

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA ENERGIA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Avaliação Técnico Econômica da Conversão da Biomassa em
Eletricidade Utilizando Tecnologias de Gaseificação**

Autor: Cristina Aparecida Vilas Bôas de Sales

Orientador: Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora

Itajubá, Dezembro de 2007

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA ENERGIA**

**Avaliação Técnico Econômica da Conversão da
Biomassa em Eletricidade Utilizando
Tecnologias de Gaseificação**

Cristina Aparecida Vilas Bôas de Sales

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da
Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em
Ciências em Engenharia da Energia .**

**Dezembro de 2007
Itajubá - MG**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA ENERGIA**

**Avaliação Técnico Econômica da Conversão da
Biomassa em Eletricidade Utilizando
Tecnologias de Gaseificação**

Cristina Aparecida Vilas Bôas de Sales

Composição da Banca Examinadora:

Prof. Dr. Ronaldo Hoffman - UFSM

Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni - UNIFEI

Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora (Orientador)– UNIFEI

Dedicatória

Aos meus queridos pais, Idalino e Elizabeth.

A minha irmã Juliana

Ao meu noivo Alisson.

Agradecimentos

Ao meu Orientador, Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora, pela competência, dedicação, paciência, amizade, pela confiança na realização deste trabalho e pela oportunidade de trabalhar no NEST.

A CAPES pelo apoio financeiro na realização deste trabalho.

Ao CENPES/ Petrobrás

Aos amigos do NEST, especialmente ao Rubenildo pela colaboração neste trabalho, a Janice pela grande atenção e carinho dedicado, a ala feminina do NEST, pela amizade, companheirismo e pelos inesquecíveis happy hours, em especial a Karina pela grandiosa colaboração, pela grande ajuda e principalmente pela sincera amizade.

Aos amigos Bráulio, Manuel, Aldemar e Emanuel.

Aos representantes da Termoquip Energia Alternativa pelos dados fornecidos para realização deste trabalho.

Aos professores Flávio Teixeira Neves, Brito Savanez, Deny, Carlos Roberto Carrobro, Erick Azevedo pela ajuda na realização deste trabalho. Aos professores da Universidade Federal de Itajubá pelos conhecimentos transmitidos.

Ao programa de pós-graduação em Engenharia da Energia e aos amigos do Mestrado.

Aos funcionários da Universidade Federal de Itajubá.

As amigas Ana Carolina, Eliane, Bruna, Kely, Túlia e Yasmine pela sincera amizade.

Aos meus pais, Idalino e Elizabeth e minha irmã Juliana, pela diária dedicação, carinho, atenção, incentivo e apoio na realização deste trabalho. Ao meu noivo Alisson, pelo grande apoio, amizade, incentivo compreensão e paciência. A Deus sobre todas as coisas.

"Quando você tem uma meta, o que era um obstáculo passa a ser uma das etapas do seu plano". Gerhard Erich Boehme

"Se não puder se destacar pelo talento vença pelo esforço." Dave Weinbaum .

Resumo

SALES, C. A. V. B. (2006), Avaliação Técnico - Econômica de Rotas Tecnológicas Convencionais e Avançadas para Produção de Eletricidade Através da Gaseificação de Biomassa, Itajubá, 172p. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Itajubá.

Este trabalho apresenta uma análise técnico-econômica da utilização da gaseificação de biomassa acoplada a diferentes acionadores primários, como os motores alternativos de combustão interna, microturbinas a gás, Motores Stirling e células a combustível. A faixa de aplicação de geração de eletricidade varia entre 50kW e 3MW. Este também apresenta uma análise de sensibilidade com relação ao preço da biomassa, ao custo de investimento, a tarifa média de energia elétrica e ao custo de O&M.. Os resultados são apresentados em gráficos indicando o comportamento dos indicadores econômicos em função da variação dos custos de cada parâmetro reduzindo e aumentando em até 50% do valor calculado.

Os cálculos realizados sobre as tecnologias apresentaram o motor alternativo de combustão interna como a tecnologia de maior viabilidade econômica seguido da microturbina a gás para um custo específico mínimo da tecnologia. Para as tecnologias emergentes como o motor Stirling e a célula combustível os resultados mostram que essas ainda não apresentam viabilidade econômica. A análise de sensibilidade mostrou que os parâmetros que mais influenciam a viabilidade do investimento são o custo específico da tecnologia e o preço da energia elétrica.

Palavras-chave

Biomassa, Gaseificação, Análise Técnico - Econômica, Análise de Sensibilidade.

Abstract

SALES, C. A. V. B. (2006), Techno Economic Assessment of Conventional and Advanced Technological Routes for Electricity Production Through Biomass Gasification, Itajubá, 172 p. MSc. Dissertation - Universidade Federal de Itajubá.

This work presents a techno-economical evaluation of the biomass gasification utilization with different technologies such as: reciprocating engines, gas micro turbines, Stirling engines and fuel cells. The power range for electricity generation is considered between 50kW and 3MW. The work shows the sensibility analysis about fuel price, investment, electric energy tax and O&M costs, and the calculation are realized in excel. The results are presented in graphs having indicated the behavior of the economic indicators in function of the variation of the costs of each parameter reducing and increasing in up to 50% of the calculated value.

The calculations realized through on the technologies presented the reciprocating internal combustion engine as the technology of bigger economic viability followed of the gas microturbine for a minimum specific cost of the technology. For the emergent technologies as the Stirling engine and the fuell cells the results show that these not yet present economic viability. The Sensibility Evaluation showed that the parameters that more influence the viability of the investment are the specific cost of the technology and the of electric energy price.

Keywords

Biomass, Gasification, Techno-Economic Evaluation, Sensibility Evaluation.

Sumário

RESUMO.....	iv
ABSTRACT.....	v
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Energia.....	1
1.2 Objetivos.....	3
CAPÍTULO 2.....	4
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
2.1 ENERGIA DA BIOMASSA.....	4
2.1.1 Contribuição da Energia da Biomassa na Matriz Energética.....	7
2.1.2 Programa de Incentivos as Fontes Alternativas.....	10
2.1.3 Setor Sucro-Alcooleiro e de Papel e Celulose.....	16
2.1.4 Tecnologias de conversão energética da biomassa.....	17
2.2 O PROCESSO DE GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA.....	24
2.2.1 Definição de Gaseificação.....	24
2.2.2 Tipos de gaseificadores.....	26
2.2.3 Comparação entre os diferentes tipos de gaseificadores.....	38
2.2.4 Composição do gás.....	39
2.2.5 Tecnologias de Limpeza do gás.....	42
2.3 APLICAÇÃO DO GÁS DE BIOMASSA.....	49
2.3.1 Principais indicadores econômicos.....	50
2.3.2 Principais indicadores econômicos.....	51
2.3.3 Comparação entre as tecnologias de geração de energia elétrica através da gaseificação	67

2.4 O MODELO DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS.....	69
2.4.1 Principais indicadores econômicos.....	69
2.4.2 Caracterização dos itens de Receitas e Custos.....	72
2.4.3 Análise de Sensibilidade.....	73
CAPÍTULO 3.....	76
METODOLOGIA.....	76
3.1 METODOLOGIA E ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICO ECONÔMICA DE SISTEMAS DE GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA VISANDO A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	76
3.1.1 Análise Econômica das Opções Tecnológicas.....	76
CAPÍTULO 4.....	86
RESULTADOS.....	86
4.1 RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA DA GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA VISANDO A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE.....	86
4.1.1 Avaliação Econômica do Investimento.....	86
4.1.2 Resultados da Análise de Sensibilidade.....	106
CAPÍTULO 5.....	125
CONCLUSÕES.....	125
CAPÍTULO 6.....	127
TRABALHOS FUTUROS.....	127
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	128
ANEXO 1.....	136
ANEXO 2.....	148

Lista de Figuras

Figura 1 Oferta Interna de Energia- Brasil (MME, 2006).....	8
Figura 2 Oferta Interna Energia no Mundo (MME, 2006)	8
Figura 3. Evolução da Oferta Interna de Energia no Brasil (MME, 2006)	9
Figura 4. Perspectivas da produção de carros movidos a etanol no Brasil para os próximos anos	14
Figura 5. Domicílios com energia elétrica da Região Norte (Cadernos nae, 2005)	15
Figura 6. Produção de álcool no Brasil de 1990 - 2006 (Unica, 2006)	16
Figura 7. Evolução do consumo de energia no mundo (Wikipedia, 2007)	18
Figura 8. Evolução dos preços do petróleo no Mundo (Vargas, 2005)	19
Figura 9. Estado atual das emissões de CO2 no mundo para os países membros e não membros do Anexo B (MARLAND, 2003)	21
Figura 10. Processos de aproveitamento energético da biomassa	22
Figura 11. Produtos da conversão termoquímica da biomassa (Bridgwater)	23
Figura 12. Etapas da Gaseificação	24
Figura 13. Reações químicas do processo de gaseificação (Waldheim, 2005)	26
Figura 14. Esquema de Gaseificador contracorrente ("Updraft") (Olofsson, 2005)	28
Figura 15. Esquema do gaseificador concorrente ("Downdraft") (Olofsson, 2005)	29
Figura 16. Esquema de gaseificador do tipo Fluxo Cruzado ("Cross - Flow") (Olofsson, 2005)	30
Figura 17. Gaseificação em duplo estágio	31
Figura 18. Esquema de gaseificação de duplo estágio	31
Figura 19. Esquema de gaseificador de duplo estágio (Bhattacharya)	33
Figura 20. Gaseificador de Duplo estágio da Termoquip	35
Figura 21. Testes de análise de alcatrão no gás produzido no gaseificador de Duplo estágio da Termoquip	35
Figura 22. Esquema de gaseificador de leito fluidizado borbulhante (Olofsson, 2005)	37
Figura 23. Esquema de gaseificador de leito fluidizado circulante (Olofsson, 2005)	38
Figura 24. Concentração de alcatrão e particulados em função do tipo de gaseificador (Lora, 2003 apud Guigon & Large, 1990)	41
Figura 25. Aplicação do gás produzido a partir da gaseificação da biomassa (Bridgwater)	50
Figura 26. Tempos de um motor de combustão interna de ciclo	52
Figura 27. Esquema da tecnologia gaseificador acoplado a motor alternativo de combustão interna	53
Figura 28. Etapas de funcionamento do motor Stirling tipo Beta	55
Figura 29. Princípio de funcionamento motor tipo Alfa	56
Figura 30. Motor Stirling Tipo Beta	57

Figura 31. Motor Stirling da STM Power	57
Figura 32. Sistema Gaseificador Motor Stirling	58
Figura 33. Sistema de geração gaseificador - motor Stirling	58
Figura 34. Esquema de uma célula combustível	60
Figura 35. Perfil esquemático da tecnologia de gaseificação e sistema de reforma do gás	60
Figura 36. Perfil esquemático de uma turbina a gás	64
Figura 37. Esquema da tecnologia gaseificação acoplada a turbina gás	65
Figura 38. Relação entre VPL e TIR	71
Figura 39. Metodologia da análise econômica de investimentos	78
Figura 40. Rotas tecnológicas de conversão de biomassa em energia via gaseificação em leito fixo	82
Figura 41. Rotas tecnológicas de conversão de biomassa em eletricidade via gaseificação em leito fluidizado	82
Figura 42. Valor da TIR para gaseificador de leito fixo alimentado com madeira	88
Figura 43. Valor da TIR para gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana	88
Figura 44. Valor da TIR para gaseificador de leito fluidizado alimentado com casca de arroz	89
Figura 45. Valor da TIR para gaseificador de leito fluidizado alimentado com serragem	90
Figura 46. Custo da energia gerada utilizando gaseificador de leito fixo alimentado com madeira	92
Figura 47. Custo da energia gerada utilizando gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana de açúcar	93
Figura 48. Custo da energia gerada utilizando gaseificador de leito fluidizado alimentado com casca de arroz	94
Figura 49. Custo da energia gerada utilizando gaseificador de leito fluidizado alimentado com serragem	95
Figura 50. Comparação do custo de produção de eletricidade a partir de diferentes fontes renováveis de energia (Fonte: Biomass Handbook)	96
Figura 51. Custo de Investimento Específico para conjunto gaseificador de leito fixo/acionador primário alimentado com madeira	97
Figura 52. Custo de Investimento Específico para conjunto gaseificador de leito fixo/acionador primário alimentado com bagaço de cana	98
Figura 53. Custo de Investimento Específico para conjunto gaseificador de leito fixo /acionador primário alimentado com casca de arroz	99
Figura 54. Custo de Investimento Específico para conjunto gaseificador de leito fixo /acionador primário alimentado com serragem	100
Figura 55. Tempo de Retorno para tecnologia de gaseificação de leito fixo alimentado com madeira para um preço da eletricidade de R\$ 250,00	102
Figura 56. Tempo de Retorno para tecnologia de gaseificação de leito fluidizado alimentado com casca de arroz para um preço da eletricidade de R\$ 250,00	102
Figura 57. Tempo de Retorno para tecnologia de gaseificação de leito fixo alimentado com bagaço de cana para um preço da eletricidade de R\$ 250,00	103
Figura 58. Tempo de Retorno para tecnologia de gaseificação de leito fixo alimentado com serragem para um preço da eletricidade de R\$ 250,00	103
Figura 59. Análise de sensibilidade para potência de 50kW utilizando um gaseificador de leito fixo alimentado com madeira acoplado a MACI, MTG a uma tarifa de eletricidade de R\$250,00 e MS e CC a uma tarifa de eletricidade de R\$340,00 e R\$ 440,00, respectivamente.	110

Figura 60. Análise de sensibilidade para potência de 100kW utilizando um gaseificador de leito fixo alimentado com madeira acoplado a MACI e CC para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00 e R\$ 440,00, respectivamente	111
Figura 61. Análise de sensibilidade para potência de 500kW utilizando um gaseificador de leito fixo alimentado com madeira aco plado a MACI MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00 e a CC a uma tarifa de eletricidade de R\$ 440,00	113
Figura 62. Análise de sensibilidade para potência de 500kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana acoplado a MACI, TG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00 e a CC a uma tarifa de eletricidade de R\$ 440,00	115
Figura 63. Análise de sensibilidade para potência de 1000kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana acoplado a MACI e TG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00	116
Figura 64. Análise de sensibilidade para potência de 3000kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana acoplado a MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00	117
Figura 65. Análise de sensibilidade para potência de 500kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com casca de arroz acoplado a MACI, MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00 e a CC a uma tarifa de eletricidade de R\$ 440,00	119
Figura 66. Análise de sensibilidade para potência de 3000kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana de açúcar acoplado a MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00	119
Figura 67. Análise de sensibilidade para potência de 500kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com serragem acoplado a MACI, MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00 e a CC a uma tarifa de eletricidade de R\$ 440,00	121
Figura 68. Análise de sensibilidade para potência de 1000kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com serragem acoplado a MACI e MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00	122
Figura 69. Análise de sensibilidade para potência de 3000kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com serragem acoplado a MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00	123

Lista de Tabelas

Tabela 1. Características Técnicas de diferentes tipos de biomassas (base seca) (Jenkins,1990)	7
Tabela 2. Capacidade instalada de geração de eletricidade por fonte de energia (cadernos nae 2005)	9
Tabela 3. Domicílios sem energia elétrica (cadernos nae, 2005)	15
Tabela 4. Composição do gás gerado em gaseificador de duplo estágio da Termoquip	34
Tabela 5. Condições operacionais dos gaseificadores (Olofsson, 2005)	39
Tabela 6. Características dos gaseificadores de leito fixo e fluidizado (Bridgwater, 1995)	40
Tabela 7. Composição do gás em função do tipo de gaseificador (BAIN, 2004)	41
Tabela 8. Qualidade do gás em função do tipo de gaseificador (STEVENS, 2001)	41
Tabela 9. Composição do gás em função do tipo de gaseificador (Hasler & Nussbaumer, 1999)	42
Tabela 10. Composição do gás requerida para diferentes aplicações ((*) Nogueira e Lora, 2003 apud Kaltschmitt & Hartmann, 2001; (**) Rezaiyan, 2005)	42
Tabela 11. Eficiência na remoção de alcatrão com diferentes tecnologias	45
Tabela 12. Redução do teor de alcatrão e particulados utilizando diferentes sistemas de limpeza (Hasler & Nussbaumer, 1999)	47
Tabela 13. Comparação entre sistemas de limpeza de gases (Lora, 2003)	48
Tabela 14. Características dos motores alternativos de combustão interna para combustíveis fósseis	51
Tabela 15. Características do Motor Stirling	59
Tabela 16. Principais tipos de células combustíveis (Fuel Cell handbook, 2002)	62
Tabela 17. Características das microturbinas a gás para combustíveis fósseis	63
Tabela 18. Principais projetos demonstrativos da tecnologia BIG – GT, (ROSSILO- CALE, 2005)	66
Tabela 19. Tecnologias avançadas de geração de energia	67
Tabela 20. Parâmetros e investimentos em sistemas de geração de eletricidade em pequena escala (Rabou, 2001)	67
Tabela 21. Cálculo de custos com combustível, equipamentos e custos econômicos.	79
Tabela 22. Custos de Comercialização de Energia Elétrica a partir de fontes alternativas estabelecido pelo PROINFA (cadernos nae, 2005)	83
Tabela 23. Dados técnico-econômicos considerados na análise	83
Tabela 24. Custo de diferentes tipos de biomassa consideradas na análise	84

Tabela 25. Custos dos equipamentos considerados na análise econômica	84
Tabela 26. Custos de O&M, instalação e sistema de limpeza do gás	85
Tabela 27. VPL calculado para a tecnologia gaseificador de leito fixo acoplado a diferentes acionadores primários.	104
Tabela 28. VPL calculado para a tecnologia gaseificador de leito fluidizado acoplado a diferentes acionadores primários.	105
Tabela 29. VPL calculado para a tecnologia gaseificador de leito fluidizado acoplado a diferentes acionadores primários.	1045
Tabela 30. VPL calculado para a tecnologia gaseificador de leito fluidizado acoplado a diferentes acionadores primários.	106

Simbologia

Letras Latinas

C	carbono
$C_6H_{12}O_6$	glicose
CH_4	Metano
CO	Monóxido de Carbono
CO_2	Dioxido de carbono
Fe	Ferro
GJ	Giga Joule
GWh	Giga Watt Hora
H_2O	água
H_2O	hidrogênio
H_2S	Sulfeto de Hidrogênio
J	Joule
kJ	Kilo Joule
kW	Kilo Watts
kWh	Kilo Watt Hora
MJ	Mega Joule
MW	Mega Watts
MWe	Mega Watt elétrico
MWh	Mega Watt hora
MWt	Mega Watt Térmico
N_2	Nitrogênio
NH_3	Amônia
Ni	Níquel
Nm^3	Normal m^3
NOx	Óxidos de Nitrogênio
O_2	
O_2	Oxigênio
PCI	Poder calorífico Inferior
S	Enxofre
SOx	Óxidos de Enxofre
t	toneladas
W	Watts

Abreviaturas

AFC	Célula combustível alcalina
ARBRE	Arable Biomass Renewable Energy
BE N	Balanco Energético Nacional
BIG/ STIG	Biomass Integrated Gasification - Steam Injected Gas Turbine
BIG/GT	Biomass Integrated Gasification - Gas turbine
BIG/ISTIG	Biomass Integrated Gasification - Intercooled Steam Injected Gás Turbine
CC	Célula Combustível
CEMIG	Compania Energética de Minas Gerais
CENAL	Comissão Executiva Nacional do Álcool
CNAL	Conselho Nacional do Alcool
FERCO	Future Energy Resources Corporation
GLP	Gás liquefeito de Petróleo
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycles
LFB	Leito Fluidizado Borbulhante
LFC	Leito Fluidizado Circulante
MACI	Motor Alternativo de Combustão Interna
MCFC	Célula Combustível de carbonato fundido
MCT	Ministério da Ciencia e Tecnologia
MME	Ministério de Minas e Energia
MS	Motor Stirling
MTG	Micro turbina a gás
NREL	National Renewable Energy Laboratories
O&M	Operação e manutenção
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PAFC	Célula combustível de ácido fosfórico
PAR	Photosynthetically Active Radiation
PEM	Célula combustível de membrana de troca de protons
PROALCOOL	Programa Nacional do Alcool
PROBIODIESEL	Programa de Biodiesel
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOFC	Célula Combustível de oxido de sólido
TG	Turbina a gás
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
TPS	Termiska Processer
TR	Tempo de Retorno
ÚNICA	União da Agroindústria Canavieira de São Paulo
VPL	Valor Presente Líquido
WGS	Water gas shift

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 ENERGIA

No decorrer da história a energia foi a base do desenvolvimento das civilizações no que diz respeito a produção de alimento, bens de consumo, lazer e ao desenvolvimento econômico, social e cultural.

A cadeia produtiva de energia é dentre as atividades humanas uma das mais intensivas na degradação ao meio ambiente, principalmente pela emissão de poluentes e exploração de recursos naturais não renováveis. Devido aos problemas ambientais decorrentes da utilização de combustíveis fósseis as fontes alternativas de energia têm ganhado espaço tendo em vista que as tecnologias são menos agressivas ao meio ambiente.

De acordo com ROSSILLO – CALLE (2005) o Brasil é o país que melhor tem desenvolvido o aproveitamento da biomassa de ciclo curto (cana-de-açúcar) e ciclo longo (florestas). De acordo com o Balanço Energético Nacional – BEN, 2006 o Brasil tem cerca de 44% da Oferta Interna de Energia baseada em fontes renováveis.

As pesquisas no Brasil no setor de energias alternativas foram desenvolvidas com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira, diminuir a dependência por combustíveis fósseis e contribuir com a redução das emissões de gases de efeito estufa. O Brasil é um dos países com menor dependência em combustíveis fósseis onde quase toda energia elétrica do país é gerada a partir de usinas hidroelétricas, entretanto a geração hidroelétrica encontra-se em processo de estagnação e com isso aumenta a necessidade da busca de fontes alternativas de energia.

As fontes renováveis de energia não poderiam se desenvolver sem um incentivo governamental devido principalmente por se tratar de tecnologias caras, justificando a necessidade de incentivos específicos que aumentam sua competitividade econômica. O interesse pela geração de energia a partir de fontes renováveis não é apenas do ponto de vista ambiental, mas também pela crise energética ocorrida em 2001 ocasionando o racionamento de energia. Estes fatores foram os precursores para criação de mecanismos legais para regulamentar o uso dessas fontes de energia tal como, por exemplo, a Lei 10.438 que cria o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas - PROINFA. Dentre os principais programas de incentivos a fontes alternativas destacam-se o Proálcool, Proinfa e Probiodiesel. (Cadernos nae, 2005).

O aproveitamento da biomassa na geração de energia é possível através de duas rotas, a conversão termoquímica e a biológica. Os processos termoquímicos se dividem em combustão, gaseificação, pirólise e liquefação, e os processos biológicos se dividem em fermentação e digestão. Outra opção também em desenvolvimento no Brasil é o biodiesel obtido através de uma reação denominada transesterificação de triglicerídeos (óleos ou gorduras animais ou vegetais) com álcoois de cadeia curta (metanol ou etanol), tendo, entre outros, a glicerina como subproduto. A reação de transesterificação é catalisada por um ácido ou base, dependendo das características do óleo ou gordura utilizados. Dentre as tecnologias de conversão termoquímica da biomassa em energia destaca-se a gaseificação de biomassa que é objeto de estudo desse trabalho.

1.2 OBJETIVOS

Avaliação técnico – econômica da conversão da biomassa em energia elétrica via gaseificação utilizando motores de combustão interna, motores stirling e células a combustível como acionadores primários, para um cenário de preços de equipamentos e combustíveis típico do Brasil.

1.2.1 Objetivos Específicos

Realizar uma análise técnico-econômica da conversão da biomassa em eletricidade via gaseificação e a aplicação do gás pobre em Motores Alternativos de Combustão Interna, Motores Stirling, Células a Combustível e Microturbinas a gás.

Realizar uma análise de sensibilidade com variação de + ou - 50% dos parâmetros: custo da biomassa, custo de investimento, custo da tarifa de compra de energia elétrica e custo de O&M na geração de energia elétrica.

Apresentar as tecnologias com maior viabilidade econômica no cenário atual brasileiro.

Capítulo 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIA DA BIOMASSA

A biomassa engloba a matéria vegetal obtida através da fotossíntese e os seus derivados, tais como: resíduos florestais e agrícolas, resíduos animais e a matéria orgânica contida nos resíduos industriais, domésticos, municipais, que pode ser utilizada na produção de energia. Pode ser considerada uma forma indireta de energia solar, pois resulta da conversão da energia solar em energia química por meio da fotossíntese. (Nogueira e Lora, 2003).

De acordo com McKendry (2002), a fotossíntese é o processo no qual organismos que contêm clorofila (algas, plantas verdes, e algumas bactérias) captam a energia em forma de luz e a convertem em energia química.

A reação química da fotossíntese é representada pela equação Eq. 1. Os principais fatores que afetam a fotossíntese são a radiação solar, temperatura e disponibilidade hídrica. A radiação solar varia de acordo com a latitude e com as estações do ano, de forma geral a quantidade total de energia solar por ano varia de 5,0 a 9,2 GJ/m² para zona tropical e de 1,5 a 6,0 GJ/m² para zona temperada. A disponibilidade hídrica e a temperatura influenciam a produtividade bruta de biomassa que varia de acordo com a latitude, em regiões tropicais tem-se maior produtividade de biomassa. (Nogueira e Lora, 2003).



As plantas não captam toda a radiação incidente, apenas 50% do total disponível, no comprimento de onda entre 400 e 700 nm, sendo essa faixa conhecida por radiação fotossinteticamente ativa (“PAR - Photosynthetically Active Radiation”).

A disponibilidade hídrica determina o grau de abertura dos estômatos das folhas, que são estruturas que permitem a absorção de CO₂, e a água é o agente de transporte dos produtos fotossintetizantes.

Segundo Schuchardt (2001), a biomassa é composta por celulose, hemicelulose e lignina. A celulose é utilizada na produção de polpas celulósicas e na obtenção de fibras naturais como o algodão. A hidrólise da biomassa produz glicose a qual pode ser fermentada para produzir etanol que por sua vez pode fornecer etileno, buteno e outros produtos químicos.

A hidrólise da hemicelulose forma açúcares que fermentam produzindo o etanol. A hemicelulose forma um produto químico que produz resinas como fenol ou uréia.

As ligninas são hidrofóbicas e podem ser transformadas em óleos com características semelhantes ao petróleo por meio de hidrogenólise. Processos pirolíticos aplicados a lignina fornecem produtos químicos como fenol e ácido acético. As ligninas são também utilizadas na gaseificação com oxigênio para produzir gás de síntese utilizado na produção de metanol.

Em comparação com os combustíveis fósseis, a utilização da biomassa como combustível apresenta algumas vantagens como, por exemplo, a redução das emissões de gases de efeito estufa quando utilizada de maneira sustentável.

Outra vantagem da utilização da biomassa é o seu aproveitamento direto por meio da combustão da matéria orgânica em fornos ou caldeiras. Atualmente, a biomassa vem sendo bastante utilizada na geração de eletricidade, principalmente em sistemas de co-geração.

Antes de utilizar a biomassa como matéria-prima na produção de energia, esta deve ser analisada sob o ponto de vista ecológico, econômico e tecnológico. O ponto de vista ecológico associa-se à preservação do meio-ambiente. As tecnologias de conversão de biomassa são potencialmente menos poluentes que outras formas de energia, pois utilizam

resíduos como casca de arroz, palha e bagaço de cana, madeira de floresta plantada ao invés de combustíveis fósseis com a intenção de conservar as reservas naturais.

Do ponto de vista econômico há dois aspectos principais. O primeiro é com relação a qual seria a melhor utilização para a biomassa, se para gerar energia ou como matéria-prima industrial ou ainda como alimento. O segundo aspecto engloba os custos de produção agrícola, colheita, transporte, entre outros fatores.

Sob o ponto de vista tecnológico há a questão operacional da conversão da biomassa em combustíveis, sendo que essas condições estão associadas com a viabilidade econômica de cada processo (Nogueira e Lora, 2003).

As características técnicas mais importantes da biomassa na produção de energia a partir da gaseificação são: composição química, umidade e poder calorífico.

- Composição química elementar: corresponde a porcentagem em massa dos principais componentes que constituem a biomassa em relação a base seca. Os elementos são: carbono (C), hidrogênio (H₂), enxofre (S), oxigênio (O), nitrogênio (N₂) e cinzas.
- Composição química imediata: refere-se ao carbono fixo, materiais voláteis, cinzas e umidade.
- Umidade: é a quantidade de água presente numa amostra de biomassa, e é expressa pela diferença entre base úmida e base seca (após submetida a uma secagem).
- Poder calorífico: é a quantidade de calor (energia térmica) liberada através da combustão de uma unidade de massa ou volume de combustível (kJ/kg ou kJ/m³). O poder calorífico é considerado superior (PCS) quando se leva em consideração o calor latente de vaporização e inferior (PCI) quando esse valor não é considerado. O valor do PCS é de 10 a 20% maior que o do PCI.

Na Tabela 1 são apresentados os valores correspondentes a composição química e poder calorífico de diferentes tipos de biomassas utilizadas na geração de energia.

De acordo com CEMIG (1982), a biomassa se classifica em vegetais lenhosos, não lenhosos e aquáticos. Os vegetais lenhosos têm alta densidade, dureza, rigidez e alto teor de lignina. Os vegetais não lenhosos compreendem os de menor porte que são geralmente utilizados na alimentação de animais e humanos embora tenham função energética, entre eles

destacam –se a cana-de-açúcar, beterraba, entre outros. Os vegetais aquáticos são aqueles com crescimento na água doce ou salgada como, por exemplo, as microalgas e macroalgas.

Tabela 1. Características Técnicas de diferentes tipos de biomassas (base seca) (Jenkins,1990)

Tipo de biomassa	Composição elementar (%)						Composição imediata (%)			PCI (MJ/kg)
	C	H	O	N	S	Cinza	Voláteis	Cinzas	Carbono fixo	
Pinheiro	49,29	5,99	44,36	0,06	0,03	0,3	82,54	0,29	17,7	20
Eucalipto	49	5,87	43,97	0,3	0,01	0,72	81,42	0,79	17,82	19,4
Casca de arroz	40,96	4,3	35,86	0,4	0,02	18,34	65,47	17,89	16,67	16,1
Bagaço de cana	44,8	5,35	39,55	0,38	0,01	9,79	73,78	11,27	14,95	17,3
Sabugo de milho	46,58	5,87	45,46	0,47	0,01	1,4	80,1	1,36	18,54	18,8
Capim elefante	41,16	5,55	45,91	1,78	-	5,6	76,69	5,6	17,7	15,12

2.1.1 Contribuição da Energia da Biomassa na Matriz Energética

Segundo dados do Balanço Energético Nacional - BEN, MME (2005) a oferta de energia em 2004 no Brasil foi de 213,4 milhões de tep que corresponde a 2% da demanda mundial. O setor energético nacional fornece cerca de 87% do consumo nacional de energia sendo que os 13% restantes são importados (petróleo, carvão mineral, gás natural e energia elétrica).

No Brasil, cerca de 44,5% da Oferta Interna de Energia tem origem em fontes renováveis, enquanto que no mundo essa taxa é de 13,2% e nos países desenvolvidos é de apenas 6,1%. Os 55,5% restantes são de origem fóssil e outras não renováveis. Da participação em energia renovável, 14,8% correspondem a geração hidráulica e 29,7% a biomassa (Figura 1 e Figura 2), (MME, 2006).

