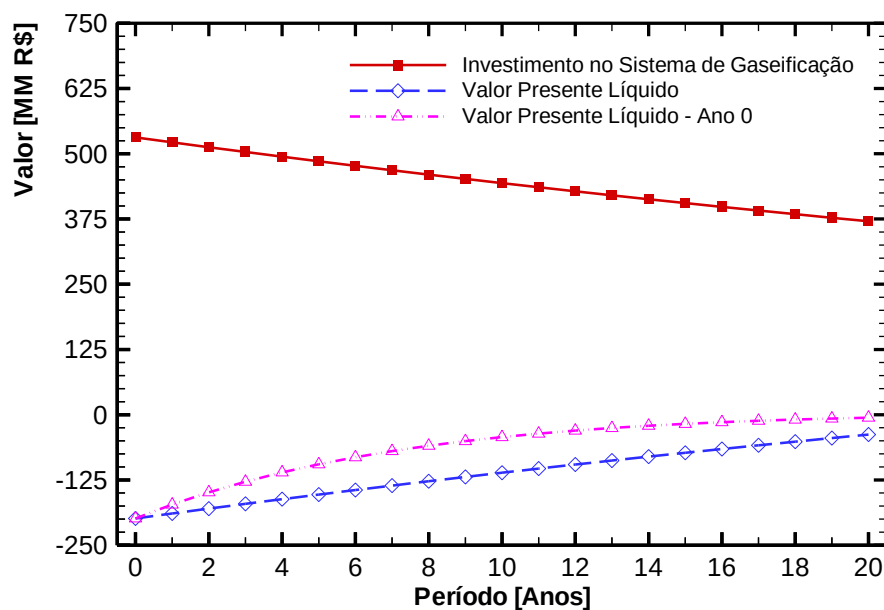


Fonte: Próprio autor.

Caso 2b: UTE *cofiring* com resíduos de eucalipto

A Figura 52 apresenta a variação anual do custo do investimento supondo uma curva de aprendizagem determinística e o comportamento do valor presente líquido projetado e descontado para a UTE operando em *cofiring* com gás natural e gás de síntese oriundo dos resíduos de eucalipto (Caso 2b).

Figura 52 - Investimento, VPL e VPL em 0 da alternativa de investimento em ciclo combinado utilizando resíduos de eucalipto (Caso 2b).

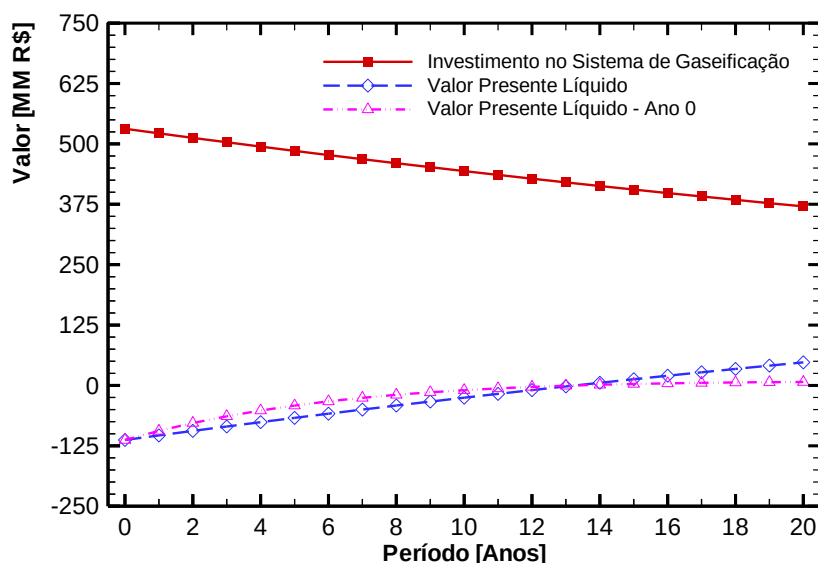


Fonte: Próprio autor.

Caso 2c: UTE *cofiring* com bagaço de cana

A Figura 53 apresenta a variação anual do custo do investimento supondo uma curva de aprendizagem determinística e o comportamento do valor presente líquido projetado e descontado para a UTE operando em *cofiring* com gás natural e gás de síntese oriundo do bagaço de cana (Caso 2c).

Figura 53 - Investimento, VPL e VPL em 0 da alternativa de investimento em ciclo combinado utilizando bagaço de cana (Caso 2c).

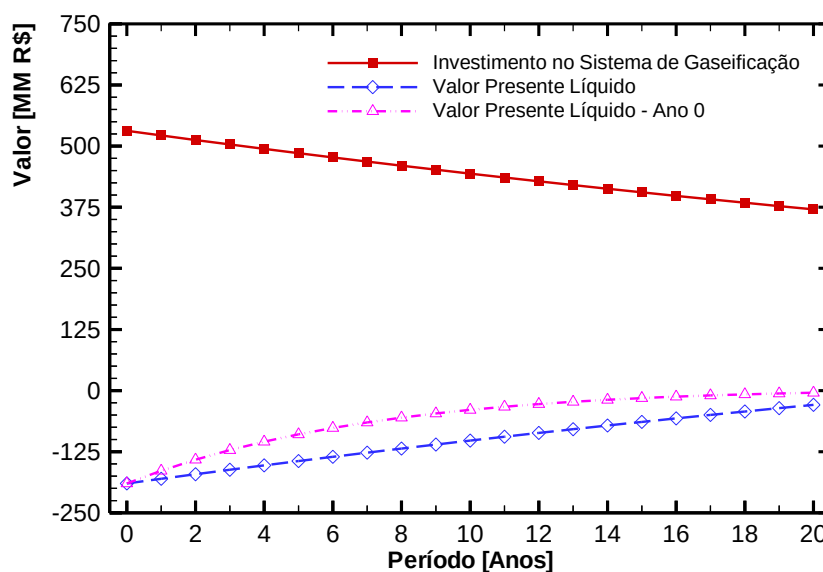


Fonte: Próprio autor.

Caso 2d: UTE *cofiring* com palha de cana

A Figura 54 apresenta a variação anual do custo do investimento supondo uma curva de aprendizagem determinística e o comportamento do valor presente líquido projetado e descontado para a UTE operando em *cofiring* com gás natural e gás de síntese oriundo de palha de cana (Caso 2d).

Figura 54 - Investimento, VPL e VPL em 0 da alternativa de investimento em ciclo combinado utilizando palha de cana (Caso 2d).



Fonte: Próprio autor.

Portanto, por uma análise determinística a alternativa de se esperar para investir no ciclo combinado, supondo apenas que a taxa de aprendizagem média observada para o sistema de gaseificação de carvão fosse aplicada para a tecnologia de gaseificação a biomassa, não apresentaria $VPL > 0$ para os cenários analisados, com exceção do cenário onde se utiliza bagaço de cana como matéria prima para conversão em gás de síntese. Mesmo assim, somente a partir do ano 13 o VPL seria positivo. Verifica-se que este cenário só se torna positivo devido ao baixo custo do bagaço de cana em relação às outras biomassas estudadas. Importante ressaltar que, apesar de mais barata, o teor de umidade típico dela traz a necessidade de um tratamento de secagem prévio antes da utilização num sistema de gaseificação, o que no caso avaliado está embutido no custo do insumo.

7.4.3. Cálculo do valor da espera por custos mais competitivos da tecnologia empregada a partir da teoria das opções reais

A perspectiva de que os custos de um investimento cairão no decorrer do tempo e conseguir determinar qual será esta taxa não parece ser uma diretriz razoável, dada a quantidade de variáveis que podem influenciar no decaimento destes custos. Assim, para situações como a estudada neste trabalho, a análise da evolução destes custos deve ser realizada buscando incluir os efeitos das diversas variáveis que possam influir no resultado.

Como já foi dito anteriormente, a teoria das Opções Reais modela muito bem situações como esta, uma vez que o cálculo dos valores é encarado a partir de uma visão estocástica e parâmetros aleatórios, como o Método Geométrico Browniano, são utilizados.

Desta forma, a Tabela 62 apresenta os valores do VPL tradicional, VPL com Opção de espera e o valor da opção em função das biomassas utilizadas neste trabalho. Ressalta-se que tanto a análise determinística quanto a análise incremental foram realizadas levando em consideração o investimento e fluxo de caixa adicional trazido para empreendimento quando se toma a decisão de investir num sistema de gaseificação para operação em *cofiring*. Os equipamentos incluídos neste montante de investimento adicional estão enumerados no item 6.5.2 deste trabalho.

Tabela 62 - Comparação entre os valores do VPL incremental pela abordagem tradicional e por opções reais no ano 0 da análise.

Biomassa	VPL Tradicional [MM R\$]	VPL Opção Real [MM R\$]	Valor da Opção [MM R\$]
Toras Eucalipto	-199	79	278
Resíduos Eucalipto	-192	82	274
Bagaço de Cana	-113	123	236
Palha de Cana	-190	83	273

Fonte: Próprio autor.

A Tabela 63 apresenta os valores esperados de VPL quando da abordagem do problema pela técnica de opções reais. Verifica-se que os valores de VPL são crescentes em função do tempo para todas as biomassas estudadas, ou seja, existe valor na opção de espera pela diminuição do custo da tecnologia da gaseificação.

Tabela 63 - Valores Presente Líquidos esperados em função do tempo pela abordagem de opções reais.

Anos	VPL Toras de Eucalipto [MM R\$]	VPL Resíduos de Eucalipto [MM R\$]	VPL Bagaço de Cana [MM R\$]	VPL Palha de Cana [MM R\$]
0	79	82	123	83
1	83	86	129	87
2	87	91	136	92
3	92	95	142	96
4	96	100	150	101
5	101	105	157	106
6	106	110	165	111
7	111	116	173	117
8	117	121	182	123
9	123	127	191	129
10	129	134	200	135
11	135	140	210	142
12	142	147	219	149
13	148	154	230	156
14	155	161	240	163
15	163	169	250	171
16	170	176	261	178
17	177	184	272	186
18	185	192	283	194
19	193	200	295	202
20	201	208	306	210

Fonte: Próprio autor.

Como as tendências observadas para todas as biomassas são muito parecidas quando da abordagem por opções reais, ilustrações a seguir serão apresentadas apenas para uma das biomassas. Desta forma e para fins de maior compreensão sobre a aplicação da técnica no problema estudado, a Figura 55 apresenta a árvore binomial do investimento em gaseificação, quando da utilização de palha de cana para geração de gás de síntese:

Figura 55 - Árvore binomial do Investimento Incremental em gaseificação.

Tempo [anos]																				
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Valor do Investimento [MM R\$]																				
531	632	751	893	1061	1262	1500	1784	2120	2521	2997	3563	4236	5036	5987	7118	8463	10061	11961	14220	16906
	447	531	632	751	893	1061	1262	1500	1784	2120	2521	2997	3563	4236	5036	5987	7118	8463	10061	11961
		376	447	531	632	751	893	1061	1262	1500	1784	2120	2521	2997	3563	4236	5036	5987	7118	8463
			316	376	447	531	632	751	893	1061	1262	1500	1784	2120	2521	2997	3563	4236	5036	5987
				266	316	376	447	531	632	751	893	1061	1262	1500	1784	2120	2521	2997	3563	4236
					224	266	316	376	447	531	632	751	893	1061	1262	1500	1784	2120	2521	2997
						188	224	266	316	376	447	531	632	751	893	1061	1262	1500	1784	2120
							158	188	224	266	316	376	447	531	632	751	893	1061	1262	1500
								133	158	188	224	266	316	376	447	531	632	751	893	1061
									112	133	158	188	224	266	316	376	447	531	632	751
										94	112	133	158	188	224	266	316	376	447	531
											79	94	112	133	158	188	224	266	316	376
												67	79	94	112	133	158	188	224	266
													56	67	79	94	112	133	158	188
														47	56	67	79	94	112	133
															40	47	56	67	79	94
																33	40	47	56	67
																	28	33	40	47
																		24	28	33
																			20	24
																				17

Fonte: Próprio autor.

A Figura 56 apresenta o valor presente líquido em cada um dos ramos da binomial.

Figura 56 - Árvore binomial do Valor Presente Líquido sem opção de espera.

Tempo [anos]																				
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
VP Adicionado [MM R\$]																				
339	346	353	360	367	375	382	390	398	406	414	422	430	439	448	457	466	475	485	495	504
VPL sem opção de espera [MM R\$]																				
-192	-285	-398	-533	-694	-887	-1.118	-1.394	-1.723	-2.115	-2.583	-3.141	-3.806	-4.597	-5.539	-6.661	-7.997	-9.586	-11.476	-13.726	-16.398
	-101	-178	-271	-384	-518	-679	-872	-1.103	-1.378	-1.707	-2.099	-2.567	-3.124	-3.788	-4.579	-5.521	-6.643	-7.978	-9.566	-11.457
		-23	-87	-164	-257	-369	-503	-664	-856	-1.087	-1.362	-1.690	-2.082	-2.549	-3.106	-3.770	-4.561	-5.503	-6.624	-7.958
			44	-9	-72	-149	-242	-353	-487	-648	-840	-1.070	-1.345	-1.673	-2.064	-2.531	-3.088	-3.751	-4.542	-5.483
				101	59	6	-57	-134	-226	-337	-471	-631	-823	-1.052	-1.327	-1.655	-2.046	-2.512	-3.069	-3.732
					151	116	74	22	-41	-118	-210	-321	-454	-614	-805	-1.034	-1.308	-1.636	-2.026	-2.493
						194	166	132	89	38	-25	-101	-193	-303	-436	-595	-787	-1.015	-1.289	-1.616
							232	210	182	148	106	55	-8	-83	-175	-285	-418	-577	-767	-996
								265	247	226	198	165	123	72	10	-65	-156	-266	-398	-557
									294	281	264	242	215	182	141	90	28	-47	-137	-247
										320	310	297	281	260	233	200	159	109	48	-27
											343	336	327	315	299	278	252	219	178	128
												364	360	354	345	333	317	297	271	238
													383	381	378	372	363	352	336	316
														401	401	399	396	391	383	371
															417	419	419	418	415	410
																433	436	438	438	438
																	447	451	455	457
																		461	466	471
																			475	481
																				488

Fonte: Próprio autor.

As probabilidades de ocorrência de cada um destes valores em função do tempo são apresentadas na Figura 57.

Figura 57 - Árvore de probabilidades em função do tempo.

Tempo [anos]																				
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Probabilidades [%]																				
100%	41%	16%	7%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	59%	48%	29%	16%	8%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
		35%	43%	35%	24%	14%	8%	4%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			21%	34%	35%	28%	20%	13%	8%	5%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
				13%	25%	31%	29%	24%	17%	12%	7%	5%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
					7%	18%	26%	28%	25%	21%	15%	11%	7%	4%	3%	2%	1%	1%	0%	0%
						4%	13%	20%	25%	25%	22%	18%	14%	10%	7%	4%	3%	2%	1%	1%
							3%	9%	16%	21%	23%	23%	20%	16%	12%	9%	6%	4%	3%	2%
								2%	6%	12%	17%	21%	22%	21%	18%	15%	11%	8%	6%	4%
									1%	4%	8%	14%	18%	20%	21%	19%	16%	13%	10%	8%
										1%	2%	6%	11%	15%	18%	20%	19%	18%	15%	12%
											0%	2%	4%	8%	12%	16%	18%	19%	18%	16%
												0%	1%	3%	6%	10%	13%	16%	18%	18%
													0%	1%	2%	4%	7%	11%	14%	16%
														0%	0%	1%	3%	6%	9%	12%
															0%	0%	1%	2%	4%	7%
																0%	0%	1%	2%	3%
																	0%	0%	0%	1%
																		0%	0%	0%
																			0%	0%
																				0%

Fonte: Próprio autor.

A Figura 58 apresenta os valores da árvore binomial quando são utilizadas as regras de decisão apresentadas nas Equações (81) e (82).

Figura 58 - Árvore binomial do Valor Presente Líquido com opção de espera.

Tempo [anos]																				
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
VPL esperado com opção [MM R\$]																				
82	69	55	42	29	18	10	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	98	84	69	54	39	25	14	7	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		116	101	85	68	51	35	21	10	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			136	121	104	86	67	47	30	16	6	1	0	0	0	0	0	0	0	0
				157	142	125	106	85	63	42	24	10	2	0	0	0	0	0	0	0
					181	166	149	129	107	83	58	35	16	4	0	0	0	0	0	0
						207	191	175	155	133	107	79	51	25	7	0	0	0	0	0
							234	219	202	184	162	136	105	72	39	13	0	0	0	0
								265	248	232	214	193	168	137	101	61	23	0	0	0
									294	281	264	246	226	203	173	136	91	41	0	0
										320	310	297	281	262	240	213	179	133	73	0
											343	336	327	315	299	278	255	225	185	128
												364	360	354	345	333	317	297	271	238
													383	381	378	372	363	352	336	316
														401	401	399	396	391	383	371
															417	419	419	418	415	410
																433	436	438	438	438
																	447	451	455	457
																		461	466	471
																			475	481
																				488

	Abandona
	Espera
	Investe

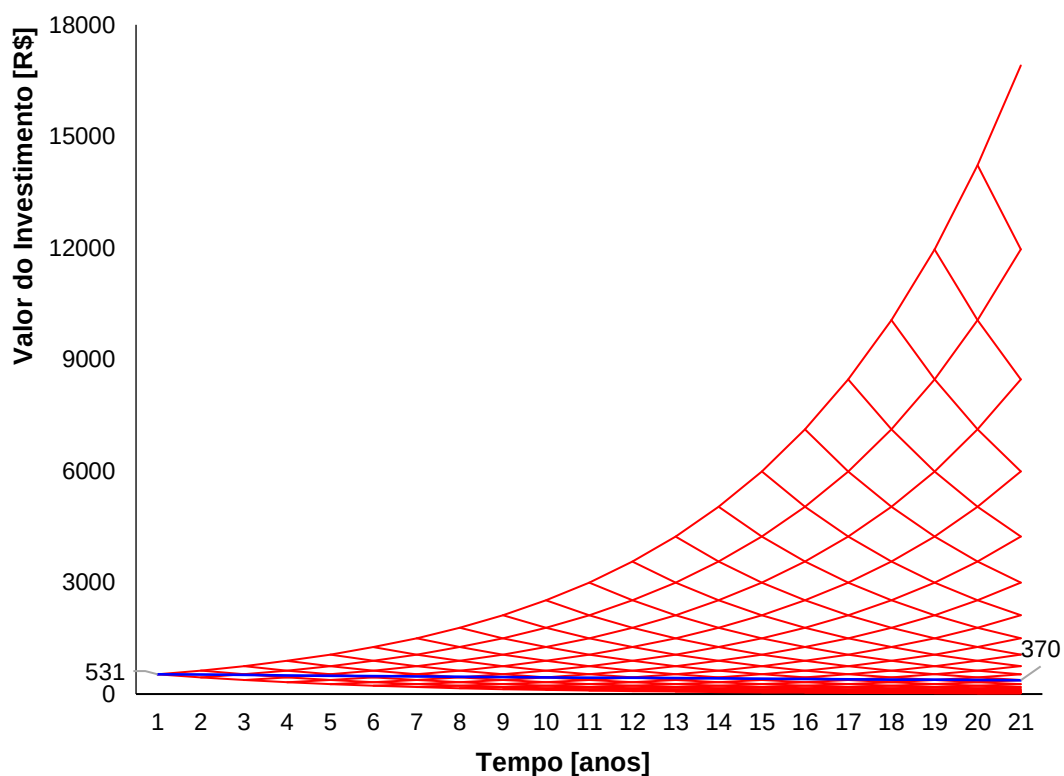
Fonte: Próprio autor.

Se for considerado que a opção de investir na tecnologia de gaseificação para viabilizar o *cofiring* na UTE pode ser realizada em qualquer momento dentro da vida produtiva do empreendimento, a Figura 58 apresenta a árvore de decisão criada a partir das premissas utilizadas neste trabalho. Assim, caso o VPL da opção de espera, calculado pela Equação (82) seja maior que o exercício naquele período da opção, a decisão racional será esperar pelo próximo período. Caso o valor seja igual ou menor, é chegado o momento de investir.

A Figura 59 apresenta de forma gráfica a árvore binomial dos valores do investimento incremental no sistema de gaseificação para geração de gás de síntese. É dado destaque para o valor da média dos valores de investimento projetados no

tempo. Notar que este valor coincide com os valores de investimento incremental determinístico apresentado no item 7.4.2 deste trabalho.

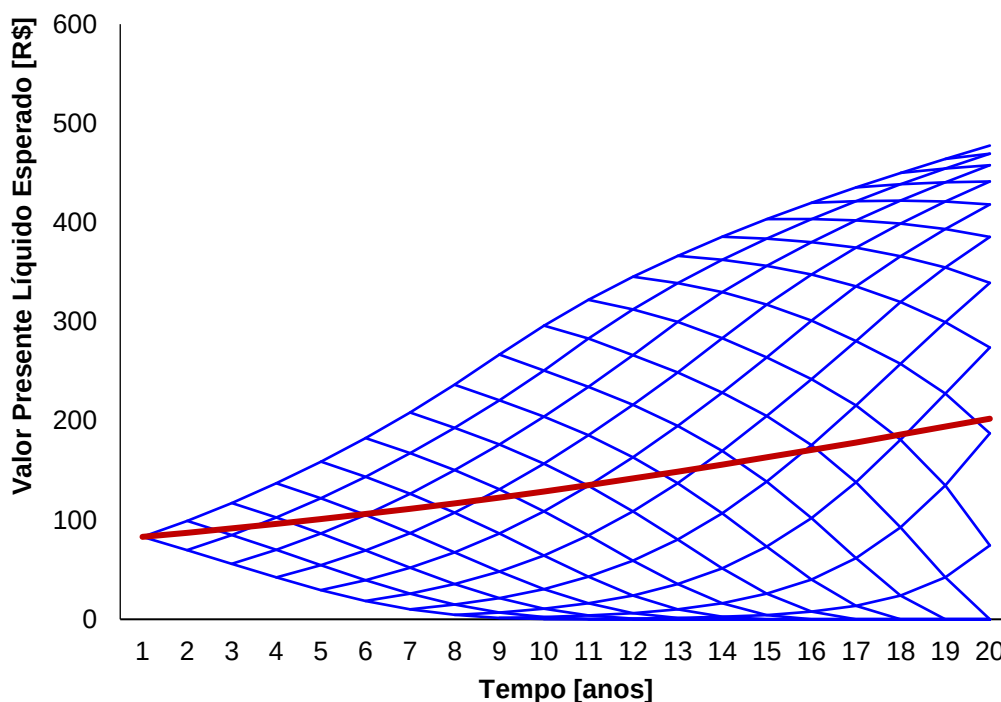
Figura 59 - Árvore Binomial de valores do investimento e seu respectivo valor médio em função do tempo.



Fonte: Próprio autor.

E finalmente, a Figura 60 apresenta de forma gráfica a árvore binomial dos valores do investimento incremental no sistema de gaseificação para geração de gás de síntese. A linha vermelha representa o valor médio encontrado e as linhas azuis representam todos os valores possíveis em função da regra de decisão adotada.

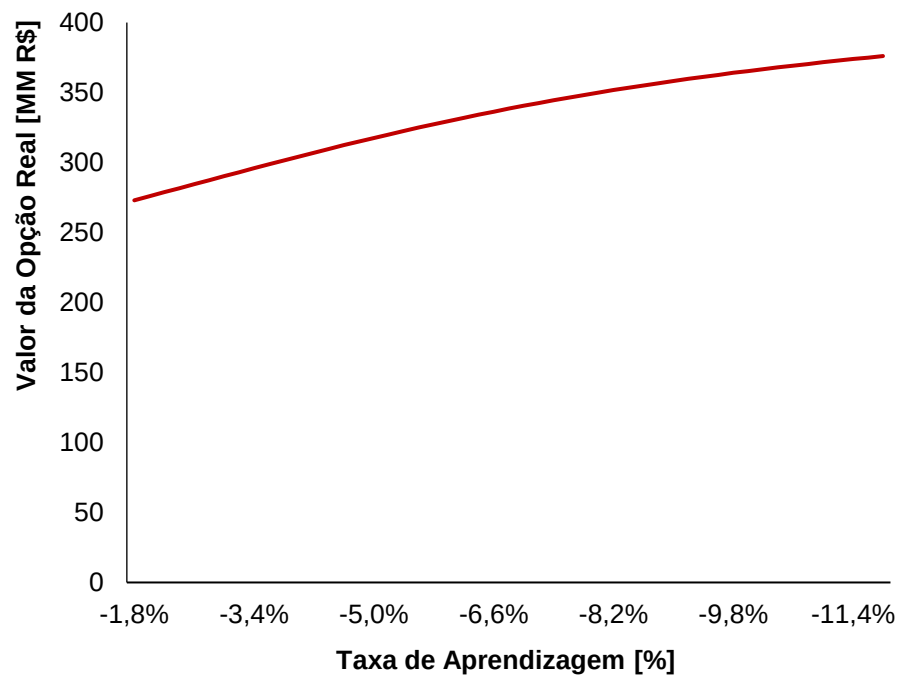
Figura 60 - Valor Presente Líquido esperado para o investimento em *cofiring* utilizando palha de cana como biomassa para produção do gás de síntese.