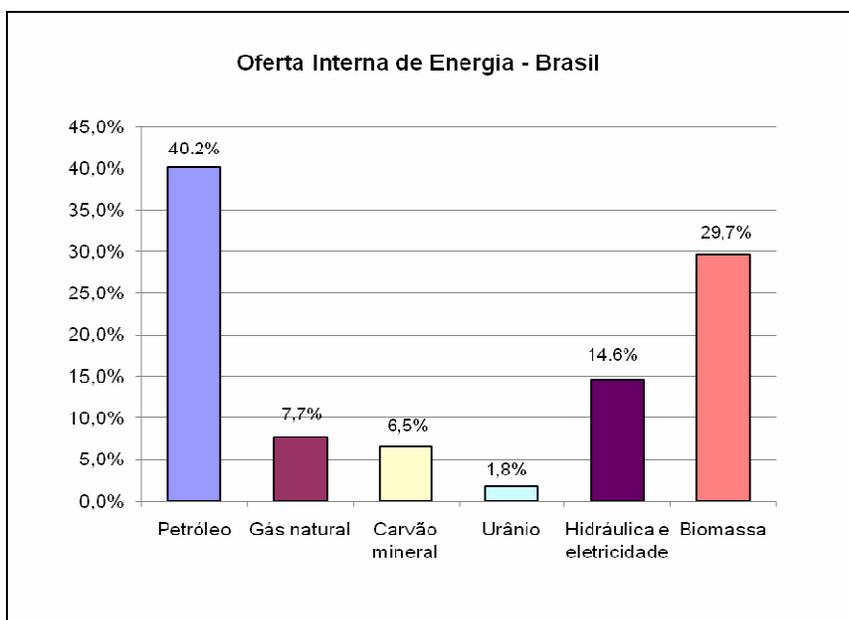


Figura 1 Oferta Interna de Energia- Brasil (MME, 2006)

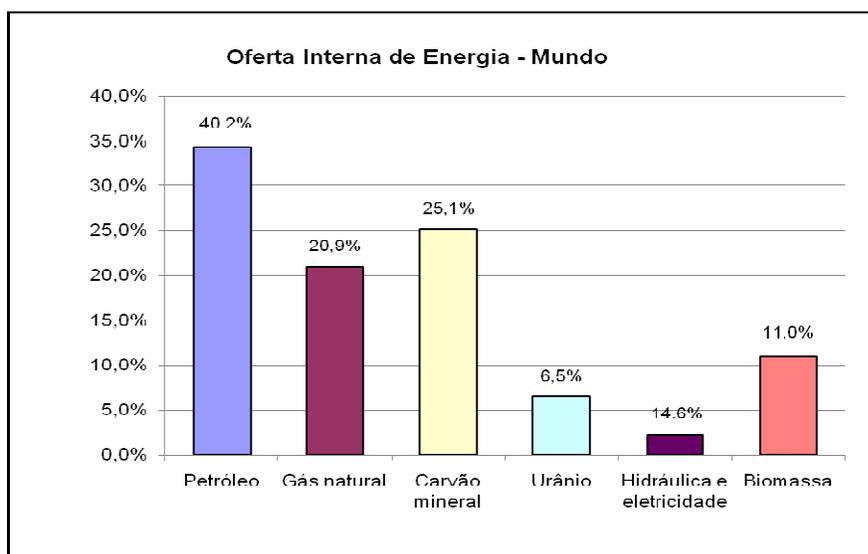
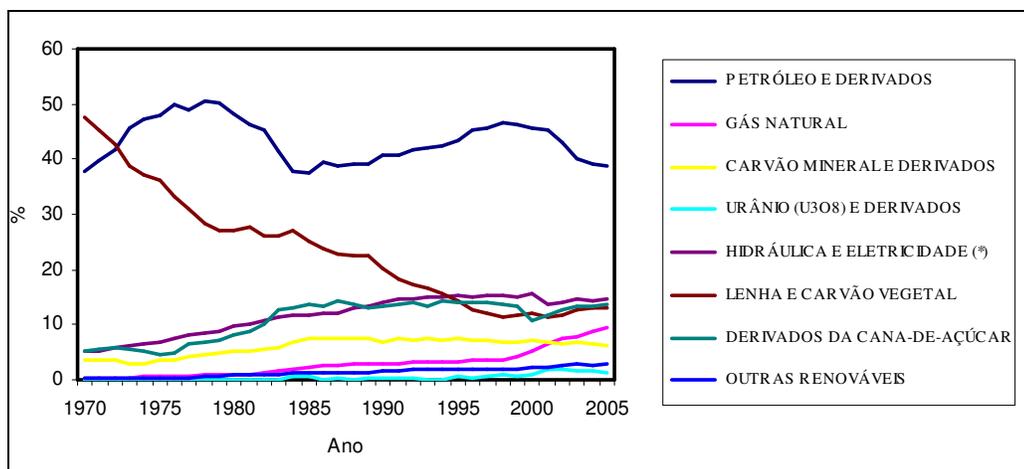


Figura 2 Oferta Interna Energia no Mundo (MME, 2006)

Como pode ser observado na Figura 3, o quadro evolutivo da oferta interna de energia no Brasil apresentou a partir de 1970 um aumento na produção de energia a partir de fontes não-renováveis, especialmente do petróleo e gás natural. Das fontes renováveis que tiveram seu consumo reduzido destacam-se o carvão vegetal e a lenha, devido à migração da população para os grandes centros urbanos. Em contrapartida, com o objetivo de atingir a

auto-suficiência energética, o governo criou um programa de produção de álcool combustível (Proálcool).



A utilização da energia renovável já é uma realidade no Brasil, mesmo para aquelas tecnologias ditas modernas. A contribuição de cada uma das fontes renováveis para geração de eletricidade no Brasil, comparadas com as fontes tradicionais é mostrada na Tabela 2.

Tabela 2. Capacidade instalada de geração de eletricidade por fonte de energia (cadernos nae 2005)

	Fonte	Capacidade Instalada (MW)	%
Fontes Não - Renováveis	Termelétricas a Gás	6.361	
	Termelétricas a Petróleo	5.652	35.4
	Termelétricas a Carvão	1.461	
	Nuclear	2.007	
Fontes Renováveis	Grandes Hidrelétricas	65.128	
	Eólica	22,0	64.6
	PCHs	2.027	
	Biomassa	2.556	
	Total	85.068	100

2.1.2 Programa de Incentivos as Fontes Alternativas

Um marco importante para o setor elétrico foi a aprovação da Lei 10438 de 2002 que criou o Programa de Incentivos as Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. Outro aspecto importante no incentivo a fontes renováveis de energia é do ponto de vista ambiental cuja substituição de combustíveis fósseis por fontes alternativas contribui para a redução de gases causadores do efeito estufa.

2.1.2.1 Probiodiesel

O programa tem o objetivo de incentivar a produção e a comercialização do biodiesel, visando num primeiro momento adicionar 2% de biodiesel ao diesel, podendo chegar a 5% em 2010. Dentre as ações desse programa destacam-se o estabelecimento da cadeia de plantio, produção e comercialização do biodiesel; garantir a qualidade do biodiesel; e estruturar a formação de preços de forma assegurar sua atratividade.

Mais adiante a meta do programa é adicionar 5% de biodiesel em todo diesel fornecido a partir de 2005 – B5. Com isso pretendia - se obter uma economia de U\$ 1,2 a 1,8 bilhões com a substituição de importação de petróleo para a produção de diesel. Uma das grandes vantagens do biodiesel e sua adequação aos motores ciclo diesel quando comparados ao uso de outros combustíveis, como o gás natural ou o biogás, que requerem modificações no motor. Apesar de não existirem obstáculos técnicos perante a aplicação do biodiesel, sua utilização implica em disponibilidade dos insumos, segurança no abastecimento, capacidade de processamento e distribuição.

Além dos avanços técnicos que se tem observado nos centros de pesquisas, há três projetos de lei em processo de tramitação no congresso, com o objetivo de integrar o biodiesel à matriz energética nacional. No Brasil há diversas experiências sobre a utilização do biodiesel, dentre elas:

- A COPPE/ UFRJ apóia a Hidroveg Indústria Química Ltda na utilização de óleo de fritura da cadeia McDonald's como matéria prima para a produção de biodiesel que é testado em veículos;

- O laboratório de Desenvolvimento de Tecnologias Limpas (Ladetel) desenvolve projeto do qual obtém o biodiesel por meio da reação química de óleos vegetais com etanol, extraído da cana - de - açúcar;
- A Embrapa está desenvolvendo em parceria com a Petrobrás um projeto de obtenção de biodiesel a partir de mamona;
- A Universidade Estadual de Santa Cruz na Bahia transforma óleos residuais (de soja, girassol entre outros) de restaurantes para a obtenção de biodiesel utilizando metanol;
- A Universidade Federal do Paraná realiza testes em carros com biodiesel à base de óleo de soja.
- A UFBA construiu uma planta piloto de produção de biodiesel com o intuito de aprimorar os processos produtivos.

2.1.2.2 Proinfa

O Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Foi criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que assegurou a participação de um maior número de estados no programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia.

O objetivo do programa é aumentar a participação das energias alternativas no sistema interligado e diversificar a matriz energética. Neste contexto o programa visa a contratação de 3.300 MW de potência instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) produzidos a partir da energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Um aspecto importante do programa é que o índice de nacionalização exigido é de no mínimo 60%, entre equipamentos e serviços.

2.1.2.3 Proálcool

O Programa foi criado em novembro de 1975 pelo decreto nº 76.593 com o objetivo de incentivar a produção de etanol a fim de atender o mercado interno e externo. O Proálcool se configura como a maior aplicação comercial da biomassa para produção de energia no

mundo. Ele mostrou a viabilidade técnica da produção em larga escala do etanol a partir da cana-de-açúcar e o seu uso como combustível automotivo.

O programa ficou dividido em algumas fases desde sua criação segundo o MCT (2005) sendo elas descritas a seguir.

Fase Inicial (1975 a 1979): produção de álcool anidro para a mistura com gasolina. Nessa fase, o esforço principal coube às destilarias. A produção alcooleira cresceu de 600 milhões de litros por ano (1975-76) para 3,4 bilhões de litros por ano (1979-80), e os primeiros carros movidos exclusivamente a álcool surgiram em 1978.

Fase de Afirmação (1980 a 1986): o segundo choque do petróleo (1979-80) triplicou o preço do barril de petróleo e as compras desse produto passaram a representar 46% da pauta de importações brasileiras em 1980. O governo, então, resolveu adotar medidas para a plena implementação do Proálcool. Nessa fase foram criados organismos como o Conselho Nacional do Álcool - CNAL e a Comissão Executiva Nacional do Álcool - CENAL para a gestão do programa. A produção alcooleira atingiu um pico de 12,3 bilhões de litros em 1986-87 superando em 15% a meta inicial do governo de 10,7 bilhões de litros por ano para o fim do período.

Fase de Estagnação (1986 a 1995): a partir de 1986 os preços do barril de óleo bruto reduziram-se de US\$ 30 a 40 para US\$ 12 a 20. Nesse novo período, denominado “contra-choque do petróleo”, foram colocados em prova os programas de substituição de hidrocarbonetos fósseis e de uso eficiente de energia em todo o mundo. Seus efeitos foram sentidos a partir de 1988, coincidindo com um período de escassez de recursos públicos para subsidiar os programas de estímulo aos energéticos alternativos, resultando num sensível decréscimo no volume de investimentos nos projetos de produção interna de energia. A oferta não acompanhou a demanda e os baixos preços pagos aos produtores de álcool a partir da queda dos preços do petróleo impediram a elevação da produção interna de álcool. Por outro lado, a demanda pelo etanol, por parte dos consumidores, continuou sendo estimulada pelo preço relativamente atrativo comparado a gasolina e ainda pelas menores taxas de impostos aplicadas aos veículos a álcool. Antes da crise de abastecimento houve desestímulo tanto à produção de álcool quanto a exportação de açúcar, e a produção de álcool manteve-se praticamente constante, atingindo 11,8 bilhões de litros na safra 1985 a 1990. A produção de açúcar no período permaneceu constante em torno de 7 a 8 milhões de toneladas na safra 1985 a 1990, e as exportações de açúcar reduziram-se. A crise de abastecimento de álcool foi

superada com a introdução do álcool hidratado. Essa mistura (60% de etanol hidratado, 34% de metanol e 6% de gasolina) obrigaria o país a realizar importações de etanol e metanol para garantir o abastecimento do mercado ao longo da década de 90.

Fase de Redefinição: Nessa fase o mercado de álcool combustível, tanto anidro quanto hidratado, tem seus preços determinados pelas condições de oferta e procura. De cerca de 1,1 milhão de toneladas de açúcar que o país exportava em 1990 passou-se à exportação de até 10 milhões de toneladas por ano (dominando o mercado internacional e barateando o preço do produto). Do questionamento da ausência de gestão governamental no setor na criação de mecanismos de regulação dos produtos e dadas as externalidades positivas do álcool foi criado por meio de um decreto o Conselho Interministerial do Açúcar e Álcool - CIMA. Para a implementação do proálcool, foi estabelecido, em primeiro instante, um processo de transferência de recursos arrecadados a partir de parcelas dos preços de gasolina, diesel e lubrificantes para compensar a produção de álcool com o objetivo de viabilizá-lo como combustível. Baseado neste contexto foi estabelecida uma relação de paridade de preços entre o álcool e o açúcar para o produtor e oferecido financiamento no setor agrícola e industrial para a produção de álcool. A partir de 1979, com o advento do veículo movido a álcool hidratado, foram adotadas políticas de preços relativos entre álcool hidratado e a gasolina de forma a estimular a utilização do álcool.

Fase Atual e perspectivas: Atualmente, o Brasil vive um momento de expansão no setor canavieiro com o objetivo de oferecer um combustível alternativo em grande escala. Embora no final da década de 70 o governo brasileiro tenha incentivado o aumento da produção de álcool, o cenário atual tem sido incentivado pelo setor privado que acredita que esse combustível deverá ter um papel cada vez mais importante no Brasil e no mundo.

A implementação da tecnologia dos motores flex fuel propiciou o aumento no consumo interno de álcool. Essa tecnologia foi introduzida no país em março de 2003 e conquistou o mercado rapidamente, sendo que hoje essa opção é oferecida em quase todos os modelos das indústrias automobilísticas. Os automóveis a biocombustíveis ultrapassaram os movidos apenas à gasolina, e a tendência é ampliar ainda mais a busca por esses automóveis, principalmente pelo nível elevado das cotações de petróleo no mercado internacional. A Figura 4 apresenta essa ascensão no mercado automobilístico.

Não apenas a crise do petróleo vivida nos anos 70, mas também questões ambientais buscam encontrar uma solução duradoura e menos poluente para o problema energético vivido no Brasil e no mundo.

Baseado na Convenção – Quadro das Nações Unidas sobre Mudança no Clima, o governo brasileiro mostra interesse em manter e incentivar o Proálcool, uma vez que o mesmo pode ter um papel estratégico para o desenvolvimento sustentável no que diz respeito à energia.

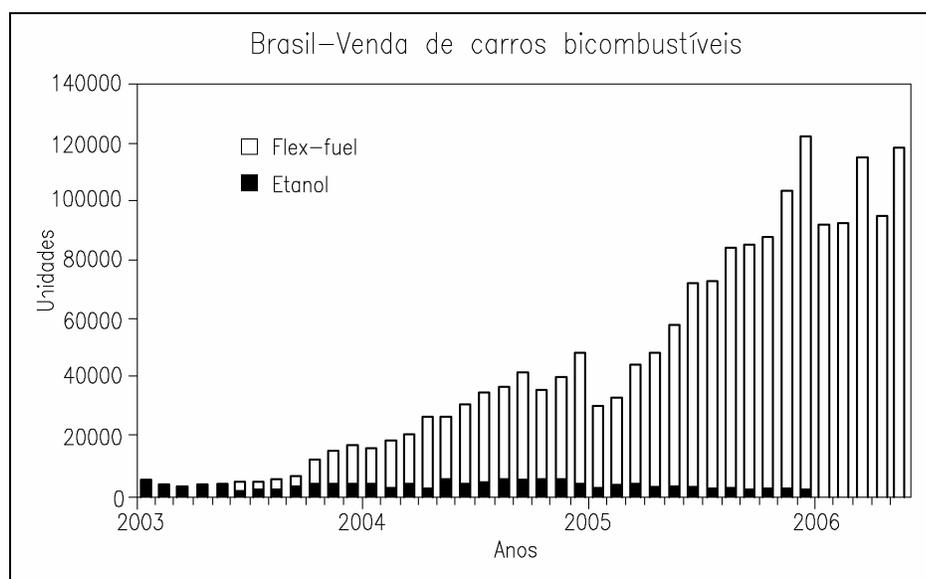


Figura 4. Perspectivas da produção de carros movidos a etanol no Brasil (World Ethanol & Biofuels Report, 2006)

2.1.2.5 Programa Luz para todos

Segundo o IBGE (2000), cerca de 11 milhões de pessoas não tem acesso a eletricidade. Baseado nesses dados o governo instituiu o programa Luz para Todos com o objetivo de fornecer energia elétrica a toda população brasileira. Os domicílios sem acesso à energia elétrica segundo estimativas do Ministério de Minas e Energia são apresentadas na Tabela 3.

Na região Norte como mostra a Tabela 3, mais da metade da população rural não tem acesso a energia elétrica. Segundo dados do IBGE houve um acréscimo na porcentagem da população com acesso a energia elétrica desde 1991 até 2002 como observado na Figura 5.

No entanto com o programa Luz para Todos, esse valor tendem a aumentar já que sua meta até 2008 é fornecer luz elétrica para mais de 1.660.000 domicílios, da zona urbana e rural.

Tabela 3. Domicílios sem energia elétrica (Cadernos nae, 2005)

Região	Urbana	% da população urbana sem acesso a energia elétrica	Rural	% da população rural sem acesso a energia elétrica
Norte	78.068	3,5	464449	56,1
Nordeste	264644	2,9	1119783	32,0
Sudeste	267855	1,3	144121	7,7
Sul	106499	1,6	137283	10,0
Centro-oeste	57290	1,9	76375	17,5
Brasil-Total	774355	1,9	1942012	24,3

O programa considera diversas fontes alternativas a serem utilizadas na universalização do acesso a energia elétrica tais como a energia fotovoltaica, biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas.

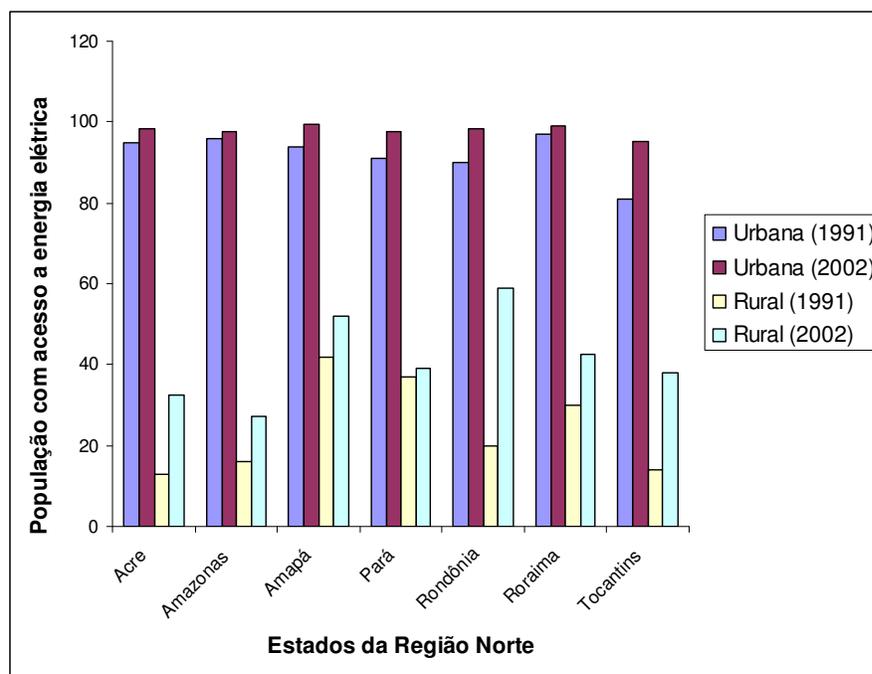


Figura 5. Domicílios com energia elétrica da Região Norte (Cadernos nae, 2005)

2.1.3 Setor Sucro-Alcooleiro e de Papel e Celulose

2.1.3.1 Setor sucro-alcooleiro

No Brasil existem mais de 382 usinas de açúcar e álcool transformando cerca de 386 milhões de toneladas de cana por ano, (Unica, 2006). De acordo com Macedo (2001), cada tonelada de cana produz cerca de 140 kg de bagaço (sendo que 90% é utilizado para gerar energia), 150 kg de açúcar para produção de açúcar, etanol e plástico, e 140 kg de palha que é queimada no campo.

Toda energia elétrica e mecânica consumida na usina correspondem à cerca de 1,48 GW, e é produzida na própria usina em sistemas de cogeração. A energia obtida na síntese de etanol é cerca de nove vezes maior que na sua fabricação, tornando o processo muito atrativo, além de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 12,7 milhões de toneladas de carbono. A Figura 6 mostra a evolução da produção de álcool no Brasil no período de 1990 até 2006.

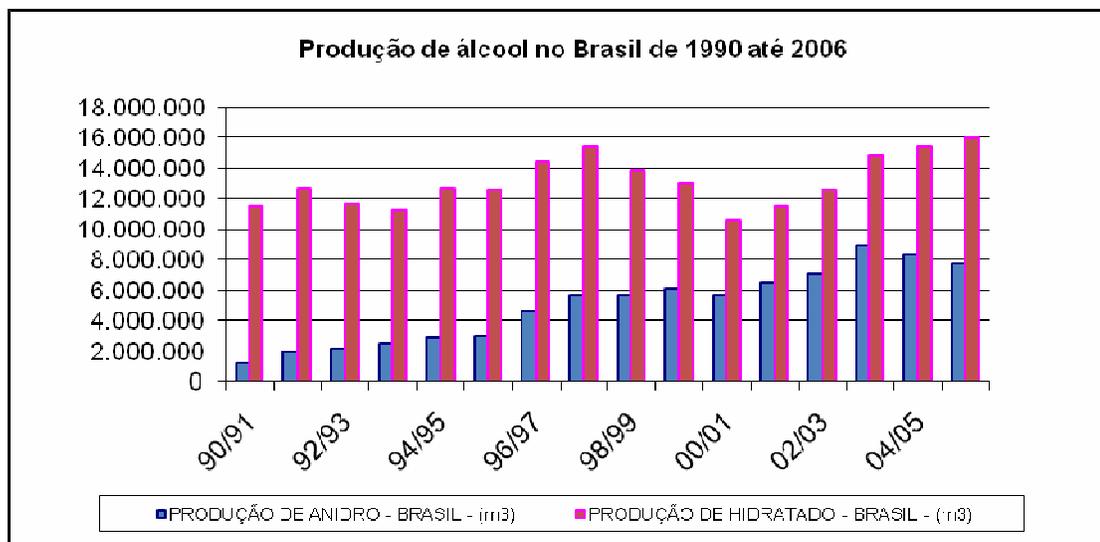


Figura 6. Produção de álcool no Brasil de 1990 - 2006 (Unica, 2006)

2.1.3.2 Setor de Papel e Celulose

O setor de papel e celulose produziu cerca de 9 milhões de toneladas de celulose e 7,9 milhões de toneladas de papel em 2003. De acordo com MME (2005), o consumo de energia elétrica em 2003 para o setor de celulose e papel foi de 12,09 x103 tep. Observa-se que diferentemente do setor sucro-alcooleiro, este tem um elevado consumo de energia elétrica de modo que mesmo utilizando todo combustível necessário para vapor em cogeração não seria possível a auto-suficiência.

A capacidade instalada para este setor é de 1067,2 MW (MME, 2005), e o potencial técnico de geração de eletricidade no setor foi avaliado em 1740 MW.

A utilização de gás natural é uma alternativa a ser considerada para alcançar a auto-suficiência de energia elétrica para o setor de papel e celulose.

2.1.4 Tecnologias de conversão energética da biomassa

Desde a revolução industrial o consumo mundial de energia tem aumentado constantemente. Em 1890 o consumo de energia fóssil se igualou aproximadamente a quantidade de biomassa queimada para utilização residencial e industrial. O século XX foi marcado por um grande consumo de combustíveis fósseis. Entre 1980 e 2004 a taxa mundial de crescimento anual foi de 2%, sendo 87% correspondente a combustível fóssil.

A Figura 7 apresenta a evolução do consumo de energia no mundo por fonte ao longo dos anos.

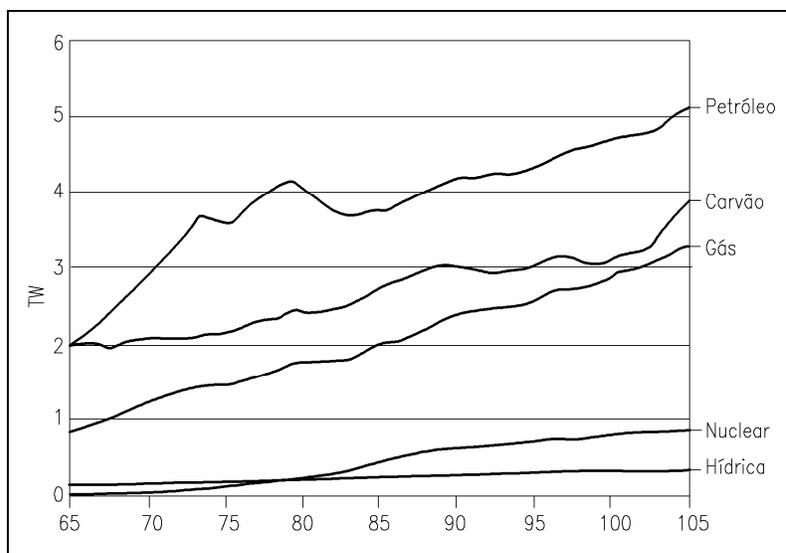


Figura 7. Evolução do consumo de energia no mundo (Wikipedia, 2007)

O mundo presenciou nos últimos 30 anos dois choques no preço do petróleo, sendo o primeiro em 1973 desencadeando a guerra do Yom Kippur quando houve a suspensão do fornecimento de energia aos Estados Unidos por parte dos produtores árabes, devido ao apoio oferecido pelo ocidente a Israel nesta guerra.

Em 1979 acontece o segundo choque do petróleo, causado pela revolução iraniana que instala uma república islâmica no país. Conseqüentemente a produção de petróleo foi afetada, e a nação não conseguia atender nem mesmo às suas necessidades. O Irã, que era o segundo maior exportador da OPEP, atrás apenas da Arábia Saudita, fica praticamente fora do mercado. O preço do barril de petróleo, então, atinge níveis recordes e agrava a recessão econômica mundial no início da década de 80.

Na Figura 8 é apresentada a evolução dos preços internacionais do petróleo desde 1950. Nota-se que a partir dos choques do petróleo na década de 70 e início da década de 80 o mercado petrolífero não apresenta a mesma estabilidade apresentando grande vulnerabilidade as mudanças político - econômicas.

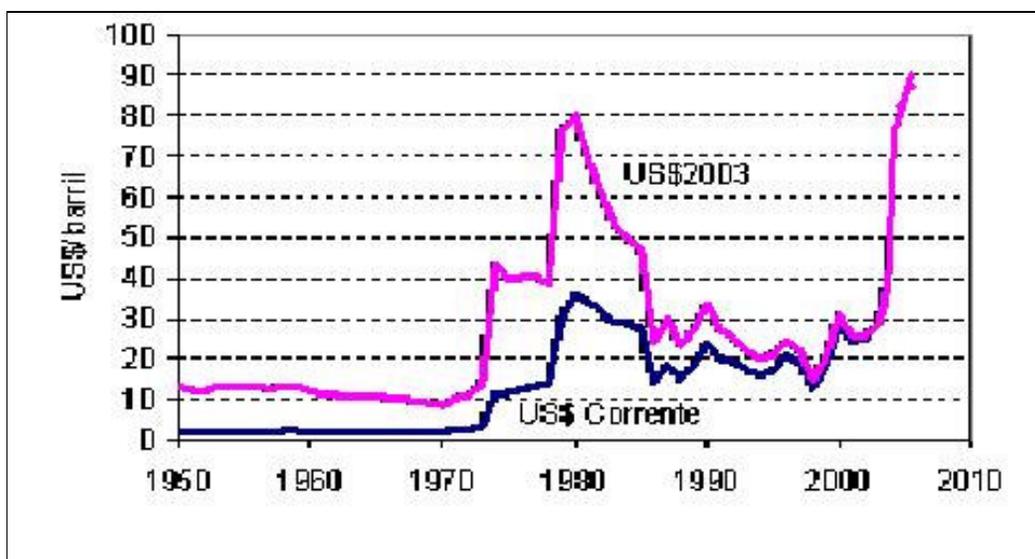


Figura 8. Evolução dos preços do petróleo no Mundo (Vargas, 2005)

Na passagem dos séculos 19 e 20, o mundo consumia o equivalente a 911 milhões de toneladas de óleo, pouco mais do que usa hoje a América Latina. Mesmo se observado o consumo per capita, que segue o crescimento populacional, o uso de energia também aumentou, em 260%.

Embora o consumo de energia necessário para o abastecimento do planeta tenha aumentado há cerca de dois bilhões de pessoas que ainda vivem sem ter acesso à energia elétrica, dependendo exclusivamente da utilização direta de combustíveis fósseis. Somente na China, 100 milhões vivem nessa condição. Os 5% mais ricos da população mundial consomem 58% da energia disponível, enquanto os 50% mais pobres, menos de 4%. (Wikipedia, 2007).

O elevado consumo de energia chama a atenção de especialistas devido as suas conseqüências ambientais, pois o uso indiscriminado dos combustíveis fósseis e processos pouco eficientes provocam emissões de gases como CO₂ que é apontado como um dos principais causadores do efeito estufa.

Estudos realizados em escala global para se reduzir a taxa de emissão dos gases que causam o efeito estufa, tem concluído que a melhor solução é a substituição dos combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia, ou ainda promover medidas que tornem eficiente o

uso da energia e a criação de medidas legislativas de contenção de emissões nas grandes cidades.

A utilização de fontes renováveis de energia proporciona não apenas benefícios ambientais mas também uma diversificação nas fontes de energia, reduzindo-se os riscos de descontinuidade de abastecimento, obtendo-se ainda maior competitividade e preços mais equilibrados.

Com relação ao efeito estufa, várias conferências têm sido realizadas para obter um acordo entre os países que possuem as maiores taxas de emissão de gases de efeito estufa. O protocolo de Quioto que entrou em vigor em 16 de janeiro de 2005, estabelece limites de emissões de gases de efeito estufa para os países industrializados. Para cumprir com o acordo, algumas medidas devem ser seguidas como:

- Otimização da utilização de energia em aquecimento, iluminação, transporte, motores e secagem industrial;
- Diminuição da quantidade de energia necessária num determinado processo, através do desenvolvimento de tecnologias mais eficientes;
- Mudança dos combustíveis fósseis para fontes renováveis;
- Remoção do carbono dos gases da combustão através de sistemas de controle eficientes.

A redução da quantidade de energia num sistema de produção implica no desenvolvimento de tecnologias de conversão energética mais eficientes, ou seja, que consigam retirar mais energia das fontes primárias, e que causem menor impacto ambiental.

A Figura 9 apresenta o estado para o ano de 2002 das emissões de CO₂ no mundo para os países membros e não membros do Anexo B.

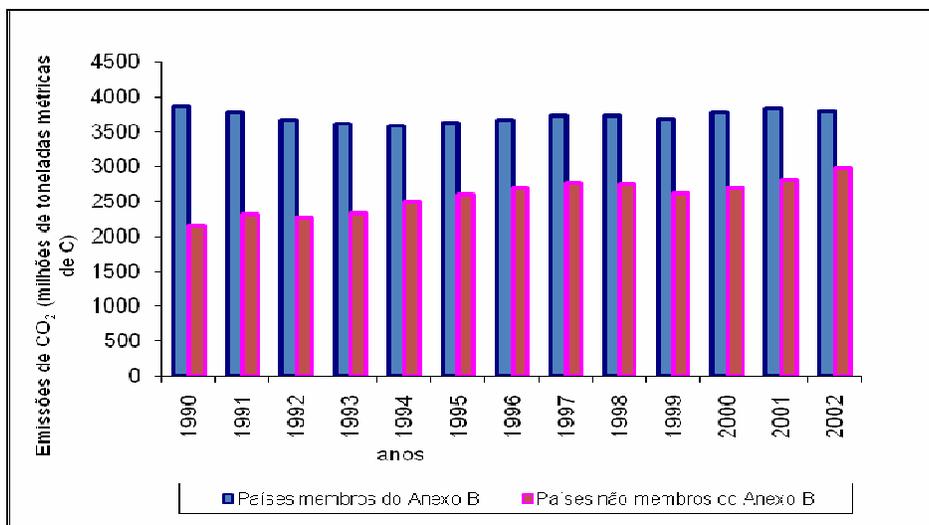


Figura 9. Estado atual das emissões de CO₂ no mundo para os países membros e não membros do Anexo B (Marland, 2003)

O aproveitamento energético da biomassa é uma alternativa capaz de reduzir o impacto ambiental na geração de energia, e a sua conversão é possível através de alguns processos. Os fatores que influenciam a escolha do tipo de processo de conversão são: o tipo e a qualidade da biomassa, a forma de energia requerida, o uso final, padrões ambientais, aspectos econômicos e as especificações de projeto.