Fonte: Próprio autor.

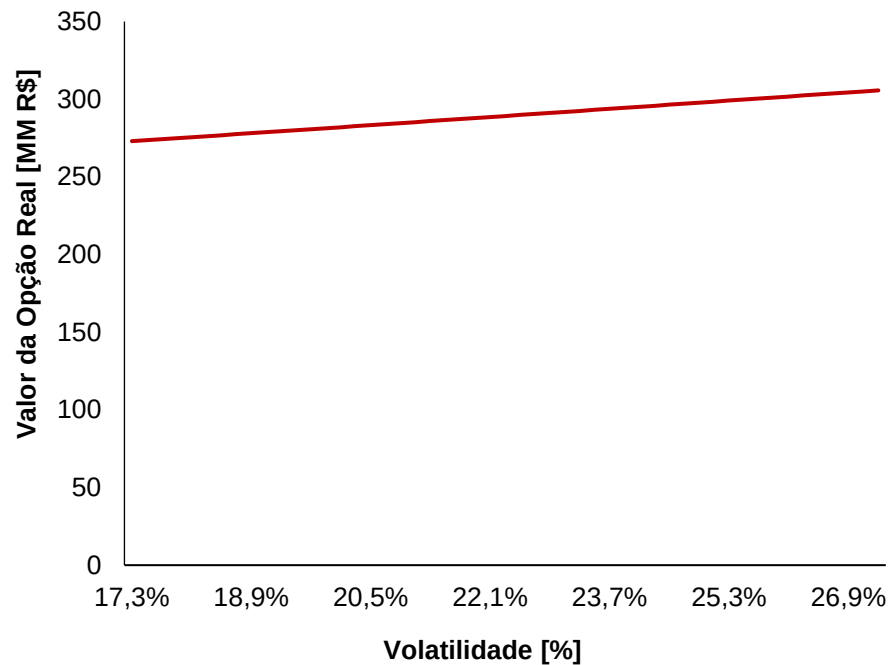
Abaixo são apresentadas duas análises de sensibilidade, levando em consideração que a taxa de aprendizagem e sua respectiva volatilidade são parâmetros sujeitos a um elevado grau de incerteza, como verificado na literatura. Desta forma, a Figura 61 apresenta o valor da opção real de espera para diminuição dos custos da tecnologia da gaseificação em função da taxa de aprendizagem utilizada para análise, enquanto a Figura 62 apresenta o valor da opção real em função da volatilidade apresentada pela taxa de aprendizagem. Como pode ser observado, o valor da opção real é mais sensível à variação da taxa de aprendizagem do que em relação à volatilidade. Isto se dá porque caso os custos da tecnologia caiam muito rapidamente, será sempre mais vantajoso, numa análise estritamente financeira, esperar por uma maior diminuição destes custos. Entretanto, espera-se que no mundo real a opção de construção do ativo seja exercida pelo empreendedor quando ficar clara a tendência de diminuição dos custos.

Figura 61 - Valor da Opção Real em função da taxa de aprendizagem esperada.



Fonte: Próprio autor.

Figura 62 - Valor da Opção Real em função da volatilidade esperada.



Fonte: Próprio autor.

8. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Neste Capítulo serão comentados os diversos resultados encontrados neste trabalho, sempre com objetivo de compreender o comportamento das variáveis ambientais, econômicas e termodinâmicas diante do problema da inserção da gaseificação de biomassas oriundas da agricultura no mercado de energia nacional, utilizando para tanto a queima deste combustível numa termelétrica em ciclo combinado em *cofiring* com gás natural.

Os resultados serão analisados de forma independente para, em seguida, serem apresentadas considerações que envolvam os diversos aspectos da viabilidade da tecnologia estudada aqui.

Também serão discutidos os resultados da abordagem sugerida neste trabalho para inserção de um sistema de créditos de carbono para o mercado de energia elétrico brasileiro nos moldes do Renovabio e a análise econômica realizada com a utilização em conjunto da curva de aprendizagem da gaseificação e da técnica de opções reais para se avaliar se existe valor na opção de espera da diminuição dos custos deste tipo de tecnologia.

8.1. POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ATRAVÉS DE BIOMASSA

As florestas plantadas de eucalipto já são parte integrante da paisagem da costa leste do Mato Grosso do Sul. Além disso, existe uma demanda crescente desta matéria-prima para produção de celulose. Por outro lado, esta demanda não é constante, pois flutua em função da necessidade mundial por celulose e papel. Desta forma, a utilização desta biomassa oriunda das florestas plantadas na indústria da energia pode trazer maior flexibilidade e resiliência para este mercado.

Já a biomassa residual da cultura de cana-de-açúcar já está disponível por toda a região do estado de São Paulo abrangida neste estudo, sendo que parte dela (o bagaço de cana) é utilizada para autoprodução de energia na indústria sucroalcooleira e outra parte (palhas) é frequentemente deixada no campo sem nenhum aproveitamento energético.

Em todos os cenários estudados é percebido que o potencial de geração de energia é fortemente influenciado pelo teor de umidade na biomassa. A presença de água neste insumo energético torna menos eficiente seu transporte e a própria conversão em gás de síntese, pois de acordo com Basu (2010), o teor de umidade

numa biomassa a ser gaseificada deve estar numa faixa de 10 a 20% para que o gás de síntese tenha um poder calorífico aceitável comercialmente. Assim, estratégias de densificação energética da biomassa associadas à retirada de umidade deste insumo são de suma importância para o desenvolvimento sustentável desta indústria.

Outra questão a ser abordada, além da densidade energética, é que, a depender do contexto econômico da região, os custos das biomassas podem variar ao longo do tempo, muitas vezes influenciados até mesmo pela inserção de um grande gerador de energia na região. Neste estudo foi considerada uma abordagem conservadora neste aspecto, simulando que os custos das biomassas utilizadas não variavam em função da sua utilização. Para que isto seja verdade, atenção especial deve ser dada ao dimensionamento da capacidade máxima de extração daquele insumo para produção de energia, evitando-se, assim, situações onde o preço de aquisição possa inviabilizar a operação.

8.2. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS TERMODINÂMICOS

Como foi possível verificar no item 7.2.1, existe uma boa correlação entre os resultados obtidos neste trabalho e o artigo de Khorshidi (2016), o que valida o modelo implementado no simulador Cycle-Tempo® para os outros resultados apresentados no trabalho. Além disso, o modelo *off design* inserido no programa Cycle-Tempo® apresentou valores equivalentes ao modelo onde somente gás natural é utilizado como combustível para a termelétrica. Estas considerações corroboram com a hipótese de que os resultados analisados a seguir podem ser considerados válidos para considerações gerais do comportamento termodinâmico de uma termelétrica nestas condições.

Quanto ao comportamento específico de cada biomassa transformada em gás de síntese, algumas considerações devem ser feitas. Assim, quando se compara o desempenho das toras e dos resíduos de eucalipto, observa-se que os valores alcançados para a vazão mássica do gás de síntese e da vazão mássica total são maiores para os resíduos. Isto ocorre porque o poder calorífico desta biomassa no caso analisado é menor que o encontrado nas toras e, para que se mantenha o fluxo de energia na entrada da turbina, é necessário o incremento na vazão mássica do gás de síntese, o que acaba por aumentar o fluxo mássico total que passa pela turbina a gás, pela caldeira de recuperação e, por consequência, pela turbina a vapor.

Quando é analisado o comportamento das potências bruta e líquida, verifica-se o aumento da potência do ciclo combinado, principalmente devido ao aumento da vazão mássica total na entrada da turbina a gás, o que acaba por incrementar a potência no ciclo como um todo, conforme já dito anteriormente. Este comportamento é percebido para todos os combustíveis, variando sua intensidade em função do poder calorífico da biomassa. Em contraste, as eficiências de 1ª e 2ª lei diminuem em função do aumento percentual do teor de gás de síntese no combustível, pois é observada a diminuição da temperatura de entrada da turbina a gás proporcionalmente a este aumento.

Analisando as figuras apresentadas, pode-se notar que o aumento do teor de gás de síntese no combustível de entrada das turbinas a gás, dado que a quantidade de energia de entrada foi mantida constante para todos os cenários e biomassas, faz com que ocorra um aumento do fluxo de combustível e do fluxo mássico total no interior do equipamento. Como já discutido anteriormente, esta variação positiva no fluxo mássico acarreta um aumento da pressão na entrada da turbina a gás, o que pode trazer problemas no funcionamento da mesma, sendo o maior deles o “surge”. Por outro lado, foi verificado que, para as condições simuladas neste trabalho, o maior aumento percentual na razão de compressão foi de 4%, observado para os resíduos florestais de eucalipto, justamente a biomassa de menor poder calorífico. De acordo com Chacartegui *et al.* (2013) e Rodrigues *et al.* (2003), este aumento percentual na razão de compressão é aceitável para o funcionamento adequado dos equipamentos que compõe o ciclo termodinâmico.

Quando se analisa a variação do consumo interno de energia na termelétrica em função do aumento do percentual de gás de síntese, percebe-se uma maior necessidade de potência mecânica para compressão do ar de entrada no gaseificador, uma vez que este equipamento foi modelado como sendo pressurizado. A variação do consumo de energia para compressão do ar pode ser maior que quatro vezes, a depender da biomassa utilizada.

Outro ponto importante nos resultados é que o teor de umidade na biomassa e o fator de ar utilizado na gaseificação são um dos principais parâmetros para caracterização do gás de síntese produzido no gaseificador e, conseqüentemente, sobre o poder calorífico deste gás.

Além disso, quando é utilizada a estratégia para se manter constante a temperatura de referência na entrada da turbina a gás (TIT), através da variação do

ângulo das palhetas de primeiro estágio do compressor de ar do turbogerador (VIGVs), é observado um aumento das eficiências de 1ª e 2ª lei dos ciclos termodinâmicos analisados, o que coincide com o que é relatado na literatura e em casos reais, onde a variação das VIGVs é utilizada rotineiramente para buscar o ponto ótimo de operação das turbinas a gás quando da variação de alguma condição de projeto, como, por exemplo, a temperatura do ar de entrada. Como pôde ser verificado, a estratégia de controle da vazão mássica de ar na entrada do compressor deixa o ciclo termodinâmico mais eficiente e permite que a turbina a gás opere numa faixa de trabalho mais distante da região de “surge”. Outro ponto a ser destacado é que o efeito da utilização das VIGVs é percebido com mais intensidade quando o gás de síntese apresenta menor poder calorífico, que é o caso dos resíduos de eucalipto e palha de cana, pois, como já verificado, este menor poder calorífico faz com que uma maior vazão mássica de combustível seja necessária na câmara de combustão, o que, associado à vazão mássica de ar constante no compressor, diminui a TIT e aumenta a necessidade de trabalho neste equipamento

Desta forma, a estratégia adotada apresenta vantagens em relação à operação sem nenhum controle e deverá ser adotada caso seja implementado o *cofiring* em uma UTE existente, para que seja minimizado o risco de danos à turbina a gás.

8.3. PROPOSTA PARA UTILIZAÇÃO DO PROGRAMA RENOVABIO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pôde ser verificado através dos resultados obtidos, os valores potenciais de CBIOS podem variar bastante em função da biomassa utilizada. Isto se dá porque o PCI do gás de síntese para cada biomassa tem valores distintos, sendo muito influenciado pelo teor de umidade das biomassas utilizadas e, principalmente, pelo fator de ar utilizado no gaseificador. As receitas advindas dos créditos de carbono vendidos poderiam equivaler à aproximadamente 1% da receita bruta da UTE, em alguns casos chegando a mais de R\$ 10 milhões anuais de receita adicional ao empreendimento.

De qualquer maneira, caso houvesse possibilidade de venda destes créditos de carbono no mercado de energia brasileiro, assim como se faz no programa Renovabio para o mercado de transporte, seria aberta mais uma fonte de financiamento para este tipo de tecnologia, tornando o empreendimento mais rentável e atraente para o empreendedor, o que, de certa forma, pode aumentar a taxa de

aprendizagem desta tecnologia, pois pode promover um aumento da capacidade instalada, iniciando um círculo virtuoso.

No momento em se apresenta este trabalho, verifica-se que o Renovabio está em fase de consolidação, após quase um ano de sua implementação. Isto deve, provavelmente, ser uma das consequências da pandemia de Coronavírus que ocorre no mundo neste momento, o que mudou drasticamente as perspectivas de crescimento da economia e trouxe diversas outras considerações para o mundo atual, acelerando a incorporação da tecnologia no dia a dia do trabalho e, de alguma forma, aumentado o potencial de eletrificação do mundo contemporâneo.

8.4. VIABILIDADE ECONÔMICA DOS CENÁRIOS APRESENTADOS

Como pode ser verificado no item 7.4.1, o empreendimento termelétrico utilizando apenas gás natural, partindo das premissas adotadas neste trabalho, traz *VPL* positiva e *TIR* acima da taxa de juros associada ao risco adotada, o que, de acordo com a metodologia tradicional de análise de investimentos, torna o investimento atraente e passível de execução.

Por outro lado, todos os cenários onde se investe em um ciclo combinado operando em *cofiring* apresentam *VPL* tradicional que, apesar de positivo, são menores do que na alternativa de utilização apenas de gás natural. Verifica-se nestes casos que, apesar do custo da biomassa por unidade de energia ser menor que o custo do gás natural, o investimento num sistema de gaseificação de biomassa ainda é muito alto, inviabilizando esta alternativa.

Mesmo quando o investimento é analisado de forma determinística sob a ótica da diminuição dos custos da tecnologia de gaseificação devido à curva de aprendizagem, apenas quando se utiliza bagaço de cana como insumo para produção do gás de síntese é que se torna mais vantajoso investir no *cofiring* em detrimento do ciclo combinado tradicional.

Entretanto, qualquer perspectiva futura de decaimento de custos deveria incluir as incertezas e volatilidade que podem influir nestes resultados.

Conforme mencionado por Bento; Wilson (2016), citado por Bento; Wilson; Anadon (2018), o período necessário para que uma nova tecnologia para geração elétrica evolua da sua primeira venda até alcançar 2,5% do mercado é de 25 a 30 anos em média. A tecnologia da gaseificação já está sendo aplicada há alguns anos, mas talvez apenas a gaseificação de carvão esteja próxima de alcançar taxas de

aprendizagem maiores. Por outro lado, uma conclusão interessante do estudo destes autores é que o nível de intercambialidade entre uma nova tecnologia e a que será substituída tem um efeito importante na velocidade de substituição.

Assim, percebe-se que a evolução da tecnologia da gaseificação de carvão (que pode ser em grande parte adaptada para a biomassa) e a utilização de tecnologias já consolidadas para manuseio, transporte e preparo das biomassas quando da transformação em gás de síntese, podem acelerar sua maior entrada no mercado energético. Entretanto, este movimento ainda não ocorreu e existe muita incerteza em relação a esta tecnologia. É justamente neste cenário de incerteza que a teoria das Opções Reais pode ser uma ferramenta de análise bastante útil.

Como visto na Tabela 61, nenhuma das alternativas trouxe *VPL* positivo quando utilizado a abordagem de *VPL* tradicional, mas observa-se valores positivos quando as mesmas configurações são analisadas sob a ótica de opções reais. Notar que o valor da opção é tanto maior quanto mais negativo for o valor do *VPL* tradicional. Isto se dá porque a flexibilidade gerencial modelada por esta técnica faz com que não seja investido num empreendimento quando as condições não são favoráveis. Este é o valor da espera por melhores condições.

Por outro lado, quando é analisada a Tabela 62, verifica-se que os valores presentes esperados calculados pela técnica de Opções Reais são crescentes em função do tempo, demonstrando que a tecnologia de gaseificação pode ser promissora caso os cenários avaliados se realizem.

9. CONCLUSÕES

Em tempos de transição energética e otimização de custos, o aproveitamento dos resíduos agroenergéticos no Brasil é atualmente realizado sem preocupação com um uso mais nobre ou análise de valor na qualidade dos investimentos realizados, uma vez que estas matérias-primas são abundantes. Apesar disso, observa-se no Brasil algumas iniciativas no sentido de utilização destes insumos para geração de energia elétrica de forma mais eficaz, pois estes resíduos possuem um bom poder calorífico, grande disponibilidade e são renováveis.

Uma das alternativas para agregação de valor nesta indústria pode ser através do aumento da eficiência na sua utilização a partir da transformação destes resíduos sólidos em um gás combustível. As duas principais rotas de conversão de biomassa em biocombustíveis gasosos são a rota bioquímica e a rota termoquímica, sendo que esta última consiste no processo de conversão termoquímica de um sólido orgânico em um combustível gasoso, através de uma série de reações químicas que ocorrem em altas temperaturas na presença de um agente oxidante que pode ser ar, oxigênio, vapor ou misturas deles.

Levando em consideração esse panorama, este trabalho apresentou a aplicação da tecnologia de gaseificação e *cofiring* em termelétricas que hoje utilizam apenas gás natural. Foi avaliada a viabilidade técnica, ambiental e econômica de tal tecnologia, levando em consideração de que se trata de solução ainda em fase de desenvolvimento e que ainda não há registros de viabilidade para projetos desta natureza. Para tanto, foi utilizada a abordagem de curvas de aprendizagem para prever o comportamento dos custos de instalação desta tecnologia em função da maior penetração da solução no mercado energético. Como esta abordagem ainda encontra diversas fontes de incertezas, a análise de viabilidade foi realizada a partir da teoria das Opções Reais. Na pesquisa bibliográfica realizada não foi encontrado nenhum artigo no Brasil onde a utilização das duas técnicas tenha sido realizada para estudar a tecnologia de gaseificação (nas suas diversas formas de apresentação).

Além disso, também foi utilizada a metodologia criada pelo programa Renovabio e adaptada para este estudo com objetivo de calcular o benefício ambiental das soluções modeladas, medido em toneladas de CO₂ não emitidas e convertido em créditos de descarbonização (CBIOS). Com esta proposição, buscou-se contribuir com as discussões sobre a implementação de um mercado de carbono para a indústria de

produção de energia elétrica no Brasil, que possui compromissos para redução das suas emissões junto à comunidade internacional assumidos através da assinatura do Acordo de Paris.

Desta forma, e baseado nos dados levantados e calculados por este trabalho, é possível concluir que é grande o potencial energético para geração de energia através de biomassas da região que compreende o oeste de São Paulo e a costa leste do Mato Grosso do Sul. Soma-se a isto a infraestrutura de transporte existente, que já serve a outras atividades comerciais e poderiam facilmente ser adaptadas para transporte destes insumos para o mercado energético. Dito isso, pode-se afirmar que a região tem vocação para empreendimentos de geração de energia em modo *cofiring*, pois existe disponibilidade de gás natural e grandes quantidades de resíduos agroenergéticos e florestas plantadas.

Um ponto de atenção desta abordagem, conforme já evidenciado por diversos pesquisadores, é a baixa densidade energética destes combustíveis, associada ao teor de umidade, especialmente no bagaço de cana, o que acaba por limitar sua utilização em função das distâncias percorridas pelo transporte até a área de gaseificação. Uma solução para este problema é o investimento em estratégias de secagem, torrefação ou densificação destes combustíveis no local de produção, como sugerido em alguns trabalhos relacionados ao assunto.

A proposição de utilizar a mesma abordagem do programa Renovabio para o mercado de energia apresentou resposta positiva de acordo com os resultados obtidos neste trabalho. O aumento de 1% na receita bruta auferida no empreendimento, apesar de não ser tão significativo, pode auxiliar como fator de convencimento para o empreendedor apostar nesta tecnologia, pois, também, há expectativa de valorização financeira dos CBIOs e valorização das empresas que oferecem este tipo de produto ao mercado.

Do ponto de vista termodinâmico, a operação com níveis controlados de gás de síntese misturados ao gás natural não traz grandes desafios para a operação do ciclo combinado, desde que sejam realizados ajustes nas câmaras de combustão. Percebe-se que, para todos os casos estudados, com o incremento do percentual de gás de síntese na mistura de gás natural, ocorre o aumento da potência do ciclo e uma leve diminuição das suas eficiências de 1ª e 2ª lei.

Do ponto de vista econômico e numa análise apenas determinística, a alternativa de se esperar para investir no ciclo combinado só apresentaria *VPL* positivo

quando a biomassa utilizada fosse bagaço de cana, levando em consideração a taxa de aprendizagem utilizada neste trabalho. Em contraste, um empreendimento utilizando apenas gás natural apresenta *VPL* positivo de R\$ 364.000.000,00 e *TIR* de 12,8. O que viabiliza o uso do bagaço de cana para produção de gás de síntese são seus custos de aquisição relativamente mais baixos em relação às outras biomassas.

Quando é realizada a abordagem de Opções Reais para os problemas em questão e são utilizadas as premissas adotadas neste trabalho, verifica-se que existe valor na espera pela tecnologia de gaseificação, sendo que o valor da opção de espera pode ser de até R\$ 278.000.000,00 para o caso da utilização de toras de eucalipto como insumo para produção de gás de síntese. É importante ressaltar que todos os *VPLs* analisados que levam em consideração a Opção Real de espera possuem valores positivos. Como o valor da opção de espera pela tecnologia é positivo, existe grande probabilidade dos valores presentes do investimento no Ciclo Combinado serem reduzidos a ponto de viabilizar a construção de usinas termelétricas com esta tecnologia, demonstrando valor na decisão de espera pela maturidade da tecnologia de gaseificação de biomassa.

10. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A seguir são numeradas algumas sugestões de trabalhos relacionados aos assuntos tratados nesta tese:

- a. Incrementar a associação do modelo de opções reais e curvas de aprendizagem aplicados ao estudo do *cofiring* em termelétricas existentes, incluindo no modelo as incertezas associadas à utilização de gás natural e ao mercado de venda de energia elétrica;
- b. Avaliar a influência da receita adicional proporcionada pela venda de CBIOs no preço final da energia elétrica em UTEs de portes variados;
- c. Dada a natureza diversa das biomassas disponíveis no Brasil, estudar a influência da peletização na viabilidade da geração de gás de síntese para produção de energia elétrica em regime de *cofiring*;
- d. Utilizar a modelagem conjunta de opções reais e curvas de aprendizagem para avaliação econômica de outros tipos de tecnologias para geração de energia elétrica ainda em fase não comercial;
- e. Avaliar sob a ótica de opções reais e curvas de aprendizagem o *cofiring* direto e paralelo em ativos de cogeração existentes.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PRODUTORES DE FLORESTAS PLANTADAS - ABRAF. **Anuário estatístico ABRAF 2018**: ano base 2012. Brasília, DF, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 14040:2009.

Gestão ambiental: avaliação do ciclo de vida: princípios e estrutura. Rio de Janeiro. ABNT, 2009.

AGBOR, E.; OYEDUN, A. O.; ZHANG, X.; KUMAR, A. Integrated techno-economic and environmental assessments of sixty scenarios for cofiring biomass with coal and natural gas. **Applied Energy**, London, v. 169, p. 433-449, 2016.

AGBOR, E.; ZHANG, X.; KUMAR, A. A review of biomass cofiring in North America, **Renewable Sustainable Energy Review**, [s. l.], v. 43, 2014.

ALTAFINI, C. R.; WANDER, P. R.; BARRETO, R. M. Prediction of the working parameters of a wood waste gasifier through an equilibrium model. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 44, n. 17, p. 2763-2777, 2003.

ANZANELLO, M. J.; FOGLIATTO, F. S. Curvas de aprendizado: estado da arte e perspectivas de pesquisa. **Gestão & Produção**, São Carlos, v. 14, n. 1, p. 109-123, 2007.

ASADULLAH, M. Biomass gasification gas cleaning for downstream applications: A comparative critical review. **Renewable and sustainable energy reviews**, [s. l.], v. 40, p. 118-132, 2014.

ASIMPTOTE. **CYCLE-TEMPO Software**. Versão 5 (TU Delft). [S. l.], 2020a.

ASIMPTOTE. **CYCLE-TEMPO Operational Manual**. [S. l.], 2020b. 154 p. Disponível em: <http://www.asimptote.nl/assets/media/a71f1dae-df7f-448b-a4ad-435c956a18ff.pdf>. Acesso em: 20 jul. 2020.

ASIMPTOTE. **CYCLE-TEMPO Reference Guide**. [S. l.], 2020c. 210 p. Disponível em: <http://www.asimptote.nl/assets/media/4275c9cd-5032-4937-ad1e-03420680bf24.pdf>. Acesso em: 20 jul. 2020.