Os processos de conversão energética da biomassa podem ser classificados em três grupos: processos físicos, termoquímicos e biológicos. Os processos físicos são densificação e secagem, redução granulométrica e prensagem mecânica. A conversão termoquímica pode ser dividida em combustão; gasificação; pirólise e liquefação, enquanto que a conversão biológica é dividida em digestão (produção de biogás) e fermentação (produção de etanol).

O aproveitamento energético da biomassa varia de acordo com o tipo de rota tecnológica desejada, como mostra a Figura 10.

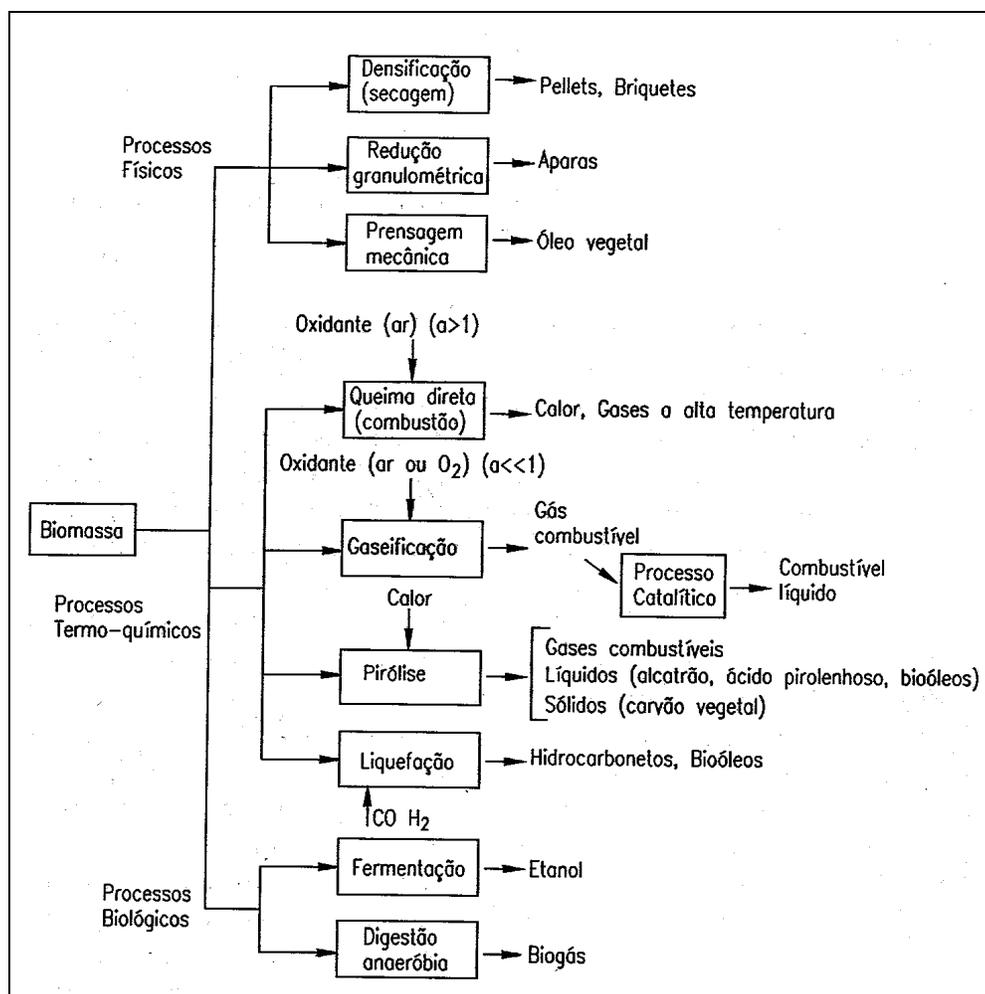


Figura 10. Processos de aproveitamento energético da biomassa

2.1.4.1 Conversão Termoquímica

A Figura 11 apresenta um diagrama que indica quais são os produtos a obter a partir de processos de conversão termoquímica.

A combustão é a queima da biomassa na presença de ar, e é usada para converter energia química em energia mecânica ou elétrica utilizando equipamentos como caldeiras, fornalhas, turbinas, entre outros. A combustão produz gases quentes a uma temperatura de cerca de $800^{\circ}C$ - $1000^{\circ}C$. Teoricamente, nesse tipo de conversão é possível utilizar qualquer tipo de biomassa, porém na prática a combustão é aplicada apenas à biomassa com menos de 50% de umidade. (McKendry, 2002).

A pirólise é a conversão da biomassa em líquidos, frações de sólidos e gases pelo aquecimento da biomassa em ausência de oxigênio numa temperatura em torno de 500°C. A pirólise pode ser utilizada para produzir bio-óleo com uma eficiência de até 80% dependendo do processo empregado, e este tem inúmeras aplicações como em motores, turbinas, caldeiras, entre outras. A distribuição dos produtos das frações depende da temperatura e tempo de residência no reator.

A gaseificação é a conversão térmica da biomassa em gás combustível através da oxidação parcial à alta temperatura, geralmente entre 800-1100°C. O gás produzido no gaseificador pode ser queimado diretamente ou usado como combustível em motores, por exemplo. O mesmo pode ainda ser usado como gás de síntese na produção do metanol. Uma promissora configuração do processo de gaseificação é o ciclo combinado (BIG/CC), onde há alta eficiência na conversão do gás combustível em eletricidade.

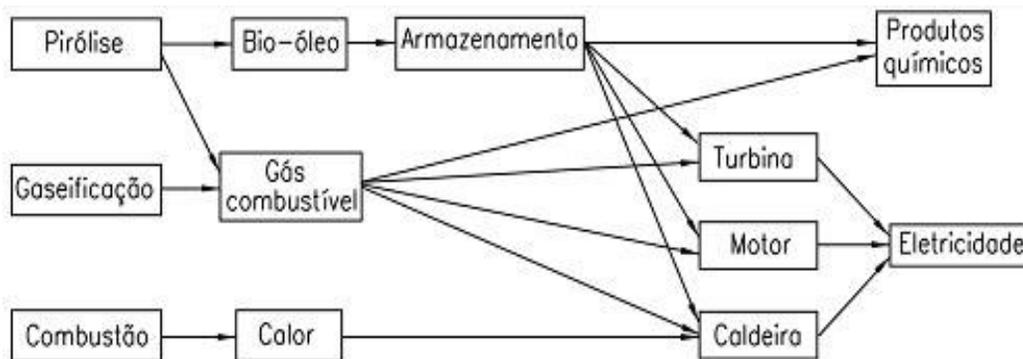


Figura 11. Produtos da conversão termoquímica da biomassa (Bridgwater)

2.2 O PROCESSO DE GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA

2.2.1 Definição de Gaseificação

De acordo com Ciferno (2002), a gaseificação é um processo de conversão térmica de materiais contendo carbono numa mistura gasosa combustível ou gás de síntese na presença de um agente oxidante em condições abaixo da estequiométrica. Os principais compostos formados nesse processo são monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), hidrogênio (H₂), metano (CH₄) e o nitrogênio (N₂) que está contido no ar. A conversão é realizada através da oxidação parcial da biomassa à alta temperatura, geralmente entre 500-1000°C e uma pressão de até 33 bar. O agente oxidante utilizado pode ser ar, oxigênio puro ou vapor. O gás produzido num gaseificador cujo oxidante é o ar tem um poder calorífico entre 4-6 MJ/Nm³, e se o oxidante for O₂ puro é possível obter um gás com cerca de 10-20 MJ/Nm³. Esse gás é conhecido como gás pobre, devido ao baixo poder calorífico.

O processo de gaseificação da biomassa ocorre em equipamentos denominados gaseificadores e resulta de diversas reações que ocorrem em diferentes etapas como apresentado na Figura 12.

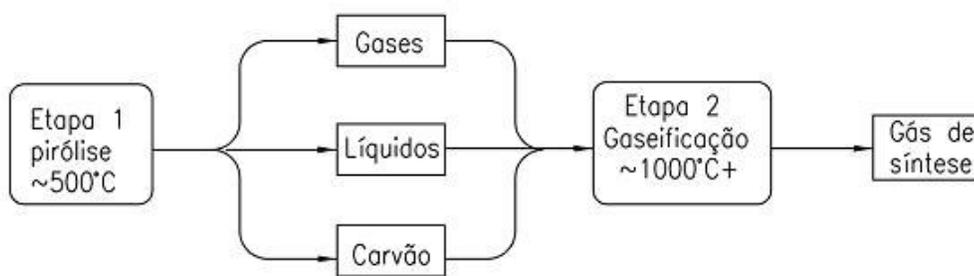


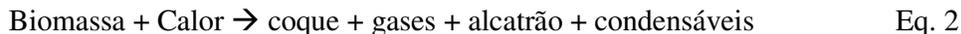
Figura 12. Etapas da Gaseificação

Em gaseificadores em leito em movimento o gás passa por quatro zonas no interior do reator: secagem da biomassa, pirólise, combustão e redução. A umidade da biomassa varia de 5 a 25 % e é removida à temperatura de 100°C na zona de secagem. A pirólise acontece numa

zona do reator onde há a degradação térmica da biomassa na ausência de oxigênio. Esta é convertida em alcatrão, voláteis e sólidos (carvão) numa temperatura de cerca de 280-450°C.

Durante a combustão, o carbono da biomassa reage com oxigênio do ar produzindo dióxido de carbono (CO₂) e vapor. A temperatura da combustão varia de 700 a 2000°C, e a reação libera energia. A fase de redução é uma reação endotérmica que ocorre a temperatura de 800 a 1100°C. O processo de gaseificação resulta de complexas reações sendo que estas transcorrem em diferentes regiões do gaseificador ou em todo o volume do mesmo simultaneamente. Segue nas equações 2 a 11 as principais reações químicas de cada uma das etapas do processo de gaseificação.

I – Pirólise:



II – Oxidação do Carbono:

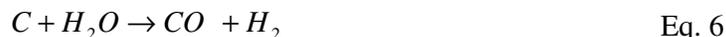


III – Gaseificação:

Reações de Boudouard:



Reação gás-água:



Reação de formação de metano:



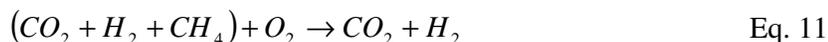
Reação de deslocamento da água



IV – Craqueamento ao alcatrão:



V – Oxidação parcial dos produtos da pirólise:



O calor pode ser fornecido à reação direta ou indiretamente. O calor fornecido diretamente conduz as reações de pirólise e gaseificação num mesmo reator. O agente oxidante é utilizado na combustão da biomassa como mostra a reação Eq. 3.

De modo geral o processo de gaseificação de biomassa é caracterizado pelas equações químicas mostradas na Figura 13.

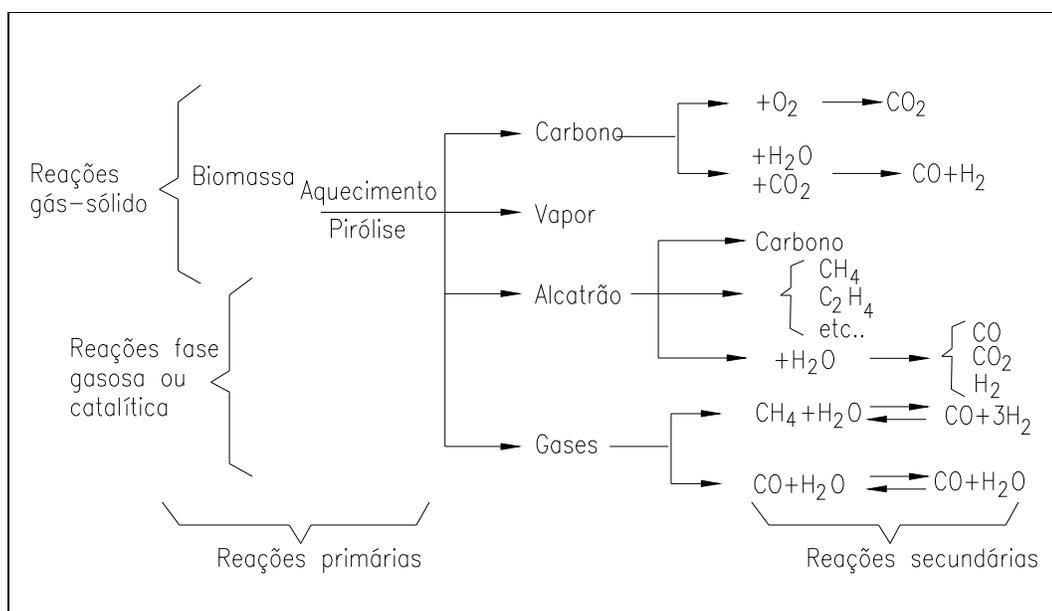


Figura 13. Reações químicas do processo de gaseificação (WALDHEIM, 2005)

2.2.2 Tipos de gaseificadores

Segundo Ciferno (2002), os gaseificadores são equipamentos onde se realiza o processo de gaseificação da biomassa e são classificados segundo a pressão em atmosféricos ou pressurizados, e segundo o tipo de leito como em movimento (fixo) ou fluidizado. Os

gaseificadores de leito em movimento se dividem em concorrente, contracorrente e fluxo cruzado, os de leito fluidizados se dividem em borbulhante e circulante.

2.2.2.1 Gaseificador de Leito em Movimento (Fixo)

Esse é o tipo de gaseificador tradicionalmente usado no processo de gaseificação. Esse sistema apresenta a vantagem de utilizar uma tecnologia simples, porém há um limite de dimensionamento da planta de 10-15 ton biomassa seca por hora, e normalmente opera numa temperatura de 1000°C. Dependendo da direção do fluxo do ar e de biomassa, os gaseificadores de leito em movimento (fixo) são classificados em: contracorrente (“updraft”), concorrente (“downdraft”) ou fluxo cruzado (“cross-flow”). São sistemas simples e eficientes trabalhando com combustíveis de maior densidade e granulometria (10-100 mm), sendo indicado para gaseificar madeira e carvão, embora também existam testes e unidades demonstrativas para casca de arroz e bagaço de cana.

2.2.2.1.1 Gaseificador contracorrente (“Updraft”)

No gaseificador contracorrente, a alimentação de biomassa é feita pelo topo e o ar é introduzido no sistema pela parte inferior do equipamento, e o gás é extraído na parte superior do gaseificador como mostra a Figura 14. A combustão ocorre na região do fundo do leito do gaseificador, na zona de combustão liberando CO₂ e água. Os gases quentes (~1000° C) passam através da zona de redução na qual são reduzidos a H₂ e a CO e resfriados à 750°C. Na zona de pirólise há formação de voláteis, contendo alcatrão, que não é craqueado na zona de combustão. O gás sai do gaseificador com uma temperatura de aproximadamente 500°C, e o controle da temperatura de gaseificação é feito pela adição do agente de gaseificação (ar, oxigênio ou vapor).

A vantagem desse gaseificador é que o tamanho, a forma e a umidade da partícula não interferem significativamente na eficiência do processo como acontece no gaseificador do tipo concorrente. A desvantagem desse sistema é que o gás produzido é de baixa qualidade, contendo alto teor de alcatrão, o que limita a sua aplicação devido a necessidade de sistemas de limpeza de alta eficiência.

Não é recomendado o uso direto do gás em motores de combustão interna devido a elevada concentração de alcatrão e voláteis, sendo mais conveniente sua utilização em fornalhas ou fornos.

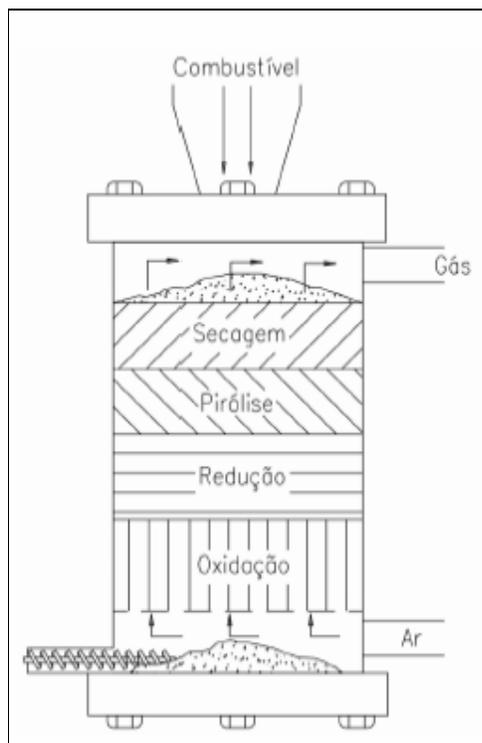


Figura 14. Esquema de Gaseificador contracorrente ("Updraft") (Olofsson, 2005)

2.2.2.1.2 Gaseificador concorrente ("Downdraft")

No gaseificador concorrente a alimentação de biomassa é feita pelo topo e o ar pode ser fornecido ao sistema tanto pelo topo como pela lateral, e a extração do gás é feita pelo fundo, como apresentado na Figura 15. Os gases deixam o equipamento após passarem pelas zonas quentes, onde o alcatrão contido nos gases é submetido ao craqueamento.

As zonas de reação nesse tipo de gaseificador estão bem definidas. Assim a biomassa passa pela zona de secagem, pirólise, combustão e por último pela zona de redução onde são formados o monóxido de carbono (CO) e o hidrogênio (H₂) por meio da reação com carvão que é formado na zona de pirólise.

Nessa configuração há uma redução do diâmetro interno na região de combustão, (também conhecido por garganta). Nessa região os injetores de ar (Figura 15) são

posicionados de modo a garantir uma distribuição uniforme da temperatura para tornar eficiente o processo de craqueamento do alcatrão.

A vantagem desse sistema é que cerca de 99% do alcatrão formado é decomposto dentro do gaseificador, além de ter baixo custo operacional. Porém essa configuração requer biomassa seca com baixo teor de umidade. O gás de saída está à alta temperatura (900-1000°C).

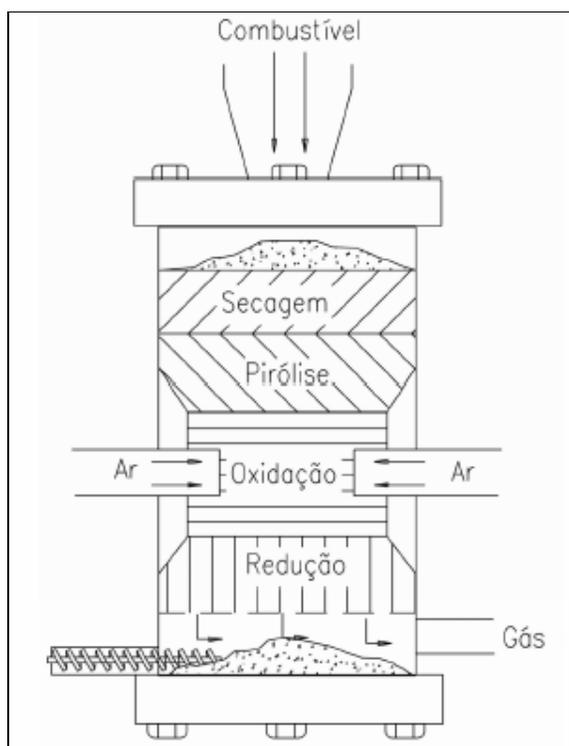


Figura 15. Esquema do gaseificador concorrente ("Downdraft") (Olofsson, 2005)

2.2.2.1.3 Gaseificador de Fluxo Cruzado ("Cross - Flow")

No gaseificador de fluxo cruzado a alimentação de biomassa é feita pelo topo do reator, o agente gaseificador é introduzido no sistema pelas laterais. A extração do gás é realizada pelo lado oposto ao da entrada de ar numa temperatura de cerca de 800-900°C.

Essa configuração é simples, porém fornece um gás de qualidade inferior, com baixo poder calorífico, com grande quantidade de voláteis agregados e apresenta baixa estabilidade.

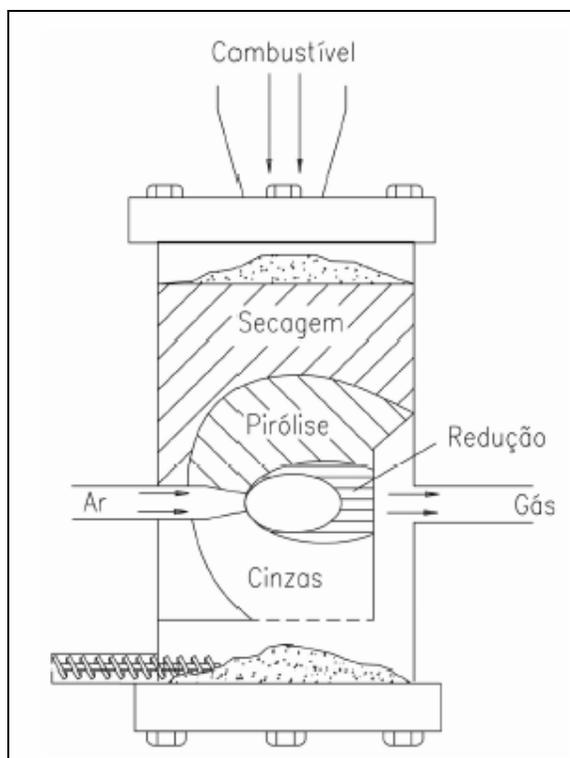


Figura 16. Esquema de gaseificador do tipo Fluxo Cruzado ("Cross- Flow") (Olofsson, 2005)

2.2.2.1.4 Gaseificação em duplo estágio

O processo de gaseificação de duplo estágio acontece em duas etapas, sendo a primeira a pirólise e depois a gaseificação propriamente dita. No primeiro estágio a biomassa é convertida em combustível líquido à baixa temperatura, e no segundo estágio o líquido formado na etapa de pirólise é gaseificado sob elevada temperatura. O segundo estágio serve também para realizar o craqueamento do alcatrão presente no gás formado no primeiro estágio. A Figura 17 apresenta um esquema do processo de gaseificação em duplo estágio.

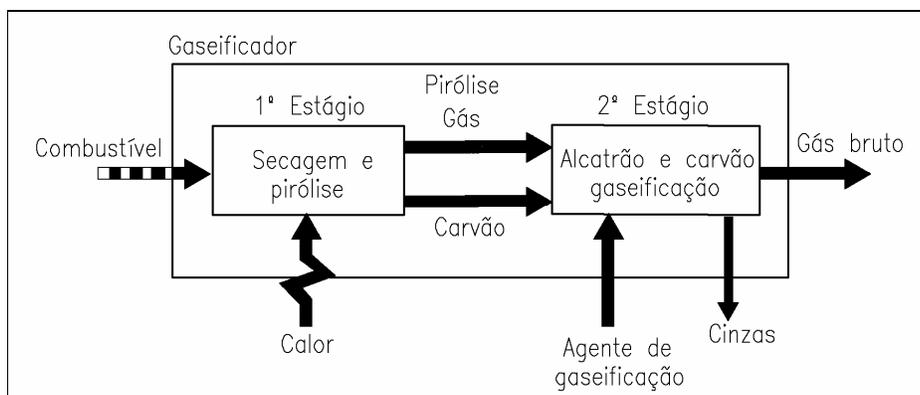


Figura 17. Gaseificação em duplo estágio

O projeto de gaseificação em duplo estágio desenvolvido pela Universidade da Dinamarca consiste de uma unidade de pirólise aquecida externamente, um gaseificador downdraft, um sistema de limpeza de gases e um motor de combustão interna. A Figura 18 apresenta o esquema da configuração do processo de gaseificação da Universidade da Dinamarca.

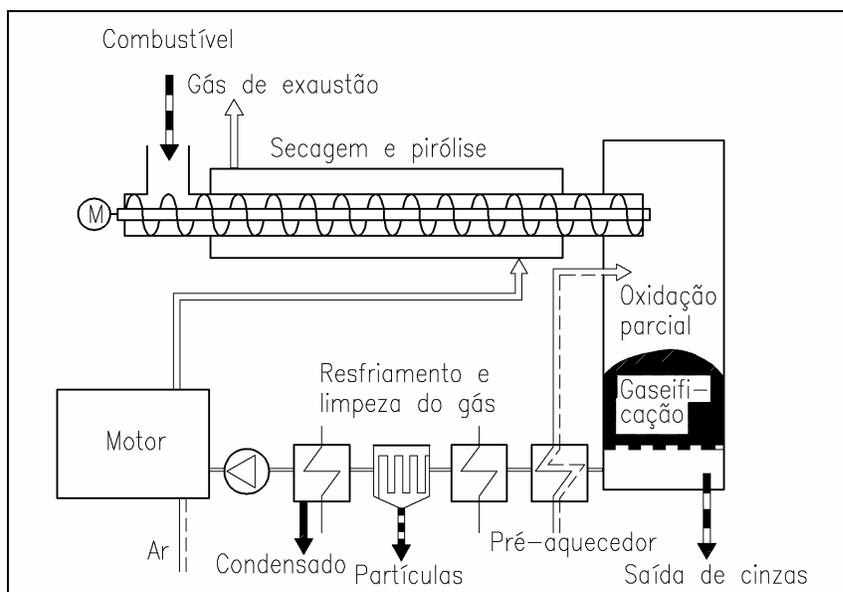


Figura 18. Esquema de gaseificação de duplo estágio

O processo de gaseificação de duplo estágio da Universidade da Dinamarca é dividido em varias etapas como descrito abaixo:

Secagem e pirólise: A etapa de pirólise consiste do transporte do material com aquecimento externo, proveniente dos gases de exaustão do motor. Nessa etapa os gases de escape são produzidos numa temperatura de 600°C, e o tempo de residência varia de 15 a 30 minutos.

Oxidação parcial: Nessa etapa o carvão vegetal e os voláteis formados na etapa anterior entram numa câmara de oxidação a alta temperatura (1100-1300°C), que com a adição de ar pré-aquecido ocorrerá a decomposição do alcatrão.

Gaseificação: É nessa etapa que o carvão vegetal é transformado num gás. O CO₂ e H₂O produzidos na etapa anterior são utilizados como agente de gaseificação.

Resfriamento e Limpeza do gás: Após a remoção de partículas grosseiras através de um ciclone o gás é refrigerado em um trocador de calor a 100°C. Antes do gás ser resfriado, este passa por um processo de filtragem para remoção das particulados.

Um esquema de um outro gaseificador de duplo estágio é apresentado na Figura 19, o qual consiste de quatro seções. O topo é dividido em três partes: uma peça cilíndrica por onde se dá a entrada de combustível, uma peça cônica e uma outra parte cilíndrica onde ocorre o armazenamento do combustível.

Próximo da extremidade inferior da parte cilíndrica há quatro tubos de 10 mm de diâmetro distribuídos ao longo da superfície do primeiro estágio.

A segunda seção consiste de um cilindro de aço de 550 mm de altura com quatro tubos de 10 mm de diâmetro preenchidos com tubos distando 460 mm do primeiro estágio.

Na terceira seção do gaseificador uma grelha está localizada a 260 mm abaixo da parte superior dessa seção. A grelha tem a função de remover os sólidos produzidos durante a reação.

A quarta seção serve como um reservatório para as cinzas formadas na terceira parte do gaseificador. E é também nessa seção que o gás é extraído.

As partes cilíndricas do gaseificador são feitas de metal com 250 mm de diâmetro, e a superfície interna é preenchida com uma camada de 50 mm de barro refratário. O ar é introduzido nos dois estágios do processo e são controlados por meio de válvulas.

Ao gaseificador são acoplados dois pré-aquecedores de ar nos dois estágios do processo. Cada unidade de pré-aquecedor consiste de um tubo de ferro galvanizado de três polegadas de diâmetro com três aquecedores elétricos na forma de um tubo de cobre (2000W e 2m de comprimento). Uma camada de lã de 25mm é utilizada para reduzir as perdas de calor. O pré-aquecedor é mostrado na Figura 19.

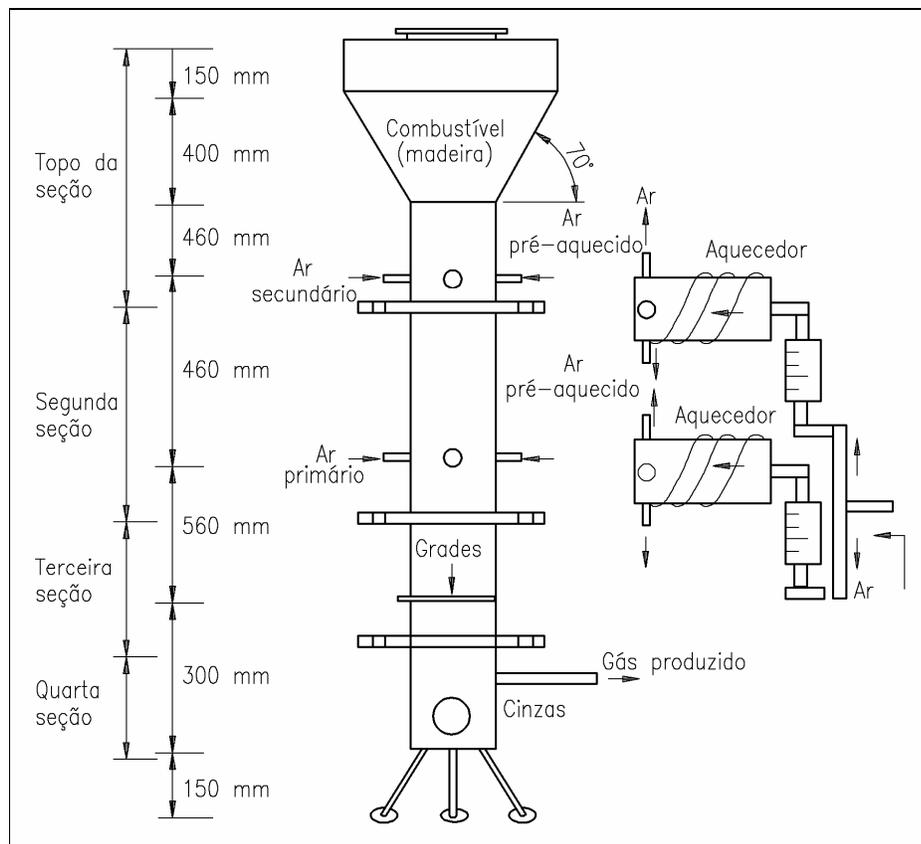


Figura 19. Esquema de um gaseificador de duplo estágio (Bhattacharya)

O processo de gaseificação de duplo estágio apresenta alta eficiência, condições operacionais estáveis e produz um gás com baixo teor de alcatrão e particulado.

Um teste foi realizado pelo NEST / UNIFEI no gaseificador de duplo estágio da Termoquip Energia Alternativa Ltda, para quantificar a concentração de alcatrão e particulado, bem como a composição do gás durante a amostragem, sendo apresentada na Tabela 4.

O gás produzido no gaseificador da Termoquip Energia Alternativa Ltda apresentou baixa concentração de alcatrão e particulado, especialmente quando operado em duplo estágio. Os valores da concentração de alcatrão na operação em estágio simples e duplo estágio foram respectivamente, 1434 mg/Nm³ e um valor médio de 138,4 mg/Nm³. As figuras Figura 20 e Figura 21 apresentam fotos do gaseificador de duplo estágio da Termoquip Energia Alternativa Ltda e dos testes de análise de alcatrão realizados no gaseificador.

Tabela 4. Composição do gás gerado no gaseificador de duplo estágio da Termoquip

Amostragem	Composição do gás	Tempo de amostragem						
		início	15 min	30 min	45 min	60 min	75 min	95 min
amostragem 01 Estágio Simples	CO	15.6	13.3	16.6	18.6	18.4	-	-
	CH ₄	3	3.5	2.1	1.2	1.3	-	-
	H ₂	10.88	10.84	14.36	15.31	15.45	-	-
amostragem 02 Duplo estágio	CO	22.6	21.6	19.1	21.9	22.7	21.3	21
	CH ₄	0.9	0.2	1.8	0.9	0.7	0.6	0.4
	H ₂	13.66	8.9	14.46	13.96	14.01	12.87	10.95
amostragem 03 Duplo estágio	CO	18.6	18.3	19.6	19.2	19	17.3	16.6
	CH ₄	1.4	1.4	1.3	1.2	1	0.9	1.4



Figura 20. Gaseificador de Duplo estágio da Termoquip



Figura 21. Testes de análise de alcatrão no gás produzido no gaseificador de Duplo estágio da Termoquip

2.2.2.2 Gaseificador de Leito Fluidizado

Segundo McKendry (2002), esse tipo de gaseificador foi comumente utilizado na gaseificação de carvão mineral e tem a vantagem de fornecer uma distribuição uniforme da temperatura. Esse sistema possibilita um bom contato entre sólido e gás e uma boa circulação das partículas de biomassa além de alta velocidade de reação.