ASTM STANDARD D5468-02. **Standard test method for gross calorific and ash value of waste materials**. [S. l.], 2007.

AZADI, P.; INDERWILDI, O. R.; FRNOOD, R.; KING, D. A. Liquid fuels, hydrogen and chemicals from lignin: a critical review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 21, p. 506-523, 2013.

BASU, P. **Biomass gasification and pyrolysis**: practical design and theory. [S. l.]: Academic, 2010.

BABCOCK; WILCOX COMPANY. **Steam**: its generation and use. [S. l.]: Kessinger, 2005.

BARBOSA, S. M. K. **A competitividade das fontes energéticas em uma abordagem de *learning curves***: uma proposição de regulação que incentive as tecnologias renováveis. 2016. Tese (Doutorado em Energia) - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

BASTIAN-PINTO, C. Modeling generic mean reversion processes with a symmetrical binomial lattice application to real options. **Procedia Computer Science**, [s. l.], v. 55, p. 764-773, 2015.

BASTIAN-PINTO, C.; BRANDÃO, L.; HAHN, W. J. Flexibility as a source of value in the production of alternative fuels: the ethanol case. **Energy Economics**, Guildford, v. 31, n. 3, p. 411-422, 2009.

BAUMANN, C.; LOPATNIKOV, A. Scaling laws: uses and misuses in industrial plant and equipment replacement cost estimates. **The MTS Journal**, [s. l.], v. 33, n. 2, 2017.

BENTO, N.; WILSON, C.; ANADON, L. D. Time to get ready: conceptualizing the temporal and spatial dynamics of formative phases for energy technologies. **Energy Policy**, Guildford, v. 119, p. 282-293, 2018.

BERG, J. M.; STRYER, L.; TYMOCZKO, J. L. **Bioquímica**. Rio de Janeiro: Guanabara Koogan, 2008.

BIZZO, W. A.; SÁNCHEZ, C. G. **Purificação do produto de gaseificação de biomassa**. [S. l.: s. n.], 2010.

BLACK, F.; SCHOLES, M. The pricing of options and corporate liabilities. **Journal of Political Economy**, Chicago, v. 81, n. 3, p. 637-654, 1973.

BORGES, L. M.; QUIRINO, W. F. Higroscopicidade da madeira de *Pinus caribaea* var. *hondurensis* tratado termicamente. **Revista Biomassa & Energia**, [s. l.], v. 1, n. 2, p. 173-182, 2004.

BOSTON CONSULTING GROUP. **Perspectives on experience**. Boston: BCG, 1970.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica – ANEEL**. 2. ed. Brasília, DF, 2005.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Relatório de Análise da Comissão de Licitação**. Brasília, DF, 2016. Disponível em [https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/0617 - 1º Relatório Habil. Parcial Leilão A-5 2016.pdf](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/0617-1º%20Relatório%20Habil.%20Parcial%20Leilão%20A-5%202016.pdf). Acesso em: 03 out. 2020.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Portaria Nº 15, de 25 de setembro de 2019**. Brasília, DF, 2019a. disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2019015se.pdf>, Acesso em: 19 out. 2020.

BRASIL. Agência Nacional de Petróleo, gás Natural e Biocombustíveis - ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019**. Rio de Janeiro, 2019b.

BRASIL. Agência Nacional de Petróleo, gás Natural e Biocombustíveis - ANP. **Renovabio**. Brasília, DF, 2020. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/renovabio>. Acesso em: 01 jul. 2020.

BRASIL. Agência Nacional de Petróleo, gás Natural e Biocombustíveis - ANP. **Renovacalc**. Brasília, DF, 2020. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/5176-renovabio-anp-revisa-arenovacalc>. Acesso em: 01 jul. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030**. Geração Termelétrica -Biomassa. Colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, DF: MME: EPE, 2007. 12 v.: il.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Plano setorial de redução de emissões da siderurgia: sumário executivo**. Brasília, DF, 2010.

BRASIL. GHG Protocol. **Especificações do programa brasileiro GHG protocol**: contabilização, quantificação e publicação de inventários corporativos de emissões de gases de efeito estufa. Brasília, DF, 2016. v. 13.

BRASIL. **Lei 13.576/2017 (lei ordinária) 26/12/2017**. Dispõe sobre a política nacional de biocombustíveis (Renovabio) e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 de dezembro de 2017.

BRASIL. Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB. **Safra 2013/2014 e 2014/2015**. Brasília, DF, 2016. Disponível em: <http://www.conab.gov.br/conteudos.php?a=1253&>. Acesso em: 18 mai. 2016.

BRASIL. Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB. **Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar**. v. 7 - Safra 2020/21, n.1 - Primeiro levantamento, maio de 2020. Brasília, DF, 2020. Disponível em: http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/18_01_08_09_08_38_boletim_cana_dezembro_novo.pdf. Acesso em: 19 fev. 2018.

BREAULT, R. W. Gasification process old and new: a basic review of the major technologies. **Energy**, Stanford, v. 3, p. 216-240, 2010.

BREYER, C.; GERLACH, A. Global overview on grid-parity. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, Chichester, v. 21, n. 1, p. 121-136, 2013.

BRIDGWATER, A. V. Renewable fuels and chemicals by thermal processing of biomass. **Chemical Engineering Journal**, Lausanne, v. 91, n. 2, p. 87-102, 2003.

BRITO, J. O. Expressão da produção florestal em unidades energéticas. *In.*: CONGRESSO NACIONAL FLORESTAL PANAMERICANO, 1., 1993; CONGRESSO FLORESTAL BRASILEIRO, 7., 1993. **Anais [...]** Curitiba: SBF: SBEF, 1993. p. 603-607.

BRITO, J. O. O uso energético da madeira. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 21, n. 59, p. 185-193, 2007.

BROOKS, F. J. **GE Gas turbine performance characteristics, GER-3567H**. General Electric Power Systems. Nueva York: Schenectady, 2000.

CARDOSO, M. T. **Da iluminação das cidades no século XIX às biorrefinarias modernas: história técnica e econômica da gaseificação**. 2014. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

CARVALHO, J. L. N. *et al.* Agronomic and environmental implications of sugarcane straw removal: a major review. **GCB Bioenergy**, [s. l.], v. 9, n. 7, p. 1181-1195, 2017.

CCEE. **Preços médios PLD final**. [S. l.: s. n.], 2018. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/oque-fazemos/como_ccee_atua/precos/delta_precos_medios. Acesso em: 10 jul. 2018.

CHACARTEGUI, R. Gas and steam combined cycles for low calorific syngas fuels utilization. **Applied Energy**, London, v. 101, p. 81-92, 2013.

CHICHORRO, J. F.; SILVA, A. L. P.; ANDRADE, W. S. P.; HEGEDUS, C. E. N. KUBOYAMA, F. Q. A. Custos e índices econômicos de povoamentos de eucalipto do Programa Produtor Florestal no Espírito Santo. **Pesquisa Florestal Brasileira**, Colombo, v. 37, n. 92, p. 447-456, 2017.

COX, J. C.; ROSS, S. A.; RUBINSTEIN, M. Option pricing: A simplified approach. **Journal of Financial Economics**, Lausanne, v. 7, n. 3, p. 229-263, 1979.

CERVI, W. R., LAMPARELLI, R. A. C; SEABRA, J. E. A., JUNGINGER, M.; VAN DER HILST, F. Bioelectricity potential from ecologically available sugarcane straw in Brazil: A spatially explicit assessment. **Biomass and Bioenergy**, Oxford, v. 122, p. 391-399, 2019.

COPELAND, T. E.; ANTIKAROV, V. **Opções reais**: um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

COPELAND, T. E.; ANTIKAROV, V. Real options: Meeting the Georgetown challenge. **Journal of Applied Corporate Finance**, New York, v. 17, n. 2, p. 32-51, 2005.

ÇENGEL, Y. A.; BOLES, M. A. **Termodinâmica**. [S. l.]: AMGH. 5. ed. 2007.

CHACARTEGUI, R.; SÁNCHEZ, D.; MUÑOZ DE ESCALONA, J. M.; MUÑOZ, A.; SÁNCHEZ, T. Gas and steam combined cycles for low calorific syngas fuels utilisation. **Applied Energy**, London, v. 101, p. 81-92, 2013.

CIPRIANO, D. F. **Análise quantitativa dos teores de lignina e celulose em materiais de biomassa por RMN de ¹³C no estado sólido**. 2015. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015.

CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. E. S.; GÓMEZ, E. O. **Biomassa para energia**. Campinas: Editora Unicamp, 2008. 732 p.

DAMODARAN, A. **Avaliação de investimentos**: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1997.

DAUGAARD, T.; MUTTI, L. A.; WRIGHT, M. M.; BROWN, R. C.; COMPONATION, P. Learning rates and their impacts on the optimal capacities and production costs of biorefineries. **Biofuels, Bioproducts and Biorefining**, Chichester, v. 9, n. 1, p. 82-94, 2015.

DE LIMA, E. A.; ABDALA, E. M.; WENZEL, A. A. **Influência da umidade no poder calorífico superior da madeira**. [S. l.]: Embrapa Florestas-Comunicado Técnico (INFOTECA-E), 2008.

DELGADO, F.; SOUSA, M.; ROITMAN, T. **Biocombustíveis**. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 2017.

DESHMUKH, R.; JACOBSON, A.; CHAMBERLIN, C.; KAMMEN, D. Thermal gasification or direct combustion? Comparison of advanced cogeneration systems in the sugarcane industry. **Biomass and Bioenergy**, Oxford, v. 55, p. 163-174, 2013.

DIAS, M. A. G. **Opções reais híbridas com aplicações em petróleo**. Rio de Janeiro: PUC, Departamento de Engenharia Industrial, 2005.

DIAS, M. A. G. **Análise de Investimentos com Opções Reais**: Conceitos Básicos e Opções Reais em Tempo Discreto. Rio de Janeiro: Interciência, 2014. v. 1.

DIXIT, A. K.; DIXIT, R. K.; PINDYCK, R. S. **Investment under uncertainty**. [S. l.]: Princeton University, 1994.

EDENHOFER, O. *et al.* (ed.). **Renewable energy sources and climate change mitigation**: Special report of the intergovernmental panel on climate change. Cambridge University Press, 2011.

EIA. **Annual Energy Outlook 2020 with Projections to 2050**. U.S.: Energy Information Administration, 2020. (No. AEO2020). Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2020.pdf>. Acesso em: 19 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balanco energético nacional 2019**: ano base 2018. Rio de Janeiro, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis**: ano 2018. Rio de Janeiro, 2018. Disponível online em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/analisede-conjuntura-dos-biocombustiveis-2018>, Acesso em: 30 mai. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT0%0PR_RecursoEnergeticos%202050.pdf, Acesso em: 19 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/publicacoesArquivos/publicacao-422/PDE%202029.pdf>. Acesso em: 02 fev. 2020.

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM - ESMAP. **Technical and economic assessment of off grid, mini-grid and grid electrification technologies**. Washington: World Bank, 2007. (Technical Paper, 121/07).

ENERGY ACCESS TARGETS WORKING GROUP *et al.* **More than a lightbulb**: five recommendations to make modern energy access meaningful for people and prosperity. Washington: Center for Global Development, 2016.

FARINAS, C. S. **A parede celular vegetal e as enzimas envolvidas na sua degradação**. [S. l.]: Embrapa Instrumentação-Documents (INFOTECA-E), 2011.

FIASCHI, D.; CARTA, R. CO₂ abatement by cofiring of natural gas and biomass-derived gas in a gas turbine. **Energy**, Stanford, v. 32, n. 4, p. 549-567, 2007.

FOELKEL, C. Minerais e nutrientes das árvores dos eucaliptos: aspectos ambientais, fisiológicos, silviculturais e industriais acerca dos elementos inorgânicos presentes nas árvores. **Eucalyptus Newsletter**, [s. l.], n. 2, p.133, 2005. Disponível em: <http://www.eucalyptus.com.br/disponiveis.html>. Acesso em: 07 jun. 2020.

FOELKEL, C. Reflexões Acerca da Utilização da Densidade Básica como Indicador de Qualidade da Madeira no Setor de Base Florestal. **Eucalyptus Online Book**, [s. l.], n. 41, jun. 2015, p. 133. Disponível em: <http://www.eucalyptus.com.br/disponiveis.html>. Acesso em: 11 jun. 2020.

FRANÇOSO, R. F.; BIGATON, A.; SILVA, H. J. T.; MARQUES, P. V. Relação do custo de transporte da cana-de-açúcar em função da distância. **Revista iPecege**, [s. l.], v. 3, n. 1, p. 100-105, 2017.

GANAPATHY, V. **Industrial boilers and heat recovery steam generators: design, applications, and calculations**. [S. l.]: CRC, 2002. Global Syngas Technologies Concil, The Gasification Industry, 2020. Disponível em: <https://www.globalsyngas.org/resources/the-gasification-industry/>. Acesso em: 24 out. 2020.

GHUGARE, S. B.; TIWARY, S.; TAMBE, S. S. Computational intelligence-based models for prediction of elemental composition of solid biomass fuels from proximate analysis. **International Journal of System Assurance Engineering and Management**, [s. l.], v. 8, n. 4, p. 2083-2096, 2017.

GOLDEMBERG, J.; COELHO, S. T.; NASTARI, P. M.; LUCON, O. Ethanol learning curve – the Brazilian experience. **Biomass and Bioenergy**, Oxford, v. 26, p. 301-304, 2004.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. Energia e meio ambiente no Brasil. **Estudos avançados**, São Paulo, v. 21, n. 59, p. 7-20, 2007.

GOLDEMBERG, J.; COELHO, S. T.; NIGRO, E. B. F. **Bioenergia no Estado de São Paulo**: situação atual, perspectivas, barreiras e propostas. São Paulo: Imprensa Oficial do Estado de São Paulo, 2008.

GOMES, R. A. E. S. **Modelagem computacional de caldeiras de recuperação térmica**. 2005. 168 p. Dissertação (Mestrado) – UNICAMP, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, 2005.

GÓMEZ-BAREA, A.; LECKNER, B. Modeling of biomass gasification in fluidized bed. **Progress in Energy and Combustion Science**, Oxford, v. 36, n. 4, p. 444-509, 2010.

GONZALES, D.; SEARCY, E. M.; EKŞİOĞLU, S. D. Cost analysis for high-volume and long-haul transportation of densified biomass feedstock. **Transportation Research Part A: Policy and Practice**, New York, v. 49, p. 48-61, 2013.

SÃO PAULO (estado). **Resumo executivo**: dados da produção de energia a partir de fontes renováveis. São Paulo, 2020. Disponível em http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalcev2/intranetBiblioVirtual/renovaveis/resumo_executivo.pdf. Acesso em: 08 jun. 2020.

SÃO PAULO (estado). **Potencial da Biomassa no Estado**. São Paulo, 2016. Disponível em <http://www.energia.sp.gov.br/energias-renovaveis/bioenergia/biomassa/potencial-da-biomassa-noestado/>. Acesso em: 08 dez. 2016.

GUERRIERO, G.; HAUSMAN, J. F.; STRAUSS, J.; ERTAN, H.; SIDDIQUI, K. S. Lignocellulosic biomass: biosynthesis, degradation, and industrial utilization. **Engineering in Life Sciences**, Weinheim, v. 16, n. 1, p.1-16, 2016.

HANNAH, R.; ROSER, M. **Energy**. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: OurWorldInData.org. Disponível em: <https://ourworldindata.org/energy>, 2020.

HASSUANI, S. J.; LEAL, M. R. L. V.; MACEDO, I. C. **Biomass power generation. Sugar cane bagasse and trash**. Published by Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento and Centro de Tecnologia Canavieira. Piracicaba, 2005.

HÖLDER, D. **Bioenergy utilisation**. Apresentação realizada no Seminário Energias Renováveis Brasil-Alemanha: Aplicação de Tecnologias para Uso Energético da Biomassa/Biogás. Câmara de Comércio e Indústria Brasil – Alemanha. (São Paulo, v. 29).

HORST, D.; BEHAINNE, J.; ANDRADE JUNIOR, P. Lignin as alternative fuel: an estimate of the thermal energy generation potential from Brazilian crops. **Environmental Progress & Sustainable Energy**, Hoboken, v. 36, n. 3, p. 717-722, 2017.

HRBEK, J. **Status report on thermal biomass gasification in countries participating in IEA Bioenergy Task 33**. Austria: [s. n.], 2016.

HRBEK, J. **Status report on thermal gasification of biomass and waste**. Áustria: Universidade Técnica de Viena, 2019. Disponível em <http://task33.ieabioenergy.com/content/Task%2033%20Projects>. Acesso em: 15 dez. 2020.

HULL, J. C. **Options, futures and other derivatives**. 6th ed. [S. l.]: Prentice Hall, 2006.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. **Produção da Extração Vegetal e da Silvicultura - PEVS**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/pevs/quadros/brasil/2018>. Acesso em: 07 jun. 2020.

IEA BIOENERGY, Task 37 – Energy from biogas, 2014.

IGNACIO, L. H.; DE ALMEIDA SANTOS, P. E.; DUARTE, C. A. R. An experimental assessment of Eucalyptus urosemment energy potential for biomass production in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 103, p. 361-369, 2019.

ILS. **Evolução da matriz de transporte de cargas do Brasil, de 2016 para 2018, em TKUs**. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em <https://www.ilos.com.br/web/rodoviario-perde-participacao-mas-matriz-de-carga-ainda-edesequilibrada/>. Acesso em: 17 mai. 2020.

INDÚSTRIA BRASILEIRA DE ÁRVORES - IBA. **Relatório 2016**. São Paulo, 2017. Disponível em: <http://www.iba.org/pt/biblioteca-iba/publicacoes>. Acesso em: 05 jan. 2017.

INDÚSTRIA BRASILEIRA DE ÁRVORES - IBA. **Relatório 2019**. São Paulo, 2019. Disponível em: <http://www.iba.org/pt/biblioteca-iba/publicacoes>. Acesso em: 07 out. 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key World Energy Statistics**. [S. l.], 2016. 24 p.

IPCC. **2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories**: general guidance and reporting. [S. l.]: IGES, 2006. v. 1.

IPCC. **2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories**: v. 2 energy. [S. l.]: IGES, 2006. v. 2.

IPCC. **Fourth Assessment Report**: Climate Change 2007 (AR4). [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar4/>, Acesso em: 01 jun. 2020.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2018**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2017**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018.

JAMASB, T.; KOHLER, J. **Learning curves for energy technology**: a critical assessment. Cambridge: Cambridge Working Papers in Economics, 2007. EPRG Working Paper. Disponível em: <https://doi.org/10.17863/CAM.5144>.

JIN, H.; LARSON, E. D.; CELIK, F. E. Performance and cost analysis of future, commercially mature gasification-based electric power generation from switchgrass. **Biofuels, Bioproducts and Biorefining**, Chichester, v. 3, n. 2, p. 142-173, 2009.

JUNGINGER, M.; VAN SARK, W.; FAAIJ, A. (ed.). **Technological learning in the energy sector**: lessons for policy, industry and science. [S. l.]: Edward Elgar, 2010.

KAMBLE, A. D. *et al.* Co-gasification of coal and biomass an emerging clean energy technology: Status and prospects of development in Indian context. **International Journal of Mining Science and Technology**, [s. l.], v. 29, n. 2, p. 171-186, 2019.

KAUUP, A; GOSS, J. R. **State of the art report for small scale (to 50 kW) gas producer**: engine systems. [S. l.: s. n.], 1981. Disponível em: http://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PNAAK705.pdf. Acesso em: 13 dez. 2016.

KHAN, F.; LAU, F., Demonstrating fuel flexibility in commercial operation, **International Journal of Clean Coal and Energy**, [s. l.], v. 1, p. 27-33, 2012.

KHORSHIDI, Z.; FLORIN, N. H.; HO, M. T.; WILEY, D, E. Techno-economic evaluation of cofiring biomass gas with natural gas in existing NGCC plants with and without CO₂ capture. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [s. l.], v. 49, p. 343-363, 2016.

KIM, Y. S.; LEE, J. J.; KIM, T. S.; SOHN, J. L Effects of syngas type on the operation and performance of a gas turbine in integrated gasification combined cycle. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 52, n. 5, p. 2262-2271, 2011.

KOTAS, T. J. **The exergy method of thermal plant analysis**. Amsterdam: Elsevier, 2013.

KO, S.; LAUTALA, P.; HANDLER, R. M. Securing the feedstock procurement for bioenergy products: a literature review on the biomass transportation and logistics. **Journal of Cleaner Production**, v. 200, p. 205-218, 2018.

LI, X.T.; GRACE, J. R.; LIM, C. J.; WATKINSON, A. P.; CHEN, H. P.; KIM, J. R. Biomass gasification in a circulating fluidized bed. **Biomass and Bioenergy**, Oxford, v. 26., n. 2, p. 171-193. 2004.

LORA, E. E. S.; VENTURINI, O. J. **Biocombustíveis**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2012. 1.100 p. 2 v.

LORA, E. S.; ANDRADE, R. V. Biomass as energy source in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 13, n. 4, p. 777-788, 2009.

MACEDO, I.; NOGUEIRA, L. A. H. **Avaliação da expansão da produção de etanol no Brasil**. [S. l.: s. n.], 2004.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO - MAPA. **Produção Brasileira de Cana-de-açúcar, Açúcar e Etanol**. Brasília, DF: Departamento de Café, Cana-de-Açúcar e Agroenergia, 2018.

MARABEZI, K. **Estudo sistemático das reações envolvidas na determinação dos teores de Lignina e Holocelulose em amostras de Bagaço e Palha de Cana-de-Açúcar**. 2009. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

MCDONALD, A.; SCHRATTENHOLZER, L. Learning rates for energy technologies. **Energy Policy**, Guildford, v. 29, n. 4, p. 255-261, 2001.

MCKENDRY, P. Energy production from biomass (part 1): overview of biomass. **Bioresource Technology**, Essex, v. 83, n. 1, p. 37-46, 2002.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, COMUNICAÇÃO E INOVAÇÃO - MICTIC. **Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. Brasília, DF: MCTIC, 2016.

MIRANDA, G. M.; SILMA, M. L.; LEITE, H. G.; MACHADO, C. C. Contribuição da casca na composição do custo de transporte da madeira de eucalipto. **Revista Árvore**, Viçosa, MG, v. 26, n. 2, p. 145-148, 2002.

MIRANDA, M. A. S.; RIBEIRO, G. B. D.; VALVERDE, S. B.; ISBAEX, C. Eucalyptus sp. Woodchip potential for industrial thermal energy production. **Revista Árvore**, v. 41, Viçosa, MG, n. 6, 2017.

NEMET, G. F. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. **Energy Policy**, Guildford, v. 34, n. 17, p. 3218-3232, 2006.

NEMTSOV, D. A.; ZABANIOTOU, A. Mathematical modelling and simulation approaches of agricultural residues air gasification in a bubbling fluidized bed reactor. **Chemical Engineering Journal**, Lausanne, v. 143, n. 1, p. 10-31, 2008.

NEMTSOV, D. A.; ZABANIOTOU, A. Mathematical modelling and simulation approaches of agricultural residues air gasification in a bubbling fluidized bed reactor. **Chemical Engineering Journal**, Lausanne, v. 143, n. 1, p. 10-31, 2008.

NOGUEIRA, L. A. H.; LORA, E. E. S. **Dendroenergia: fundamentos e aplicações**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2003. 199 p.

NOGUEIRA, M. F. M.; RENDEIRO, G. **Caracterização energética da biomassa vegetal: Combustão e gasificação de biomassa sólida-soluções energéticas para a Amazônia**. [S. l.: s. n.], 2008. p. 52-63.

OU, Y.; ZHAI, H.; RUBIN, E. S. Life cycle water use of coal-and natural-gas-fired power plants with and without carbon capture and storage. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [s. l.], v. 44, p. 249-261, 2016.

OLIVEIRA, M.H. R.; SOUSA, A. E. C.; OLIVEIRA, R. S.; AGUAS, M. A.; ÁVILA, E. A. S.; SILVA, W. R.; PEREIRA, D. R. M.; COUTO, C. A. Gestão dos resíduos pós colheita da cana-de-açúcar no cerrado: uso da palhada versus contribuição econômica. **Brazilian Journal of Development**, [s. l.], v. 6, n. 1, p. 3406-3421, 2020.

PENG, H.; WANG, N.; HU, Z.; YU, Z.; LIU, Y.; ZHANG, J.; RUAN, R. Physicochemical characterization of hemicelluloses from bamboo (*Phyllostachys pubescens* Mazel) stem. **Indus. Crops Prod.**, [s. l.], v. 37, n. 1, p.41-50, 2012.

PEREIRA JUNIOR, N.; COUTO, M. A. P. G.; SANTA ANNA, L. M. M. **Biomass of lignocellulosic composition for fuel ethanol production within the content of biorefinery**. [S. l.]: Series on Biotechnology, 2008. v. 2.