Esse tipo de gaseificador normalmente utiliza um leito de areia com granulometria inferior a 1 mm, que geralmente intensifica a troca de calor entre as partículas aumentando a eficiência do processo. O gaseificador de leito fluidizado permite trabalhar com uma ampla faixa de combustíveis sólidos, além de ser um sistema de maior capacidade produtiva. Os gaseificadores são ainda classificados em leito fluidizado borbulhante e em leito fluidizado circulante.

2.2.2.2.1 Gaseificador de Leito Fluidizado Borbulhante

O gaseificador (Figura 22) consiste de um vaso com um distribuidor ou placa distribuidora localizada no fundo onde o agente gaseificador, normalmente o ar, é introduzido numa velocidade de 2 a 3m/s. A velocidade influencia na mistura e troca de calor entre as partículas da biomassa.

Sobre a placa distribuidora está o leito onde a biomassa é introduzida no sistema. O controle da temperatura (700-900°C) é realizado por meio da relação ar/combustível. A biomassa é pirolisada no leito formando voláteis e compostos gasosos de alto peso molecular que são craqueados quando em contato com o material inerte do leito. O gás é extraído pelo topo do reator onde geralmente se tem um ciclone para separar a areia e as cinzas contidas no gás.

Esse sistema permite um bom contato entre as partículas da biomassa e boa transferência de calor. O gás produzido nestes gaseificadores tem alto teor de particulado resultado da fluidização que acontece no interior do reator. Neste caso os ciclones fazem parte integral do sistema e são utilizados na remoção do material particulado.

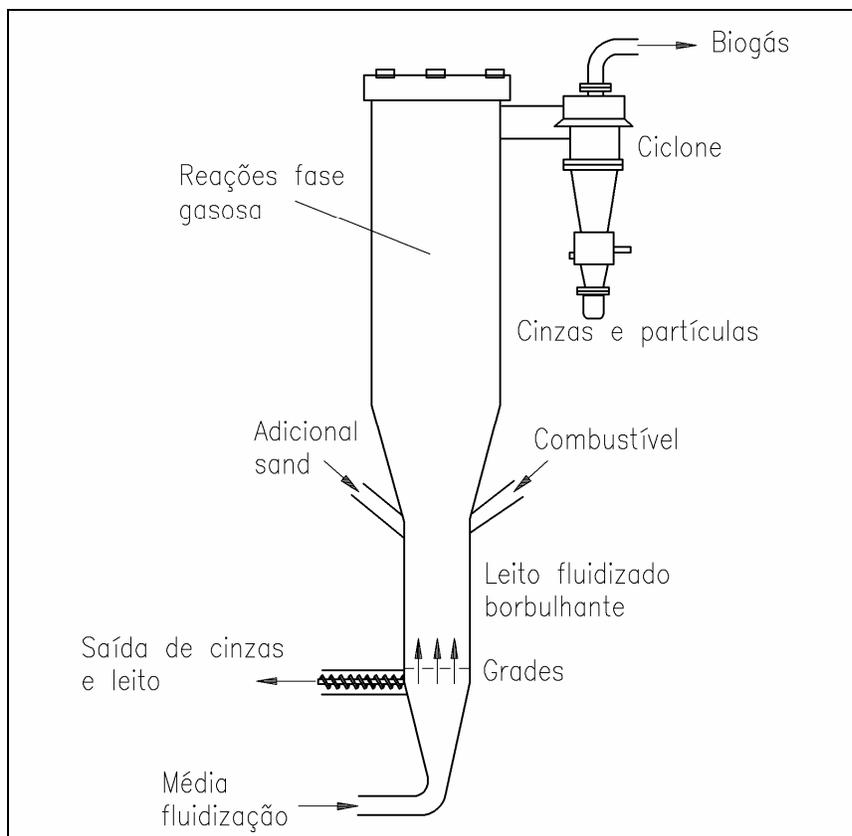


Figura 22. Esquema de gaseificador de leito fluidizado borbulhante (Olofsson, 2005)

2.2.2.2 Gaseificador de Leito Fluidizado Circulante

No processo de gaseificação em leito fluidizado circulante as partículas arrastadas pelo agente de fluidização no interior do reator são enviadas de volta ao leito. Esses gaseificadores operam de acordo com o regime de arraste pneumático e possuem uma maior conversão de carbono devido ao maior tempo de residência das partículas. O gaseificador de leito fluidizado circulante é apresentado na Figura 23.

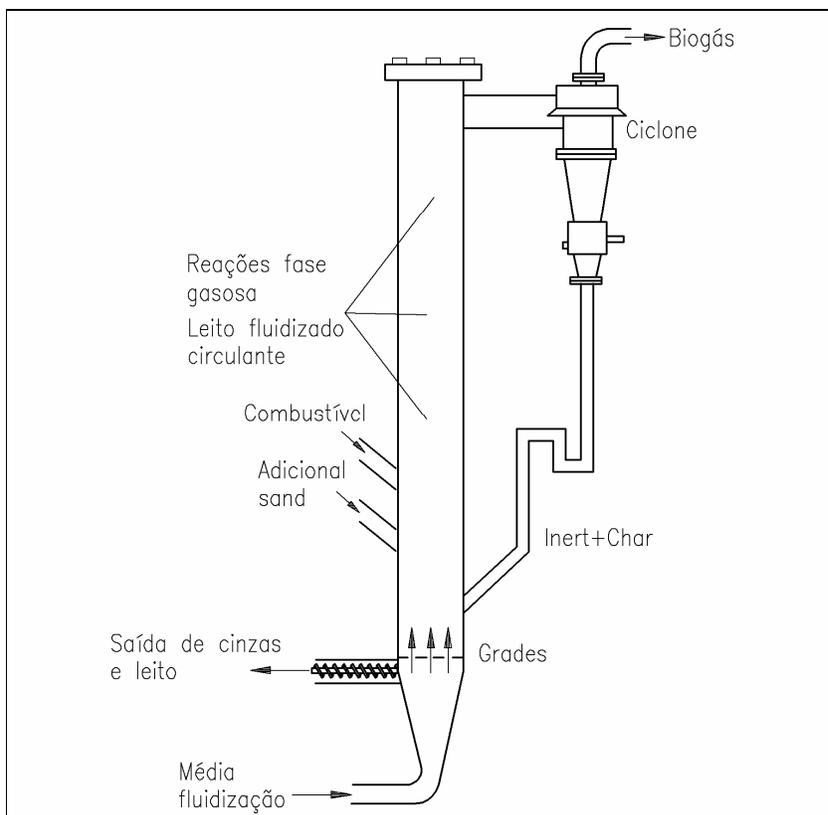


Figura 23. Esquema de gaseificador de leito fluidizado circulante (Olofsson, 2005)

2.2.3 Comparação entre os diferentes tipos de gaseificadores

De acordo com Warnecke (2000), os gaseificadores de leito fixo têm como característica uma ampla distribuição da temperatura. Outro fator que limita a aplicação desses gaseificadores são os limites de capacidade. A grande vantagem desse tipo de gaseificador é sua alta eficiência na conversão de carbono em gás e a baixa produção de cinzas, além de produzir um gás com baixo teor de alcatrão.

Os gaseificadores de leito fluidizado têm boa transferência de calor entre o gás e o sólido devido a uniformidade de temperatura. Esses gaseificadores são recomendados para plantas com maior capacidade quando comparados aos gaseificadores de leito fixo e conseguem atingir temperatura de operação mais rapidamente. A desvantagem dessa configuração é que os gases produzidos contêm grande concentração de material particulado devido ao processo de fluidização que ocorre no interior do gaseificador.

Tabela 5. Condições operacionais dos gaseificadores (Olofsson, 2005)

Tipo de Gaseificador	Contracorrente	Concorrente	Fluxo cruzado	Fluidizado borbulhante	Fluidizado circulante
Tipo de combustível	madeira	madeira	madeira	madeira	madeira
Alimentação de biomassa (ton/d) base seca	<10	<15	<1	5-180	10-110
Poder calorífico (MJ/Nm ³)	4 a 5 (ar)	5 (ar)	-	4,5 a 7,9(ar), 4 a 6 (ar e vapor) e 5.5-13 (O ₂ e vapor)	4 a 7 (ar)
Conteúdo de alcatrão(mg/Nm ³)	35000mg/Nm ³	500-1000	-	13500	baixo
Agente gaseificador	Ar, oxigênio ou vapor	Ar, em alguns casos pode-se usar vapor	ar	ar, oxigênio, vapor	ar, oxigênio, vapor
Pressão (bar)	atmosférica	atmosférica	atmosférica	1 a 35	1 a 19
Temperatura (°C)	300-1000	300-1000	300-1000	650-950	800-1000

Os gaseificadores possuem características específicas dependendo da tecnologia empregada. A aplicação do produto final, as condições operacionais, qualidade do gás são fatores que determinam o tipo de gaseificador que deve ser empregado. A Tabela 5 apresenta as condições operacionais de cada tipo de gaseificador. A Tabela 6 mostra as principais vantagens e desvantagens dos gaseificadores de leito fixo e fluidizado. A aplicação final do gás determina o processo de purificação a que este deve ser submetido.

2.2.4 Composição do gás

O gás pode conter impurezas como particulados, alcatrão, amônia, ácido cianídrico dependendo do tipo de tecnologia empregada como mostra a

Tabela 7, que podem causar graves problemas durante a operação dos equipamentos que utilizam este gás.

A concentração de contaminantes varia de acordo com o tipo de gaseificador utilizado. Os gaseificadores do tipo concorrente produzem um gás com menor teor de alcatrão se comparado à contracorrente e leito fluidizado, como mostra a Figura 24 e a

Tabela 8. A Tabela 9 apresenta a composição do gás para diferentes tipos de gaseificadores. O tipo de aplicação para o gás determina o conteúdo máximo de particulados e alcatrão permitido como apresentado na Tabela 10. Em muitos casos são necessários sistemas de limpeza dos gases para reduzir o teor de alcatrão, particulado e outros componentes que possam prejudicar a operação dos acionadores primários.

Tabela 6. Características dos gaseificadores de leito fixo e fluidizado (Bridgwater, 1995)

<i>Concorrente (“downdraft”)</i>	
<i>Vantagens</i>	<i>Desvantagens</i>
Construção relativamente simples, segura e testada para determinados combustíveis. Gás relativamente limpo	Requer baixa umidade do combustível a ser utilizado Restrição com relação a granulometria do material a ser utilizado como combustível
Alto potencial para conversão de carbono Pouco arraste de cinzas Alta eficiência de conversão	Alta temperatura do gás produzido (saída) Possibilidade de fusão das cinzas devido as altas temperaturas de operação
<i>Contracorrente (“up draft”)</i>	
<i>Vantagens</i>	<i>Desvantagens</i>
Construção muito simples e robusta Baixa temperatura dos gases de saída Alta eficiência térmica Alta conversão de carbono Pouco arraste de cinzas Alto tempo de residência dos sólidos Produz gás adequado para queima direta Desligamento fácil Excelente eficiência de conversão	Gás produzido muito sujo e com alto teor de alcatrão Devido o gás produzido ser muito sujo, não se adequa ao uso com motores de combustão interna por necessitar de um sistema de limpeza muito caro.
<i>Leito fluidizado (“fluidized bed”)</i>	
<i>Vantagens</i>	<i>Desvantagens</i>
Tolera variações da qualidade do combustível Grande tolerância a granulometria do combustível Bom controle da temperatura do leito Rápida resposta a carga Distribuição homogênea da temperatura do leito Possibilidade de processo catalítico no leito Moderados níveis de alcatrão no gás produzido	Sistema de alimentação complexo e pouco confiável Pode haver aglomeração do leito Demora na partida Não é de operação trivial
Alta concentração de particulados no gás produzido Perda de carbono com as cinzas Pode operar a carga parcial Alta eficiência de conversão	

Tabela 7. Composição do gás em função do tipo de gaseificador (BAIN, 2004)

Gaseificador	FERCO	CARBONA	Princeton Model	IGT
Tipo	CFB	FB	FB	FB pressurizado
Agente de gaseificação	vapor	ar	vapor	O ₂ /vapor
Material do leito	-	areia	-	alumina
Combustível	madeira	madeira	-	madeira
Composição do gás				
H ₂	26.2	21.7	29.4	19.1
CO	38.2	23.8	39.2	11.1
CO ₂	15.1	9.4	13.1	28.9
N ₂	2	41.6	0.2	27.8
CH ₄	14.9	0.08	13	11.2
C ₂ +	4	0.6	4.4	2
HHV (MJ/Nm ³)	16.3	5.4	17.2	9.2

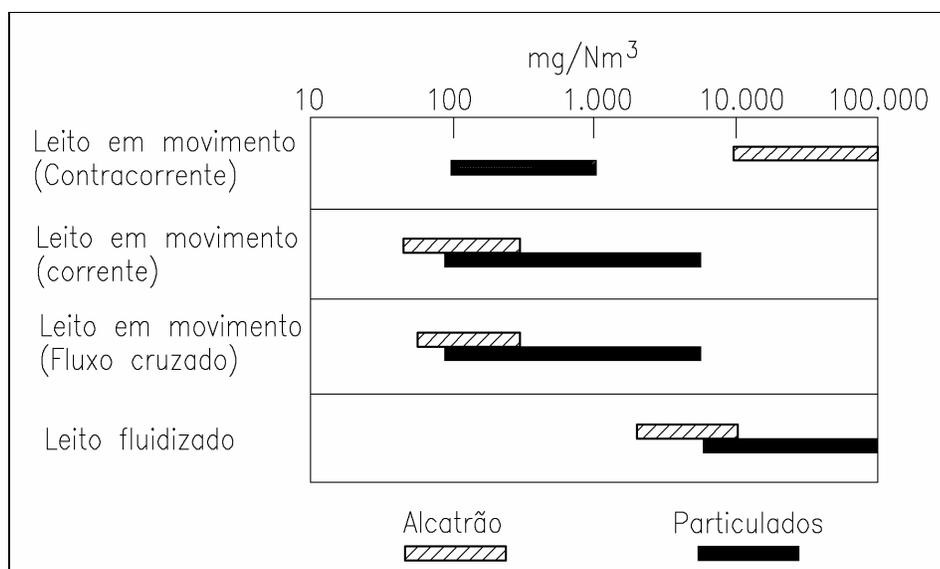
Figura 24. Concentração de alcatrão e particulados em função do tipo de gaseificador (Lora, 2003 *apud* Guigon & Large, 1990)

Tabela 8. Qualidade do gás em função do tipo de gaseificador (STEVENS, 2001)

Tipo de gaseificador	Material Particulado (g/Nm ³)			Alcatrão (g/Nm ³)		
	Baixo	Alto	Faixa representativa	Baixo	Alto	Faixa representativa
Leito Fixo						
Downdraft	0,01	10	0,1-0,2	0,04	6	0,1-1,2
Updraft	0,1	3	0,1-1,0	1	150	20-100
Leito Móvel						
Leito Fluidizado	1	100	2 a 20	<0,1	23	1 a 15

Borbulhante Leito Fluidizado Circulante	8	100	10 a 35	<1	30	1 a 15
---	---	-----	---------	----	----	--------

Tabela 9. Composição do gás em função do tipo de gaseificador (Hasler & Nussbaumer, 1999)

Parâmetros	Unidade	Leito Fixo - concorrente	Leito Fixo - contracorrente	Leito Fluidizado
Umidade do combustível	%	6.0 - 25.0	n.d.	13.0 - 20.0
Material Particulado	mg/Nm ³	100 - 8000	100 - 3000	8000 - 100000
Alcatrão	mg/Nm ³	10 - 6000	10000 - 150000	2000 - 30000
PCI	MJ/Nm ³	4.0 - 5.6	3.7 - 5.1	3.6 - 5.9
H ₂	vol%	15 - 21	10.0 - 14.0	15.0 - 22.0
CO	vol%	10.0 - 22.0	15.0 - 20.0	13.0 - 15.0
CO ₂	vol%	11.0 - 13.0	8.0 - 10.0	13.0 - 15.0
CH ₄	vol%	1.0 - 5.0	2.0 - 3.0	2.0 - 4.0
CnHm	vol%	0.5 - 0.2	n.d.	0.1 - 1.2
N ₂	vol%	restante	restante	restante

Tabela 10. Composição do gás requerida para diferentes aplicações (^(*) Nogueira e Lora, 2003 apud Kaltschmitt & Hartmann, 2001; ^(**) Rezaiyan, 2005)

Teor de compostos	Unidade	Motor de combustão interna	Turbina a gás	Síntese de Metanol	Células a combustível
Particulados	mg/Nm ³	<50	<15 (**)	<0,02	-
Alcatrão	mg/Nm ³	<100	-	<0,1	<1
Metais alcalinos	mg/Nm ³	-	<0,25	-	-
NH ₃	mg/Nm ³	<55	<0,25	-	-

2.2.5 Tecnologias de Limpeza do gás

O gás produzido no processo de gaseificação de biomassa contém impurezas como particulados, compostos alcalinos, alcatrão e compostos nitrogenados. Dependendo do projeto do gaseificador e do tipo de biomassa empregada como combustível a concentração desses componentes pode ser menor ou maior. Esses contaminantes normalmente são incompatíveis com alguns usos finais e conseqüentemente é requerida uma limpeza do gás.

A limpeza do gás é uma etapa fundamental na integração da gaseificação aos sistemas de geração de potência. Existem algumas tecnologias empregadas na remoção desses contaminantes tais como: ciclones, filtros, precipitadores eletrostáticos, lavadores de gases que serão descritas no próximo item. O gás deve ser limpo antes de ser aplicado em sistema

de geração de potência (motores de combustão interna, turbinas, entre outros), e deve atender padrões de qualidade ambiental.

2.2.5.1 Tecnologias para remoção de material particulado

A remoção de material particulado depende do uso final do gás. Por exemplo, a concentração de material particulado deve ser inferior a 50 mg/Nm^3 para motores alternativos de combustão interna, menor que 15 mg/Nm^3 para microturbinas a gás e deve ser abaixo de $0,02 \text{ mg/Nm}^3$ na utilização de gás de síntese (Razaiyan, 2005).

Dentre as tecnologias existentes na remoção de material particulado destacam-se: ciclones, filtros, filtros eletrostáticos e lavadores de gases (wet scrubbers).

2.2.5.1.1 Ciclones

Segundo Stevens (2001), os ciclones são muito utilizados como primeira etapa do processo de limpeza do gás especialmente pela sua eficiência aceitável e baixo custo. O ciclone possui como característica a utilização de uma força centrífuga para separar o sólido do gás. O gás é forçado a realizar um movimento circular e devido a inércia os particulados não seguem o fluxo do gás e são separados do mesmo. Essa tecnologia permite a remoção de 90% do material particulado até partículas de tamanho menores que $5 \mu\text{m}$ de diâmetro e possibilita também a remoção uma fração das partículas entre $1\text{-}5 \mu\text{m}$. Os ciclones são instalados em série onde as partículas maiores são removidas pelo primeiro ciclone e as partículas menores são removidas pelos demais. Uma vez que o ciclone permite uma alta temperatura de operação, este retém calor sensível do gás.

Os ciclones também removem o alcatrão condensado e os materiais alcalinos presentes no gás embora os vapores formados destes constituintes permaneçam no gás. Na prática a separação de uma quantidade significativa de alcatrão do fluxo de gás pode ser feita primeiramente pela remoção de material particulado a alta temperatura, mas o alcatrão permanece vaporizado. O gás então é resfriado e o alcatrão condensado é removido.

Essa tecnologia é comumente utilizada em muitos processos e está disponível comercialmente.

2.2.5.1.2 Filtros

Os filtros são constituídos de elementos porosos como materiais cerâmicos e metais que permitem a passagem dos gases, mas impedem a passagem de material particulado. Os filtros removem partículas de pequenos diâmetros, entre 0,5 -100 μm . Os filtros são limpos periodicamente passando um jato de gás limpo através destes na direção contrária ao fluxo normal de gás. Para reduzir a carga de material particulado nos filtros estes são instalados logo depois dos ciclones.

2.2.5.1.3 Precipitador eletrostático

Essa tecnologia tem sido amplamente utilizada em vários sistemas de limpeza de gases. O fluxo de gás produzido passa por canais entre os eletrodos onde os particulados recebem uma carga elétrica e então migram para a placa do coletor e depositam-se na superfície do mesmo. A remoção do material particulado é feita basicamente através de dois caminhos, a remoção a seco e a úmido. A remoção a seco utiliza princípios mecânicos (batimentos) e é realizada em alta temperatura (500°C ou maior), enquanto que a remoção úmida é feita através de uma película fina de água numa temperatura abaixo de 65 °C. Essa tecnologia é mais recomendada para plantas de grande escala principalmente por razões econômicas.

2.2.5.1.4 Lavadores de Gases (Wet Scrubbers)

Esses lavadores utilizam geralmente água a uma temperatura abaixo de 100°C. O material particulado é coletado através da colisão com as gotas líquidas. O lavador mais comum é o venturi; este possui uma diferença de pressão a qual permite que as soluções sejam pulverizadas mais facilmente. A velocidade do gás varia entre 60-125 m/seg na seção da garganta do lavador. A eficiência da remoção é proporcional à variação de pressão, por exemplo, para pressões entre 2.5-25 kPa os scrubbers podem remover 99.9% das partículas maiores que 2 μm e até 95- 99% das partículas maiores que 1 μm , (Stevens, 2001).

2.2.5.2 Tecnologias para remoção de alcatrão

A remoção de alcatrão é muito importante em três situações: quando o gás produzido tem que ser resfriado ou comprimido ou ainda quando é utilizado em motores de combustão ou turbinas a gás.

Existem dois caminhos para remoção de alcatrão: através da remoção física (similar às tecnologias empregadas para remoção de particulados) e pelo craqueamento catalítico do alcatrão.

2.2.5.2.1 Lavadores de Gases (Wet Scrubbers)

A remoção do alcatrão através dos lavadores (wet scrubbers) requer uma temperatura do gás na faixa de 35 a 60°C se o meio pulverizado for água. O alcatrão é hidrofóbico e não reage com este solvente, tanto que apenas o material particulado é removido. Uma grande variedade de lavadores está disponível entre eles torres de lavagem, lavador Venturi, entre outros. Há possibilidade de combinar essas tecnologias visando obter melhores resultados como é apresentado na Tabela 11.

Para sistemas em grande escala as pesquisas em torno dos lavadores tem mostrado um grande potencial na remoção de alcatrão. Nesses sistemas o gás é resfriado a uma temperatura abaixo de 240°C e passa pelo lavador.

Tabela 11. Eficiência na remoção de alcatrão com diferentes tecnologias

Tecnologia	Eficiência na remoção
Torres de lavagem	11-25 % alcatrão pesado 40-60% hidrocarbonetos poliaromáticos 0-60% fenóis
Lavador venturi	50-90 %
Venturi + torre de lavagem	83-99% material condensável
Ciclone + demister	93-99% material orgânico condensável
Lavador tipo vortex	66-78% resíduos evaporativos

2.2.5.2.2 Precipitador Eletrostático

Os precipitadores eletrostáticos podem ser usados na remoção do alcatrão do gás e é baseado no mesmo princípio que para remoção de particulados, mas com ionização. O método apresenta 99% de eficiência para materiais com diâmetro menor que 0,1 µm. Essa tecnologia trabalha em temperatura abaixo de 150°C. O alto custo de capital e operacional são as principais barreiras na utilização dessa tecnologia.

2.2.5.2.3 Filtros

Geralmente os filtros não são recomendáveis para remoção de alcatrão. O alcatrão condensa e se acumula na superfície do filtro tornando sua remoção mais difícil que para o material particulado. Essa tecnologia é recomendada para instalações de pequena escala onde a mão de obra é barata e para instalações em larga escala outras tecnologias são mais apropriadas.

2.2.5.2.4 Ciclones

Assim como os filtros, os ciclones não são muito utilizados para remoção de alcatrão. Essa tecnologia segue o mesmo princípio da remoção de particulados e é recomendada para partículas com diâmetro maior que 5 μm .

2.2.5.3 Craqueamento catalítico do alcatrão

O processo de destruição catalítica ou térmica do alcatrão tem sido um método utilizado na remoção de alcatrão do gás. A decomposição do alcatrão pode ser realizada por energia térmica em temperaturas superior a 1200°C ou através de catalisadores em temperaturas moderadas na faixa de 750 a 900°C.

2.2.5.3.1 Destruição catalítica

Essa tecnologia utiliza um catalisador para auxiliar no craqueamento do alcatrão. Várias pesquisas têm sido realizadas com diferentes catalisadores: metálicos e não metálicos. O alcatrão é quebrado em pequenas moléculas quando em contato com a superfície do catalisador. Embora a tecnologia seja muito empregada, o fluxo turbulento e a alta temperatura em gaseificadores de leito fluidizado resultam em atrito físico e a desativação do catalisador. Em gaseificadores de leito fixo o contato entre o catalisador e o alcatrão algumas vezes é insuficiente resultando numa decomposição incompleta.

O craqueamento catalítico utiliza catalisadores como a dolomita ou níquel. A dolomita é um minério de cálcio e magnésio ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), não muito resistente sofrendo rápido desgaste em gaseificadores de leito fluidizado. O catalisador a base de níquel é muito utilizado na indústria petroquímica na reforma do gás de síntese, assim como é muito eficiente na remoção do alcatrão.

Os catalisadores não - metálicos que já foram testados são dolomita, zeolita e calcitas cujo custo é relativamente baixo. Os catalisadores metálicos foram testados em plantas de gaseificação e em escala de laboratório se mostraram eficientes na remoção de alcatrão, e ainda destroem a amônia presente no gás. A restrição para essa tecnologia é que se houver H_2S este pode causar problemas no catalisador.

2.2.5.3.2 Destruição Térmica

É possível a decomposição do alcatrão sem utilizar um catalisador, entretanto o método demanda alta temperatura. A faixa de temperatura adequada ao processo é relacionada com o peso molecular do alcatrão formado nos sistemas de gaseificação, mas varia entre $900^{\circ}C$ e $1300^{\circ}C$. O problema da operação em tão alta temperatura é que causa uma redução no poder calorífico do gás. Por razões econômicas e operacionais o craqueamento térmico não é atrativo para sistemas de gaseificação em grande escala. A gaseificação frequentemente é realizada numa faixa de temperatura de $800-900^{\circ}C$, e, portanto o craqueamento térmico requer um adicional de calor, o qual é feito através do acréscimo de pequeno volume de ar na combustão para elevar a temperatura do gás. Embora seja um método efetivo de remoção de alcatrão, este reduz a eficiência da conversão da biomassa em energia.

A Tabela 12 apresenta as principais tecnologias de remoção de alcatrão e particulado do gás produzido no processo de gaseificação de biomassa.

Tabela 12. Redução do teor de alcatrão e particulados utilizando diferentes sistemas de limpeza (Hasler & Nussbaumer, 1999)

Sistema de Limpeza	T ($^{\circ}C$)	Redução do teor de particulados (%)	Redução do teor de alcatrão (%)
Filtro de areia	10 - 20	70 – 99	50 - 97
Torre de lavagem	50 - 60	60 – 98	10 - 25
Lavador Venturi	-	-	50 - 90
Precipitador eletrostático	40 - 60	>99	0 - 60
Filtro de mangas	130	70 – 95	0 - 50
Absorvente de alcatrão de leito fixo	80	-	50
Craqueamento catalítico	900	-	>95

A escolha do sistema de limpeza dos gases depende de uma série de fatores como a eficiência, o nível de emissão desejado, o custo operacional e de investimento, o espaço

disponível, a temperatura, a característica do gás, o tamanho das partículas de biomassa, entre outros. Cada método tem suas vantagens e desvantagens e estas são apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13. Comparação entre sistemas de limpeza de gases (Lora, 2003)

Sistema	Vantagens	Desvantagens
Ciclones	Baixo custo Operação a alta temperatura	baixa eficiência, sobretudo para partículas de pequena dimensão
Lavador de gás	Baixo custo de manutenção Trata de particulados inflamáveis e explosivos Remoção de particulados e absorção no mesmo equipamento Esfriamento dos gases	corrosão Contaminação secundária (produz um efluente líquido a ser tratado)
Filtros de mangas	Alta eficiência Separa grande quantidade de particulados Pequena queda de pressão	Necessita de uma grande área Dano às mangas devido a alta temperatura e gases corrosivos Perigo de incêndio e explosão
Precipitadores eletrostáticos	Alta eficiência Trata grandes volumes de gases com pequena queda de pressão Separação seca e úmida	Alto custo de investimento Pouca flexibilidade
Craqueamento térmico	Ampla faixa de temperatura Baixos custos de operação Controle simples Baixo custo	Necessita de grande área Perdas no poder calorífico Baixa eficiência
Craqueamento catalítico	Não altera o poder calorífico do gás Não há resfriamento do gás	Preço do catalisador Difícil controle

2.3 APLICAÇÃO DO GÁS DE BIOMASSA

O gás gerado em gaseificadores de biomassa pode ser utilizado para diversas finalidades, entre as quais podemos citar: a queima em queimadores de caldeiras para geração de vapor; a queima em secadores para secagem de peças cerâmicas; a queima em câmaras de combustão de motores de combustão interna (Diesel e Otto) e externa (Stirling), turbinas a gás, e células a combustível.

Além das tecnologias mencionadas citadas acima pode –se mencionar ORC (Organic Rankine Cycle) que consiste numa alternativa para a geração combinada de calor e potência indicado para queima de biomassa em escala reduzida. A tecnologia SBTG é capaz de converter biomassa em calor e potência com uma eficiência média de pequenos gaseificadores porém com reduzidos gastos de O&M. Os sistema é composto por dois componentes principais o aquecedor de óleo e o turbogerador, ambos derivados de módulos maiores. A utilização de óleo como fluido de transferência de calor permite alcançar a temperatura necessária para tocar o ciclo rankine evitando o uso do sistema mais complicado a base de água.

Outra tecnologia também existente para aproveitamento energética da biomassa é a queima indireta em microturbinas a gás. O sistema consiste num combustor a alta temperatura com recuperação integral, uma combinação ente o trocador de calor de alta temperatura e um turbogerador. O ar ambiente é pressurizado e aquecido através do trocador de calor. O ar aquecido e pressurizado é expandido dentro da turbina propiciando uma energia mecânica, a qual é convertida em energia elétrica através de um gerador elétrico. O sistema pode ser operado com uma grande variedade de biomassa e combustíveis sólidos, incluindo também alguns resíduos.

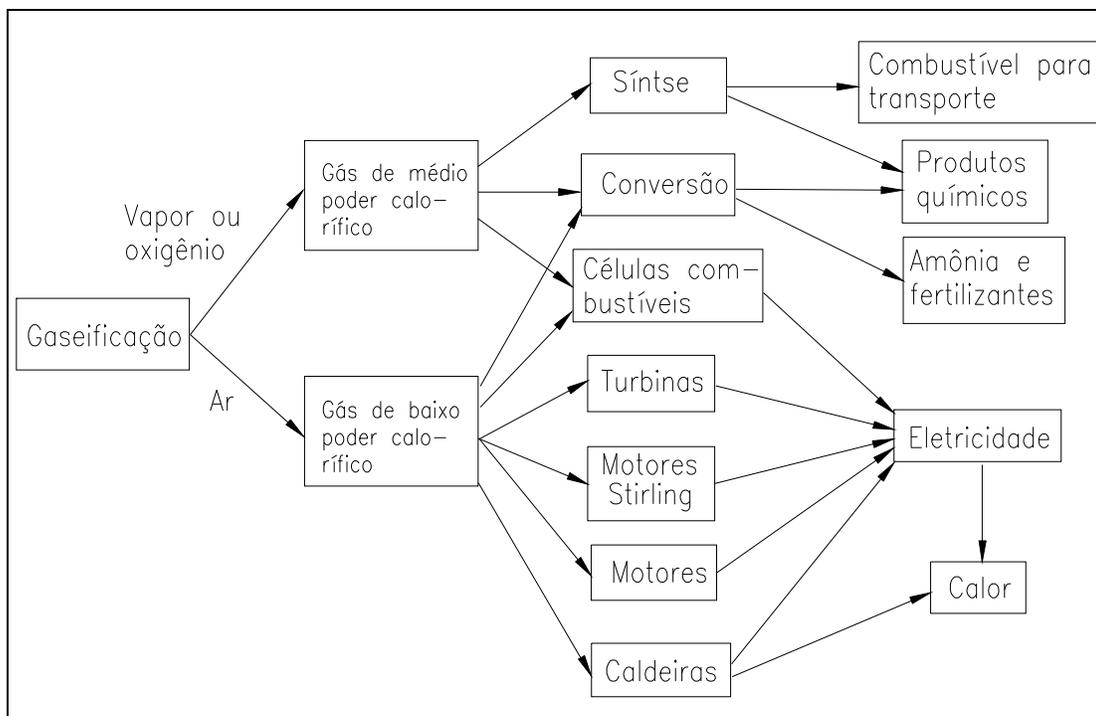


Figura 25. Aplicação do gás produzido a partir da gaseificação da biomassa (Bridgwater)

O motor de parafuso a vapor é uma tecnologia baseada no ciclo rankine convencional. Ao contrario do que acontece no processo de uma turbina a vapor convencional, o vapor neste caso se expande no motor de parafuso o qual é conectado ao gerador produzindo eletricidade.

O motor similar a um pistão de motor, é caracterizado por ter sua câmara de combustão fechada. As principais partes do motor são o rotor macho, o rotor fêmea e o invólucro, o qual juntos dão um formato V ao equipamento cujo volume depende do ângulo de rotação.

2.3.1 Sistemas de geração de calor (queima direta)

A queima do gás para geração de calor é a forma mais direta de utilização do gás de biomassa. Essa forma de aproveitamento pode ser utilizada para a geração de vapor de processo ou mesmo para geração de potência, podendo ser também utilizado para secagem. A co-combustão é uma alternativa bem interessante da utilização do gás de biomassa para a geração de calor, onde ele seria utilizado em conjunto com outro combustível, a fim de complementar a energia necessária ao processo. Essa aplicação possibilita a diminuição das emissões de poluentes atmosféricos como o NOX quando comparada à queima exclusiva de

um combustível fóssil. Essa alternativa pode ser utilizada também para geração de potência, por exemplo, em turbinas a gás.

2.3.2 Geração de energia elétrica

A utilização do gás de biomassa para geração de energia elétrica pode ser feita através de diferentes formas, embora algumas alternativas podem ter maior viabilidade econômica que outras devido ao nível de tratamento que o gás deva ser submetido para ser utilizado.

2.3.2.1 Motores alternativos de Combustão Interna

Os motores a pistão de combustão interna são máquinas térmicas motoras cujo objetivo é a obtenção de trabalho a partir da liberação da energia química dos combustíveis. Tal liberação é conseguida através de uma reação exotérmica entre o combustível e o oxigênio contido no ar. A Tabela 14 apresenta as características dos motores alternativos de combustão interna para combustíveis fósseis.

Tabela 14. Características dos motores alternativos de combustão interna para combustíveis fósseis

Faixa de capacidade	5 kW a 30 MW ou maiores
Combustíveis	Gás natural, óleo diesel, gás de aterro sanitário, etc.
Eficiência	25 a 45%
Emissões de poluentes	pode necessitar de controle das emissões de NOx e CO
Outras características	Adequação a sistema de co-geração (eficiência pode chegar a 80%)
Status comercial	Disponível

O funcionamento de um motor de combustão interna pode ser de dois e quatro tempos. No motor de quatro tempos, cada cilindro necessita de quatro deslocamentos de seu pistão e duas revoluções do eixo de manivelas para completar a seqüência de eventos que produz um curso de potência. Através da Figura 27, pode-se visualizar os tempos de funcionamento de um motor de combustão interna.

1º tempo – Admissão - válvula de entrada de ar/combustível é aberta. O pistão desce.

2º tempo – Compressão - Após o pistão chegar ao nível mínimo, ele começa a se mover para cima. Quando isto acontece, a válvula de entrada de ar/combustível fecha. A válvula de escape/exaustão também está fechada, de modo que o cilindro está selado. O pistão comprime a mistura. A pressão aumenta e a temperatura também.

3º tempo – Combustão - Quando o pistão chega ao nível máximo a vela solta uma faísca (em casos de motores ciclo Otto). O sistema de ignição dá uma alta voltagem para a vela, que possui dois pólos de eletricidade muito próximos, originando a fagulha. A faísca leva à combustão da mistura, e a pressão aumenta. Com tamanha pressão, o pistão é forçado a descer ao longo do cilindro. Através da manivela a potência desse impulso é transferida à transmissão.

4º tempo – Exaustão - Quando o pistão chega ao fundo, a válvula de exaustão abre e o pistão move-se para cima de novo, eliminando os gases queimados. Quando o pistão chega em cima, começa de novo o processo de admissão da mistura. O ciclo se repete.

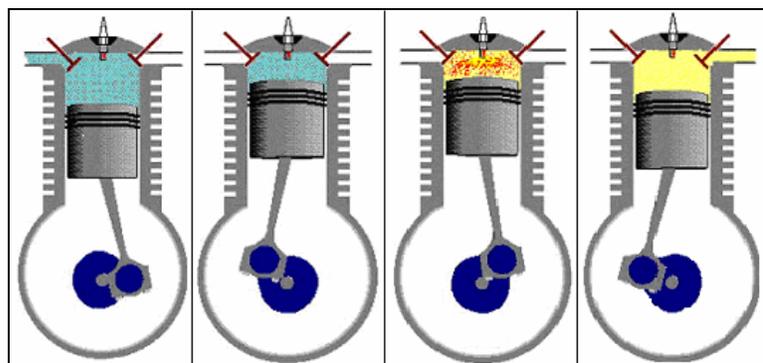


Figura 26. Tempos de um motor de combustão interna de ciclo

A tecnologia é comercial para instalações de pequena capacidade (menos de 150 kWe), mas as emissões de alcatrão em níveis elevados limitam esta alternativa. De acordo com Lora et. al. (2004), a eficiência média do sistema gaseificador - motor de combustão interna está situado na faixa entre 25 a 30%.

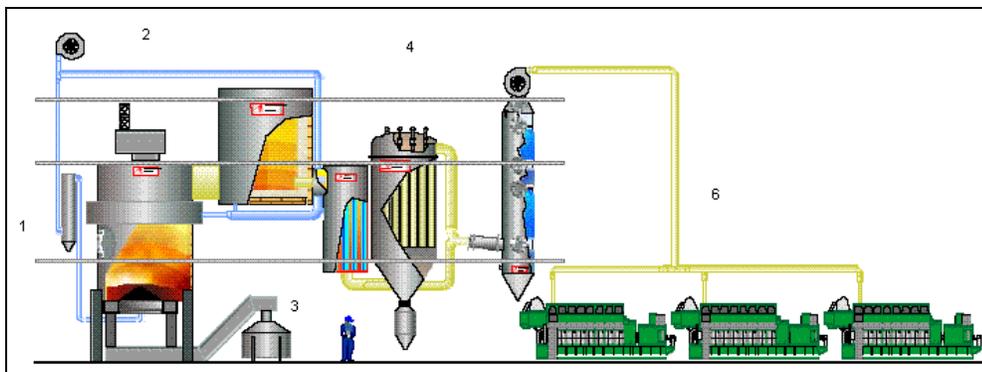


Figura 27. Esquema da tecnologia gaseificador acoplado a motor alternativo de combustão interna

Onde:

- 1 – Entrada da biomassa no silo de alimentação
- 2 – Unidade de Gaseificação
- 3- Depósito de Cinzas
- 4 – Unidade de Tratamento do Gás
- 5 – Motor Alternativo de Combustão Interna

A utilização do gás de biomassa em motores de combustão interna foi difundida, principalmente no período da segunda guerra mundial, posteriormente foi gradativamente desaparecendo, abrindo espaço aos motores a gasolina. Atualmente, devido ao elevado preço do petróleo e a busca por aprimoramento da utilização de fontes renováveis de energia, tem-se retomado o interesse por essa tecnologia.

Os motores do tipo Otto e Diesel podem ser operados com gás produzido a partir da gaseificação da biomassa sendo submetido a pequenas modificações para adaptar a máquina ao baixo poder calorífico do gás. O gás de biomassa pode substituir por completo a gasolina em motores de ciclo Otto e até 85% o diesel em motores ciclo Diesel.

Embora o rendimento do motor seja menor que o convencional devido o baixo poder calorífico do gás, os índices de emissões de poluentes são menores devido a biomassa possuir valores muitos baixos ou nulos de enxofre na sua composição, assim como para as emissões de NOx.

De acordo com Rossilo-Calle (2005), a grande limitação dessa tecnologia é o processo de limpeza do gás, principalmente a remoção de alcatrão e particulado, cujas tecnologias ainda não estão bem desenvolvidas e os custos estimados são elevados. Algumas experiências realizadas com a integração da gaseificação de biomassa e os motores alternativos de

combustão interna mostraram que a presença dessas substâncias provoca o desgaste dos motores e conseqüentemente altos custos de manutenção.

2.3.2.2 Motor Stirling

O motor Stirling consiste de um motor alternativo a pistão movido por uma fonte externa de calor. Como o motor é uma máquina de combustão externa, não precisa de um gás limpo, necessitando apenas que tenha a energia adequada para seu funcionamento (temperatura do gás da ordem de 700 a 800°C). A combustão acontece fora do motor e o calor é transferido ao fluido de trabalho através de um trocador de calor. A potência é gerada não pela queima explosiva de combustível no cilindro, mas pelo aquecimento e resfriamento do gás de trabalho pelo lado de fora do cilindro (Barros et. al, 2004).

O motor Stirling consiste de duas câmaras em diferentes temperaturas que aquecem e resfria o gás de forma alternada, provocando expansão e contração cíclica, o que faz movimentar dois êmbolos ligados a um eixo comum. A movimentação ocorre devido ao resfriamento e aquecimento do gás, como pode ser visualizado na Figura 28. Quando o gás é aquecido, devido à câmara estar selada, a pressão aumenta e aciona o pistão. Quando o gás é resfriado, a pressão diminui e assim, o pistão necessita de menos trabalho para comprimir o gás. O gás de trabalho flui ciclicamente entre os cilindros de calor e frio.

Os motores Stirling são divididos em três grupos, Alfa, Beta e Gama, de acordo com a configuração dos cilindros e pistões. Abaixo são apresentadas as etapas de funcionamento de um motor Stirling tipo Beta. Um esquema do motor Stirling tipo Beta com todas as etapas de funcionamento é apresentado na Figura 28. A Figura 29 apresenta o princípio de funcionamento do motor tipo Alfa. As figuras 30 e 31 apresentam as partes do motor tipo Beta.

A - O pistão de trabalho é movimentado para cima e o gás é comprimido. O gás é resfriado pelo exterior através do circuito de resfriamento, com o objetivo de obter compressão a temperatura constante;

B - O pistão de deslocamento é movimentado para cima, forçando o gás a passar através do canal de conexão para o volume quente, onde o gás é aquecido por um queimador. Quando o gás é aquecido, sua pressão aumenta (o volume permanece constante);

C - Ambos pistões movimentam-se para baixo, devido à expansão do gás;

D - O pistão de deslocamento é movimentado para baixo, forçando o gás a passar pelo canal de conexão para o volume frio, onde o gás é resfriado pela água de resfriamento. Quando o gás é resfriado, sua pressão reduz até a pressão inicial. A potência de saída do motor é entregue ao eixo.

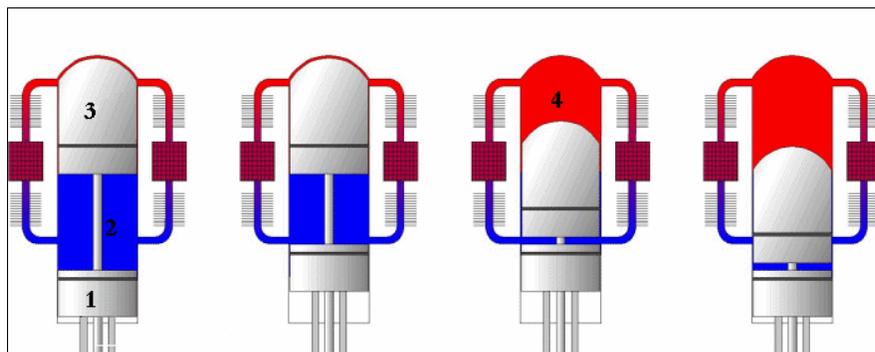


Figura 28. Etapas de funcionamento do motor Stirling tipo Beta

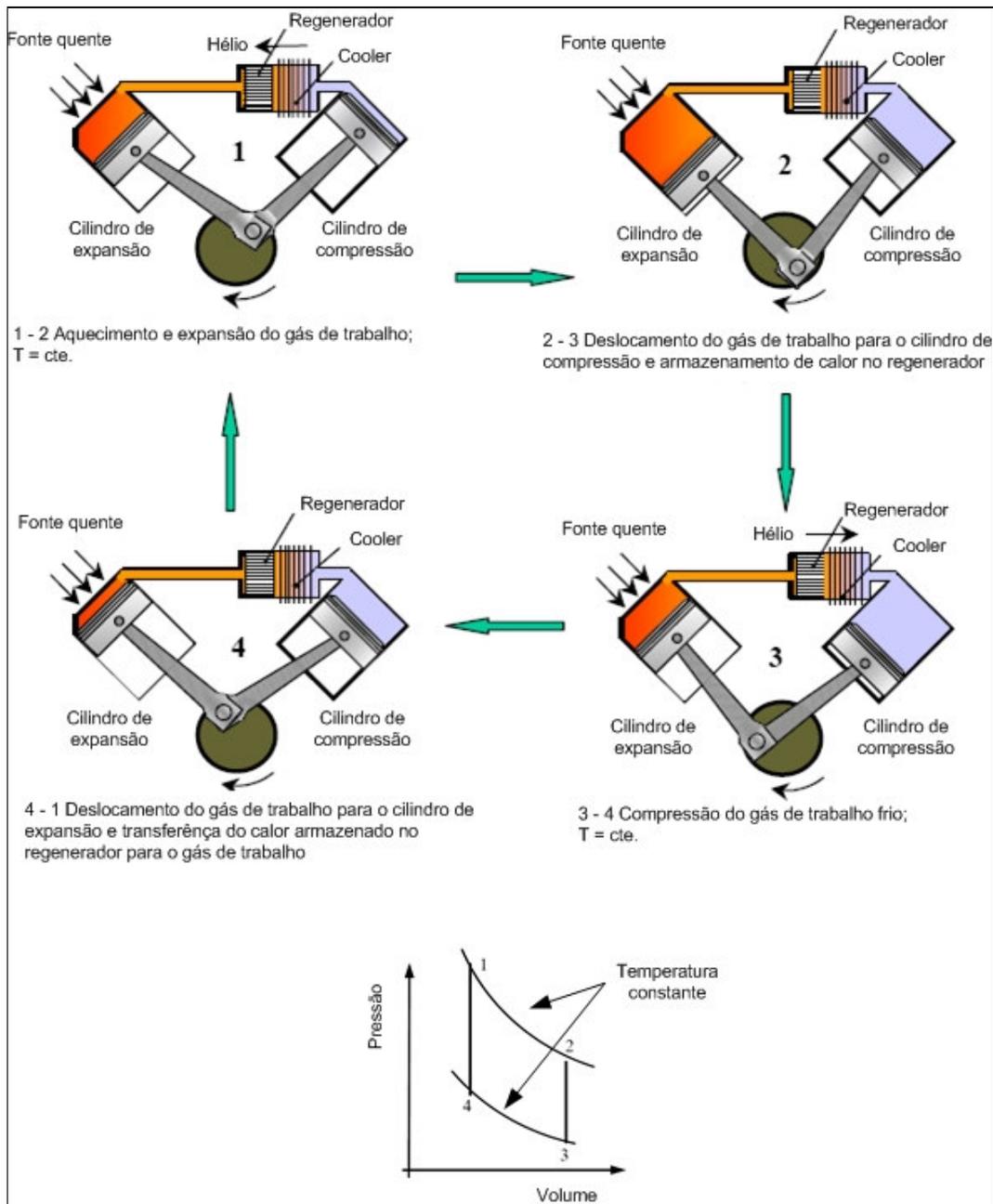


Figura 29. Princípio de funcionamento motor tipo Alfa

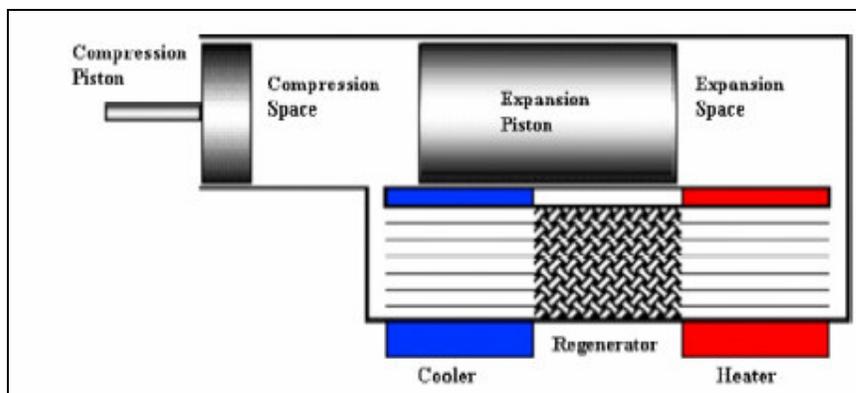


Figura 30. Motor Stirling Tipo Beta

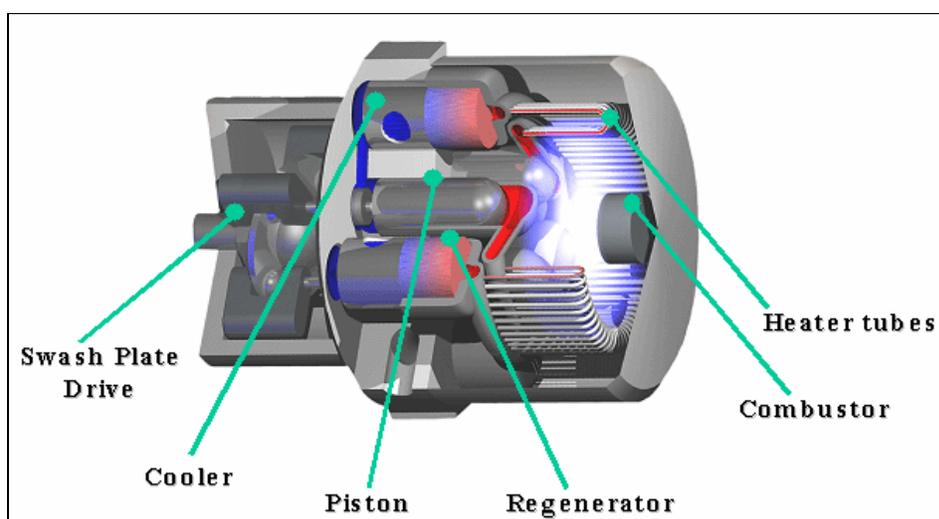


Figura 31. Motor Stirling da STM Power

Os motores Stirling são dispositivos de combustão externa que apresentam, em protótipos atuais acoplados a gaseificadores, valores de eficiência do sistema na faixa de 13 a 16% (Lora et. al., 2004). Um arranjo da aplicação dessa tecnologia em conjunto com um gaseificador foi desenvolvido pela Universidade Técnica de Dinamarca cuja eficiência elétrica do sistema foi calculada em 17,7%. Existem alguns modelos comerciais de 9 a 70 kWe operando com gás natural e GLP, com a expectativa dessa tecnologia atingir até 300kWe (Rosillo- Calle, 2005). As Figura 32 e Figura 33 apresentam um esquema e uma foto da tecnologia gaseificador acoplada a um motor Stirling da Universidade Técnica da Dinamarca.

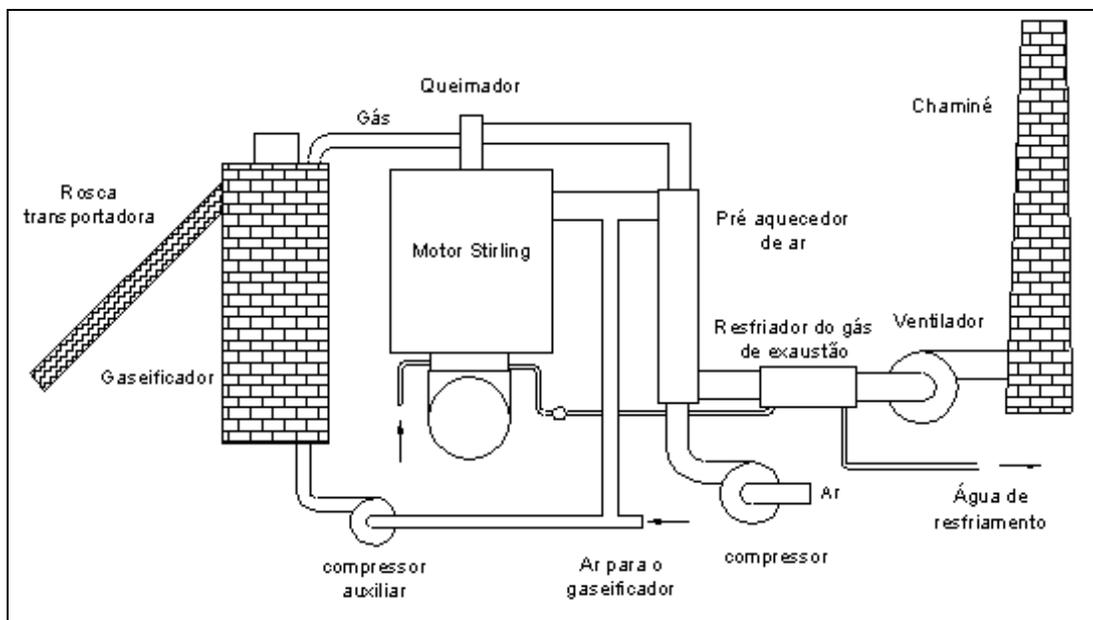


Figura 32. Sistema Gaseificador Motor Stirling



Figura 33. Sistema de geração gaseificador / motor Stirling

As pesquisas em torno do motor Stirling têm comprovado uma eficiência na ordem de 30%. Ele pode ser acoplado a um sistema de cogeração com baixo nível de ruído. Embora o motor apresente algumas vantagens, são escassos os dados de confiabilidade e vida útil do mesmo, pois não foram realizados testes em pequena escala com variedade de combustíveis.

Tabela 15. Características do Motor Stirling

Faixa de capacidade	1-25 kW
Combustíveis	Preferencialmente gás natural
Eficiência	12-20% (prognóstico 30%)
Emissões de poluentes	Potencial de emissões muito baixo
Outras características	Projetados para cogeração
Status comercial	Disponível

2.3.2.3 Célula a Combustível

A célula a combustível é um dispositivo de conversão eletroquímica em eletricidade, água e calor utilizando H_2 como combustível e o oxigênio do ar. A princípio a célula combustível funciona como uma bateria com fornecimento constante de combustível, a qual converte a energia química de um combustível em energia elétrica através de reações eletroquímicas entre o H_2 e o O_2 .

O hidrogênio puro alimenta o primeiro eletrodo (anodo) no qual se separa em íons positivos que passam através do eletrólito para o segundo eletrodo, o catodo. Enquanto isso os elétrons migram ao catodo via circuito externo. Esse movimento é que produz a corrente elétrica. No catodo os elétrons ao serem combinados com o oxigênio do ar produzem água e calor.

O gás produzido no gaseificador é composto dentre outras substâncias químicas por hidrogênio (H_2) e monóxido de carbono (CO), os quais são utilizados na célula combustível após passarem por uma etapa de reforma. Segundo Sordi (2006) a reforma consiste de uma conversão catalítica e endotérmica de um combustível líquido, sólido ou gasoso, num gás combustível. A maioria dos processos utiliza hidrocarbonetos leves para extração do hidrogênio, mas também é utilizado o gás formado no gaseificador. No caso da utilização do gás do gaseificador é realizada uma reação química denominada reação de shift, na qual o monóxido de carbono (CO) é convertido em hidrogênio (H_2) e dióxido de carbono (CO_2) e utilizado na célula combustível. A mistura de gases é comprimida e resfriada para passar por um sistema de purificação para garantir um hidrogênio com alto teor de pureza. A célula permite a geração direta de eletricidade por meio de oxidação eletroquímica do combustível, no caso o hidrogênio, descrita anteriormente. De acordo com Rosillo – Calle (2005) a eficiência do sistema gaseificador acoplado a célula combustível varia em torno de 60%, embora não haja disponibilidade comercial para a tecnologia. Um esquema de todo o processo de gaseificação acoplado a uma célula combustível é apresentado na Figura 34.

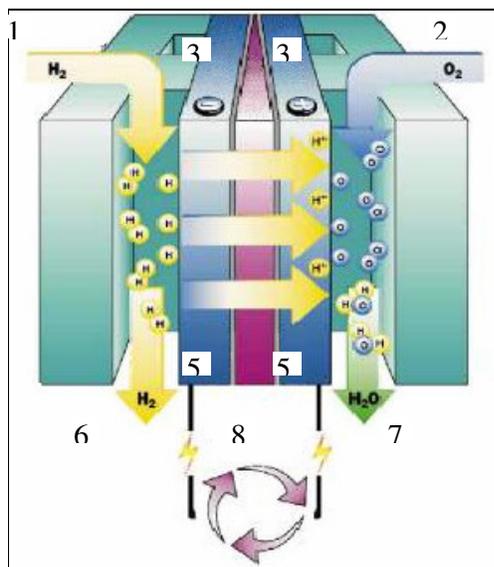


Figura 34. Esquema de uma célula combustível

Onde:

- 1 – Hidrogênio (do combustível)
- 2 – Oxigênio (do ar)
- 3 – Eletrodo
- 4 – Eletrólito
- 5 – Catalisador
- 6 – Excesso de hidrogênio (para reutilização)
- 7 – Água
- 8 – Energia elétrica

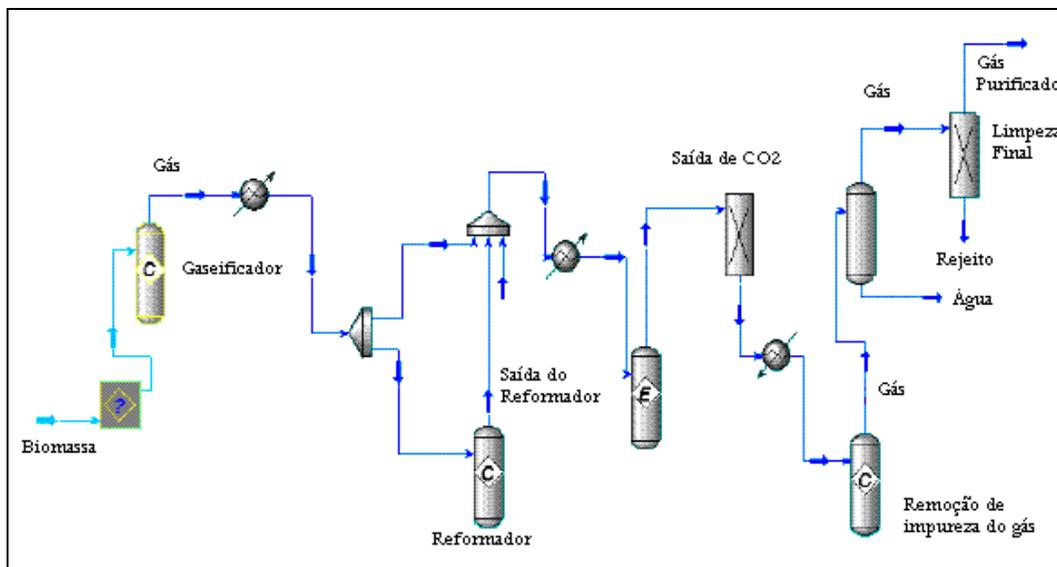


Figura 35. Perfil esquemático da tecnologia de gaseificação e sistema de reforma do gás

As células a combustível são classificadas de acordo com o eletrólito da qual são compostas, e este determina o tipo de reações químicas, o tipo de catalisador, o combustível a ser utilizado e principalmente a temperatura de operação das células. Essas características determinam as aplicações mais adequadas para cada tipo de célula, sendo que cada uma tem suas vantagens, limitações e aplicações. Existem cinco tipos de células as quais são citadas na Tabela 16.

O tipo de célula mais desenvolvido é a PEM (membrana de troca de prótons), sendo que mais de 70% das aplicações das células são baseadas nessa tecnologia. A PEM tem alta capacidade para a geração de potência tendo baixo peso e volume. Esta utiliza um polímero sólido como eletrólito e carbono poroso como eletrodo contendo catalisador de platina.

A célula é alimentada apenas por H_2 e oxigênio do ar e utiliza água para manter a membrana hidratada. Além do hidrogênio puro o combustível para a célula pode ser o metano combinado com um sistema de reforma fornecido por um tanque de armazenamento. Outro combustível como metanol também pode ser utilizado e nesse caso o sistema de reforma é onboard. A PEM tem aplicação no setor de transporte, geração de potência e aplicação residencial.

A célula combustível alcalina (AFC) foi utilizada no programa espacial dos Estados Unidos. A célula utiliza uma solução aquosa de hidróxido de potássio como eletrólito e possibilita a utilização de uma variedade de metais como catalisador. A AFC apresenta vida útil limitada devido a contaminação por CO e CO_2 sendo necessário a purificação de ambos O_2 e H_2 utilizados na célula. Embora a AFC tenha algumas limitações esta apresenta alta eficiência.

A célula de ácido fosfórico (PAFC) é um tipo de célula muito empregada na geração estacionária de potência e também com aplicação em veículos.

A célula de carbonato fundido (MCFC) requer um tempo significativo para chegar a temperatura de operação e responder à demanda de eletricidade. Devido a alta temperatura de operação é a melhor opção para assegurar a geração constante de potência em larga escala. Tem a vantagem de não serem sensíveis à presença de compostos contendo carbono, inclusive pode utilizar o monóxido de carbono como combustível.

Este tipo de célula difere das demais, pois não precisa de um sistema de reforma externo podendo utilizar o combustível diretamente. Essa diferença nas MCFC é devida

principalmente à alta temperatura de operação que permite que o combustível seja convertido em H_2 através de um reformador instalado no interior da célula.

As células de oxido de sólido (SOFC) operam a alta temperatura tornando-se mais tolerantes as impurezas do combustível que são reformados no interior da célula. A estrutura da célula é mais simples e requer um tempo significativo para alcançar a temperatura de operação e atender a demanda de eletricidade. Essa célula possibilita a utilização de uma grande variedade de combustível e tem aplicação na geração estacionária de potência.

De acordo com Rossilo-Calle (2005), a gaseificação de biomassa integrada a células combustível também é uma opção para a produção de eletricidade. Em particular, as do tipo MCFC (carbonato fundido) e SOFC (Oxido sólido) devido operarem a altas temperaturas e por apresentarem tolerância à presença de CO no combustível, seriam as mais adequadas à operação com gás produzido a partir da gaseificação de biomassa.

Tabela 16. Principais tipos de células combustíveis (Fuel Cell handbook, 2002)

TIPOS	Alcalina (AFC)	Membrana de Troca de Próton (PEM)	Acido Fosfórico (PAFC)	Carbonato (MCFC)	Oxido de sólido (SOFC)
Eletrólito	Solução aquosa alcalina de hidróxido de potássio	Polímero ácido orgânico poli-perfluorsulfônico	Ácido fosfórico estabilizado	Solução carbonato Molten	Eletrólito sólido de cerâmica
Unidade de potência típica (kW)	<<100	0.1-500	5 -200 (plantas de até 5000)	800-2000 (plantas até 100000)	2.5-100000
Eficiência Elétrica	até 70%	até 50%	40 -45%	50-57%	45-50%
Disponibilidade Comercial	não disponível para cogeração	P&D	sim	P&D	P&D
Combustível	H_2	H_2 e H_2 reformado	H_2 reformado a partir do gás natural	H_2 e CO reformado a partir do gás natural	H_2 e CO reformado a a partir do gás natural
Temperatura de Operação (°C)	71.11 - 98.89	48.88 - 98.89	160 - 210	676.66	815.55 - 982.22
Pressão de Operação (bar)	-	1.013 - 5.10	1.013 - 8.13	1.013 - 3.033	1.013 - 10.34
Aplicações	espacial e militar	geração de energia, ônibus, propulsão automotiva e	geração de energia	geração de energia)	geração de energia

Um teste realizado pela Universidade de Aston de um sistema gaseificador / células MCFC apresentou eficiência de 32- 43,5%, e com a célula do tipo SOFC apresentou eficiência de 54,4%. O projeto BIOCELLUS (“Biomass Fuel Cell Utility) da Universidade Técnica de München, da Alemanha iniciou em julho de 2004. O projeto consiste em pesquisar o impacto de diferentes contaminantes presentes no gás de gaseificação sobre o operação da célula e o desenvolvimento e demonstração de um sistema integrado gaseificador/ SOFC para a operação com biocombustíveis.