PÉREZ, J. M. M. **Testes em uma planta de pirólise rápida de biomassa em leito fluidizado: critérios para sua otimização**. 2004. 189 p. Tese (Doutorado em Engenharia). Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2004.

PHILIPPI JÚNIOR, A.; REIS, L. B. **Energia e Sustentabilidade**. [S. l.: s. n.], 2016.

POULLIKKAS, A., Parametric Study for Penetration of Combined Cycle Technologies into Cyprus Power System. **Applied Thermal Engineering**, Oxford, p. 1697-1707, 2004.

PROGRAMA BRASILEIRO GHG PROTOCOL. **Nota técnica**: valores de referência para o potencial de aquecimento global (GWP) dos gases de efeito estufa – versão 1.0. São Paulo: Equipe do Programa Brasileiro GHG Protocol, 2016. Disponível em: <http://ghgprotocolbrasil.com.br/especificacoes-e-notas-tecnicas-do-programa-brasileiro-ghgprotocol/?locale=pt-br>. Acesso em: 10 dez. 2018.

PROTÁSIO, T. P.; COUTO, A. M.; REIS, A. A.; TRUGILHO, P. F. Seleção de clones de *Eucalyptus* para a produção de carvão vegetal e bioenergia por meio de técnicas univariadas e multivariadas. **Scientia Forestalis**, Piracicaba, v. 42, n. 97, p. 15-28, 2013.

PUIG-ARNAVAT, M.; BRUNO, J. C.; CORONAS, A. Review and analysis of biomass gasification models. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 14, n. 9, p. 2841-2851, 2010.

QUIRINO, W. F.; VALE, A. T.; ANDRADE, A. P. A.; ABREU, V. L. S.; AZEVEDO, A. C. S. Poder calorífico da madeira e de materiais ligno-celulósicos. **Revista da Madeira**, Curitiba, v. 15, n. 89, p. 100-106, 2005.

RAMÍREZ RUBIO, S.; SIERRA, F. E.; GUERRERO, C. A. Gasification from waste organic materials. **Ingeniería e Investigación**, [s. l.], v. 31, n. 3, p. 17-25, 2011.

RAMOS E PAULA, L. E.; TRUGILHO, P. F.; NAPOLI, A.; BIANCHI, M. L. Characterization of residues from plant biomass for use in energy generation. **Cerne**, Lavras, v. 17, n. 2, p. 237-246, 2015.

RAMSTEIN, C. *et al.* **State and Trends of Carbon Pricing 2019**. [S. l.], The World Bank, 2019. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10986/31755>. Acesso em: 10 jun. 2020.

REDÍGOLO, S. C. R. **Recuperação da palha da cana-de-açúcar para a produção de energia elétrica e etanol celulósico**. 2014. 177 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira, 2014.

RENDEIRO, G. **Combustão e gasificação de biomassa sólida**. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia (MME), 2008.

RICHARD, T. L. Challenges in scaling up biofuels infrastructure. **Science**, [s. l.], v. 329, p. 793-796, 2010.

RIEBEEK, H. **The Carbon Cycle**. Earth Observatory. Washington: NASA, 2020. Disponível em: <http://earthobservatory.nasa.gov/Features/CarbonCycle/?src=eo-feature>. Acesso em: 27 abr. 2020.

RODRIGUES, M.; FAAIJ, A.; WALTER, A. S. Techno-economic analysis of co-fired biomass integrated gasification/combined cycle systems with inclusion of economies of scale. **Energy**, [s. l.], v. 28, n. 12, p. 1229-1258, 2003.

RODRIGUES, M.; WALTER, A. S.; FAAIJ, A. Cofiring of natural gas and biomass gas in biomass integrated gasification/combined cycle systems. **Energy**, [s. l.], v. 28, n. 11, p. 1115-1131, 2003.

RODRIGUES, M.; WALTER, A. S.; FAAIJ, A. Performance evaluation of atmospheric biomass integrated gasifier combined cycle systems under different strategies for the use of low calorific gases. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 48, n. 4, p. 1289-1301, 2007.

RODRIGUES, R. **Modelagem Cinética e de Equilíbrio Combinadas para Simulação de Processos de Gaseificação**. 108 f. Tese (Doutorado em Engenharia Química) - UFRGS, Porto Alegre, 2015.

ROMEIRO, D. L.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. A escolha de tecnologias de geração elétrica despacháveis versus intermitentes e o caso brasileiro. *In*: LATIN AMERICAN ENERGY ECONOMICS MEETING, 5 th., 2015, Medellín. **Anais [...]** Medellín: [s. n.], 2015. p. 1.

ROITMAN, T. **Programas internacionais de incentivo aos biocombustíveis e o Renovabio**. São Paulo: Caderno Opinião – FGV Energia, 2019. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opinio_3_marco.pdf. Acesso em: 15 jun. 2020.

ROSSETTO, R. A bioenergia, a cana energia e outras culturas energéticas. **Pesquisa e Tecnologia**, São Bernardo do Campo, v. 9, n. 1, 2012.

RUBIN, E. S.; YEH, S.; ANTES, M.; BERKENPAS, M.; DAVISON, J. Use of experience curves to estimate the future cost of power plants with CO₂ capture. **International journal of greenhouse gas control**, [s. l.], v. 1, n. 2, p. 188-197, 2007.

RUBIN, E. S.; AZEVEDO, I. M. L.; JARAMILLO, P.; YEH, S. A review of learning rates for electricity supply technologies. **Energy Policy**, Guildford, v. 86, p. 198-218, 2015.

RUBIN, E. S. Improving cost estimates for advanced low-carbon power plants. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [s. l.], v. 88, p. 1-9, 2019.

RUIZ, J. A.; JUÁREZ, M. C.; MORALES, M; P.; MUÑOZ, P.; MENDÍVIL, M. A. Biomass gasification for electricity generation: review of current technology barriers. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 18, p. 174-183, 2013.

SANCHEZ, D.; CHACARTEGUI, R.; MUÑOZ, J. M.; MUÑOZ, A.; SÁNCHEZ, T. Performance analysis of a heavy-duty combined cycle power plant burning various syngas fuels. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 35, n. 1, p. 337-345, 2010.

SANTAROSA, E.; PENTEADO JUNIOR, J. F.; GOULART, I. C. G. R. **Cultivo de eucalipto em propriedades rurais: diversificação da produção e renda**. [S. l.]: Embrapa Florestas-Folder/Folheto/Cartilha (INFOTECA-E), 2014. Disponível em: <https://ainfo.cnptia.embrapa.br/digital/bitstream/item/121607/1/Apostila-Serie-TT-Eucalipto.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2018.

SANTOS, A. M. **Caracterização química da biomassa**: potencial da palha da cana-de-açúcar para a produção de etanol de segunda geração. 2018. 63 f. Dissertação (Mestrado em Energia da Biomassa) - Centro de Ciências Agrárias, Programa de Pós-Graduação em Energia da Biomassa, Universidade Federal de Alagoas, Rio Largo, 2018.

SANTOS, F. A.; QUEIRÓZ, J.H.; COLODETTE, J. L.; FERNANDES, S. A.; GUIMARÃES, V. M.; REZENDE, S. T. Potencial da palha de cana-de-açúcar para produção de etanol. **Química Nova**, São Paulo, v. 35, n. 5, p. 1004-1010, 2012.

SANTOS, L.; SOARES, I.; MENDES, C.; FERREIRA, P. Real options versus traditional methods to assess renewable energy projects. **Renewable Energy**, Oxford, v. 68, p. 588-594, 2014.

SANTOS, R. C. **Parâmetros de qualidade da madeira e do carvão vegetal de clones de eucalipto**. 2010. 159 f. Tese (Doutorado em Ciência e Tecnologia da Madeira) - Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2010.

SANSANIWAL, S. K. *et al.* Recent advances in the development of biomass gasification technology: A comprehensive review. **Renewable and sustainable energy reviews**, [s. l.], v. 72, p. 363-384, 2017.

SCARAMUZZO, M. **Espaço maior para a energia de bagaço de cana**. São Paulo: O estado de São Paulo, 2015. Disponível em: <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,espacomaior-para-a-energiade-bagaco-de-cana,1723411>. Acesso em: 10 maio 2020.

SHARMA, A. K., Equilibrium and kinetic modeling of char reduction reactions in a downdraft biomass gasifier: a comparison. **Solar Energy**, Kidlington, v. 82, p. 918-928. 2008.

SIEDLECKI, M.; DE JONG, W.; VERKOOIJEN, A. H. M. Fluidized bed gasification as a mature and reliable technology for the production of bio-syngas and applied in the production of liquid transportation fuels - A review. **Energies**, Paris, v. 4, n. 3, p. 389-434, 2011.

SILVA, E. B. **Avaliação de projetos de petróleo por opções reais**: comparação dos regimes de concessão e partilha de produção. 2018. Dissertação (Mestrado em Administração) – Ibmec, Rio de Janeiro, 2018.

SILVA, L. G. **Produção de novos materiais a partir da lignina de bagaço de cana-de-açúcar e kraft**. 2014. Tese (Doutorado). Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2014.

SILVEIRA, L. C. I. **Melhoramento Genético da cana-de-açúcar para obtenção de cana energia**. Tese (Doutorado em Agronomia) - Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

SMIL, V. **Energy**: a beginner's guide. [S. l.]: Oneworld publications, 2017.

SMIL, V. **Energy in world history**. Routledge: [s. n.], 2019.

SMITH, I. M. **Gas turbine technology for syngas/hydrogen in coal-based IGCC**. [S. l.]: IEA Clean Coal Centre, 2009.

SOUZA, L. A. **Gasogênio**. [S. l.]: Brasil Escola, 2020. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/quimica/gasogenio.htm>. Acesso em: 10 dez. 2020.

SPLIETHOFF, H. **Power generation from solid fuels**. Springer Science & Business Media. [S. l.: s. n.], 2010.

STEVENS, D. J. Hot gas conditioning: Recent progress with larger-scale biomass gasification systems; update and summary of recent progress. **National Renewable Energy Lab.**, Golden, CO (US), 2001.

STOECKER, W. F. **Design of Thermal Systems**. 3. ed. New York: McGraw-Hill, 1989.

TAKAKI, A. T. **Análise do aproveitamento do gás natural em plantas de cogeração e trigeriação de energia em indústrias frigoríficas**. 2006. 179 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Térmicas) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira, 2006.

TOONSEN, R. **Sustainable Power from Biomass, Comparison of technologies for centralized or decentralized fuel cell systems**. PhD thesis, TU Delft, 2010.

TRIGEORGIS, L. (ed.). **Real options in capital investment**: models, strategies, and applications. [S. l.]: Greenwood Publishing Group, 1995.

TROMBETA, N. C. Potencial e disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar na região Centro-Sul do Brasil: uma aplicação de modelos de localização ótima para fins energéticos. 2015. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA DE AÇÚCAR – UNICA. **Bioeletricidade: a energia verde e inteligente do Brasil**. [S. l.], 2012. 15 p.

TSIROPOULOS, I.; TARVYDAS, D.; ZUCKER, A. **Cost development of low carbon energy technologies**. Brussels: Joint Research Centre (JRC), European Commission, 2018.

VALE, A. T.; MENDES R. M.; AMORIM, M. R. S.; DANTAS, V. F. S. Energy potential of biomass and charcoal of *Jatropha curcas* peel and pie. **Cerne**, São Paulo, v. 17, n. 2, p. 267-273, 2015.

VALVERDE, S. R. *et al.* **Silvicultura brasileira: oportunidades e desafios da economia verde**. Silvicultura brasileira: oportunidades e desafios da economia verde. [Rio de Janeiro]: FBDS Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável, [2012]. 39 p. (Coleção de estudos sobre diretrizes para uma economia verde no Brasil).

VAN DEN WALL BAKE, J. D.; JUNGINGER, M.; FAAJ, A., POOT, T.; WALTER, A. S. Explaining the experience curve: Cost reductions of Brazilian ethanol from sugarcane. **Biomass and bioenergy**, Oxford, v. 33, n. 4, p. 644-658, 2009.

VAN DER SPEK, M.; RAMIREZ, A.; FAAIJ, A. Challenges and uncertainties of ex ante technoeconomic analysis of low TRL CO₂ capture technology: Lessons from a case study of an NGCC with exhaust gas recycle and electric swing adsorption. **Applied Energy**, London, v. 208, p. 920-934, 2017.

VAZ JUNIOR, S. **Análise química da biomassa**. Brasília, DF: Embrapa Agroenergia, 2015. 196 p.

VIDAL, A. C. F.; HORA, A. B. Perspectivas do setor de biomassa de madeira para a geração de energia. **BNDES Setorial**, n. 33, mar. 2011, p. 261-314, 2011.

WALTER, A. S.; LLAGOSTERA, J. I. Feasibility analysis of co-fired combined-cycles using biomass derived gas and natural gas. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 48, n. 11, p. 2888-2896, 2007.

WANG, S.; Dai, G.; Yang, H.; Luo, Z. Lignocellulosic biomass pyrolysis mechanism: a state-of-the-art review. **Progress in Energy and Combustion Science**, Oxford, v. 62, p. 33-86, 2017.

WARNECKE, R. Gasification of biomass: comparison of fixed bed and fluidized bed gasifier. **Biomass and Bioenergy**, Oxford, v. 18, p. 489-497, 2000.

WILLIAMS, R.; PARKER, N.; YANG, C.; OGDEN, J.; JENKINS, B. **H₂ production via biomass gasification**: Advanced Energy Pathways (AEP) Project. Task 4. 1 Technology Assessments of Vehicle Fuels and Technologies, Public Interest Energy Research Program (PIER), California Energy Commission. Prepared by UC Davis, Institute of Transportation Studies, Davis, CA, USA, 2007.

WORLD BANK; E. **State and Trends of Carbon Pricing 2018**. Washington, DC: World Bank®; License: CC BY 3.0 IGO, 2018.
Disponível em: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/29687>. Acesso em: 10 dez. 2018.

WORLD BANK. **State and Trends of Carbon Pricing 2020**. Washington, DC: World Bank®; License: CC BY 3.0 IGO, 2020.
Disponível em: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/33809>.

YEH, S.; RUBIN, E. S. A review of uncertainties in technology experience curves. **Energy Economics**, Guildford, v. 34, n. 3, p. 762-771, 2012.

ZANG, G. et al. Techno-economic comparative analysis of Biomass Integrated Gasification Combined Cycles with and without CO₂ capture. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [s. l.], v. 78, p. 73-84, 2018.

ZHANG, L.; XU, C.; CHAMPAGNE, P. Overview of recent advances in thermochemical conversion of biomass. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 51, p. 969-82, 2010.

APÊNDICE A - CARACTERIZAÇÃO, PRODUÇÃO E TRANSPORTE DE BIOMASSA

A.1. CARACTERIZAÇÃO DA BIOMASSA

A.1.1. Definição

A biomassa é considerada um dos insumos energéticos mais antigos da humanidade, e a energia gerada é atualmente a mais abundante e versátil entre as renováveis no planeta (DIPTI, 2013).

O termo biomassa possui diversas definições, todas elas evidenciando em maior ou menor grau qual a utilização pretendida àquele produto. Portanto, biomassa pode ser qualquer material derivado direta ou indiretamente dos processos de fotossíntese realizados pelas algas e plantas (WANG; LUO, 2017), exceto os que já estejam num estado fóssil, sendo que estes são chamados de combustíveis fósseis.

Do ponto de vista energético, a definição dada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (BRASIL, 2005) para o termo biomassa é que esta engloba todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia. Vale destacar que não existe discrepância entre os dois conceitos, pois os animais podem ser classificados como receptores indiretos da energia solar, assim como a energia hidráulica e outras fontes renováveis. A energia solar é convertida em energia química, através da fotossíntese, base dos processos biológicos de todos os seres vivos. Assim, esta energia química pode ser liberada diretamente pelo processo de combustão, ou convertida através de algum outro processo em outras fontes energéticas, para que possa ser utilizada adequadamente para o desenvolvimento humano (NOGUEIRA; LORA, 2003). Por exemplo, estima-se que no Brasil o setor sucroenergético gere por volta de 6,6 milhões de toneladas de bagaço de cana excedente e 76 milhões de toneladas de palha (MAPA, 2018).

As biomassas se diferenciam de acordo com suas origens ou características físicas e químicas. Sua composição varia em função de fatores como localização geográfica, tipo de solo, condições climáticas e parte da planta que está sendo utilizada (raízes, caule e/ou galhos). Dependendo do processo a que esta biomassa é submetida, suas diferentes composições podem alterar sobremaneira os resultados esperados durante a utilização.

A.1.2. Classificação e Utilização

As biomassas podem ser classificadas em função da sua origem, sendo que é considerada biomassa primária aquela disponível para utilização vinda diretamente dos processos agropecuários, como a madeira, a soja, ou a cana de açúcar, por exemplo. A biomassa considerada secundária, por outro lado, é oriunda dos processos de conversão a que são submetidas as biomassas primárias, como, por exemplo, o bagaço da cana-de-açúcar e o licor negro.

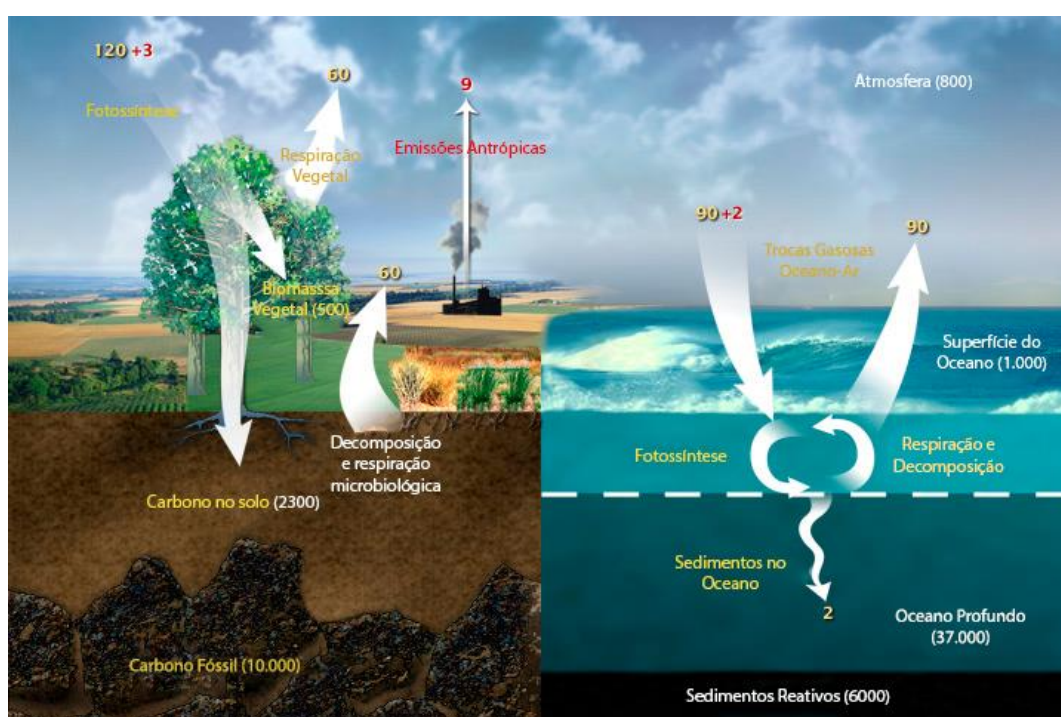
A utilização da biomassa para geração de energia pode servir para diversas aplicações, que vão desde o aquecimento residencial, principalmente através do uso de madeira, passando pelo transporte, onde a utilização do etanol e do biodiesel têm grande importância na matriz brasileira e vêm ganhando cada vez mais protagonismo na matriz mundial.

No Brasil, a maior utilização de biomassa em relação à média mundial é resultado de uma combinação de vários fatores, incluindo a disponibilidade de recursos e mão de obra baratas, rápida industrialização e urbanização, além da experiência com aplicações industriais dessa fonte de energia em grande escala (GOLDEMBERGERG; LUCON, 2007). Segundo Lora; Andrade (2009), existem diversas alternativas para a utilização da biomassa como insumo de produção energética, pois estas por aqui são fartas e estão distribuídas por todo o nosso país: bagaço de cana, originado na indústria sucroalcooleira; resíduos de madeira, do setor de papel e celulose, da indústria moveleira e das florestas; resíduos agrícolas e florestais, dentre outros.

Além de todos os benefícios econômicos trazidos pela utilização de biomassa, desde que corretamente manejados e geridos de maneira sustentável, estes materiais apresentam emissões de carbono baixas ou quase nulas em seu ciclo de vida. De acordo com Hölder (2016), mesmo quando utilizada num processo de combustão, o carbono emitido para atmosfera na forma de CO₂ é absorvido pelas plantas para seu crescimento, sendo que estas plantas serão utilizadas como matérias primas e transformadas em mais energia para utilização humana, deixando um balanço de emissões de CO₂ nulo ou praticamente nulo. Este ciclo de carbono pode ser indefinidamente reproduzido, desde que a biomassa seja regenerada nos próximos ciclos e o balanço de oferta e demanda do consumo energético seja mantido.

Deste modo, a Figura 63 apresenta o ciclo de carbono na Terra, onde o papel das plantas é peça fundamental neste ciclo e, por meio do qual, o conceito de biomassa como energia renovável passa a fazer sentido. Interessante ressaltar que os fluxos identificados em amarelo são fluxos naturais enquanto as emissões de carbono em vermelho são provocadas pelo homem. Dessa forma, e segundo Silva (2009), a gestão sustentável das fontes de biomassa tem importância fundamental, para se garantir que o ciclo do carbono não seja interrompido.

Figura 63 - Ciclo do carbono na Terra, com seu respectivo fluxo e estoque de carbono no solo, atmosfera e oceanos.



Fonte: Próprio autor

(adaptado de <http://earthobservatory.nasa.gov/Features/CarbonCycle/?src=eo-feature>).

A.2. PROCESSOS DE CONVERSÃO

A biomassa pode ser convertida em diversos serviços energéticos e geralmente está disponível em locais próximos ao centro de consumo. Esta versatilidade pode ser verificada na Tabela 64, que traz as principais rotas e aplicações tecnológicas utilizadas para transformação da biomassa em produtos energéticos.

Tabela 64 - Rotas tecnológicas para conversão da biomassa em produtos e serviços energéticos.

Fontes	Rotas Tecnológicas	Combustíveis	Serviço Energético
Produção agrícola e resíduos florestais	Densificação	Pellets de Madeira	Calor
	Esterificação	Briquetes	Elettricidade
		Biodiesel	Transporte
Culturas agroenergéticas: biomassa vegetal, madeira e óleos vegetais.	Combustão	Carvão vegetal	Calor
	Gaseificação	Gás Combustível	Elettricidade
	Pirólise	Bioóleo	Transporte
	Fermentação	Etanol	
Resíduos do processamento da biomassa	Digestão	Biogás	Calor
	Hidrólise	Etanol	Elettricidade
		Solventes	Transporte
Resíduos urbanos	Digestão	Biogás	Calor
	Combustão	Combustível	Elettricidade
	Gaseificação		

Fonte: Hall *et al.* (2005), citado por Brasil (2007).

A.3. COMPOSIÇÃO

Analisando toda esta biomassa para fins de geração energética, tanto os resíduos agroenergéticos quanto as florestas plantadas possuem propriedades distintas, tanto em função da composição química quanto do percentual das frações de celulose, hemicelulose e lignina que compõe sua parede celular. Além destas diferenças, a estrutura lignocelulósica também pode variar dentro de uma mesma espécie, em função do local que está sendo analisado. Verifica-se, por exemplo, que os valores percentuais de celulose ou lignina são distintos entre o bagaço e a palha da cana-de-açúcar (WANG, 2017).

A estrutura molecular da biomassa é bastante semelhante à dos hidrocarbonetos de origem fóssil, sendo que a principal diferença é que a biomassa possui moléculas de oxigênio em sua composição. A presença deste elemento reduz a necessidade de oxigênio adicional para quando esta biomassa é utilizada em processos termoquímicos. Segundo Rendeiro (2008), esta característica torna a biomassa menos poluente, mas, por outro lado, também reduz seu poder calorífico.