2.3.2.4 Microturbinas a gás

Uma turbina a gás é uma máquina térmica na qual se aproveita diretamente a energia liberada na combustão, armazenada nos gases produzidos que se expandem gerando eletricidade. Esses sistemas de geração de energia elétrica apresentam eficiência em torno de 20 a 25%.

De acordo com Lensus & Alakangas (2004), são denominadas microturbinas as turbinas com capacidade elétrica entre 25 kWe a 250 kWe, e de turbinas as de capacidade superior a 250kWe. As microturbinas se caracterizam por serem do tipo radial operando com alta velocidade de rotação de até 100000 rpm e por terem mancais suspensos a ar de ligas metálicas e cerâmicas resistentes a altas temperaturas.

A Tabela 17 apresenta as características das microturbinas a gás para combustíveis fósseis.

Tabela 17. Características das microturbinas a gás para combustíveis fósseis

Faixa de capacidade	25 a 500 kW
Combustíveis	Gás natural, GLP(ou propano), hidrogênio, diesel, etc.
Eficiência	20 a 30% (com recuperador de calor)
Emissões de poluentes	Baixa (<9-50 ppm) NOx
Outras características	Co-geração
Status comercial	Produção de pequenos volumes, novos protótipos comerciais.

Numa turbina a gás, o ar em condição ambiente (ou refrigerado) entra no compressor, onde ocorre compressão adiabática com aumento de pressão e conseqüentemente também aumento de temperatura. O ar, agora pressurizado (e aquecido), segue para a câmara de combustão, juntamente com o gás combustível gerado pela gaseificação, por exemplo. Na

combustão ocorre um aumento de temperatura a pressão constante, produzindo um aumento de volume do fluxo de gases. Estes gases quentes e pressurizados acionam a turbina de potência, gerando trabalho mecânico. Depois, os gases, ainda quentes, são finalmente liberados ainda em alta temperatura, tipicamente entre 500 e 650 °C. O perfil esquemático da turbina é apresentado na Figura 36.

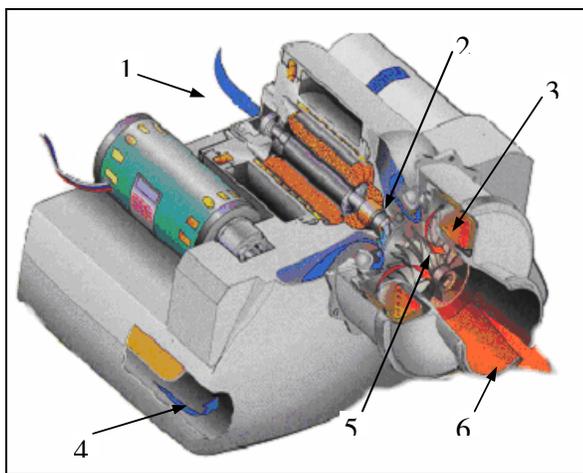


Figura 36. Perfil esquemático de uma microturbina a gás

Onde:

- 1 – Entrada de ar
- 2 – Compressor
- 3 – Câmara de combustão
- 4 – Entrada de combustível
- 5 – Turbina
- 6 – Saída de gases de exaustão

A integração de gaseificadores de biomassa aos ciclos de turbinas a gás é chamada de tecnologia BIG-GT (Biomass Integrated Gasification Gas Turbine). Neste ciclo a biomassa é gaseificada e o gás combustível gerado é usado para o acionamento de uma turbina a gás acoplada a um gerador elétrico, produzindo a eletricidade. É o ciclo com gaseificação mais simples e possui eficiência entre 25 e 30% (Lora et. al., 2004).

A biomassa é preparada e secada antes de ser utilizada no gaseificador o qual produz um gás que ao passar por uma unidade de tratamento que consiste na remoção de alcatrão, particulados e compostos sulfurados é utilizado para gerar eletricidade através de um turbogerador. Na Figura 37 é apresentada um esquema da tecnologia gaseificação acoplado a turbina gás.

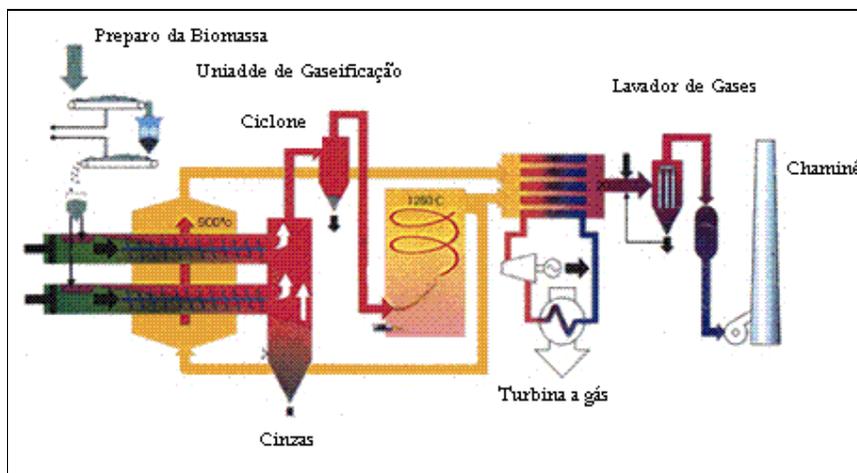


Figura 37. Esquema da tecnologia gaseificação acoplada a turbina gás

A gaseificação de biomassa possibilita a geração de eletricidade a partir da tecnologia de microturbina a gás, embora a integração entre a turbina e o gaseificador ainda não se apresente em escala comercial, havendo poucos projetos demonstrativos. Nessa tecnologia devem ser considerados alguns fatores como a operação da turbina com um gás de baixo poder calorífico, devem ser determinadas a pressão de operação do gaseificador e a integração do fluxo de ar e de combustível com o resto do sistema, a limpeza e resfriamento do gás, e deve ser considerado o sistema de turbina a gás em ciclo combinado para aumentar a eficiência do processo.

A integração de gaseificadores a turbinas a gás de grande capacidade é denominada tecnologia BIG - GT - Gaseificação de Biomassa Integrada a Turbina a Gás. As turbinas apresentam algumas vantagens como eficiência térmica razoável e custos de capital que sofrem menos impacto com relação à variação de escala (Williams, 1995). Rossilo-Calle (2005) afirma que o aumento de escala além de propiciar uma melhora na eficiência do processo há uma redução nos custos unitários de capital.

A Tabela 18 apresenta os principais projetos de demonstração da tecnologia BIG- GT.

Tabela 18. Principais projetos demonstrativos da tecnologia BIG – GT, (ROSSILO- CALE, 2005)

Projeto e Localização	Processo de gaseificação	Tecnologia de Gaseificação	Biomassa	Ciclo de Potência	Capacidade	Eficiência (%) (PCS)	Remoção de alcatrão	Sistema de tratamento do gás	Proposta e Status
Burlington, estado de Vermont, EUA	Aquecimento indireto, baixa pressão, injeção de vapor	FERCO/ Batelle	madeira	Turbina gás	12-15 MWe 42 MW (gaseificador)	30-35	catalítica, dolomita	ciclone e lavagem com água	comercial, co-firing agora e GT depois
PICHTR, Havaí, EUA	Aquecimento direto, com injeção de ar ou oxigênio, pressurizado, borbulhante, leito fluidizado	IGT/ Renugas	bagaço de cana	Turbina gás	3-5 MWe 10 t/d	30-35	-	filtros cerâmicos	Planta -piloto, testes com gaseificadores, unidades desativadas
PDB- Projeto de Demonstração Brasileiro Mucuri, BA, Brasil	Aquecimento direto, injeção de ar, atmosférica, leito fluidizado circulante	TPS	cavaco de madeira (eucalipto)	Ciclo combinado baseado em GE LM 2500	32 MWe	37	catalítica, dolomita	filtro e scrubber úmido	Comercial a ser construído
Arbre Energy (Arable Biomass Renewable Energy), Yorkshire, Reino Unido	Aquecimento direto, injeção de ar, atmosférica, leito fluidizado circulante	TPS	plântio florestal de curta rotação (salgueiro e choupo)	Ciclo combinado baseado em EGT Typhoon	8 MWe	31	catalítica, dolomita	filtro de tecido e scrubber com água	Demonstração . Não esta operando
Energy Farm, Bioelettrica S. p. A., Cascina Itália	Aquecimento direto, injeção de ar, atmosférica, leito fluidizado circulante	Lurgi	Cavaco de madeira (choupo, robínia) e resíduos agrícolas)	Ciclo combinado baseado em Nuovo Pignone PGT 10 B	12.1 MW	32	-	filtro de tecido e scrubber com água	Demonstrativo, planejada para 2000, projeto interrompido
Biocycle, Finlândia	Aquecimento direto, injeção de ar, pressurizado, leito fluidizado borbulhante	U- gás Renugas	-	Aquecimento distrital baseado em EGT Typhoon	7.2 MWe 6.8 MWth	40 (eletricidade) 77 (cogeração)	-	filtros cerâmicos	projeto interrompido
Mvap, Alfafagas, Minnessota, EUA	Aquecimento direto, injeção de ar, pressurizado, leito fluidizado borbulhante	Kvaerner/ Carbona baseado em IGT Renugas	Talos de alfafa	ciclo combinado baseado em turbina a gás Westing House	75 MWe	40.2	-	filtros cerâmicos	Comercial, projeto interrompido
Sydkraft AB, Värnamo, Suécia	Aquecimento direto, injeção de ar, pressurizado, leito fluidizado borbulhante	Bioflow/ Foster Wheller Energy International	Resíduos e cavacos de madeira	ciclo combinado/ aquecimento distrital baseado em EGT	6 MWe 9 MWth	32 (eletricidade) 83 (cogeração)	craqueamento térmico	filtros cerâmicos	Demonstrativo, em operação entre 1996 e 1999, agora desativa.

2.3.3 Comparação entre as tecnologias de geração de energia elétrica através da gaseificação

A Tabela 19 apresenta dados sobre a eficiência, custo e disponibilidade das tecnologias avançadas de geração de energia aplicadas a partir da gaseificação.

Tabela 19. Tecnologias avançadas de geração de energia

Tecnologia	Eficiência (%)	Custo (US\$/kWh)	Disponibilidade Comercial	Comentário
Gaseificador/MCI	25-30	900-1500	Sim	Poucos fornecedores
Gaseificador / MTG	25 - 30	870 - 1800	Sim	Poucos fornecedores
Gaseificador/Motor Stirling	13-16	1120-3000	Não	Pré-comercial
Gaseificador/células a combustível	40-55	3000-4000	Não	Pesquisa básica

A tecnologia de gaseificação para geração de eletricidade é aplicada desde sistemas de pequena e média capacidade até plantas de grande escala. Em sistemas de pequena e média escala (100 kWe a 2 MWe) é recomendável à utilização de gaseificadores de leito fixo, enquanto que para potências superiores a 5 MWe predomina o uso de gaseificadores de leito fluidizado.

Tabela 20. Parâmetros e investimentos em sistemas de geração de eletricidade em pequena escala (Rabou, 2001)

	Turbina a vapor		Motor a gás		Turbina a gás	
	1-2 MWe	10MWe	1-2 MWe	10MWe	1-2 MWe	10MWe
Potência Térmica (MWt)	6.3	45.4	6.8	40.1	6.8	39.3
Potência elétrica líquida (MWe)	1.01	10	1.73	10.4	1.49	8.9
Eficiência líquida (%)	16	22	25	25.9	21.9	19.5
Investimento total (10 6) US\$	3.45	14.52	5.3	17.61	5.21	16.66
Custo de geração sem cogeração (US\$/kWh)	0.152	0.078	0.125	0.083	0.136	0.087
Custo de geração com cogeração (US\$/kWh)	-	-	0.118	0.076	0.129	0.073

Um estudo econômico realizado por Rabou (2001) considerando uma planta de gaseificação de biomassa com geração de eletricidade para faixas de potência de 1-2MWe e 10MWe e utilizando turbina a vapor, motor a gás e turbina a gás, apresentou os resultados mostrados na Tabela 20.

No sistema BIG/GT (Biomass Integrated Gasification-Gas Turbine) a biomassa é gaseificada e o gás produzido após sua limpeza é injetado na câmara de combustão de uma turbina a gás. As turbinas são projetadas para operar com gás natural cujo poder calorífico é superior ao gás produzido na gaseificação da biomassa, por esse motivo as turbinas devem ser modificadas para se adequarem ao gás produzido a partir da biomassa.

As modificações na turbina a gás com o objetivo de aumentar a eficiência do processo resultaram em novos ciclos: BIG/STIG (Biomass Integrated Gasification- Steam Injected Gas Turbine) o qual é injetado vapor na turbina e BIG/ISTIG (Biomass Integrated Gasification- Intercooled Steam Injected Gas Turbine) com resfriamento e injeção de vapor na turbina. Esses ciclos são denominados IGCC - Integrated Gasification Combined Cycles, Sistemas integrados de gaseificação - ciclos combinados.

Nos ciclos de queima indireta o gás formado na gaseificação é queimado e os produtos da combustão utilizados para aquecer o ar em um trocador de calor. Existem dois principais projetos de aplicação nesse ciclo, o projeto Binagas da Universidade de Brussels com capacidade para 500 kWe e o projeto Tina, na Áustria com capacidade para 2 MWe de potência. O ciclo de queima direta utiliza um combustor de leito fluidizado pressurizado, e a eficiência desse sistema é da ordem de 33%.

2.4 O MODELO DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS

Após todas as considerações técnicas a respeito da utilização do gás de biomassa em acionadores primários, vê-se diante da análise econômica da aplicação do gás em diferentes tecnologias. Nesse trabalho o objetivo é avaliar a viabilidade econômica da utilização do gás produzido a partir da gaseificação de biomassa em motores alternativos de combustão interna, motores Stirling, microturbinas a gás e células a combustível.

A metodologia utilizada é aquela comumente considerada na análise econômica de investimentos, o fluxo de caixa e seus indicadores como: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o payback, também denominado Tempo de Recuperação de Capital (TRC) ou Tempo de Retorno (TR).

Além desses indicadores econômicos será realizada uma análise de sensibilidade em relação aos custos dos parâmetros de projeto como custo da biomassa, tarifa de energia elétrica, custo de investimento e custo de operação e manutenção (O&M). A variação dos custos será considerada em + ou - 50%.

2.4.1 Principais indicadores econômicos

Para realizar uma análise de investimentos é necessário montar um fluxo de caixa que é a representação gráfica do conjunto de entradas (receita) e saídas (despesas) num determinado intervalo de tempo. O fluxo de caixa referente a um empreendimento deve conter informações fiéis de entradas e saídas de dinheiro que devem atuar ao longo do período analisado. Através deste fluxo de caixa é possível utilizar os indicadores econômicos para realizar a análise de investimento. Os principais indicadores utilizados em análise de investimentos são descritos abaixo:

Taxa mínima de Atratividade (TMA): consiste na taxa mínima de retorno que o investidor pretende obter como rendimento de um investimento, sendo também denominada taxa de juros comparativa ou taxa de desconto (Kuhnen, 2001). Segundo Pamplona (2001), alguns autores consideram a TMA como a taxa de juros equivalente à maior rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco, sendo que o investimento é atrativo se este render no mínimo o valor da TMA. Para o caso do Brasil estima-se uma TMA de 15%.

Valor presente Líquido (VPL): O método do Valor Presente (VPL) é muito interessante quando se deseja comparar alternativas excludentes, e caracteriza-se por trazer para o instante inicial todas as variações de caixa, ou seja, transferir para a data zero todas as receitas e dispêndios descontados a taxa mínima de atratividade considerada, (Pamplona, 2001). De acordo com SAMANEZ (2002), o VPL tem como finalidade valorar em termos de valor presente o impacto de eventos futuros relacionados a um certo investimento, ou seja, mede o valor presente dos fluxos de caixa ao longo da vida útil do projeto, sendo expresso pela equação **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad \text{Eq. 12}$$

Onde:

FC_t , representa o fluxo de caixa no t-ésimo período;

I , representa o investimento inicial;

i , taxa de juros comparativa, ou taxa mínima de atratividade;

\sum , indica o somatório que deve ser realizado desde a data 1 até a data n

O método VPL tem o objetivo de indicar projetos ou alternativas de investimentos com melhor atratividade econômica, ou seja, VPL positivo. Outro critério a ser considerado na escolhas das alternativas é que quanto maior o VPL, mais atrativa é a proposta.

Valor Anual Líquido: o método do valor anual líquido é indicado para comparar alternativas excludentes. A vantagem deste método é que se podem analisar alternativas com vidas úteis diferentes. Este método consiste na distribuição de custos e de investimentos que estejam concentrados em um determinado instante do tempo através do fator de recuperação de capital. Portanto a alternativa que apresentar valor anual mais atraente será escolhida. Se o VAL for positivo o empreendimento será viável. A equação Eq. 13 representa o custo anual líquido.

$$VAL = -I + (Receita - Custos) \times Fator\ de\ recuperação\ de\ capital \quad Eq. 13$$

Taxa Interna de Retorno (TIR): Segundo GITMAN (2002), a taxa interna de retorno é definida como a taxa de desconto que iguala o valor presente das entradas de caixa com o investimento inicial de um projeto, ou seja, é a taxa de desconto que faz com que o VPL de um certo investimento se iguale a zero. Em termos matemáticos a TIR é obtida com a solução da equação 14.

$$I = + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad Eq. 14$$

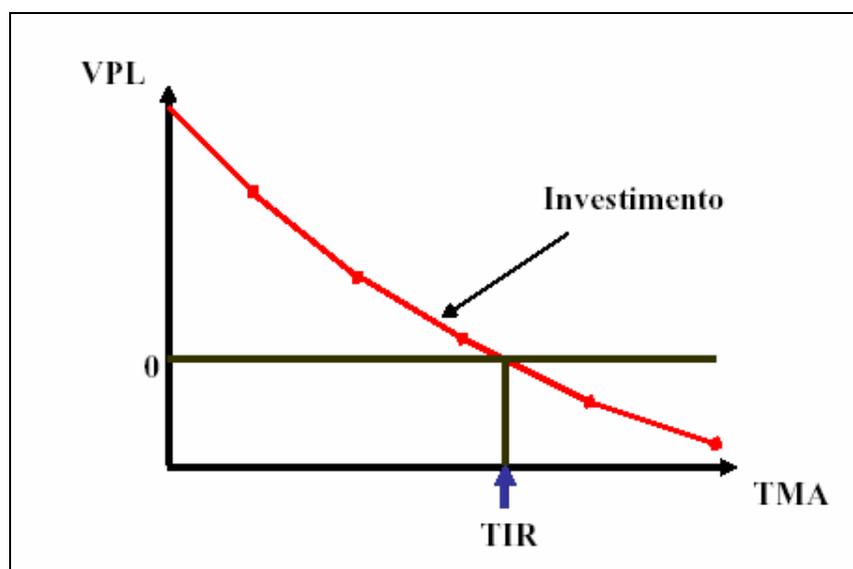


Figura 38. Relação entre VPL e TIR

Quando a TIR for superior a taxa de juros considerada para o empreendimento, tem-se que este é atrativo. A análise comparativa entre dois empreendimentos através da TIR não é recomendável baseada no princípio de que este método pode maximizar o lucro. Outra maneira de analisar a viabilidade é comparando a TIR com a TMA, se a TIR for maior que a TMA o projeto é viável.

Tempo de Retorno (Payback): Existem duas maneiras de calcular o tempo de retorno, sendo a primeira o payback não descontado no qual não se considera o custo de capital, ou seja, a taxa de juros. Neste caso, o cálculo é feito dividindo o custo da implantação do empreendimento pelo benefício auferido. E o segundo método denominado payback descontado, o qual corresponde ao número de períodos que zera o valor presente líquido ou anual, do empreendimento. O método consiste na determinação do número de períodos necessários para recuperar o capital investido.

O tempo de retorno pode ser calculado algebricamente através da equação 15.

$$n = -\frac{\ln(1 - I/A \times i)}{\ln(1 + i)} \quad \text{Eq. 15}$$

2.4.2 Caracterização dos itens de Receitas e Custos

Receita Total: a receita é formada pelas entradas de recursos financeiros que a planta recebe por ano durante sua vida útil. É originada a partir da comercialização do seu produto em relação a preço unitário multiplicado pela quantidade produzida por ano.

Investimento total: Considera-se investimento todo e qualquer custo referente a vida útil do projeto. Neste caso o investimento total engloba os recursos financeiros para aquisição de máquinas e equipamentos, construções, instalações, e capital de giro.

Despesas técnicas: são despesas com aquisição de bens de capital fixo, construção e instalação da planta. Dentre as despesas necessárias à implantação da planta destacam-se o terreno, que neste caso será considerado nulo. As despesas referentes às máquinas e

equipamentos compreendem todo custo de aquisição e instalação dos equipamentos industriais para o efetivo processo produtivo.

Capital de Giro: são investimentos do projeto necessários para manter o processo produtivo em operação. Os custos são referentes à compra de biomassa, despesas com manutenção, reserva de caixa para cobrir imprevistos considerado 5% do somatório do capital de giro.

Custos Totais: os custos totais correspondem às despesas com custos fixos e variáveis.

Custos Fixos: são aqueles que mantêm constantes independentes das variações nas quantidades produzidas. Os custos fixos são compostos por custo de mão de obra permanente, encargos sociais de mão de obra permanente, depreciação que corresponde ao custo anual para repor a perda do bem após o término da sua vida útil que no caso de máquinas e equipamentos será considerado 10% do custo total, manutenção que é considerado 1% sobre o valor dos equipamentos, e custos gerais que são considerados 2,1% sobre o total dos itens de custo fixo anual para pequenos custos que não foram inclusos na análise.

Custos Variáveis: são aqueles custos que dependem do nível de produção. Os custos variáveis são compostos por salário de mão de obra operacional que corresponde as despesas como mão de obra operacional, custos com matéria prima que corresponde a compra de biomassa a ser gaseificada.

2.4.3 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é uma abordagem comportamental que utiliza inúmeras variáveis a fim de avaliar seu impacto no retorno dos investimentos.

Ao efetuar uma análise de investimentos de um projeto através de um índice, por exemplo, a taxa interna de retorno, alguns valores devem ser assumidos para os diversos parâmetros de cálculos. Quando há modificação nos parâmetros conseqüentemente há variação no índice. A análise de investimento consiste em variar um dado parâmetro a fim

de verificar o comportamento desse índice, ou seja, a dependência do valor do índice em relação ao valor utilizado nos cálculos do projeto.

Através da análise de sensibilidade verifica-se a intensidade com que os parâmetros de projeto afetam os resultados finais.

Capítulo 3

METODOLOGIA

3.1 METODOLOGIA E ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICO ECONÔMICA DE SISTEMAS DE GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA VISANDO A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1.1 Análise Econômica das Opções Tecnológicas

A metodologia de cálculos utilizada neste trabalho segue a mesma considerada em análise de investimentos. As primeiras considerações a serem feitas são: a escolha do tipo de combustível, a tecnologia de conversão e as tecnologias de geração de energia.

A fonte de energia considerada é a biomassa, sendo neste trabalho analisada a madeira, bagaço de cana de açúcar, serragem e casca de arroz. As tecnologias de aproveitamento térmico da biomassa são os gaseificadores de leito fixo e os de leito fluidizado sendo que para cada tipo de gaseificador há uma biomassa recomendada.

As tecnologias de aproveitamento do gás gerado no processo de gaseificação são os motores alternativos de combustão interna, as microturbinas a gás, os motores Stirling e as células a combustível.

O modelo de avaliação econômica considerado neste trabalho tem por objetivo analisar a viabilidade econômica da implantação de um projeto de geração de energia elétrica utilizando a tecnologia de geração termelétrica, integrada a sistemas de gaseificação de biomassa, utilizando como combustível os resíduos florestais e resíduos agrícolas. A análise é considerada partindo do ponto de vista que o produtor de energia deixa de consumir a energia fornecida pela concessionária e produz sua própria energia para consumo. O fluxo de caixa construído contempla o investimento inicial e a receita líquida anual ao longo da vida útil do projeto. Com base neste fluxo de caixa realiza-se o cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido do Investimento (VPL) e o Tempo de Retorno (TR).

Os parâmetros básicos que determinam o comportamento do fluxo de caixa e dos resultados finais do projeto são: o custo específico de investimento, os custos operacionais, o preço de mercado da energia elétrica e o preço da biomassa. A construção do modelo de análise econômica de um projeto exige a formulação do fluxo de caixa e a utilização de dados considerados atuais, porém estes dados são valores estimados que procuram refletir a realidade. Dessa maneira os cálculos dos parâmetros econômicos não são exatos, pois os dados utilizados no seu cálculo são uma estimativa dos custos de cada variável do projeto e, portanto modifica-se ao longo do tempo. Conseqüentemente torna-se imprescindível a aplicação de um método para determinar a influência na variação de alguns parâmetros sob os resultados do projeto, de tal maneira que se possa conhecer aquelas que devem ser consideradas com maior critério. A análise de sensibilidade é uma ferramenta utilizada na verificação dessas variações e a conseqüente influência nos resultados finais do projeto.

A Figura 39 apresenta o fluxograma das etapas de cálculo realizada na análise econômica de investimentos. Na Tabela 21 Tabela são apresentados os cálculos realizados para determinar os custos com combustível, custos com equipamentos e os cálculos econômicos.

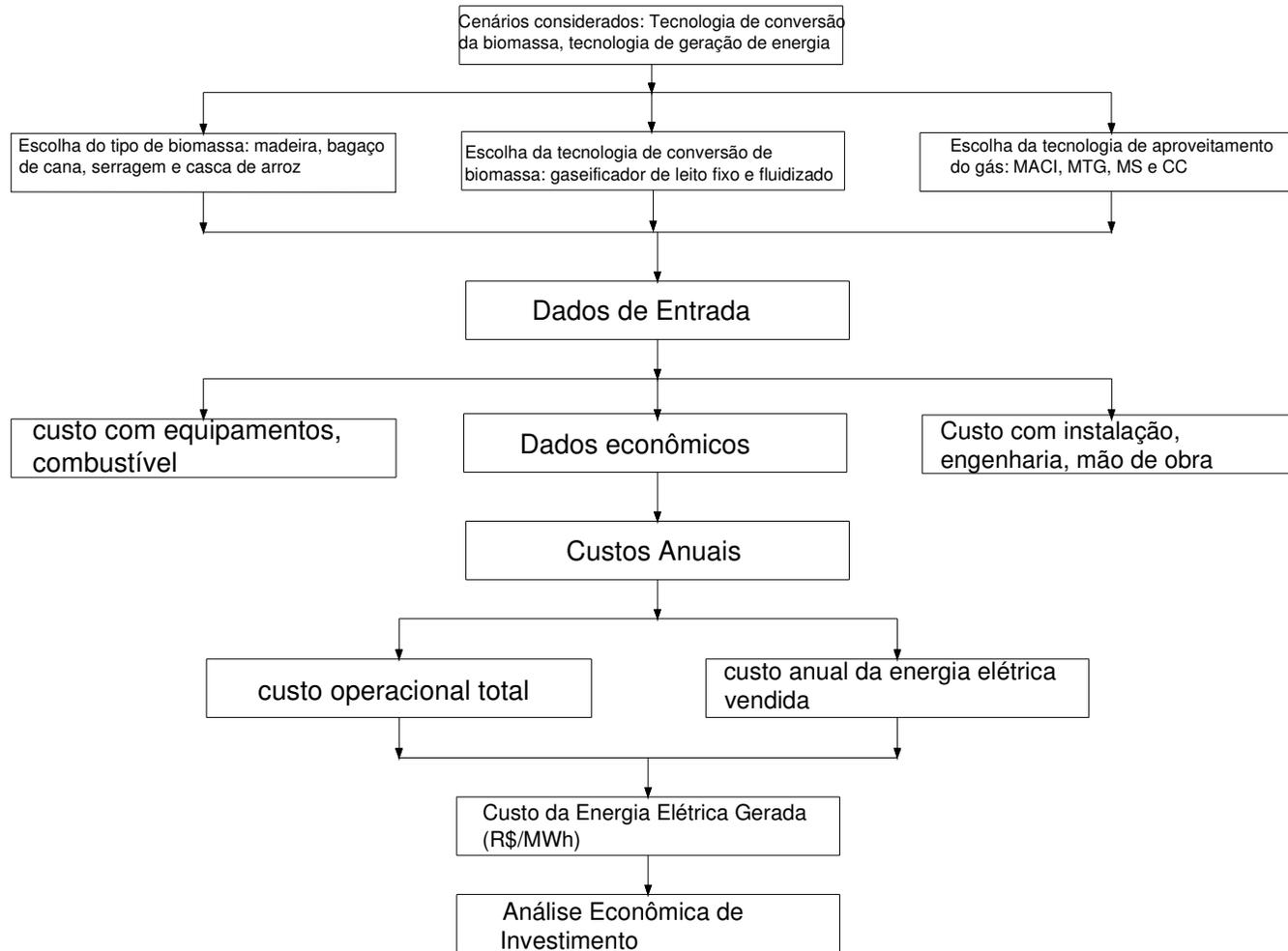


Figura 39. Metodologia da análise econômica de investimentos

Tabela 21. Cálculo de custos com combustível, equipamentos e custos econômicos.

Combustível
Consumo de combustível = potência real / (eficiência elétrica * PCI gás)
Consumo específico de combustível nominal = (3600 * consumo de combustível) / (potência elétrica)
Consumo específico de combustível real = (3600 * consumo de combustível) / (potência real)
Custo com reservatório de combustível
Custo com secagem e tratamento da biomassa
Gaseificador
Potência real gaseificador = potência elétrica acionador / (eficiência gaseificador)
Custo do gaseificador = preço específico gaseificador * potencia real gaseificador
Sistema de limpeza do gás = 30% do custo do gaseificador
Acionador Primário
Consumo de combustível = Potência Elétrica acionador * (1 - dearating)
Preço do Acionador = Preço específico de investimento * potência elétrica
Custos Anuais
Custo investimento anual = custo total de investimento / fator de capitalização
Custo anual com combustível = (consumo combustível * horas de operação por ano* preço da biomassa) / (relação gás/ biomassa no gaseificador)
Custo anual de O&M = custo específico de O&M * horas de operação ano * potencia elétrica
Depreciação anual = 10% custo equipamentos sistema
Análise Econômica
Construção do fluxo de caixa de investimentos: ano 0 = custo total de investimento ano 1 a n = custo da energia elétrica vendida - custos anuais
Cálculos dos parâmetros econômicos (TR, VPL, TIR).
Análise de Sensibilidade = variação de 50% nos custos investimento, O&M, preço da biomassa e tarifa média de compra de energia elétrica

Para os diferentes cenários considerados nessa análise os cálculos seguem a mesma seqüência explicada abaixo:

3.1.1.1 Custo de geração de energia elétrica a partir da biomassa:

1- Quantidade de energia gerada:

Potência líquida x fator de capacidade x horas de operação

2- Custo do combustível: O custo do combustível, no caso a biomassa, foi estimado a partir de cotações de compra pelo NEST/ UNIFEI. Os valores correspondentes ao custo de cada tipo de biomassa é apresentado na Tabela 25.

3- Custo de operação :

Custo do operador (R\$/ano): horas de operação x salário do operado

Custo de operação (R\$/MWh): custo operador / energia gerada (R\$/MWh)

4- Custo de Manutenção: O custo de manutenção foi considerado em torno de 4% do valor do equipamento por ano.

Custo de manutenção: (custo do equipamento x 0,04) / energia gerada

5- Depreciação (%): O custo de depreciação é considerado em torno de 10% do valor do equipamento a ser depreciado.

6- Custo de Geração: O custo de geração da energia é composto pelo custo de operação, custo de manutenção, custo de combustível e a depreciação.

7- Receita (R\$): A receita consiste em qual o valor retorna ao investimento realizado. Essa receita é influenciada pela tarifa de venda da energia. Nesta análise considera - se o custo para o autoprodutor de energia, ou seja, aquele que produz energia para próprio consumo. Ao invés de vender a energia para a concessionária o produtor deixa de comprar a energia da mesma. O valor dessa tarifa de energia é de R\$ 250,00/MWh.