Analisando a estrutura celular da biomassa vegetal, seus três principais componentes são a celulose, hemicelulose e a lignina. Também podem ser percebidos

em menores quantidades compostos químicos orgânicos e inorgânicos, chamados de extrativos. Segundo Peng *et al.* (2012), são compostos de reduzido peso molecular, encontrados principalmente no cerne (parte do xilema da planta que já se encontra inativa no processo de condução de água, tornando-se apenas suporte para a estrutura do vegetal) e na casca, sendo geralmente constituído por óleos essenciais e aromáticos, resinas, fenóis, taninos, graxas e corantes. De acordo com Rendeiro (2008), as fórmulas empíricas dessas substâncias são:

Hemicelulose: $C_6 H_{10} O_5$

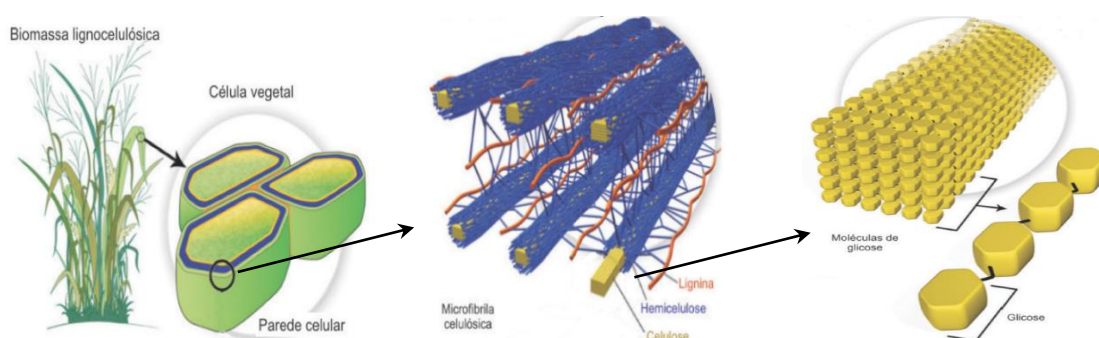
Celulose: $C_5H_8O_4$

Lignina: $C_9H_{10} (OCH_3)_{0,9-1,7}$

De maneira geral, desprezando as espécies menores, espécies de árvores coníferas contêm entre 45-50% de celulose, 25-35% de hemicelulose e 25-35% de lignina. Já madeiras oriundas de árvores folhosas possuem 40-55% de celulose, 25-40% de hemicelulose e 18-25% de lignina (RENDEIRO, 2008). Para o bagaço de cana são apresentados na literatura valores típicos de 40-50% de celulose, 15-25% de lignina e 30-35 % de hemicelulose (CIPRIANO, 2015) em base seca. A estrutura típica da parede celular das plantas é apresentada na Figura 64 para maior compreensão dos constituintes que a compõe.

Além disso, segundo Quirino (2005), a importância de se conhecer com detalhes os constituintes principais da biomassa para fins energéticos reside no fato de que o rendimento em um processo de combustão depende, dentre outros, da constituição química daquela biomassa, e estes constituintes podem variar em função da origem daquela matéria-prima.

Figura 64 - Esquema ilustrativo da estrutura dos materiais lignocelulósicos.



Fonte: Adaptado de Santos *et al.* (2012).

Desta maneira, a seguir será apresentada uma breve revisão sobre as principais características dos três principais componentes lignocelulósicos que compõe a biomassa:

a) Celulose

A celulose é um polímero natural, localizado na parede celular das plantas, responsável pela sustentação, rigidez e resistência da sua estrutura. Ela é formada por imensas cadeias lineares de glicose, que chegam a ter milhares de unidades daquele monômero. Esta estrutura retilínea é decorrente do tipo de ligação que existe entre as moléculas de glicose, denominada ligação β -1,4-glicosídica (BERG; STRYER; TYMOCZKO, 2008). As longas estruturas de glicose arranjadas em uma arquitetura retilínea, como representado na Figura 65, favorecem a junção de várias cadeias paralelas, através de pontes de hidrogênio, dando origem às microfibrilas de celulose e conferindo-lhes uma estrutura organizada de caráter cristalino. Devido à esta característica, a estrutura da celulose, que possui diferentes comprimentos e ordenamentos de cadeias, pode ser encontrada em diferentes configurações, e com características físico-químicas próprias: densidade, solubilidade, ponto de fusão, propriedades ópticas e elétricas distintas (MENON, 2012).

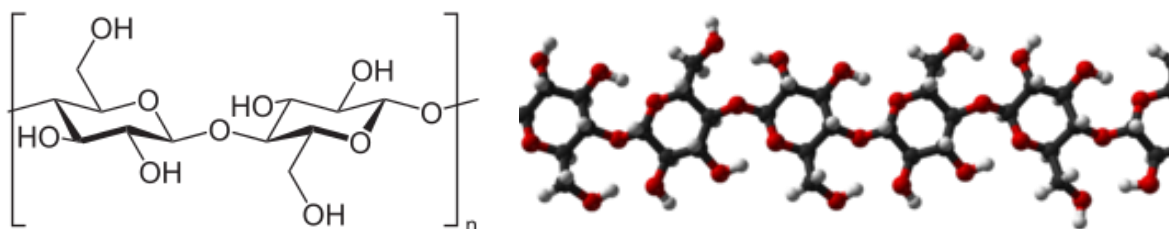
b) Hemicelulose

Enquanto a celulose é um polissacarídeo formado unicamente por unidades de glicoses, a hemicelulose é um polissacarídeo formado por unidades básicas de açúcares diferentes entre si. Estas unidades são constituídas por monossacarídeos de cinco átomos de carbono (pentoses), a xilose e a arabinose. Na parede celular, as hemiceluloses interagem com a celulose através de ligações de hidrogênio ou covalentes, e podem constituir, em alguns casos, a segunda substância mais abundante na parede celular (MARABEZI, 2009). A Figura 66 apresenta alguns dos açúcares constituintes da hemicelulose. Interessante ressaltar que os tipos e quantidades de açúcares que formam a hemicelulose podem variar em função da espécie de planta analisada. Em algumas madeiras coníferas, por exemplo, há na hemicelulose uma proporção maior de açúcares de manose e galactose. Por outro lado, nas madeiras folhosas, há maior ocorrência dos grupos acetila e xilose. Já no bagaço de cana, o principal açúcar constituinte da hemicelulose é a xilose.

c) Lignina

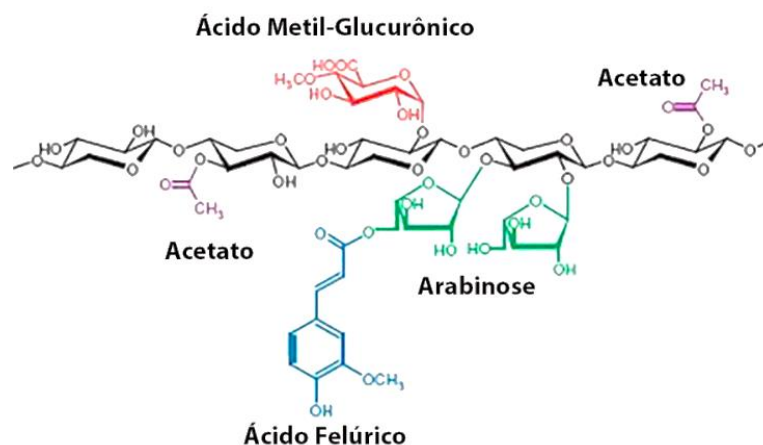
De acordo com Azad (2013), a lignina é uma macromolécula tridimensional amorfa associada à celulose e à hemicelulose na parede celular encontrada das plantas terrestres, cuja função é conferir rigidez, impermeabilidade e resistência a ataques microbiológicos e mecânicos aos tecidos vegetais. A lignina representa entre 18% e 35% da massa seca da parede celular dos vegetais. Segundo Silva (2011), a lignina é a segunda macromolécula mais abundante na biosfera, logo atrás da celulose. A lignina é crucial para a integridade, rigidez e impermeabilizante da parede celular, devido a sua propriedade hidrofóbica, além de facilitar o transporte de água e nutrientes pela planta e dificultar a entrada de micróbios parasitas (SANTOS *et al.*, 2012). Uma representação típica da estrutura da lignina é mostrada na Figura 67. A lignina pode ser utilizada na indústria para produção de aditivos de cimento, antioxidantes, nano tubos de carbono, resinas, aditivos de combustíveis, lubrificantes, emulsificantes, flocculantes, dispersantes, tintas, corantes e graxas (GUERRIERO *et al.*, 2016). Além disso, segundo Silva (2014), lignina é responsável por cerca de 30 % do carbono retido nas plantas e 40 % da energia dos materiais lignocelulósicos.

Figura 65 - Representações de uma molécula de celulose.



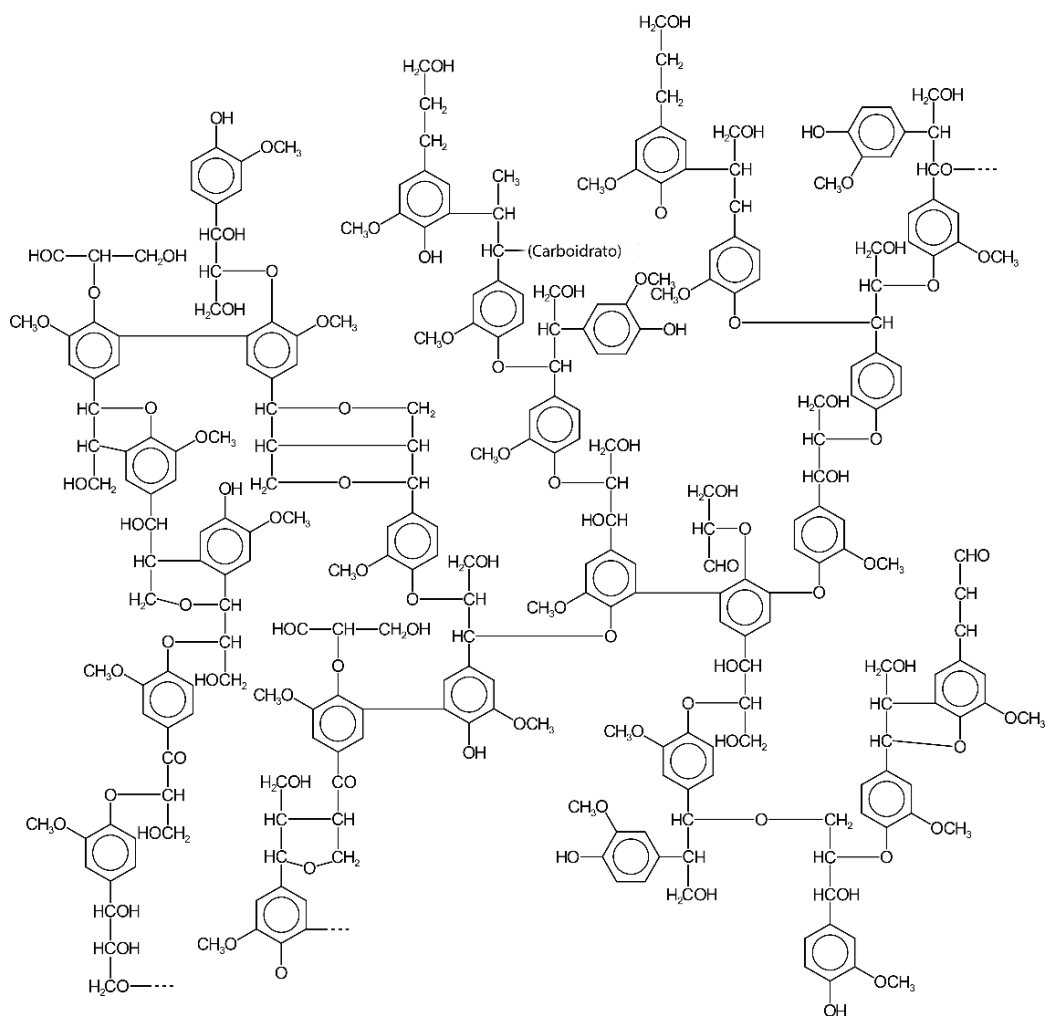
Fonte: Wikipedia, acesso em 04/05/2020.

Figura 66 - Estrutura química de alguns dos açúcares constituintes da hemicelulose.



Fonte: Farinas (2011).

Figura 67 - Estrutura representativa da macromolécula de lignina.



Fonte: Wikipedia, acesso em 04/05/2020.

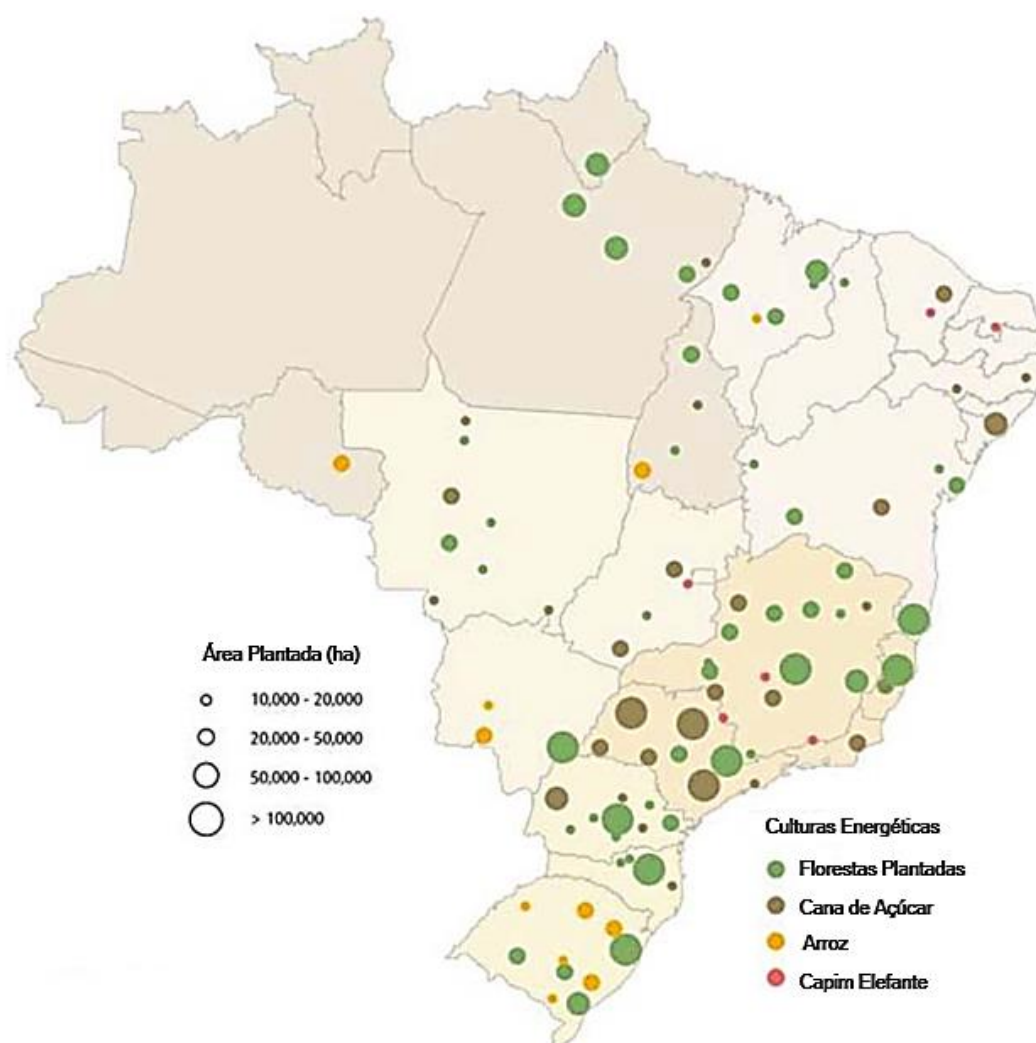
A.4. PRODUÇÃO DE CANA-DE-AÇÚCAR E EUCALIPTO DO BRASIL

Nesta seção serão apresentados dados de produção dos resíduos agroenergéticos e florestas plantadas objeto de estudo desta tese. Apesar do potencial para utilização de resíduos agroenergéticos ser encontrado em todo território brasileiro, o foco deste estudo serão as regiões oeste de São Paulo e a costa leste do Mato Grosso do Sul, pois, além de serem produtores relevantes de cana de açúcar e florestas plantadas de eucalipto, possuem logística de transporte consolidada que poderia ser aproveitada para geração de energia através da gaseificação e *cofiring*.

A abundância de radiação solar, clima predominantemente tropical com pequenas regiões subtropicais, solos férteis e chuvas abundantes fazem do Brasil um país privilegiado para geração de energia através de biomassa. A Figura 68 ilustra a localização geográfica dos principais cultivos de interesse para indústria energética.

Como pode ser verificado na Figura 68, mesmo sem utilizar mais da metade do nosso território, que hoje é ocupado pela floresta Amazônica (onde a cada ano a importância da floresta vem sendo reconhecida e existe um sentimento crescente na sociedade que ela deve ser preservada), o Brasil se apresenta ao mundo como grande produtor agropecuário em diversas culturas diferentes, o que disponibiliza resíduos agroenergéticos em grandes quantidades. O Brasil é o maior produtor de café, de cana de açúcar, de laranja, de carne bovina e espera-se que em 2020 seja o maior produtor de soja do mundo. Sobre florestas plantadas, o Brasil é o maior produtor de eucalipto do mundo, cultura utilizada predominantemente para fabricação de celulose e na indústria de móveis.

Figura 68 - Área plantada com culturas energéticas em 2014.



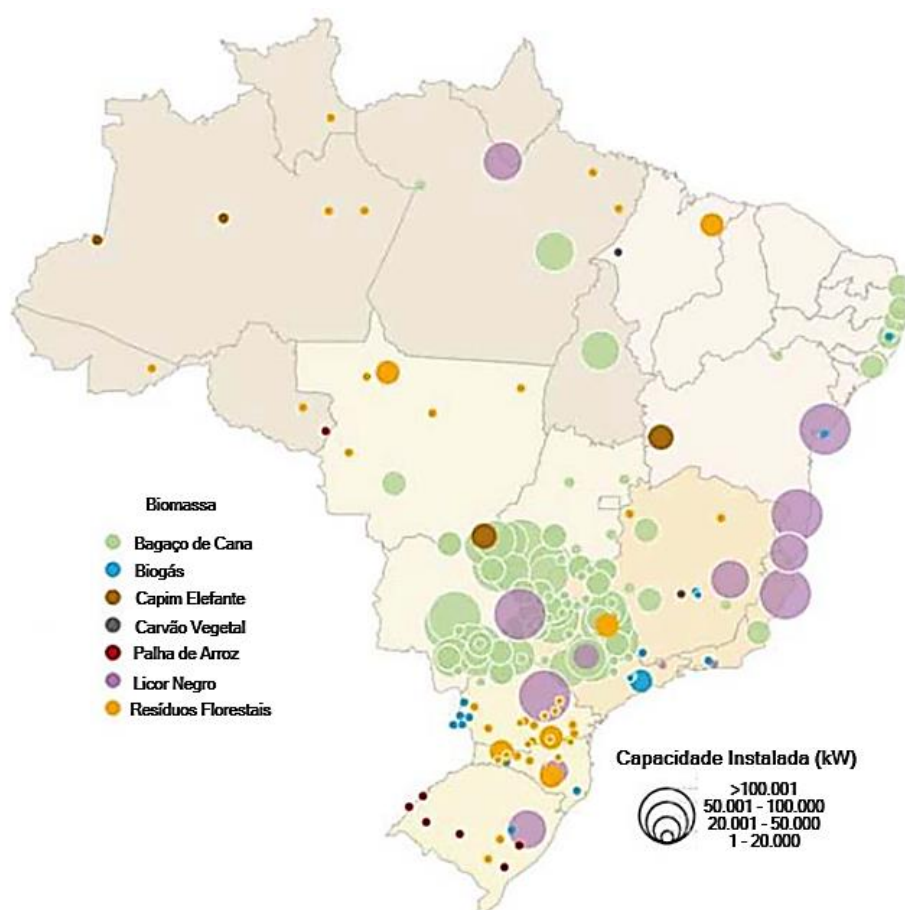
Fonte: Adaptado de Horst; Behainne; Andrade Junior (2017).

Como já dito anteriormente, uma das barreiras que impedem um uso mais abrangente do bagaço e da palha da cana-de-açúcar e de outros resíduos florestais é a relativa baixa eficiência das usinas que utilizam tais combustíveis. A quase totalidade delas é projetada para operar em Ciclo Rankine, alcançando no máximo 25% de eficiência energética (WALTER; LLAGOSTERA, 2007). Caso estes combustíveis pudessem ser utilizados em ciclos mais eficientes, como o Ciclo Combinado (junção, numa mesma planta, de um Ciclo Brayton e um Ciclo Rankine, sendo que este último utiliza como fonte de energia o calor rejeitado no Ciclo Brayton), estas eficiências poderiam ser maiores que 50%.

A Figura 69 apresenta a distribuição das termelétricas movidas a biomassa no Brasil. A quase totalidade delas são projetadas para operar em Ciclo Rankine com baixas eficiências energéticas, até porque o desenvolvimento do mercado livre de

energia brasileiro ainda está em consolidação e a maior parte destes empreendimentos não foi projetada para geração elétrica e sim para autoprodução de vapor.

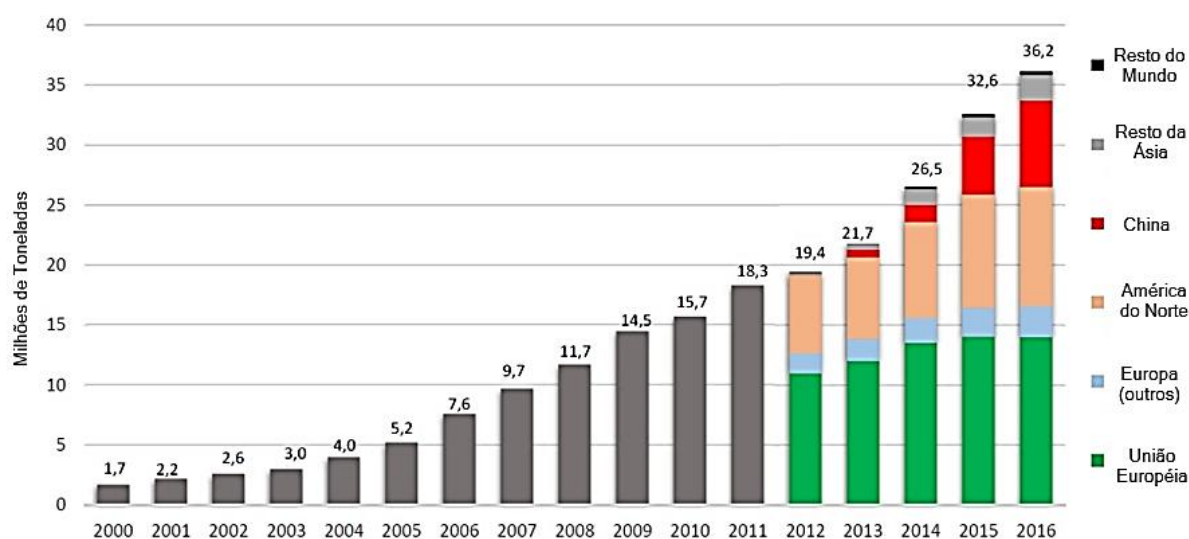
Figura 69 - Distribuição das usinas de geração elétrica a vapor que utilizam biomassa no Brasil.



Fonte: Adaptado de Horst; Behainne; Andrade Junior (2017).

Apesar de muito promissor, o Brasil ainda não encontrou seu verdadeiro potencial para utilização econômica de suas florestas plantadas (WELFLE, 2017), especialmente quando se analisa o aproveitamento da madeira ou resíduos florestais para transformação em energia elétrica de formas mais eficientes. Por exemplo, a Figura 70 mostra a produção de *pellets* para utilização no mercado de energia. Apesar da peletização da madeira aumentar sua densidade energética e baratear seus custos de transporte, este mercado é ainda muito restrito no Brasil, sendo que o país, apesar das suas potencialidades, não aparece sequer entre seus principais produtores mundiais.

Figura 70 - *Market Share* dos maiores produtores mundiais de pellets de madeira.



Fonte: Adaptado de IEA *Bioenergy Task 40*.

Na sequência estão relacionadas as principais fontes de biomassa de origem vegetal que poderiam ser utilizadas para conversão em energia. O detalhamento foi realizado levando em consideração a região estudada e os insumos candidatos para o processo de gaseificação objeto desta tese, ou seja, o bagaço e a palha de cana-de-açúcar e a madeira e resíduos de eucalipto.