Receita (R\$) : Energia Gerada x Tarifa de Energia da concessionária

3.1.1.2 Cálculo dos créditos de carbono

Para o cálculo dos créditos de carbono obtidos a partir das tecnologias analisadas foi considerada a metodologia para geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana e fornecimento para a rede elétrica de distribuição como um projeto de MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo). Nos projetos de MDL é considerada margem combinada para

determinar a intensidade de carbono teórica na expansão do setor elétrico e, partindo desse conceito, o valor de referência para a intensidade de carbono, que foi estabelecido em 0,140 tC/MWh ou 0,5 tCO₂/ MWh. Este é o valor assumido para projetos de MDL com o objetivo de mensurar a quantidade de CO₂ equivalente evitada por MWh de energia gerada. Neste trabalho será considerado o mesmo fator de intensidade adotado para o bagaço de cana para todas as biomassas analisadas.

A metodologia utilizada é apresentada a seguir:

- 1- A potência instalada da planta de geração de energia a partir de diferentes tipos de biomassa (MW);
- 2- Tempo de operação da planta (h/ano);
- 3- Energia Total Gerada:
Energia Gerada: Potência instalada da planta x tempo de operação
- 4- Fator de Intensidade de carbono: 0,5 tCO_{2eq}/ MWh;
- 5- Total de CO_{2eq} Evitado:
CO_{2eq} evitado: Energia total gerada x Fator de intensidade de carbono
Valor de Certificado de Emissões Evitadas (CEE): 10 U\$/tCO₂ eq;
- 6- Total de US\$ em certificados:
Total de Certificados: Total de CO_{2eq} evitado x Valor de CEE (US\$/ano)

3.1.1.3 Cenários considerados e dados de entrada do modelo econômico

Dentre as possibilidades tecnológicas para a conversão de biomassa em eletricidade em pequena escala serão consideradas algumas rotas tecnológicas que serão objetos de uma análise técnico-econômica. A tecnologia considerada nessa análise é a gaseificação de biomassa em leito fluidizado e em leito fixo. Os gaseificadores são acoplados a acionadores primários como motor alternativo de combustão interna (MACI), motor Stirling (MS), microturbinas a gás (MTG) e célula combustível (CC) na geração de eletricidade para diferentes faixas de potência.

Com referência ao combustível utilizado no processo de gaseificação foram consideradas diferentes opções como indicado nas figuras 40 e 41Figura .

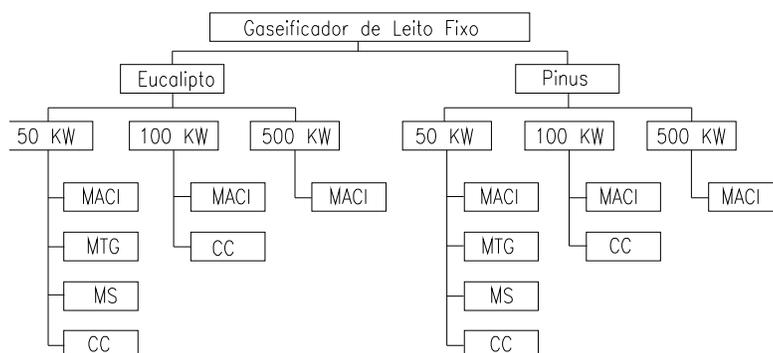


Figura 40. Cenários considerados para conversão de biomassa em energia via gaseificação em leito fixo

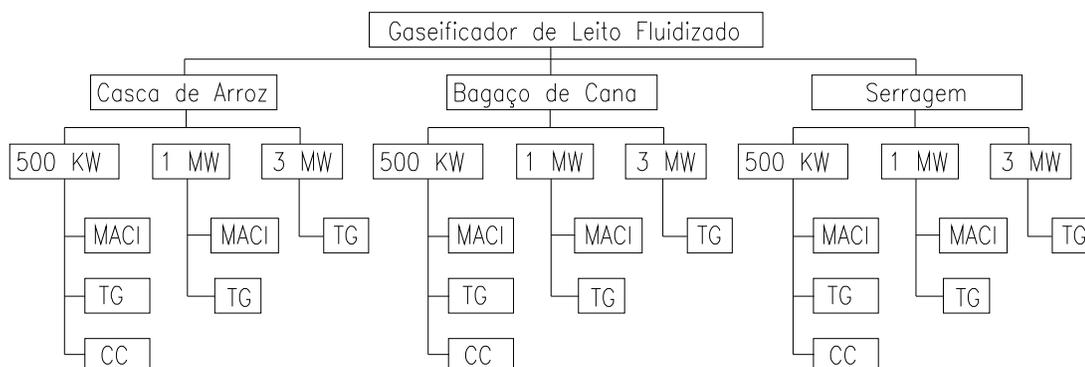


Figura 41. Cenários considerados para conversão de biomassa em eletricidade via gaseificação em leito fluidizado

Dentre as premissas e variáveis assumidas na análise econômica o valor de comercialização de energia segundo PROINFA (2004) para plantas a partir de fontes alternativas é apresentado na Tabela 22. De acordo com o leilão de energia nova realizado, o valor da tarifa média de compra de energia elétrica varia em torno de 124,58 R\$/MWh e 135,29 R\$/MWh para o ano de 2005 e 2006 respectivamente. Esses valores de tarifa estabelecidos pelos leilões e pelo PROINFA não apresentam viabilidade econômica para os investimentos se fosse o caso de vender a energia gerada, entretanto quando se analisa do ponto de vista do autoprodutor, ou seja, gerador de sua própria energia, este deixa de comprar da concessionária a uma tarifa de R\$ 250,00.

Diante dessas considerações é apresentada a análise de viabilidade das diferentes tecnologias partindo do pressuposto que o investimento é para autoprodução de energia em regiões isoladas da rede elétrica.

Tabela 22. Custos de Comercialização de Energia Elétrica a partir de fontes alternativas estabelecido pelo PROINFA (Cadernos nae, 2005)

Biomassa	Valor Econômico (R\$/ MWh)
Madeira	103,20
Bagaço de Cana de açúcar	98,77
Casca de arroz	101,35
Biogás de Aterro	169,08

Os parâmetros econômicos considerados na análise são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23. Dados técnico-econômicos considerados na análise

DADOS DE ENTRADA	UNIDADE	VALOR
Taxa de Câmbio (*)	R\$/US\$	2,02
Taxa de Juros	%	12
Taxa mínima de atratividade (TMA)	%	15
Tempo de Operação	h	6570
PCI gás gerado (**)	MJ/kg	5,6
Relação gás/ biomassa ^(*)	-	2,50
Fator de Capacidade	%	75

(*) Taxa de cambio dia 04/05/2007

(*) Rodriguez (2006) – relação de produção de gás por consumo de biomassa no gaseificador

Para a análise foram considerados diferentes tipos de biomassa para cada tipo de gaseificador. Para o gaseificador de leito fixo a biomassa deve ser madeira, tipo pinus ou eucalipto, e para o gaseificador de leito fluidizado as biomassas consideradas foram a casca de arroz, bagaço de cana de açúcar e serragem. Os custos dos diferentes tipos de biomassa consideradas na análise são apresentados na Tabela 24. Esses custos foram orçados para a cidade de Itajubá – MG como preço de compra pelo NEST / UNIFEI. Muitos autores assumem custo nulo para biomassa, pois são consideradas como resíduos e descartadas na natureza, outros consideram apenas o custo de transporte da biomassa até a unidade de geração. Os resíduos agrícolas são aproveitados na adubação em muitas culturas e a retirada destes resíduos para geração de energia acarretaria em custos com fertilizantes, portanto pode-se considerar como custo de biomassa o preço unitário de fertilizantes multiplicado pela

quantidade necessária para atender a cultura plantada. Mas para estes cálculos os custos são os mesmo apresentados na Tabela 24.

Tabela 24. Custo de diferentes tipos de biomassa consideradas na análise

Tipo de Biomassa	Custo total por tonelada
Casca de arroz	R\$ 46,00 ⁽¹⁾
Bagaço de Cana	R\$ 35,00 ⁽²⁾
Serragem	R\$ 25,00 ⁽⁴⁾
Eucalipto	R\$ 90,00 ⁽³⁾
Pinus	R\$ 90,00 ⁽³⁾

Fonte: (1) Fecularia Rennó Lisboa -Itajubá -MG - Preço de compra pelo NEST

(2) Fazenda 3J localizada em Paraisópolis - MG - preço de compra pelo NEST

(3) preço de compra pelo NEST

(4) Serraria N^a. S^a de Fátima - Itajubá – MG – preço de compra pelo NEST

A Tabela 25 apresenta os custos dos gaseificadores e dos acionadores primários estudados neste trabalho e a Tabela 26 apresenta os custos dos sistemas de limpeza do gás, os custos de O&M e instalação considerados na análise econômica. Os custos de algumas tecnologias são nacionais uma vez que existe fabricante no Brasil, dentre elas os gaseificadores, motores alternativos de combustão interna, porém algumas tecnologias dessa análise são importadas e por isso foram considerados os preços de importação.

Para os cálculos dessa análise foram consideradas faixas de custos que variam em função da faixa de potência da tecnologia. Por exemplo, para cada tipo de tecnologia e para as diferentes faixas de potência instalada foi considerado custo máximo, médio e mínimo para cada tecnologia. Dessa forma o resultado será apresentado em função das variações dos custos.

Tabela 25. Custos dos equipamentos considerados na análise econômica

Dados de entrada	Custos específicos	
	Valor	Unidade
Gaseificador de Leito Fixo ⁽¹⁾	400 - 600	US\$/MWe
Gaseificador de Leito Fluidizado ⁽¹⁾	360 - 540	US\$/MWe
Motor Alternativo de combustão interna ⁽³⁾	300 - 900	US\$/kWe
Micro turbina a gás ⁽³⁾	700 - 1300	US\$/kWe
Turbina a gás ⁽²⁾	400 - 650	US\$/kWe
Motor Stirling ⁽³⁾	2000 - 5000	US\$/kWe
Célula Combustível ⁽²⁾	3000 - 6000	US\$/kWe

Fonte:

(1) Termoquip Energia Alternativa Ltda (2006)

(2) Lensus & Alakangas (2004)

(3) Lora (2006)

Tabela 26. Custos de O&M, instalação e sistema de limpeza do gás

Custos	Custos específicos	
	Valor	Unidade
O&M MACI a gás ⁽¹⁾	0,007 - 0,015	US\$/kWh
O&M MACI a diesel ⁽¹⁾	0,005 - 0,010	US\$/kWh
O&M Microturbinas a gás ⁽¹⁾	0,005 - 0,016	US\$/kWh
O&M Motor Stirling ⁽²⁾	0,017 – 0,028	US\$/kWh
O&M Célula combustível ⁽¹⁾	0,005 - 0,010	US\$/kWh
O&M Gaseificador ⁽³⁾	6	% (custo gaseificador)
Sistema de limpeza do gás ⁽³⁾	30	% (custo do gaseificador)
Instalação dos equipamentos ⁽³⁾	20	% (custo capital)

Fonte:

(1) Lora (2006)

(2) Lensus & Alakangas (2004)

(3) Termoquip Energia Alternativa Ltda (2006)

Capítulo 4

RESULTADOS

4.1 RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA DA GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA VISANDO A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

4.1.1 Avaliação Econômica do Investimento

Os cálculos da análise técnico-econômica foram realizados segundo a metodologia de análise de investimentos comentada anteriormente e os resultados são apresentados através dos parâmetros TIR, custo de energia gerada em R\$/MWh e custo de investimento específico em R\$/kW instalado, valor presente líquido (VPL) e valor anual líquido (VAL) para cada tecnologia considerada.

A Figura 42 apresenta a taxa interna de retorno (TIR) calculada para tecnologia gaseificador de leito fixo acoplado a diferentes acionadores primários.

Observa-se na Figura 42 que para cada tecnologia analisada foram realizados os cálculos para uma faixa de custo mínimo, médio e máximo. Dessa forma os valores da TIR são apresentados em função da faixa de custos para as diferentes tecnologias e para as diferentes faixas de potência analisadas. Para um investimento apresentar viabilidade é necessário que o valor da TIR seja superior ao valor da TMA considerado na análise. Nota-se na Figura 42 que as tecnologias que apresentam melhor viabilidade econômica a partir de um custo médio são o motor alternativo de combustão interna e as microturbinas a gás, sendo os cálculos realizados com tarifa média de comercialização de energia de R\$ 250,00. Os cálculos realizados para as tecnologias célula a combustível e motor Stirling com o mesmo valor de tarifa de energia (R\$ 250,00) não apresentaram viabilidade econômica. Os resultados apresentados na Figura 42 para as tecnologias motor Stirling e célula a combustível não refletem a realidade uma vez que o valor assumido da tarifa de energia para as diferentes faixas de custos foi superior ao valor assumido para as tecnologias MACI e MTG. O valor da tarifa que torna essas tecnologias atrativas economicamente é superior ao preço de venda da concessionária em torno de 36% a 170% para motor Stirling e em torno de 76% a 200% para as células a combustível para as diferentes faixas de custos consideradas.

As figuras 43 a 45 apresentam a taxa interna de retorno (TIR) para tecnologias gaseificadores de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana, casca de arroz e serragem acoplados a diferentes acionadores primários.

Como na análise anterior para essa rota tecnológica os valores da TIR representados nas figuras 43 a 45 são melhores dos que da Figura 42, embora para o custo máximo da tecnologias os resultados não apresentam a TIR maior que a TMA. Entretanto para uma faixa de custo mínimo o valor da TIR supera o valor da TMA, apresentando valores muito atrativos para o investimento. A atratividade do investimento melhora a partir do aumento da faixa de potência. Observa-se nas figuras 43 a 45 e na Figura 42 que quanto maior a faixa de potência instalada maior o valor da TIR. Para gaseificadores de leito fixo a faixa de potência comumente encontrada não supera 500 kW e para gaseificador de leito fluidizado esse valor é superior a 500 kW. Portanto verifica-se nos resultados apresentados que para maior escala é possível obter melhores resultados econômicos.

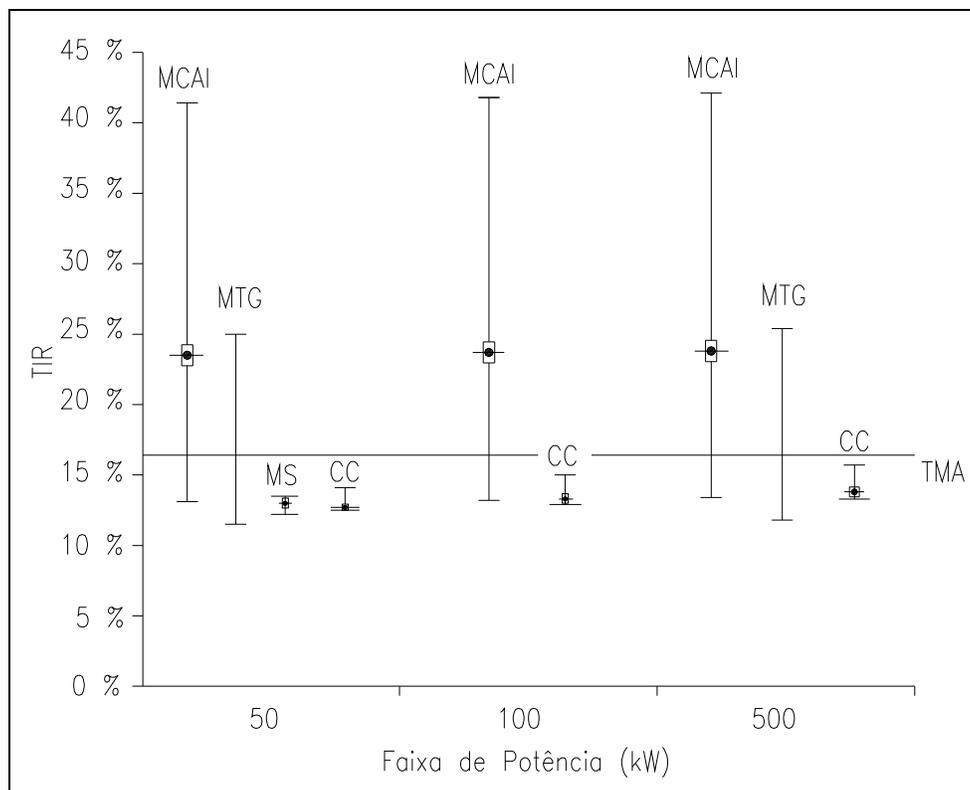


Figura 42. Valor da TIR para gaseificador de leito fixo alimentado com madeira

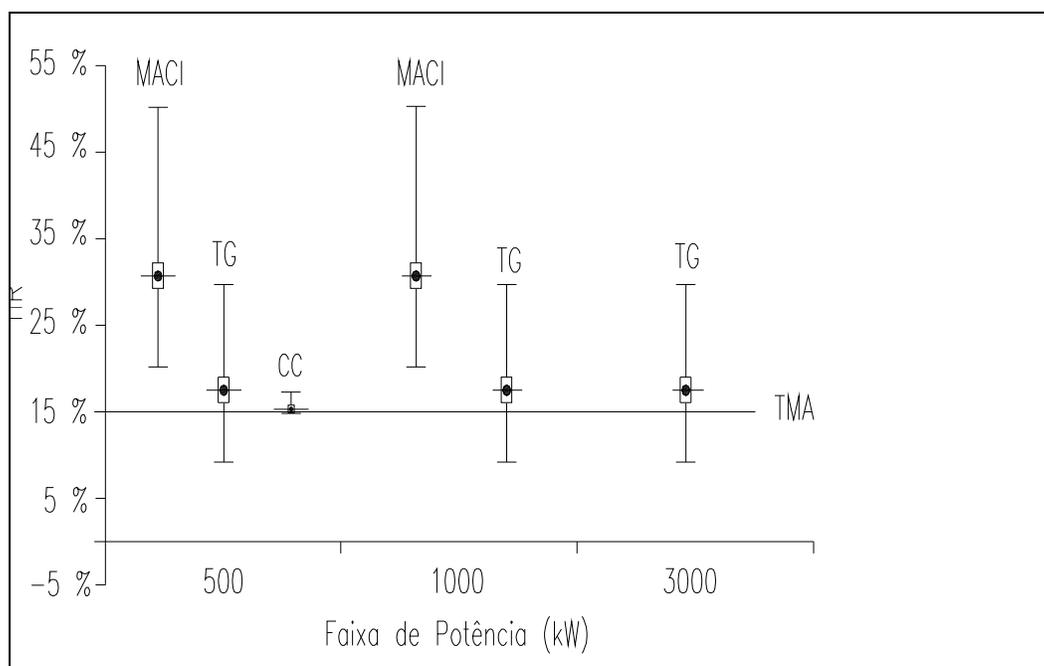


Figura 43. Valor da TIR para gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana

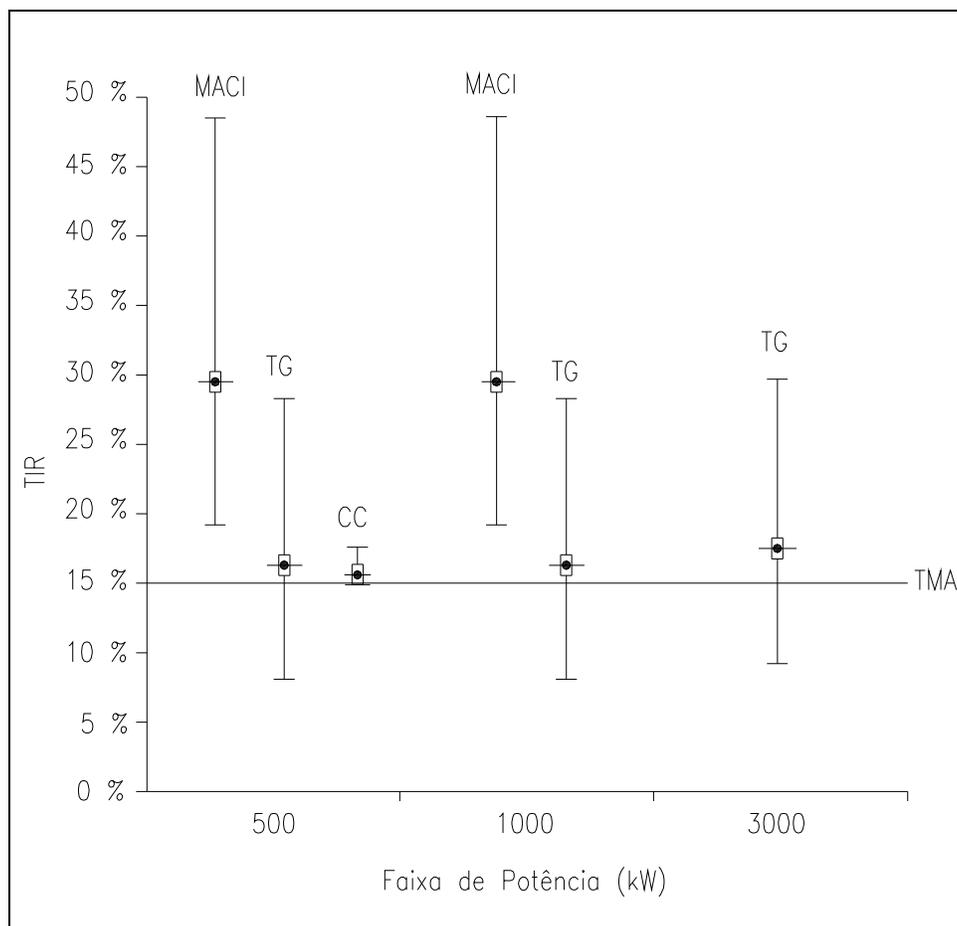


Figura 44. Valor da TIR para gaseificador de leito fluidizado alimentado com casca de arroz

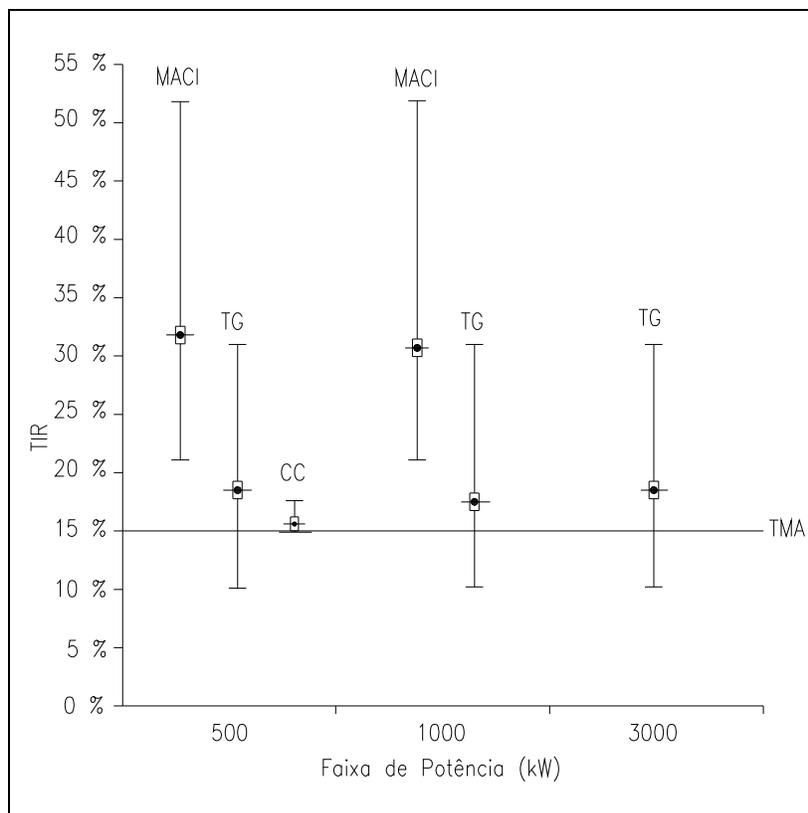


Figura 45. Valor da TIR para gaseificador de leito fluidizado alimentado com serragem

Nas figuras 46 a 49 são apresentados o custo de geração de energia para gaseificador de leito fixo e de leito fluidizado acoplados aos diferentes acionadores primários.

Na Figura 46 está representado o custo de geração de energia para a tecnologia de gaseificação de leito fixo alimentada com madeira. Tem –se na Figura 46 que o custo de geração de energia para um máximo custo da tecnologia apresenta valores superiores ao da tarifa de energia da concessionária (R\$ 250,00) para ambas tecnologias nas diferentes faixas de potência. Enquanto que para o menor custo das tecnologias os resultados são mais atrativos. Os resultados para o custo máximo também superam os custos de geração de energia em regiões isoladas e o valor estipulado pelo PROINFA. Para custo mínimo os resultados são mais atrativos, porém apenas para a tecnologia motor alternativo de combustão interna. As microturbinas a gás têm seu custo superior à tarifa de eletricidade da concessionária, ao custo de geração em regiões isoladas e ao valor estipulado pelo PROINFA.

A partir dos resultados apresentados na Figura 46 observa-se que entre as tecnologias motor alternativo e microturbinas a gás, a primeira apresenta menor custo de geração apresentando viabilidade a partir de um custo médio, enquanto que para microturbinas apenas para um custo mínimo da tecnologia essa opção tecnológica apresenta viabilidade. O custo de geração de energia a partir de gaseificador de leito fixo acoplado a uma microturbina a gás é 40% maior que o custo da tecnologia gaseificador acoplado a um motor alternativo.

Os resultados apresentados para a tecnologia gaseificador acoplados a célula combustível e a motor Stirling mostram que essas opções tecnológicas não apresentam viabilidade econômica. Os custos de geração de energia do motor Stirling e célula combustível são 90% e 240% superior ao custo da tecnologia motor alternativo e 36% e 71% maior que o custo de geração a partir de uma microturbina, respectivamente.

Nas figuras 50 a 52 são apresentados os resultados do custo de geração de energia a partir da tecnologia gaseificador de leito fluidizado acoplado aos diferentes acionadores primários. Nota –se que os resultados apresentam valores similares aos cálculos apresentados para a tecnologia gaseificador de leito fixo. Em todos os casos a rota tecnológica de maior atratividade econômica foi o motor alternativo, sendo o custo de geração a partir de uma turbina gás em torno de 50% maior do que o custo de geração a partir do motor alternativo.

O resultado apresentado para a tecnologia gaseificador acoplado a célula combustível mostra que esta tecnologia não apresenta viabilidade econômica. Os custos de geração de energia a partir dessa opção tecnológica são 159% e 73% superiores as tecnologias MACI e MTG respectivamente.

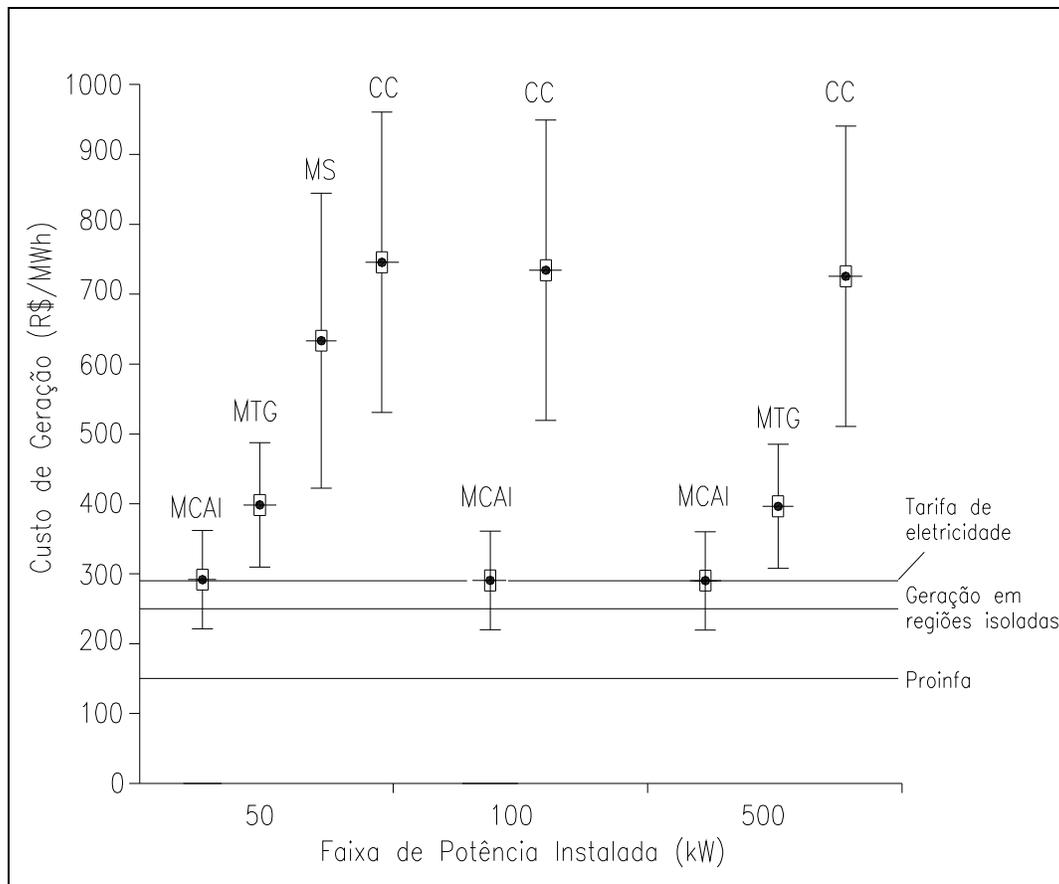


Figura 46. Custo da energia gerada utilizando gaseificador de leito fixo alimentado com madeira

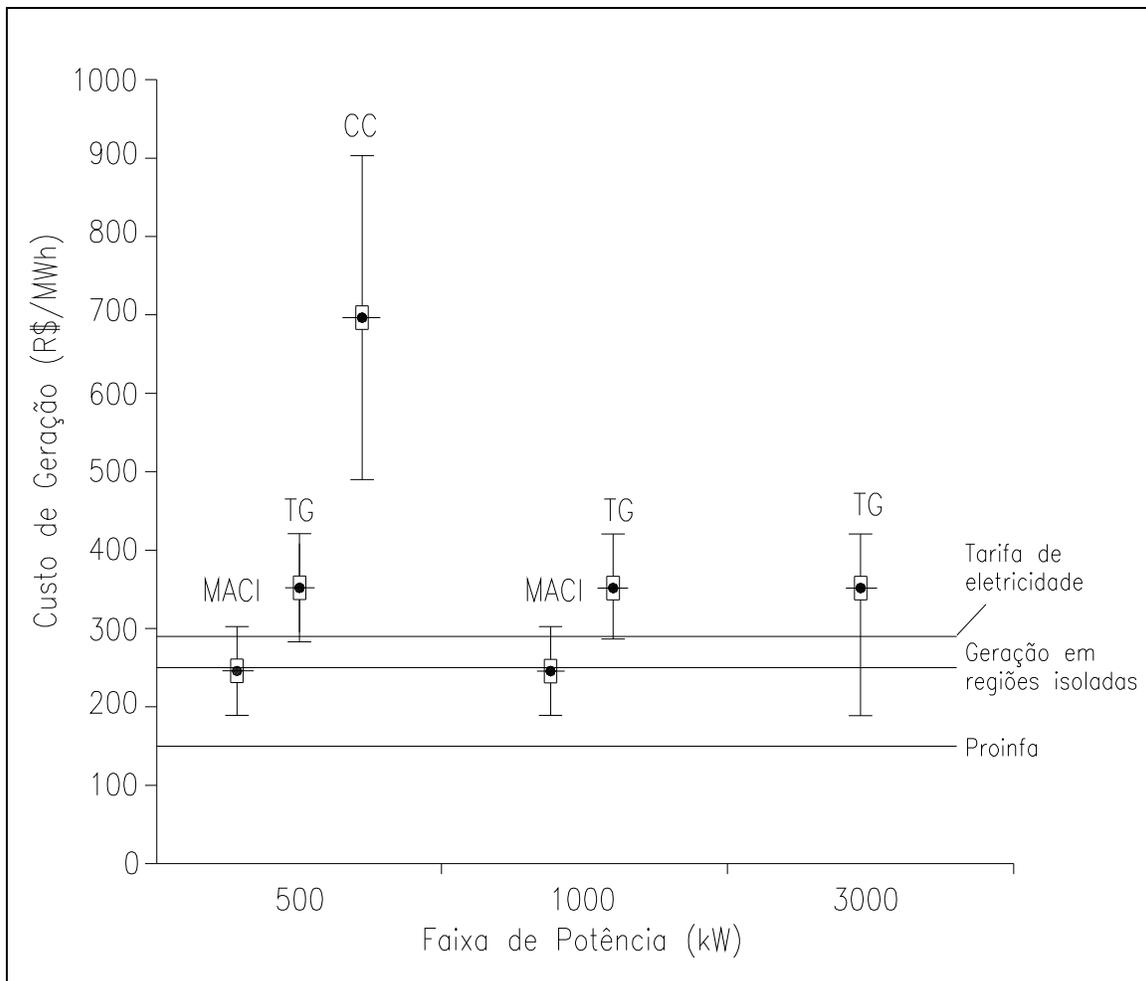


Figura 47. Custo da energia gerada utilizando gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana de açúcar