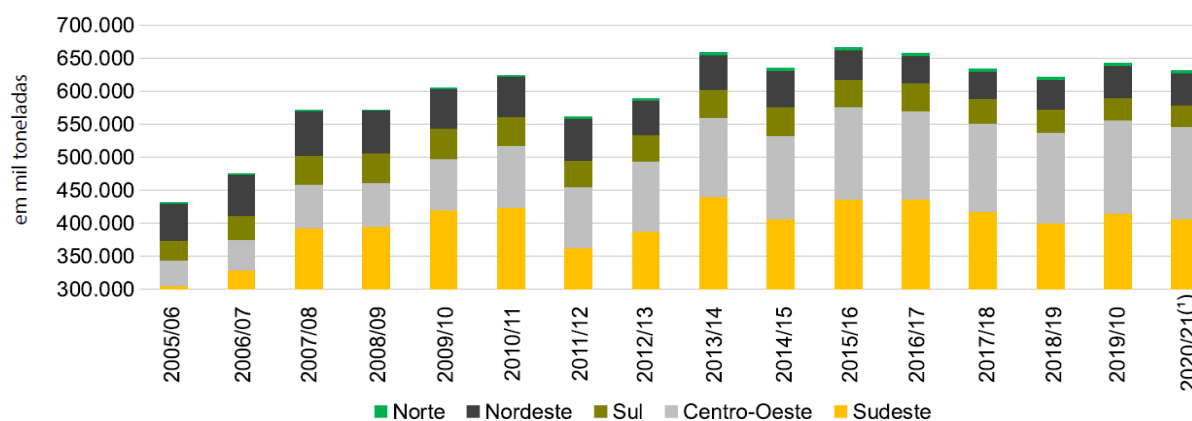
Convém ressaltar que existem, ainda, potenciais adicionais consideráveis de matérias primas em aterros sanitários, efluentes, e resíduos sólidos urbanos. Este potencial poderia ser transformado em serviços energéticos, pois, também, são renováveis, estão em sua maioria próximos aos centros consumidores, e podem atenuar os problemas de poluição das grandes cidades, mas, apesar de promissores, estes resíduos não serão analisados nesta tese.

A.4.1. Produção de Cana-de-Açúcar e seus Derivados para Produção de Energia

No Brasil e mais especificamente no Estado de São Paulo, o bagaço de cana-de-açúcar constitui, depois da madeira (lenha), o tipo de biomassa com maior importância e potencial como combustível (isto sem levar em consideração que boa parte da madeira utilizada no Brasil ainda é convertida em energia ou calor através de processos tradicionais). A produção total estimada de cana-de-açúcar moída na safra 2020/2021 é de aproximadamente 631 milhões de toneladas (CONAB, 2020).

Informações sobre a produção de cana-de-açúcar, e seus produtos e a distribuição geográfica pelo Brasil estão relacionadas na Figura 71.

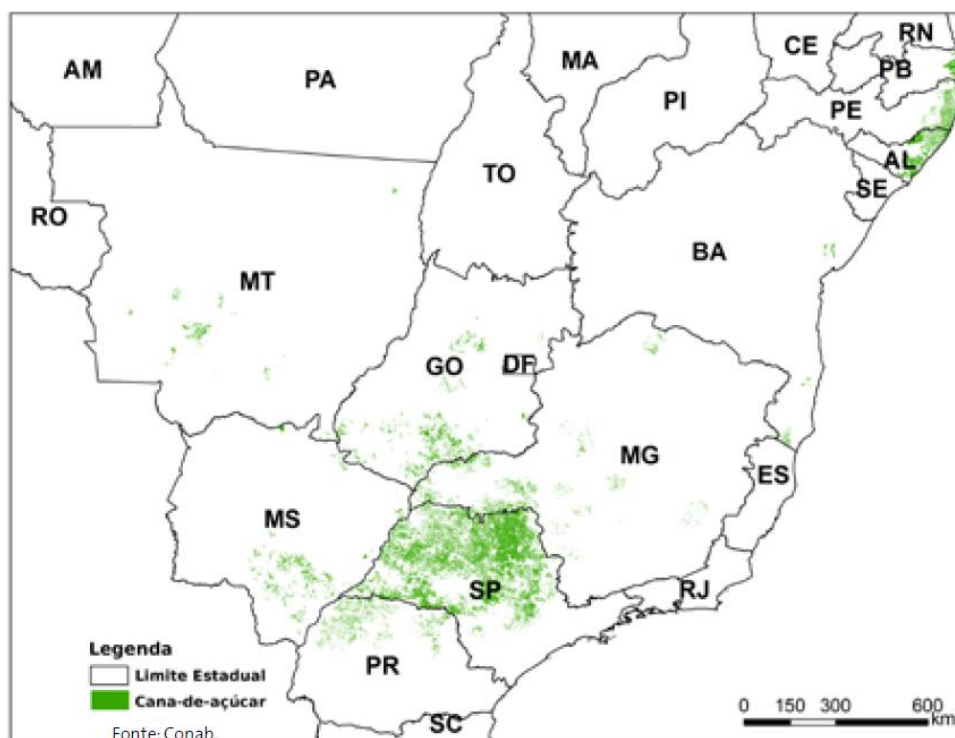
Figura 71 - Dados de produção de cana-de-açúcar no Brasil entre 2005 e 2020.



Fonte: CONAB (2020).

A produção de cana-de-açúcar no Brasil é secular e iniciou-se no Nordeste ainda no século XVI. Ainda se encontram naquela região algumas usinas, mas atualmente o maior produtor desta cultura é o Estado de São Paulo, responsável por aproximadamente 337 mil toneladas ou aproximadamente 50% da produção nacional. A Figura 72 apresenta a distribuição espacial da cultura-de-cana de açúcar no Brasil, onde também pode se observar a recente expansão da produção para o Centro Oeste. O Mato Grosso do Sul, outra área de interesse do nosso estudo, tem previsão de produção de aproximadamente 46 mil toneladas de cana em 2020.

Figura 72 - Áreas de cultivo de cana-de-açúcar mapeadas por imagens de satélite.



Fonte: CONAB (2020).

Motivados pela consolidação do etanol como principal combustível para motores de ciclo Otto no Brasil, pelo programa Renovabio e pela possibilidade de venda de energia elétrica excedente ao processo, um dos caminhos para o aumento da produtividade da cana-de-açúcar é o investimento realizado em melhoramento genético das culturas, levando em consideração o produto a ser priorizado. Segundo Silveira (2014), diversas empresas buscam melhorar as características da cana-de-açúcar, buscando aumentar sua produtividade, o teor de fibras, o teor de açúcar, e a tolerância à agentes nocivos. Por exemplo, espécies de cana-de-açúcar tradicionais, como a *Saccharum officinarum*, possuem elevado teor de açúcar e baixo teor de fibras. Já a espécie de cana energia CTCE7, desenvolvida pelo Centro de Tecnologia Canavieira (CTC), possui elevado teor de fibra e baixo teor de açúcar, o que deve melhorar seu perfil para geração de energia elétrica. A Tabela 65 ilustra as diferenças entre estas duas espécies de cana-de-açúcar.

Tabela 65 - Diferenças entre as características da cana tradicional e da cana energia.

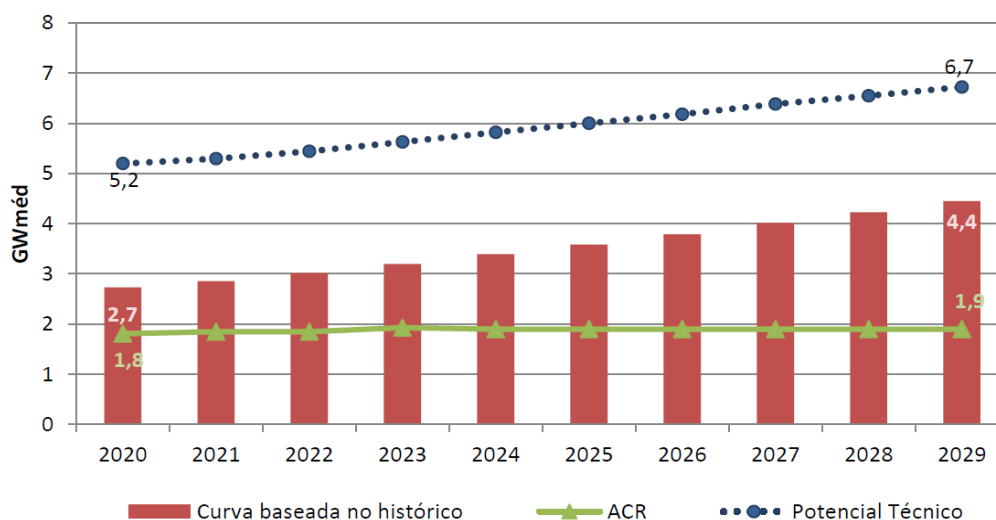
Características	Cana-de-açúcar	Cana-energia
Teor de fibras (%)	17,4	27
Teor de açúcar (%)	12,6	8,5
ATR (kg de ATR/t de cana)	135	93
Produtividade (t/ha)	100	180
Número de colheitas por ciclo	5	10
Bagaço (t/ha)	25	92,6
Açúcar (t/ha)	13,5	17,2

Fonte: Delgado; Sousa; Roitman (2017).

Constata-se que todas as usinas de álcool e açúcar brasileiras produzem energia elétrica e vapor suficiente para seu consumo interno, de forma consistente com seu projeto original. Por outro lado, segundo EPE (2019), apenas 200 das 369 unidades em operação tem condições de vender energia excedente para o mercado elétrico, a partir de contratos de longo prazo. A decisão de adotar tecnologias de cogeração com baixa eficiência buscava maximizar a queima do bagaço de cana, pois as usinas em geral não possuíam espaço para armazenar tamanha quantidade de bagaço e o mercado de venda de energia elétrica não era relevante para o segmento sucroalcooleiro.

De acordo com Goldemberg (2008), observa-se um incremento da utilização do bagaço excedente nas usinas de álcool para produção de energia elétrica, tanto a partir do aumento da eficiência daquelas usinas quanto pela eletrificação da fábrica, movimento que acaba por disponibilizar mais energia elétrica para ser vendida ao sistema elétrico brasileiro (SEB). A Figura 73 apresenta as projeções de exportação de energia oriunda do bagaço de cana contratada via Leilões de Energia *versus* a perspectiva baseada no histórico do segmento. Observa-se que, mesmo no cenário conservador, existe um grande aumento na disponibilidade de geração de energia por esta fonte. Caso as palhas de outros resíduos sejam também utilizadas, ao valor excedente de energia exportado seria acrescido um montante de 7,3 GW_{med} numa projeção conservadora (EPE, 2020).

Figura 73 - Potencial técnico médio de exportação das usinas sucroalcooleiras utilizando o bagaço disponível para geração.



Fonte: EPE (2018) citado por CCEE (2019).

Todo este sucesso da produção de cana de açúcar no Centro Sul do Brasil, especialmente para fabricação de etanol para transporte foi graças a resposta brasileira para enfrentar o primeiro choque do petróleo, que em 1973 aumentou de forma substancial os preços deste insumo e tornou bastante onerosa sua utilização, especialmente para países muito dependentes da importação deste insumo, como era o caso do Brasil na década de 70. Com a deterioração do balanço de pagamentos e aumento da inflação causados pelo preço elevado do petróleo, o Brasil, que importava 80% da sua necessidade, se viu obrigado a buscar formas alternativas para atender sua demanda combustível.

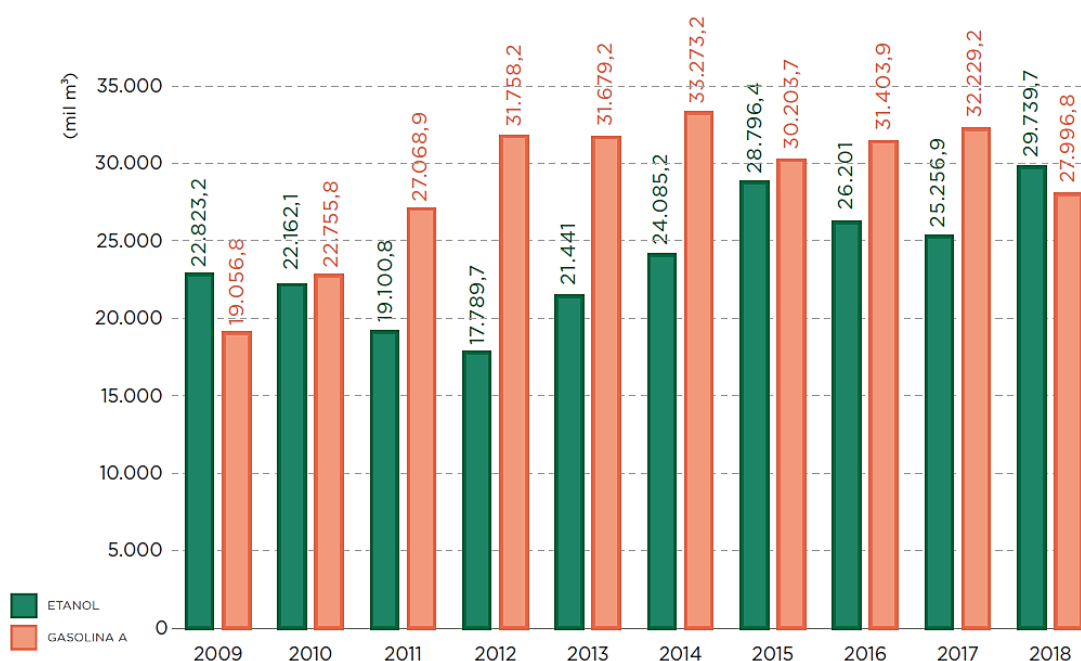
Dentre vários programas propostos o que obteve maior êxito foi o Programa Nacional do Álcool (Proálcool), lançado em 1975, que visava a produção de álcool anidro de cana-de-açúcar, em destilarias anexas as usinas, para ser adicionado à gasolina.

O programa nasceu alicerçado em subsídios e financiamentos públicos, ficando a cargo do governo, através da Petróleo Brasileiro S/A – PETROBRAS, a compra, transporte, armazenamento, distribuição e mistura do álcool à gasolina, e, também, a determinação do preço de venda do produto. Com o segundo choque do petróleo em 1979, o programa foi ampliado, visando nessa fase à produção de álcool como combustível substituto à gasolina, sendo priorizada a produção de álcool hidratado, produzido em destilarias autônomas e anexas às usinas.

O governo passa, então, a estimular o consumo de álcool dando isenções fiscais para a aquisição dos veículos movidos exclusivamente a álcool e, também, convertendo sua frota de veículos a esse combustível. Ainda nos anos 80, o programa apresentou problemas, decorrentes da queda e estabilização do preço do petróleo e alta do preço do açúcar no mercado internacional, e, também, da retirada dos financiamentos e subsídios por parte do governo, que enfrentava sérios problemas fiscais e financeiros. Isso acabou refletindo no descrédito do programa junto aos indivíduos, agravando-se com a crise de abastecimento em 1989, que perdurou por toda a década de 90.

No entanto, em 2003 o programa ressurgiu no mercado brasileiro, amparado pelo lançamento dos veículos *flex-fuel*, pela alta do preço do petróleo e pelo aumento da demanda internacional, consequência da assinatura do Protocolo de Kyoto. No ano de 2019, como pode ser observado na Figura 74, mais de 50% do consumo de combustíveis para carros leves no Brasil foi suprido pelo etanol anidro (adicionado à gasolina) e etanol hidratado, sendo que estes valores tendem a aumentar devido à implantação do programa Renovabio (ANP, 2019).

Figura 74 - Vendas de etanol anidro + hidratado e gasolina A no Brasil.



Fonte: Adaptado de ANP (2019).

No Brasil, grande parte da biomassa utilizada para geração de energia vem dos resíduos da cana-de-açúcar, sendo que para cada tonelada de cana-de-açúcar moída na fabricação de açúcar e etanol são gerados, em média, 0,27 t de bagaço e 0,20 t de

palha e pontas (CONAB, 2019; REDÍGOLO, 2014). A Tabela 66 apresenta uma estimativa de produção de bagaço de cana no Brasil dividido por regiões.

Tabela 66 - Estimativa de produção de bagaço de cana no Brasil.

Região	Estimativa Produção de Bagaço (1000 t)	Relação Bagaço/Cana-de-Açúcar Moída (%)	Total de Cana-de-Açúcar (1.000 t)
Norte	988	27,89	3.542
Nordeste	14.986	33,10	45.275
Centro Oeste	38.277	27,53	139.026
Sudeste	112.596	25,80	436.396
Sul	11.455	27,70	41.347
Brasil	178.302	26,79	665.586

Fonte: CONAB (2019).

Além do bagaço de cana, as palhas também podem ser utilizadas para produção de energia. Entretanto, devido à baixa utilização deste insumo, grandes quantidades de biomassa na forma de palha são deixadas no campo. Por causa disto, podemos afirmar que existe um enorme potencial inexplorado no setor sucroalcooleiro que poderia ser utilizado na produção de eletricidade excedente.

Uma tonelada de cana tem um potencial de geração de 300 kWh para a rede elétrica, sendo que uma tonelada de palhicho pode gerar 500 kWh. Considerando a produção média por hectare, pode-se afirmar que um hectare de cana-de-açúcar tem potencial para abastecer cerca de 8 residências durante o período de um ano, considerando um consumo médio de uma residência estimado em 154 kWh (UNICA, 2015).

Vale destacar que, com a adesão ao Protocolo Agroambiental, um programa de incentivo ambiental do governo do estado de São Paulo, as usinas paulistas reduziram gradativamente a coleta manual e queimada da cana no campo, substituindo parcialmente pela coleta mecanizada no ano de 2014 em áreas com declividades inferiores a 12%, e totalmente, a partir de 2017. Com isso, houve um aumento substancial da disponibilidade da palha de cana, sendo extremamente importante promover o seu aproveitamento energético.

Cervi *et al.* (2019) propuseram a utilização de dados de satélite e tratamento computacional pra determinar a distribuição espacial no Estado de São Paulo da disponibilidade da palha de cana-de-açúcar em relação às usinas a que estão relacionadas. Segundo os autores, caso esta palha fosse recolhida e transformada

em energia elétrica, mesmo levando em consideração que uma parte considerável da palha deve ser deixada no campo para fins de produtividade e proteção do solo, o montante potencial de energia elétrica seria de 18,7 TWh a 45,6 TWh, a depender do cenário analisado.

Dentre as vantagens da utilização do bagaço e palha da cana-de-açúcar, podem ser citadas as seguintes:

- Criar confiabilidade e segurança energética para os grandes centros consumidores (Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste);
- Pode ser utilizado em processos mais avançados de geração de energia, especialmente a gaseificação;
- Evitar perdas no sistema de transmissão, pois a geração geralmente está próxima ao consumo;
- O ciclo de produção da biomassa da cana-de-açúcar auxilia na captura de carbono da atmosfera;
- Possibilita a produção de biogás proveniente da biodigestão da vinhaça.

A.4.2. Produção de Eucalipto no Brasil

De acordo com a classificação utilizada pela EPE (2019), as atividades para exploração comercial e produção de madeira podem ser realizadas de dois modos distintos: o primeiro está relacionado à produção de madeira em florestas naturais, denominado extrativismo, o segundo está relacionado à produção em florestas plantadas, o que é denominado silvicultura. O extrativismo pode ser realizado de forma sustentável ou predatória, sendo que esta segunda maneira tem sofrido pressão para sua extinção por parte da sociedade. Por outro lado, a silvicultura vem ganhando espaço na matriz econômica agrícola devido ao desenvolvimento da indústria de celulose e painéis de madeira, mas tem potencial para muito mais, caso o Brasil encontre sua vocação junto à cadeia produtiva de produção de *pellets* para geração de energia e/ou bioquímica oriunda da madeira (WELFLE, 2017).

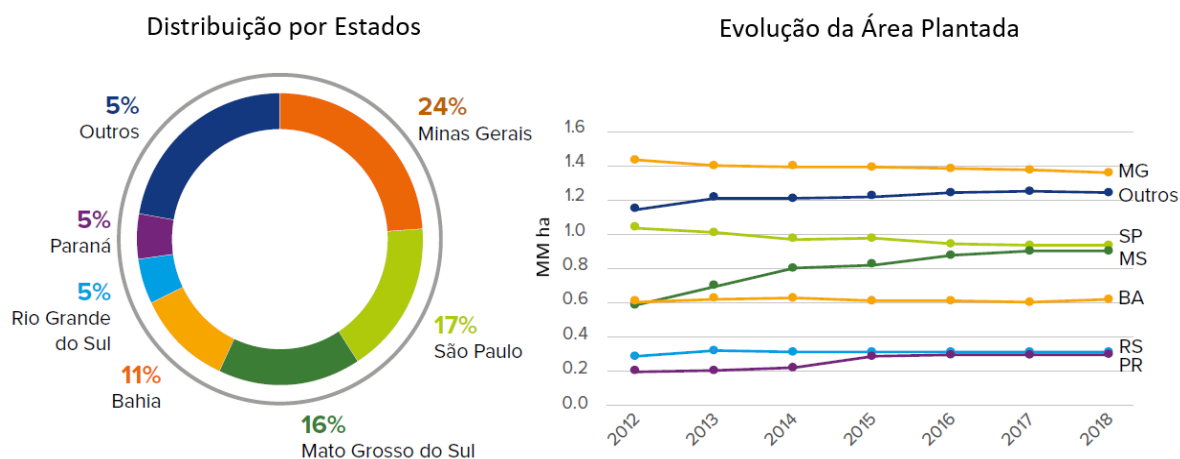
Para fins desta tese, as análises aqui realizadas serão feitas utilizando os dados das florestas plantadas, uma vez que qualquer tentativa de utilização no mercado energético de madeira de origem extrativista, mesmo que de forma sustentável, traria oposição ao seu uso e iria contra a ideia do trabalho, que é apresentar uma alternativa renovável e sustentável para geração através de termelétricas.

Segundo Brito (2007), a maneira de utilização final da madeira é influenciada pela disponibilidade de florestas na localidade, nível de desenvolvimento do país, legislação ambiental, disponibilidade e custos de outras fontes energéticas. Verifica-se que a utilização de madeira como energia primária é relevante nos países subdesenvolvidos ou em desenvolvimento, muitas vezes por falta de alternativas, principalmente para as comunidades mais carentes, cuja utilização de madeira como lenha ou o seu derivado, o carvão vegetal, são essenciais para preparação de alimentos e outras necessidades básicas.

Quando se observa a extensão da área coberta por florestas em seu território, o Brasil possui a segunda maior do mundo, atrás apenas da Rússia, atualmente totalizando 463,3 milhões de hectares, dos quais 456,1 milhões de hectares são de florestas naturais, localizadas especialmente no bioma amazônico (EPE, 2019).

As biomassas com origem em florestas plantadas (eucalipto, pinus e outras) cobrem 7,83 milhões de hectares do território brasileiro, dos quais 5,7 milhões de toneladas são da espécie eucalipto. As florestas plantadas desta espécie estão concentradas principalmente nos Estados de Minas Gerais, São Paulo e Mato Grosso do Sul (IBA, 2019), conforme mostrado na Figura 75. Grande parte do aproveitamento energético desta biomassa é realizado em fábricas de celulose, num esquema de autoprodução energética. Neste mercado específico, o potencial energético dos resíduos de madeira e da lixívia (subproduto da indústria) são utilizados para autoprodução e comercialização de energia elétrica excedente.

Figura 75 - Evolução da Área plantada de eucalipto no Brasil no período de 2012 a 2018 e respectiva distribuição por estados produtores.



Fonte: Adaptado de IBA (2019).

Segundo IBA (2020), a produção de madeira (toras) com origem em florestas plantadas (eucalipto, pinus e outros) para fins industriais foi de 221 milhões de m³ no ano de 2019, sendo que mais de 75% desta biomassa tem origem nas florestas de eucalipto. Destes, pode-se destacar o volume utilizado pela indústria de celulose para fabricação de papel e àquela destinada à produção de lenha utilizada nas indústrias. A distribuição do consumo de madeira no Brasil em função do segmento industrial é apresentada na Tabela 67.

Tabela 67 - Consumo de madeira no Brasil por segmento.

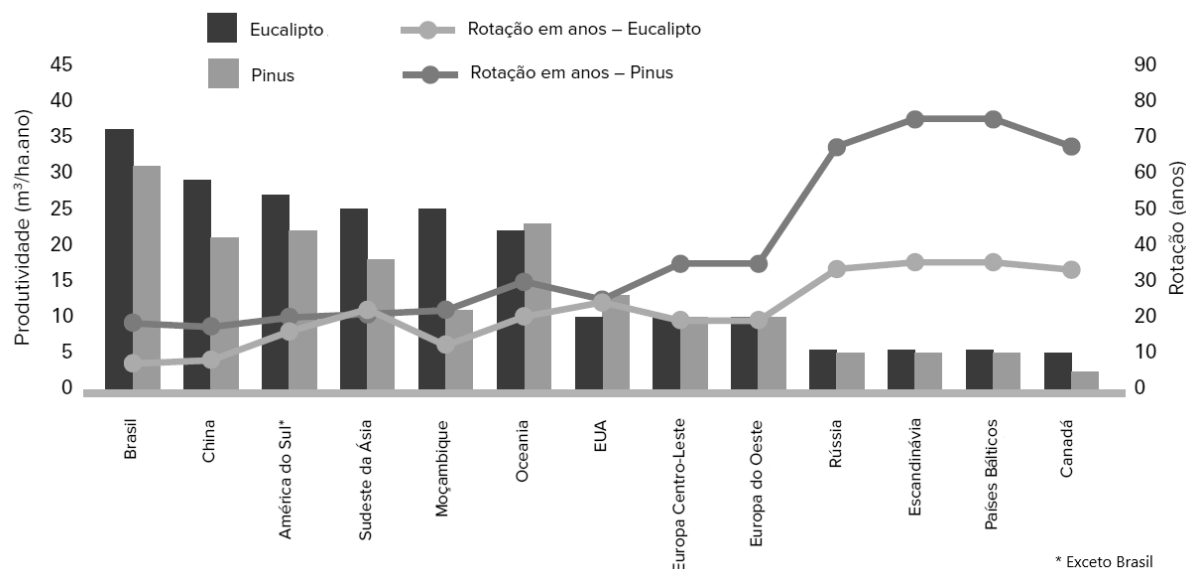
Segmento	Produção (milhões de m ³)			
	Eucalipto	Pinus	Outras	Total
Papel e celulose	79,9	10,3	0,1	90,3
Painéis reconstituídos	6,6	7,4	0,4	14,4
Indústria moveleira	6	27,9	0,4	34,3
Carvão	23,4	0	0	23,4
Lenha industrial	47,1	4	4,4	55,5
Madeira tratada	1,4	0	0	1,4
Outros	1,6	0,1	0	1,7
Total	166,0	49,7	5,3	221,0

Fonte: Adaptado de IBA (2019).

Quando se analisa todos estes números, o potencial brasileiro para a expansão da produção agrícola não encontra paralelo no mundo. Ao se considerar a estimativa de 366 milhões de hectares de terras agricultáveis atualmente (43 % do território nacional), as florestas plantadas de eucaliptos representam apenas 1,4 % deste montante, o que mostra todo o seu potencial, inclusive como candidato a auxiliar as políticas de reflorestamento ocupando áreas degradadas e marginais (SANTAROSA *et al.*, 2014).

A produtividade de biomassa das florestas plantadas brasileiras é uma das mais altas do mundo, da ordem de 36,0 m³/ha.ano para o eucalipto, e de 30,1 m³/ha.ano para o pinus (IBA, 2020). A Figura 76 compara a produtividade brasileira com a de outros países relevantes no mercado de produção de florestas plantadas. Destaca-se também o tempo médio de rotação da cultura, que é o tempo entre o plantio de colheita no Brasil, que é de apenas 7 anos.

Figura 76 - Produtividade (Pm) e rotação média de árvores no Brasil em comparação a outros países.

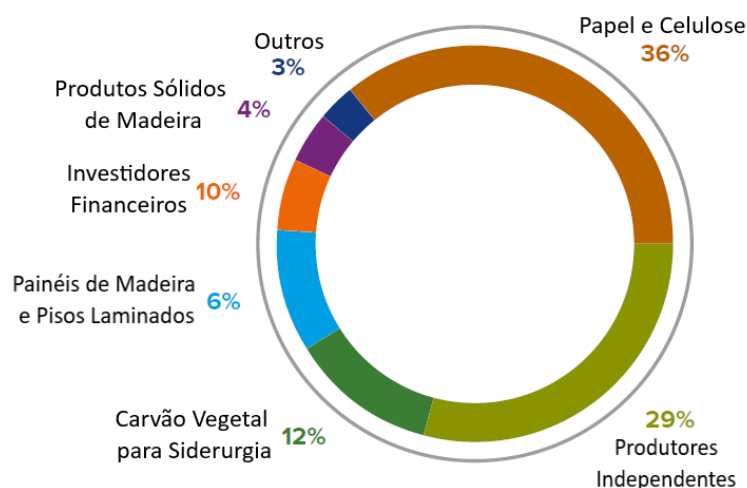


Fonte: Adaptado de IBA (2019).

A indústria de base florestal brasileira caracteriza-se por sua diversidade e cadeias logísticas no interior do país bem desenvolvidas, compreendendo a produção de madeira, manejo, colheita e transporte. Os seus principais produtos compreendem, como já foi dito anteriormente a celulose, para produção de papel e painéis de madeira; uma indústria de processamento mecânico de madeira, incluindo produtos serrados e compensados; e um segmento para transformação em energia, composto por lenha, cavacos e carvão vegetal (VALVERDE *et al.*, 2012). Este último segmento pode ter um grande desenvolvimento caso sejam desenvolvidas tecnologias mais eficientes e economicamente viáveis para esta transformação.

Um caso interessante e singular no mundo é a utilização de carvão vegetal na indústria siderúrgica nacional. Isto se dá pois o carvão mineral brasileiro possui um alto teor de enxofre e cinzas, o que o torna impróprio para aquela indústria. A Figura 77 apresenta as principais utilizações para a madeira das florestas plantados no Brasil em 2018.

Figura 77 - Usos de madeiras oriundas de florestas plantadas no Brasil.



Fonte: Adaptado de IBA (2019).

Convém ressaltar que toda a produção de madeira, mesmo que não seja para utilização na indústria da energia, gera grande quantidade de resíduos. Por exemplo, estima-se que, aos 7 anos de idade, 25 a 30% da biomassa constituinte de uma árvore de eucalipto seja composta por galhos, raízes, folhas e copas (FLOELKEL, 2012). Aos nove anos, estes valores passam a ser em torno de 20%. A Tabela 68 apresenta os montantes de resíduos produzidos pela indústria de florestas plantadas de eucalipto no Brasil no ano de 2018. Para uma produção de madeira de 221 milhões de toneladas em 2019, foram gerados em torno de 36 milhões de toneladas de resíduos sólidos, dos quais 98% são deixados nas florestas ou já são utilizados para geração de energia (IBA, 2020).

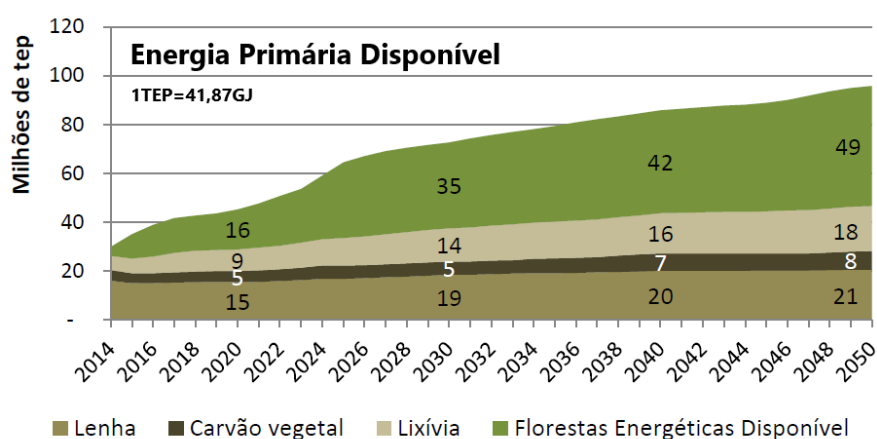
Tabela 68 - Produção de resíduos na indústria brasileira do eucalipto e destinação final em 2018.

Atividade	Item	Produção [MMt]	Destinação Final
Florestal (70,9%)	Cascas, galhos e folhas	36,11	mantidos no campo, como proteção e adubação no solo
	Óleos, graxas e embalagens defensivos agrícolas	0,74	encaminhados para destinação final conforme legislação
	Subtotal	36,85	
Industrial (29,1%)	Cavacos, Serragem e Licor Negro	9,72	destinados à produção de energia, por meio de queima nas caldeiras
	Cavacos, Serragem e Aparas de Papel	4,52	reutilizados como matéria prima por empresas do setor de árvores plantadas
	Lama de Cal e Cinza de Caldeiras	0,70	reutilizados como matéria prima por outros setores
	Compostos Químicos e Outros	0,43	encaminhados para aterros sanitários
	Subtotal	15,37	
Total		52,22	

Fonte: Adaptado de IBA (2019).

EPE (2019) traz uma estimativa interessante a respeito da produção de biomassa florestal para aproveitamento energético. Esta projeção diz que, em 2050, cerca de 15 milhões de hectares deverão estar ocupados por florestas plantadas para atender a demanda pelos recursos energéticos de base florestal. Deste montante, estima-se que a maior parte vai ser utilizada para produção de energia, como demonstrado na Figura 78.

Figura 78 - Projeção da produção de biomassa florestal em florestas energéticas.



Fonte: EPE (2019).

A.5. TRANSPORTE DOS RESÍDUOS AGROENERGÉTICOS

Tanto a produção de energia elétrica quanto a de biocombustíveis a partir de biomassa apresentam alguns desafios logísticos adicionais, pois estes materiais apresentam baixa densidade energética, presença de umidade e propensão à degradação biológica, quando comparados aos combustíveis fósseis (GONZALES *et al.*, 2013). Uma consequência destas características é a necessidade de que a planta de transformação (elétrica ou biocombustível) destes insumos deve estar próxima à fonte de biomassa, o que acaba por limitar a capacidade destas plantas, pois existe uma quantidade finita de biomassa que pode ser obtida dentro de um raio de coleta viável economicamente.

Uma das linhas de ação para contornar este problema é apresentada por Edenhofer *et al.* (2011) que defendem ser economicamente viável o transporte de biomassa para industrialização em distâncias de até 50 km. Para distâncias maiores, de até 150 km, é indicado o pré-processamento para densificação da biomassa pelos processos de peletização ou briquetagem. Já Vidal; Hora (2011) apresentaram que, para a indústria de papel e celulose, os custos de transporte de madeira mostram-se viáveis para distâncias de até 150 km.

Outra forma de tornar o transporte de biomassa mais competitivo foi apresentada por Ignácio *et al.* (2019), que realizaram diversas análises experimentais com a espécie de eucalipto *Eucalyptus urosemante*, com o objetivo de encontrar maneiras para diminuir o teor de umidade na madeira, aumentando o poder calorífico inferior do combustível por unidade de massa e tornando-o mais adequado para transporte. Seus resultados evidenciam que a umidade presente na madeira encontra um ponto de mínimo quando estas são transportadas entre 90 e 120 dias depois do corte. Antes deste período a umidade da madeira ainda pode ser evaporada pelo contato com o sol e, após um tempo, observa-se um aumento da umidade na madeira devido ao início do processo de degradação. Além disso, foi observado que a torrefação da madeira, como esperado, diminui seu teor de umidade e torna a biomassa menos higroscópica.

Pighinelli (2018) realizou simulação da produção de bio-óleo de eucalipto para geração de energia elétrica a partir de dois arranjos distintos: no primeiro a geração de bio-óleo era realizada por dez estações de pirólise rápida que utilizavam a técnica de *Tail Gas Reactive Pyrolysis* (que substitui o catalizador da pirólise rápida convencional pelo próprio gás produzido no leito fluidizado circulante) distribuídas na

região de produção da biomassa. Na outra configuração todo o eucalipto era transportado para uma estação de pirólise rápida e daí seguia para produção de eletricidade numa termelétrica operando em Ciclo Rankine. Entretanto, o estudo demonstrou que nenhuma das configurações apresentava custos competitivos em relação ao preço da eletricidade analisado.

De acordo com Ko; Lautala; Handler (2018), que estudaram o assunto de logística de biomassa, os custos de transporte apresentam grande disparidade em função dos parâmetros utilizados na pesquisa, como, por exemplo, a região estudada, o tipo de biomassa a ser transportado, a complexidade da operação logística, a distância do ponto de coleta à usina, dentre outros. Além disso, boa parte destes estudos estão relacionados a pequenas operações de transporte, sendo que para grandes capacidades eles não encontraram um grande número de publicações. Outro ponto importante foi a falta de modelos logísticos que levassem em conta os aspectos econômicos, ambientais, sociais e o efeito que um grande e perene aumento de demanda traria à capacidade logística da região.

Além disso, segundo Ko; Lautala; Handler (2018), existem algumas variáveis que são fundamentais para se entender e dimensionar de forma otimizada um sistema competitivo para transporte de biomassa, tais como: o custo de transporte e/ou logístico, a distância de entrega, a capacidade de transporte requerida pelo tamanho da termelétrica e a eficiência do sistema como um todo, as quais serão destacadas a seguir

A.5.1. Custos de Transporte

Os custos de transporte de biomassa podem variar consideravelmente de acordo com o país analisado, o tipo de biomassa transportado, a capacidade do meio de transporte, o teor de umidade, as distâncias e condições das estradas percorridas, dentre outros. Conforme observado na Tabela 69, os custos obtidos na literatura para o transporte ferroviário e fluvial são menores que os custos para o transporte rodoviário, apesar das grandes discrepâncias dos dados levantados. Por outro lado, nem todos os locais produtores de biomassa possuem infraestrutura ferroviária e aquaviária para transporte destes materiais, o que faz com o que, ao menos em alguma etapa, seja utilizado o transporte rodoviário para transporte da biomassa.

No caso do Brasil, em 2018, a distribuição percentual dos modais de transporte podia ser representada da seguinte maneira: transporte rodoviário (60%), ferroviário

(23%) e hidroviário (13%). Os demais modais representaram (4%) da matriz do transporte nacional (ILOS, 2019). Como pode ser observado, a matriz de transporte brasileiro é muito dependente do modal rodoviário e, além disso, a escolha do meio de transporte dependerá da disponibilidade daquele meio na região escolhida. Uma das vantagens da utilização de transporte rodoviário é que, diferente de barcaças e trens, a infraestrutura rodoviária é maior e alcança muitas áreas remotas onde os produtos agrícolas são cultivados (GONZALES, 2013).

Tabela 69 - Custo unitário de transporte em função do modal, biomassa e região analisada (Custos referenciados em dólares de 2014).

Modal	Biomassa	Custo Variável [\$ / t _s . km]	Custo Fixo [\$ / t _s]	País	Referência
Caminhão	Palha	0,19	6,09	EUA	Jenkins <i>et al.</i> (2000)
	Palha	0,18	6,54	Canadá	Kumar <i>et al.</i> (2003)
	Lascas Madeira (contrato)	0,15	6,85	Canadá	Kumar <i>et al.</i> (2004)
	Lascas Madeira (spot)	0,21	5,24	Canadá	Kumar <i>et al.</i> (2004)
	Resíduos de Milho	0,16	9,29	EUA	Glassner <i>et al.</i> (1998)
	Resíduos de Milho	0,14	0	EUA	Jose; Brown (1996)
	Resíduos de Milho	0,07	8,12	EUA	Perlack (2002)
	Gramíneas	0,27	4,55	EUA	Marrison; Larson (1995)
	Lascas de madeira	0,32	8,21	Alemanha	Apfelbeck <i>et al.</i> (1990)
	Gramíneas	0,09	11,9	EUA	Dhungana (2007)
	Lascas de madeira	0,03	27,14	Reino Unido	Rogers; Brammer (2009)
	Salgueiro	0,24	10,73	Suécia	Borjesson; Gustavsson (1996)
	Palha	0,16	30,67	Suécia	Borjesson; Gustavsson (1996)
	Resíduos de madeira	0,2	8,95	Suécia	Borjesson; Gustavsson (1996)
	Resíduos de Milho	0,29	9,71	EUA	NRC (2012)
	Palha de Trigo	0,29	9,71	EUA	NRC (2012)
	Gramíneas	0,29	9,71	EUA	NRC (2012)
	Resíduos Florestais	0,4	11,42	EUA	NRC (2012)
Trem	Palha	0,03	8,45	Canadá	Mahmudi; Flynn (2006)
	Lascas de Madeira	0,04	7,96	Canadá	Mahmudi; Flynn (2006)
	Salgueiro	0,04	24,59	Holanda	Hamelinck <i>et al.</i> (2005)
	Palha	0,02	69,01	Suécia	Borjesson; Gustavsson (1996)
	Resíduos de madeira	0,03	18,91	Suécia	Borjesson; Gustavsson (1996)
Navio	Salgueiro	0,02	25,56	Suécia	Borjesson; Gustavsson (1996)
	Palha	0,01	53,67	Suécia	Borjesson; Gustavsson (1996)
	Resíduos de madeira	0,01	21,72	Suécia	Borjesson; Gustavsson (1996)
Duto	Lascas de madeira	0,11	3,62	Canadá	Kumar <i>et al.</i> (2004)

Fonte: Ko; Lautala; Handler, (2018).

A.5.2. Distância do Ponto de Entrega

Levando em consideração este parâmetro, transporte rodoviário deve ser utilizado para transporte de biomassa em curtas distâncias e transporte ferroviários e aquaviários para médias e grandes distâncias (KO; LAUTALA; HANDLER, 2018). Mesmo assim, como pode ser verificado na Tabela 70, as distâncias ótimas para transporte de biomassa em função do meio de transporte podem variar de forma significativa, em função das condições geográficas da região, tipo de biomassa transportada, infraestrutura disponível e outras variáveis logísticas, o que sugere que os custos de transporte devem ser avaliados a partir do problema e das condições de contorno reais.

Tabela 70 - Distâncias ótimas para transporte de biomassa [km].

Biomassa	Caminhão	Trem	Navio	Local	Referência
Madeira	< 100	> 100	-	Holanda	Hamelinck <i>et al.</i> (2005)
	50 < d < 200	200 < d < 1.200	> 1200	Suécia	Forsberg (2000); Ruiz <i>et al.</i> (2013)
Lascas Madeira	< 386	> 386	-	EUA	Gonzales <i>et al.</i> (2013)
	< 100	500 < d < 800	> 800	Canadá	Searcy <i>et al.</i> (2007)
Palha	< 170	> 170	-	Canadá	Mahmudi; Flynn (2006)
	< 100	500 < d < 1500	> 1.500	Canadá	Searcy <i>et al.</i> (2007)
Resíduos Milho	< 100	500 < d < 1500	> 1.500	EUA	Searcy <i>et al.</i> (2007)
	< 170	> 170	-	Canadá	Mahmudi; Flynn (2006)
Gramíneas	< 161	> 161	-	Oeste dos EUA	Gonzales <i>et al.</i> (2013)
	< 338	> 338	-	Leste dos EUA	Gonzales <i>et al.</i> (2013)

Fonte: Ko; Lautala; Handler (2018).

Um ponto interessante a ser ressaltado é que os custos logísticos tendem a ser maiores em localidades onde a infraestrutura de transporte é pior, pois os gastos com manutenção, desgaste com equipamentos e tempo gasto na viagem são maiores.

A.5.3. Capacidade de Planta de Transformação

A capacidade da planta de transformação, tanto para biocombustíveis quanto para energia elétrica influencia sobremaneira o custo logístico de transporte da biomassa. Apesar de plantas de grande capacidade serem mais competitivas, uma análise muito detalhada deve ser realizada para avaliar seu custo benefício, uma vez que, devido a já mencionada baixa densidade energética da biomassa, a demanda

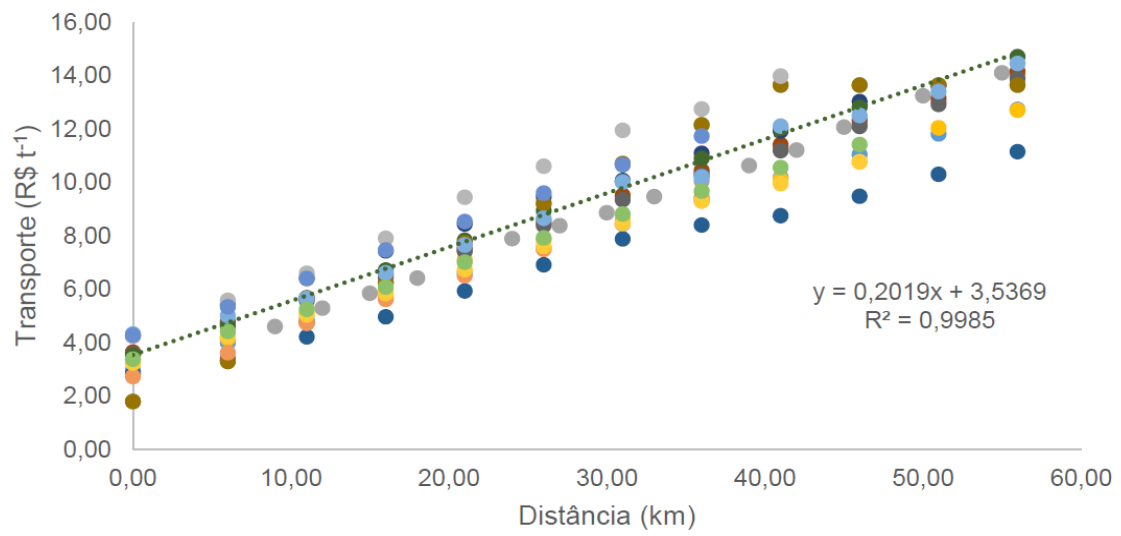
por este insumo pode ser maior que a capacidade ou a infraestrutura de produção de uma dada região (RICHARD, 2010), aumentando os custos logísticos e muitas vezes inviabilizando o empreendimento. Algumas das estratégias reportadas na literatura para viabilizar a implantação de grandes empreendimentos é a utilização de alternativas multimodais de transporte e a descentralização do suprimento de biomassa para pré-tratamento (KO; LAUTALA; HANDLER, 2018 citado por RONI *et al.*, 2014).

A.5.4. Eficiência do Sistema Logístico

A eficiência das operações logísticas é de suma importância para o sucesso do transporte de biomassa. Segundo Ko; Lautala; Handler (2018), as principais estratégias para aumento da eficiência destas operações é a correta seleção do modal de transporte, a utilização de armazenamento, operações com frotas e gestão adequada dos riscos do negócio. Alguns autores destacam a importância da armazenagem para viabilizar grandes empreendimentos de energia consumidores de biomassa (GALLIS, 1996, YU *et al.*, 2012, citado por KO; LAUTALA; HANDLER, 2018).

Para o escopo desta tese, serão considerados alguns valores apresentados na literatura para os custos logísticos da biomassa de interesse no Brasil. Para a madeira oriunda das florestas plantadas de eucalipto, Miranda (2002) e Chichorro (2017) apresentaram custos de transporte desta biomassa que variam de 7,50 a 11,70 R\$/m³. Cabe ressaltar que os valores encontrados nestes artigos variam em função da distância percorrida, da localidade analisada e se as toras de eucalipto estão sendo transportadas com ou sem casca. Para a outra biomassa analisada nesta tese (palha), têm-se que a etapa da colheita da cana de açúcar corresponde por aproximadamente 25% dos seus custos de produção, demonstrando a importância destes custos logísticos para a produção de álcool e açúcar (FRANÇOSO *et al.*, 2017). A Figura 79, dos mesmos autores, mostra o custo de transporte em função da distância obtidos para colheita de 2017 no Estado de São Paulo. Convém ressaltar que o bagaço de cana é considerado neste trabalho como resíduo, que possui seus custos de transporte já absorvidos nos custos de produção de açúcar e álcool. Por outro lado, as palhas de cana são originalmente deixadas na plantação. Por este motivo, os custos de transporte deverão ser adicionados aos custos de geração de energia elétrica quando gerada por este insumo.

Figura 79 - Dispersão dos dados de custo do transporte da cana amostrados em diferentes regiões do estado de São Paulo.



Fonte: França *et al.* (2017).

APÊNDICE B - GASEIFICAÇÃO E SISTEMAS DE LIMPEZA

B.1. HISTÓRICO

A utilização de combustíveis sólidos como fonte de energia foi a primeira forma que nossos ancestrais encontraram para se manter aquecidos, cozinhar seus alimentos e forjar suas armas, principalmente devido à facilidade com que estes combustíveis são encontrados na natureza (madeira, palhas, folhas, etc...). Por outro lado, a utilização somente de combustíveis sólidos limitava bastante a logística e eficiência destes processos, o que no início da nossa história não era relevante, mas que passou a ser um empecilho para o desenvolvimento humano, principalmente quando do surgimento dos primeiros agrupamentos populacionais.

Por causa disto, desde a antiguidade existem registros da “descoberta” e utilização de combustíveis líquidos ou gasosos, ainda que de forma rudimentar, mas que só tomariam vulto a partir da necessidade do uso mais intensivo de energia, o que coincide com o período da história conhecido como Revolução Industrial, onde a manufatura artesanal foi substituída pelo uso de máquinas.

É neste contexto que a história da gaseificação, tanto do carvão mineral quanto da biomassa pode ser dividida em pelo menos três fases distintas, onde o propósito e utilização do gás de síntese produzido caracteriza cada uma destas fases (CARDOSO, 2010).

A primeira, ainda nos séculos XVIII e XIX, está relacionada à substituição do carvão mineral para iluminação pública nas principais cidades da Europa. É nesta fase que se registra a primeira utilização de gás de síntese, em 1792, onde Willian Murdoch utilizou o gás oriundo do carvão mineral para iluminar sua casa. Há registros que indicam que a composição típica do gás produzido nesta fase era de 50% de hidrogênio, 3 a 6% de CO e o restante era constituído por metano e dióxido de carbono (BREAULT, 2010).

A segunda fase, surgida no decorrer do século XX, tem como característica principal a utilização do gás de síntese como substituto dos combustíveis derivados do petróleo, principalmente em períodos de escassez deste (CARDOSO, 2010). Na década de 1920, surgem novas possibilidades de utilização da gaseificação a partir da descoberta do processo Fischer-Tropsch (utilizado para produção de hidrocarbonetos líquidos a partir de gás de síntese). O corte dos fluxos de petróleo

para a Europa durante a Segunda Guerra Mundial fez com que a gaseificação fosse bastante utilizada para substituição destes combustíveis durante este período.

É justamente nesta fase que se observa o surgimento dos gasogênios, que nada mais eram do que veículos adaptados com gaseificadores para geração de combustível necessário para locomoção, conforme ilustrado na Figura 80. No decorrer na Segunda Guerra Mundial, estima-se que foram produzidos milhares destes modelos, principalmente aqueles destinados para zona rural, como tratores. Como exemplo desta aplicação, estima-se que 90% dos tratores da Suécia eram movidos a gasogênio em 1942 (KAUUP; GOSS, 1981).

Figura 80 - Veículo com gasogênio.



Fonte: Souza (2020).

Atualmente, observa-se que o processo de gaseificação passou para o que podemos considerar uma terceira fase, onde esta tecnologia ainda é utilizada majoritariamente em períodos de escassez ou preços altos dos combustíveis fósseis.

O diferencial deste período é a crescente pressão da sociedade civil visando a transição da matriz energética para uma maior utilização de combustíveis renováveis. Assim, o movimento observado não teria como motivação apenas a substituição de um combustível num momento de crise.

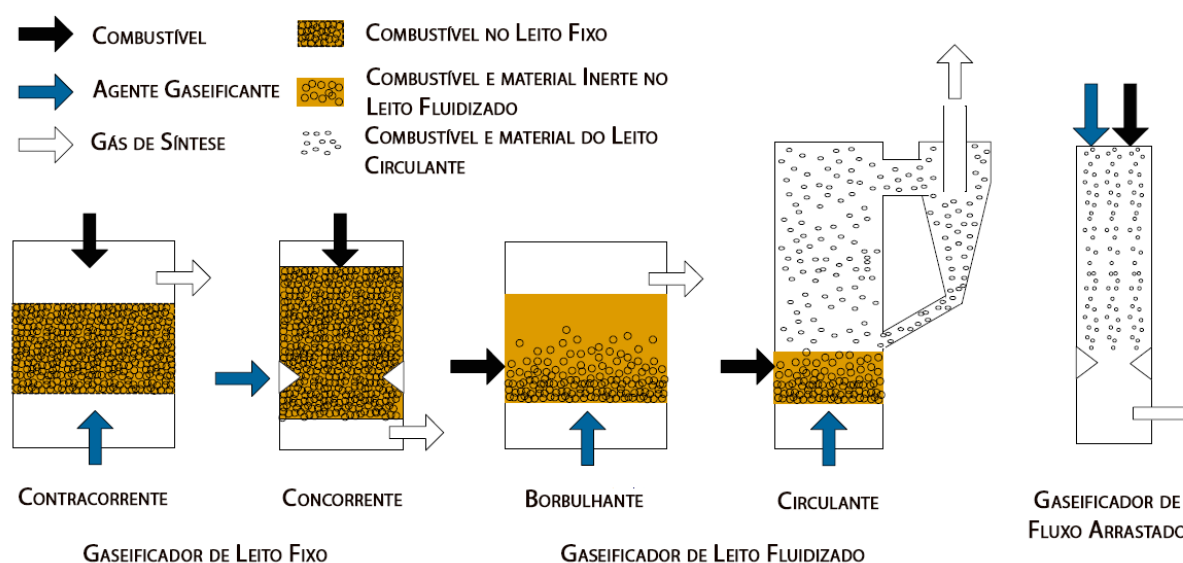
Além disso, observa-se que as pressões da sociedade civil para uma mudança de comportamento que resulte numa menor emissão de poluentes causadores do efeito-estufa tendem a aumentar. Esta situação faz com que uma maior utilização do processo de gaseificação de biomassa seja incentivada devido ao seu caráter sustentável e ambientalmente correto.

B.2. TIPOS DE GASEIFICADORES

Os gaseificadores podem ser classificados de diversas formas, sendo que as maneiras mais citadas na literatura são: a) pelo tipo de construção/leito do gaseificador (fixo, fluidizado ou de arraste); b) tamanho da partícula a ser gaseificada (fina, média ou grossa); c) fonte de energia para realização do processo (próprio combustível a ser gaseificado ou fonte externa); d) agente gaseificador utilizado (ar, vapor d'água, oxigênio, gás carbônico); e) pressão de trabalho do gaseificador; f) tipo de matéria-prima utilizada.

Em relação aos aspectos construtivos, os gaseificadores são classificados de acordo com a disposição da matéria a ser gaseificada e os fluxos de entrada do agente oxidante e da matéria-prima, como pode ser observado na Figura 81.

Figura 81 - Classificação dos gaseificadores de acordo com seus aspectos construtivos.



Fonte: Adaptado de Hrbek (2016).

A seguir serão apresentadas as principais características de cada tipo de gaseificador.

B.2.1. Gaseificador de Leito Fixo

Os gaseificadores de leito fixo ainda são os mais utilizados atualmente, uma vez que são mais simples e baratos para construir. Geralmente operam em pressão

atmosférica e, em geral, são mais eficientes trabalhando com combustíveis de alta densidade energética e granulometria grossa.

Além disso, é possível subdividir estes gaseificadores de acordo com a relação entre o fluxo gasoso produzido e a direção de entrada da matéria-prima. Assim, eles podem ser classificados em gaseificadores de leito fixo em corrente ascendente (*updraft*) ou contracorrente, corrente descendente (*downdraft*) ou co-corrente e de fluxo cruzado.

Os gaseificadores de leito fixo com fluxo ascendente são caracterizados por terem a entrada do gás oxidante (geralmente ar) na parte inferior do equipamento, enquanto a matéria-prima a ser utilizada entra pela parte superior. Já nos gaseificadores de leito fixo descendente, o agente gaseificante entra pela parte superior ou lateral do equipamento, bem como a matéria-prima. O fluxo do gás produzido vai na mesma direção do agente gaseificante, o que provoca uma diminuição do teor de alcatrão no gás produzido.

B.2.2. Gaseificador de Leito Fluidizado

Dentre os diversos tipos de gaseificadores, os de leito fluidizado são os mais utilizados para aplicações na área de produção de eletricidade, onde são necessários suprimentos de insumos constantes e uniformes (KHORSHIDI *et al.*, 2016). A necessidade de geração de gases de forma contínua e a busca por ganho de desempenho são os principais motivadores do desenvolvimento deste tipo de tecnologia

Estes gaseificadores podem ser classificados em Leito Fluidizado Borbulhante - BFB e Leito Fluidizado Circulante - CFB (GÓMEZ-BAREA; LECKNER, 2010).

Uma diferença fundamental entre os gaseificadores de leito fixo e os de leito fluidizado é que nestes últimos não é possível diferenciar as regiões onde ocorrem as reações químicas. Estas ocorrem em todo o leito de forma praticamente homogênea, em temperaturas usualmente entre 700 a 900 °C (LORA; VENTURINI, 2012).

Durante a operação deste equipamento, as partículas de combustível e do agente oxidante ficam em suspensão em um leito inerte, que pode ser constituído por cinzas, areia, alumina, dentre outras.

A classificação atualmente adotada para este tipo de gaseificador leva em consideração a velocidade do fluxo dos gases através dele. Este fluxo pode ser suficiente apenas para o borbulhamento do meio, situação na qual teremos um leito

fluidizado borbulhante ou chegar ao ponto em que tanto o gás como o material inerte são arrastados para a saída do equipamento, situação na qual temos o leito fluidizado circulante. Nesta última situação, é necessária a instalação de ciclones para separar o gás de síntese e o material do leito, que retorna para o processo.

A escolha de um gaseificador de leito fluidizado borbulhante ou circulante depende geralmente da necessidade de produção de gás de síntese para determinado projeto. Demonstra-se comercialmente que, para potências térmicas abaixo de 25 MW, os gaseificadores de leito fluidizado borbulhantes apresentam um menor investimento que os gaseificadores de leito fluidizado circulante, justificando a utilização destes últimos apenas para potências térmicas acima de 100 MW (BRIDGWATER, 2003).

B.2.3. Gaseificador de Fluxo Arrastado

Este tipo de gaseificador difere bastante dos citados até o momento, pois neste caso a matéria-prima a ser gaseificada é primeiramente pulverizada e entra no equipamento juntamente com o agente oxidante, que geralmente é o oxigênio puro ou vapor d'água (LORA; VENTURINI, 2012). Geralmente estas reações ocorrem em níveis de temperatura maiores que 1.200 °C e pressões maiores que 2 MPa. Outras características importantes deste tipo de gaseificador é a ausência de alcatrão (hidrocarbonetos pesados que são craqueados devido às condições do processo) e a retirada de cinzas em estado líquido (escória). Este equipamento tem se mostrado eficiente no processo de gaseificação de licor negro (rejeito do processo de fabricação de celulose).

A Tabela 71 traz uma síntese das principais características dos gaseificadores e alguns parâmetros de operação utilizados nestes equipamentos.

Do ponto de vista termodinâmico, a forma mais eficaz de se gerar eletricidade com biomassa seria através da gaseificação e utilização num ciclo combinado com turbina a gás (BIG-GTCC – *Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle*), devido maior eficiência do ciclo termodinâmico associado. Entretanto, esta tecnologia ainda não é competitiva do ponto de vista econômico sem subsídios governamentais (HRBEK, 2019), (SANSANIWAL *et al.*, 2017). O alto custo de instalação dos gaseificadores, especialmente os de grande escala, é uma das principais barreiras.

Tabela 71 - Comparação entre os tipos de gaseificadores.

Regime de Fluxo	Leito Fixo ou Móvel	Leito Fluidizado	Leito Arrastado
Analogia a Combustão	Combustor por grade	Combustor por leito fluidizado	Combustor de carvão pulverizado
Tipo de Combustível	Somente sólido	Somente sólido	Sólidos ou Líquidos
Tamanho da partícula	5 – 50 mm	0,5 – 5 mm	< 500 µm
Tempo de Residência	15 – 30 min	5 – 50 s	1 – 10 s
Oxidante	Ar ou oxigênio	Ar ou oxigênio	Quase sempre oxigênio
Temperatura do Gás de Saída	400 – 500 °C	700 – 900 °C	900 – 1.400 °C
Exemplos Comerciais	Lurgi dry-ash (<i>non-slugging</i>) BGL (<i>slugging</i>)	IGT U-Gas, HT Winkler, KRW	GE (Texaco), Shell, Prenflo, E-Gas, Noell
Comentários	Leito móvel é mecanicamente agitado, o leito fixo não.	Temperatura do leito está abaixo do ponto de fusão da escória, prevenindo aglomeração das partículas.	Não recomendável para carvão com elevada quantidade de cinzas, devido à elevada temperatura que promove a fusão da escória.
	Para o gaseificador em leito móvel o fluxo é sempre em contracorrente.	Sugerido para carvão com elevada quantidade de cinzas e, também, para gaseificação de rejeitos em geral.	Não recomendável para combustíveis de difícil atomização e pulverização.

Fonte: http://carvaomineral.com.br/interna_conteudo.php?i_subarea=16&i_area=2, acessado em 03/01/2017.

B.3. TECNOLOGIAS PARA LIMPEZA DO GÁS DE SÍNTESE

A utilização final do gás de síntese produzido num gaseificador determina qual tipo de processo de limpeza este gás deve sofrer para que atenda as condições. Por exemplo, de acordo com Fernandes (2004, citado por LORA; VENTURINI, 2012), nas aplicações de gás de síntese em esquema de *cofiring* com combustão direta para produção de calor não é necessária a aplicação de processos de limpeza dos gases de síntese.

Por outro lado, para maior parte das aplicações industriais, a qualidade requerida na utilização do gás de síntese traz a necessidade de processos de limpeza que removam os mais diversos tipos de impurezas, tais como materiais particulados,

hidrocarbonetos pesados (tar), compostos a base de enxofre, halogênios, álcalis, entre outros. Caso determinadas tecnologias operem com o gás fora de especificação, diversos problemas podem ocorrer, conforme mostrado na Tabela 72.

Tabela 72 - Problemas associados a falta de limpeza no gás de síntese.

Impureza	Problema Associado	Mecanismo de Controle
Particulados	Poluição ambiental, erosão e incrustação nos equipamentos	Lavagem do gás, filtração.
Metais Alcalinos	Corrosão	Condensação, filtração, adsorção.
Compostos Nitrogenados	Corrosão e poluição ambiental	Utilização de O ₂ como agente gaseificante, remoção com substâncias básicas.
Alcatrão	Corrosão	Filtração a frio, remoção com catalizadores ou térmica.
Enxofre e cloro	Corrosão e poluição ambiental	Lavagem do gás, captura com óxidos de cálcio ou magnésio.

Fonte: Adaptado de Lora; Venturini (2012).

Especificamente para o presente estudo, é imprescindível o tratamento adequado do gás de síntese para utilização na turbina a gás, pois um gás fora de especificação pode trazer diversos problemas a estes equipamentos, tais como erosão das palhetas da turbina, entupimento dos orifícios de refrigeração e corrosão generalizada.

As tecnologias para adequação da qualidade do gás de síntese em função de sua aplicação podem ser divididas em dois grandes grupos: sistemas de tratamento do gás a quente ou a frio. Os sistemas de tratamento a frio podem ser construídos com materiais menos nobres por operarem em temperaturas mais baixas. Por outro lado, uma vez que o gás de síntese na saída do gaseificador possui temperatura elevada (no caso de um gaseificador de leito Fluidizado Circulante, esta temperatura está na faixa de 800 a 900°C), este gás, para ser condicionado em um sistema de baixa temperatura, deve ser resfriado, o que acarreta uma diminuição da eficiência termodinâmica do processo (ASADULLAH, 2014). Conforme este mesmo autor, as tecnologias para remoção de impurezas no gás de síntese podem ser classificadas de acordo com a Tabela 73.

Tabela 73 - Classificação das tecnologias para remoção de impurezas no gás de síntese.

Temperatura de Trabalho	Mecanismo de Limpeza	Equipamentos
Sistemas de Limpeza a Frio	A seco	Ciclones, precipitadores eletrostáticos, filtros tipo bolsa, filtros defletores, filtros cerâmicos, tipo bolsa, filtros de areia, absorvedores.
	Úmida	Vasos <i>scrubber</i> , precipitadores eletrostáticos úmidos, ciclones com injeção de água.
Sistemas de Limpeza a Quente	Filtragem a quente	Filtros cerâmicos e tipo vela projetados para alta temperatura.
	Tratamento térmico	Operação do gaseificador ou reator pós gaseificação na faixa de 1.000 a 1.300°C.
	Craqueamento catalítico	Leito primário no gaseificador ou no reformador secundário.

Fonte: Adaptado de Assadullah (2014).

O grau de pureza do gás de síntese requerido depende muito da aplicação final a ser realizada. De forma resumida e como verificado na Tabela 73, a necessidade de pureza do gás é menor para utilização em motogeradores a gás, intermediária para aplicações em turbinas a gás e muito grande para utilização em processos químicos como o Fisher (TROPSCH ASSADULLAH, 2014). Assim, para utilização em aplicações com turbinas a gás, o principal objetivo dos sistemas de limpeza é a retirada dos materiais particulados, do alcatrão e de outros componentes à base de enxofre e halogênios.

Dessa forma, a seguir serão apresentadas em mais detalhes as impurezas presentes no gás de síntese bem como os principais métodos de remoção, tanto a frio quanto a quente.

B.3.1. Remoção de Material Particulado

A substância conhecida como material particulado é na verdade um conjunto de substâncias que tem sua origem no material de leito fluidizado do gaseificador, biomassa não convertida, cinzas, hidrocarbonetos pesados, sólidos e impurezas presentes na biomassa, entre outros. Estes materiais devem ser removidos do gás de

síntese, pois sua deposição nos equipamentos à jusante pode causar entupimento e perda de eficiência destes equipamentos, além de aumentar a poluição ambiental.

a) Filtragem

O princípio de funcionamento de um sistema de filtragem é bastante simples, e este equipamento consiste num material poroso que deixa passar o gás de síntese e retém o material particulado. Dependendo da porosidade e do tipo de filtro utilizado, este dispositivo pode filtrar partículas de 0,5 a 100 μm de diâmetro na corrente de gás (STEVENSON, 2001).

O material de construção destes sistemas de filtragem é importante pois determina se este pode ser utilizado para filtragem do gás de síntese em baixas ou altas temperaturas. Usualmente esta configuração é utilizada para filtragem a frio. Para altas temperaturas, os filtros mais utilizados são os cerâmicos, que podem operar a temperaturas de até 1.000°C (TOONSEN, 2010).

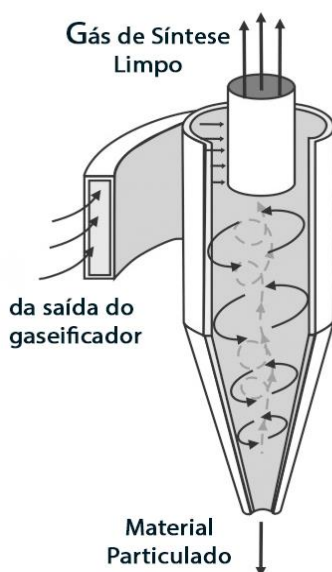
b) Ciclones

Ciclones são projetados para remover partículas sólidas de substâncias líquidas ou gases. Devido ao seu baixo custo, tem grande efetividade para remoção de material particulado de até 5 μm (STEVENSON, 2001).

Seu princípio de funcionamento tem como base a aplicação de força centrífuga no fluido, o que provoca a separação do particulado sólido do gás de síntese. Este dispositivo pode ser utilizado tanto para processo de limpeza do gás de síntese em baixas ou altas temperatura e seu uso é bastante comum, devido ao baixo custo de instalação e operação. Um desenho esquemático de um ciclone é apresentado na Figura 82.

Outro ponto importante a ser ressaltando é que este tipo de equipamento não possui partes móveis, e que usualmente é utilizado como primeiro elemento de limpeza do gás de síntese e em associação com outros sistemas de limpeza, a depender da utilização do gás de síntese.

Figura 82 - Configuração esquemática de um ciclone utilizado para retirada de material particulado no processo de limpeza do gás de síntese.



Fonte: Adaptado de Bizzo (2010).

c) Vasos *Scrubber*

Um sistema de separação a frio tipo *scrubber* é utilizado para remoção de componentes não desejados no gás de síntese a partir da passagem deste gás por um vaso onde um fluido (geralmente água) é pulverizado na corrente de gás. Então, a separação se dá pela colisão das partículas presentes no gás com o material pulverizado. As partículas de água então condensam na superfície da impureza, o que faz com que ela aumente de tamanho e se torne mais pesada, facilitando sua separação por gravidade ou por centrifugação.

Este processo de limpeza, apesar de reter material particulado, geralmente também é utilizado para remoção de alcatrão, álcalis e halogênios (TOONSEN, 2010). Segundo Stevens (2001) separadores de gases *scrubber* do tipo Venturi podem ter eficiência de 95 a 99% para remoção de partículas maiores que 1 μm .

Um ponto de atenção para este equipamento é que há formação de efluente durante a operação do mesmo, que deve ser tratado adequadamente para atendimento à normas ambientais.

d) Precipitador Eletrostático

O princípio de funcionamento deste equipamento consiste na ionização do gás de síntese que passa no seu interior através de descargas elétricas, onde o material particulado torna-se carregado eletricamente e é atraído para um eletrodo interno com

carga elétrica oposta. Neste local o material particulado armazenado é removido por lavagem ou vibração. Este sistema é caro, mas apresenta alta eficiência, como pode ser visto na Tabela 74, onde a eficiência de remoção de material particulado do precipitador eletrostático e de outras tecnologias são apresentadas.

Tabela 74 - Principais parâmetros dos sistemas de remoção de material particulado.

Equipamento	ΔP [kPa]	Temperatura Operação [°C]	Eficiência [%]
Ciclone alta eficiência	0,5 a 2	<1.200	95 a 99
Filtro Bolsa	20	<250	>99
<i>Scrubber</i>	0,2 a 20	<100	95
Precipitador Eletrostático	<0,5	<1.200	>99

Fonte: Adaptado de Toonssen (2010).

B.3.2. Remoção de hidrocarbonetos pesados (alcatrão)

Segundo Basu (2010), o composto denominado por alcatrão, oriundo do processo de gaseificação do carvão é composto por tolueno, xileno e outros componentes com alto valor comercial, o que não ocorre com o alcatrão oriundo da biomassa, composto basicamente por hidrocarbonetos oxigenados mais pesados que o benzeno e com baixo interesse comercial. Além disso, um alto teor de alcatrão no gás de síntese provoca uma série de problemas nos equipamentos de geração elétrica, principalmente nas turbinas a gás. Segundo Zang *et al.* (2004, citado por Lora; Venturini, 2012), existem três maneiras de remoção do alcatrão no gás de síntese: remoção física, por craqueamento catalítico e térmica.

a) Remoção Física do Alcatrão

Os processos de remoção física do alcatrão consistem basicamente no seu resfriamento e separação do gás de síntese a partir de processo de filtragem, precipitadores eletrostáticos úmidos ou pela lavagem do gás (*scrubber* + *demister*). Para funcionamento deste processo, o gás de síntese deve ser resfriado para temperaturas inferiores a 120°C (TOONSEN, 2010), pois nesta temperatura os componentes alcalinos e alcatrões presentes no gás de síntese são condensados. No interior do vaso *scrubber*, as partículas de alcatrão entram em contato com a água pulverizada e, por aumento do seu peso, coalescem com mais facilidade, onde podem ser removidas por centrifugação.

Além de produzir efluente que deverá ser adequadamente descartado atendendo as normas ambientais, este método é pouco eficiente do ponto de vista termodinâmico, pois grande parte da energia sensível do gás de síntese é perdida no processo de resfriamento.

b) Craqueamento Catalítico do Alcatrão

De acordo com Zang *et al.* (2004), citado por Lora; Venturini (2012), o processo de craqueamento catalítico do alcatrão é mais barato que a opção de craqueamento térmico, uma vez que as temperaturas de trabalho neste caso são menores que no segundo. Este método de separação pode ser realizado no próprio gaseificador ou num reator secundário. Usualmente um sistema de filtragem a quente revestido de material catalítico é utilizado para o craqueamento do alcatrão (TOONSSEN, 2010). Os elementos catalizadores podem ser metálicos ou não metálicos e as reações de catálise ocorrem usualmente em temperaturas entre 800 a 900°C. O processo de limpeza neste caso é bastante eficiente, e observa-se um aumento do teor de hidrogênio no gás de síntese à jusante do reator (BRIDGWATER, 2005 citado por TOONSSEN, 2010).

c) Craqueamento Térmico do Alcatrão

No caso do craqueamento térmico do alcatrão, este processo de limpeza só ocorre em temperatura muito altas, da ordem de 1200°C. Por causa disso, grandes quantidades de energia são necessárias para o aquecimento do gás de síntese até esta temperatura, o que se verifica não ser economicamente viável, principalmente para sistemas de grande capacidade.

Para uma maior compreensão da aplicabilidade das diversas tecnologias para remoção do alcatrão, a Tabela 75 apresenta a eficiência e outras características técnico/operacionais dos equipamentos utilizados.

Tabela 75 - Principais parâmetros dos sistemas de remoção de material particulado.

Equipamento	ΔP [kPa]	Temperatura Operação [°C]	Eficiência [%]
<i>Scrubber + Demister</i>	0,2-20	60°C	90
Precipitador Eletrostático	<0,5	<1.200°C	99
Leito Granular	0,5-1,5	<1.200°C	60-95
Craqueamento Térmico	0,5-1,5	>1.200°C	>50
Craqueamento catalítico	0,5-1,5	800-900°C	99

Fonte: Adaptado de Toonssen (2010).

APÊNDICE C - SIMBOLOGIA UTILIZADA NO CYCLE-TEMPO®

Na Tabela 76 é apresentada a simbologia utilizada no simulador Cycle-Tempo® para representação dos equipamentos, conexões e tubulações que compõe uma termelétrica real.

Tabela 76 - Simbologia utilizada no Cycle-Tempo® para representação do ciclo termodinâmico.

Símbolo	Nomenclatura
	Linha de água
	Linha de vapor
	Linha de combustível
	Linha de ar
	Gás de exaustão
	Turbina
	Condensador
	Trocador de calor (internos da HRSG)
	Desaerador
	Bomba de água
	Nó
	Fonte ou sumidouro
	Chaminé
	Câmara de combustão
	Válvula
	Tubulão de Vapor
	Gaseificador
	Filtro separador
	Gerador elétrico
	Compressor