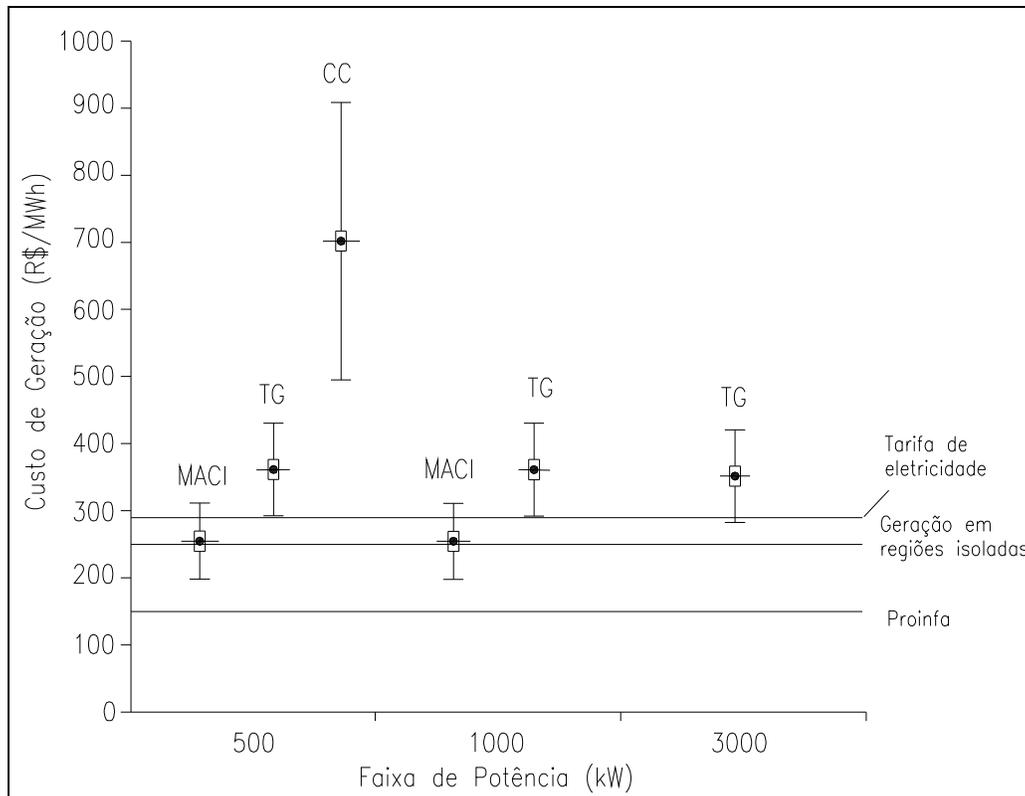


Figura 48. Custo da energia gerada utilizando gaseificador de leito fluidizado alimentado com casca de arroz

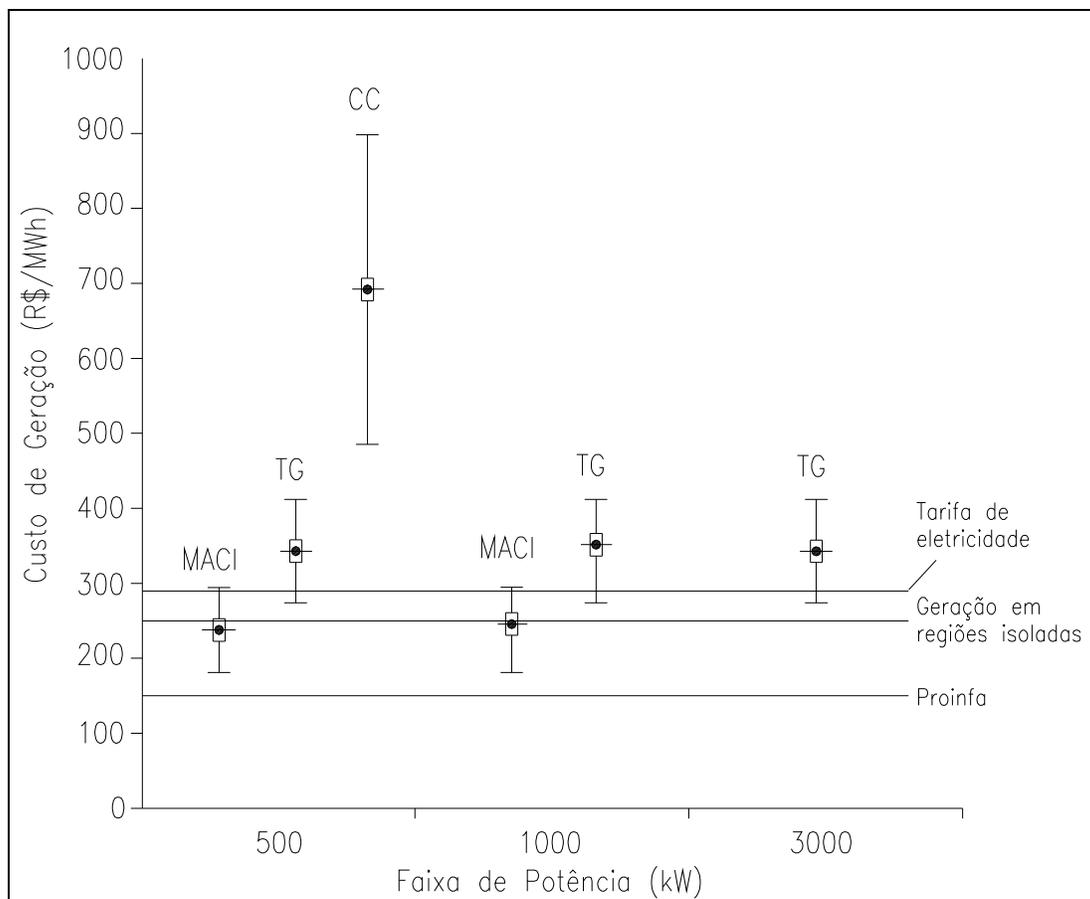


Figura 49. Custo da energia gerada utilizando gaseificador de leito fluidizado alimentado com serragem

A Figura 50 apresenta uma comparação entre as diferentes fontes renováveis de energia com a utilização de biomassa via ciclo a vapor e gaseificação. Embora a tecnologia de gaseificação ainda demande elevado custo de investimento, ao comparar com outras tecnologias disponíveis observa-se menor custo por MWh, especialmente quando empregada em regiões isoladas da rede elétrica. As tecnologias consideradas nesse estudo não apresentam viabilidade quando comparadas as energias hidráulica e eólica como apresentadas na Figura 50. A energia hidráulica é responsável por grande parte da geração de energia elétrica do Brasil principalmente pela grande disponibilidade deste recurso e pelo baixo custo de produção. Mas como a energia hidráulica embora apresenta grandes vantagens econômicas e ambientais, esta se encontra em fase de saturação.

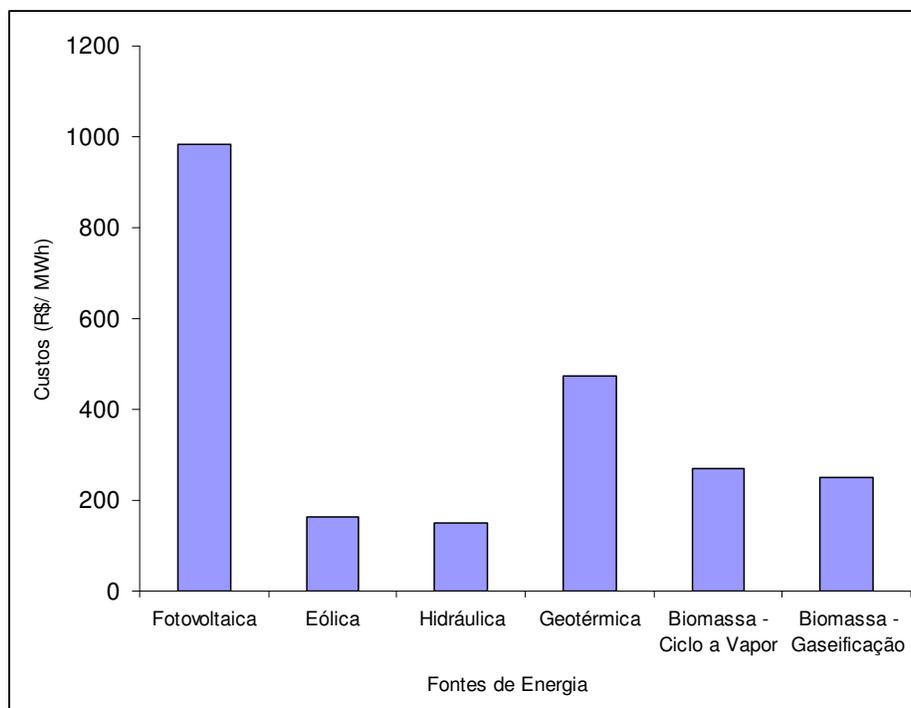


Figura 50. Comparação do custo de produção de eletricidade a partir de diferentes fontes renováveis de energia (Fonte: Biomass Handbook)

Nas figuras 51 a 54 são apresentados os custos específicos de investimentos para gaseificador de leito fixo e de leito fluidizado acoplados aos diferentes acionadores primários. Na Figura 51 está representado os custos específicos de investimentos máximo, médio e mínimo para o gaseificador de leito fixo acoplado aos diversos acionadores primários. Tem-se que quanto menor o custo da tecnologia menor será o custo específico de investimento. Dentre as tecnologias apresentadas na Figura 54 o MACI é a opção tecnológica que apresenta menor custo específico de investimento O custo específico para MTG é 37,6% superior ao custo específico para o MACI. E o custo específico do motor Stirling e da célula combustível é 145 % e 282 % maior que o custo específico do MACI, e 178 % e 78 % maior que o custo da MTG.

Nas figuras 51 a 54 são apresentados os custos específicos de investimentos máximo, médio e mínimo para o gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana, casca de arroz e serragem, acoplado aos diferentes acionadores primários. Observa-se que para cada cenário considerado os resultado apresentam o mesmo comportamento. Dentre as

tecnologias com menor custo específico de investimento destaca-se o motor alternativo seguido pela microturbina a gás. A célula combustível apresenta custo específico de investimento muito elevado o que descarta essa alternativa. O custo específico de investimento da célula é quase 200% maior que o custo do motor, enquanto que o custo da turbina supera o do motor em 40%.

Para os cálculos realizados com as diferentes faixas de custos (máximo, médio e mínimo) observa-se que há uma redução de até 50% no custo específico de investimento do motor alternativo quando o custo da tecnologia é considerado o mínimo. Para a microturbina e célula combustível esse valor se aproxima de 50% e 60%, respectivamente.

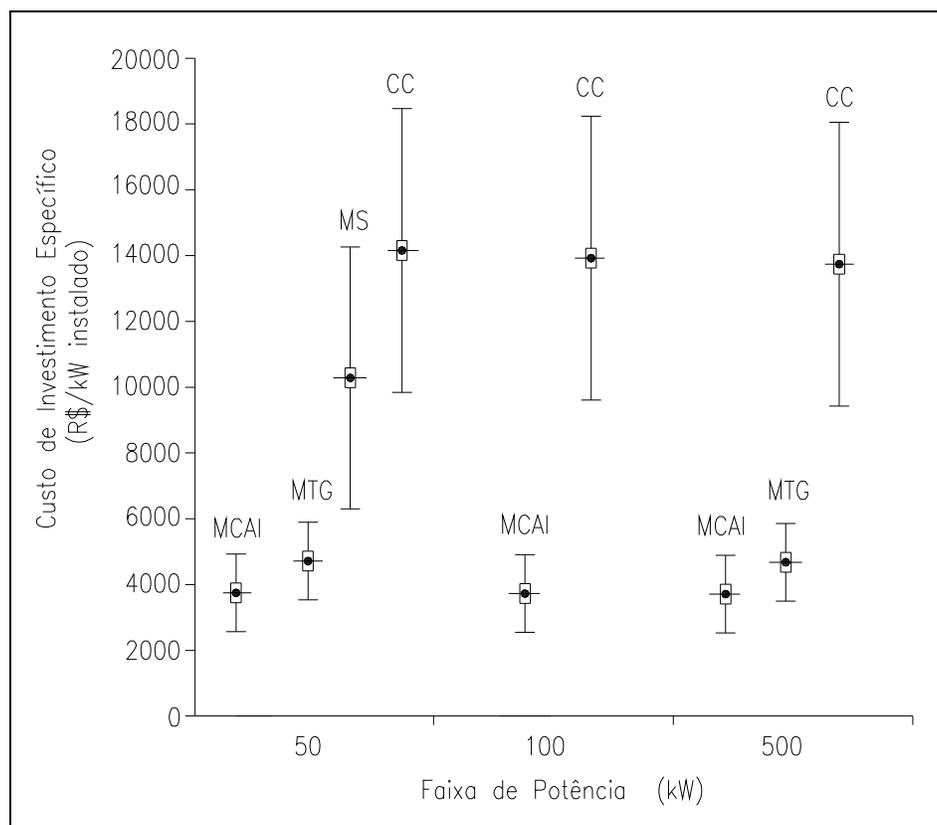


Figura 51. Custo de Investimento Específico para conjunto gaseificador de leito fixo/acionador primário alimentado com madeira

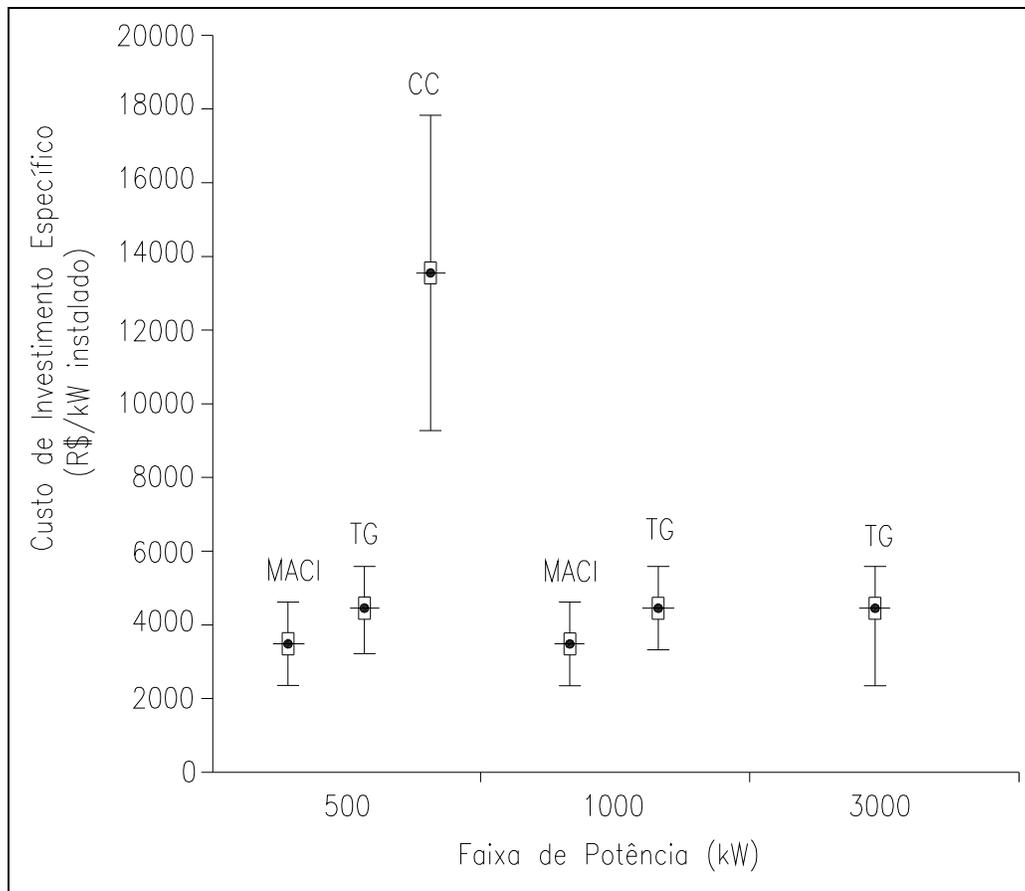


Figura 52. Custo de Investimento Específico para conjunto gaseificador de leito fixo/acionador primário alimentado com bagaço de cana

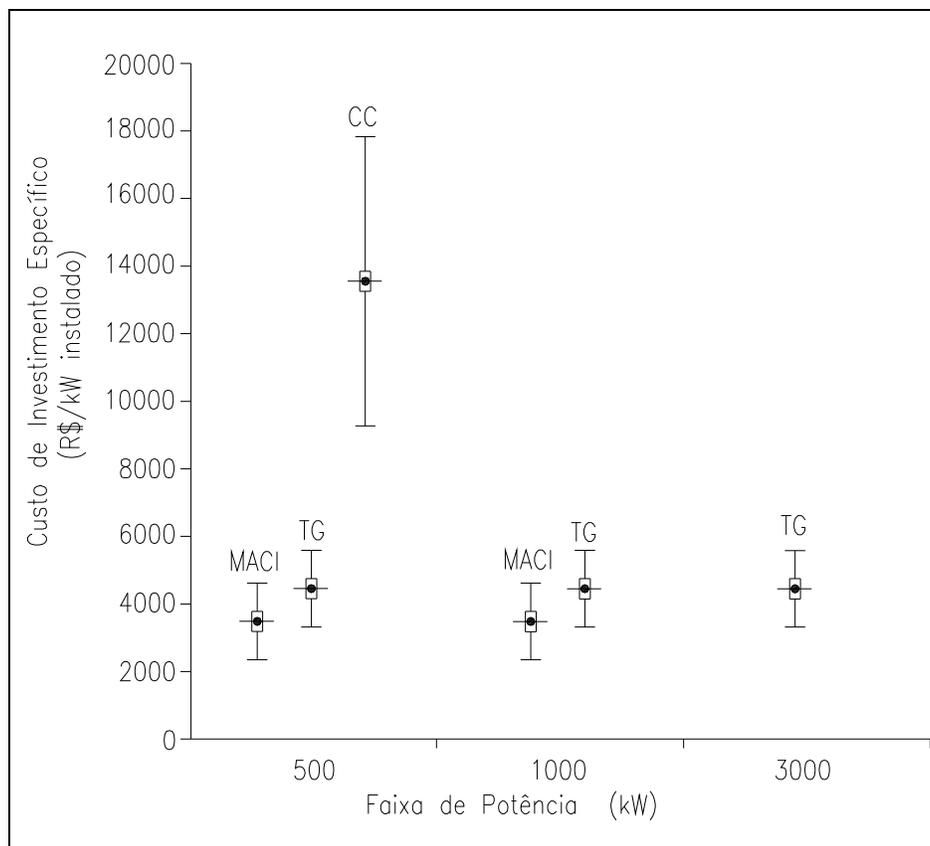


Figura 53. Custo de Investimento Específico para conjunto gaseificador de leito fixo / acionador primário alimentado com casca de arroz

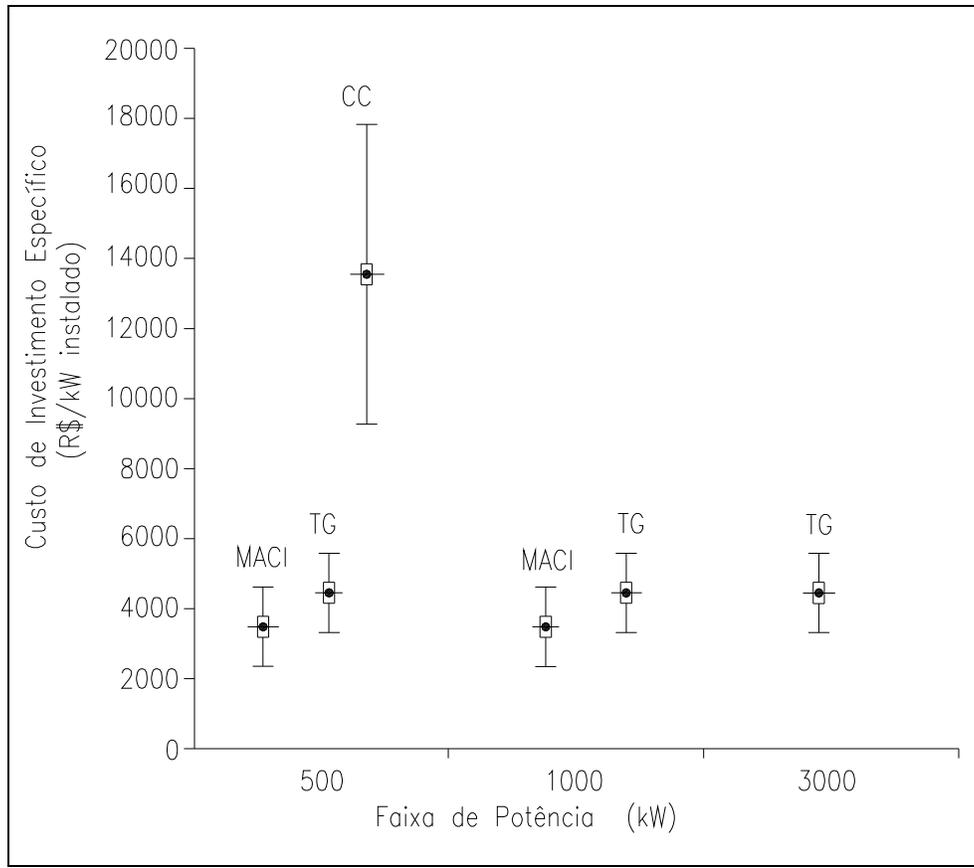


Figura 54. Custo de Investimento Específico para conjunto gaseificador de leito fixo / acionador primário alimentado com serragem

As figuras 55 a 58 apresentam o tempo de retorno do investimento para cada rota tecnológica considerada. Na Figura 55 é apresentado o tempo de retorno da tecnologia gaseificador de leito fixo alimentado com madeira e acoplado aos acionadores primários. Observa-se que para um custo mínimo da tecnologia o tempo de retorno do investimento é menor. Nota - se na Figura 55 que não aparece o tempo de retorno da tecnologia MTG para um custo máximo da mesma, pois neste caso foi obtido número excessivo de anos, porém para as outras faixas de custos os resultados aproximaram da realidade. Para a tecnologia célula combustível o valor representado na Figura 55 foi obtido a partir de uma tarifa superior a considerada nos cálculos econômicos para o motor e para a turbina, o que não reflete a realidade como já discutido acima.

O tempo de retorno das tecnologias MTG, MS e CC são 65% 190% e 200% maiores se comparados ao tempo de retorno do MACI. O valor percentual obtido para a célula combustível foi realizado com base numa tarifa superior à adotada nos cálculos. Com relação ao cálculo do tempo de retorno para as diferentes faixas de custos (máximo, médio e mínimo) observa-se que há uma redução de até 300% no tempo de retorno do investimento para motor alternativo e para a microturbina quando o custo da tecnologia é considerado o mínimo. Para o motor Stirling e a célula combustível as reduções obtidas quando se consideram os custos mínimos das tecnologias são 9% e 12% respectivamente.

Nas figuras 56 a 58 são apresentados os tempos de retornos das tecnologias gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana, casca de arroz e serragem acoplado aos acionadores primários. Observa-se que para um custo mínimo da tecnologia o tempo de retorno do investimento é menor. Comparando os resultados obtidos é possível observar que quanto maior a faixa de potência menor é o tempo de retorno.

O tempo de retorno das tecnologias MTG e CC são 72 % e 200% maior comparado ao tempo de retorno do MACI. O valor percentual obtido para a célula combustível foi realizado com base numa tarifa superior à adotada nos cálculos. Com relação ao cálculo do tempo de retorno para as diferentes faixas de custos (máximo, médio e mínimo) observa-se que há uma redução de até 200% no tempo de retorno do investimento no motor alternativo e na microturbina quando o custo da tecnologia é considerado o mínimo. Para a célula combustível a redução obtida quando se considera o custo mínimo da tecnologia varia em torno de 16%.

Para as tecnologias emergentes como motor Stirling e Célula Combustível o tempo de retorno é elevado o que torna as tecnologias inviáveis para o cenário atual. Para que as tecnologias apresentem viabilidade é necessário que o custo da tarifa de energia seja superior a tarifa atual de R\$ 250,00. Outro fator que também influencia a viabilidade das tecnologias é o custo específico da tecnologia, este deve ser reduzido à metade do valor atual que se encontra em torno de 3000 US\$/kW a 4000US\$/kW para motor Stirling e Célula Combustível respectivamente. Mas para a projeção feita neste trabalho, considerando metade do custo específico da tecnologia para motor Stirling e célula combustível, é possível obter um tempo de retorno de 7,8 e 9 anos, respectivamente.

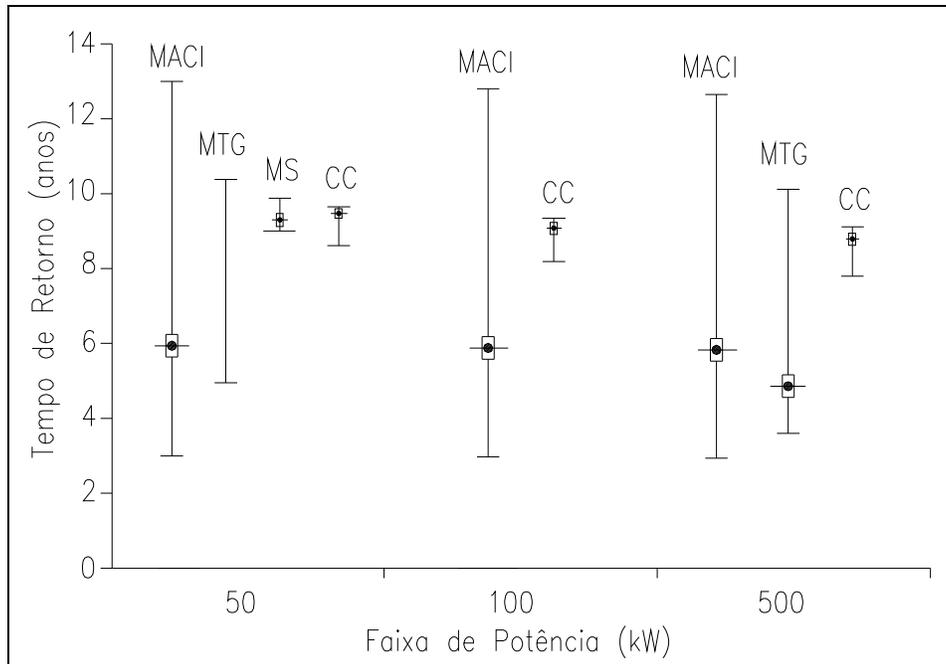


Figura 55. Tempo de Retorno para tecnologia de gaseificação de leito fixo alimentado com madeira para um preço da eletricidade de R\$ 250,00

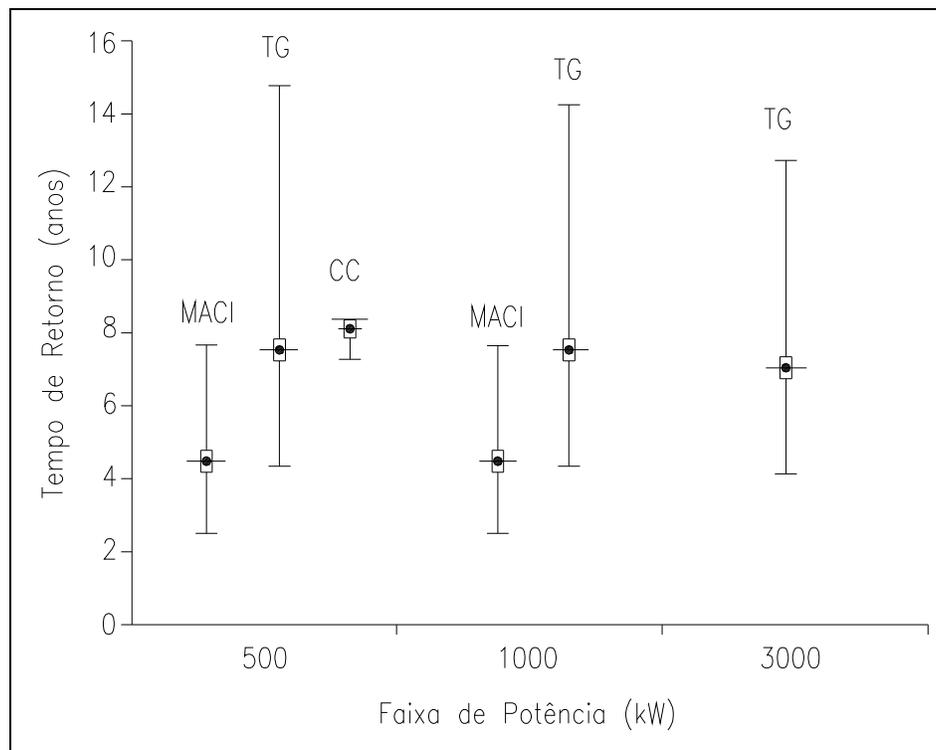


Figura 56. Tempo de Retorno para tecnologia de gaseificação de leito fluidizado alimentado com casca de arroz para um preço da eletricidade de R\$ 250,00

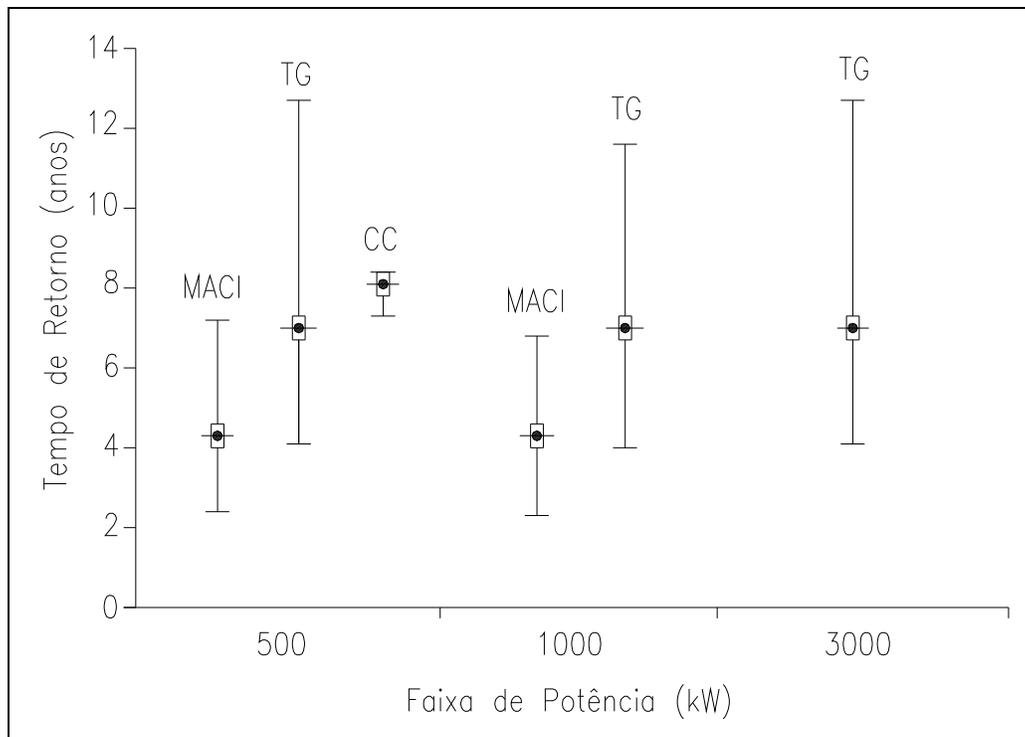


Figura 57. Tempo de Retorno para tecnologia de gaseificação de leito fixo alimentado com bagaço de cana para um preço da eletricidade de R\$ 250,00

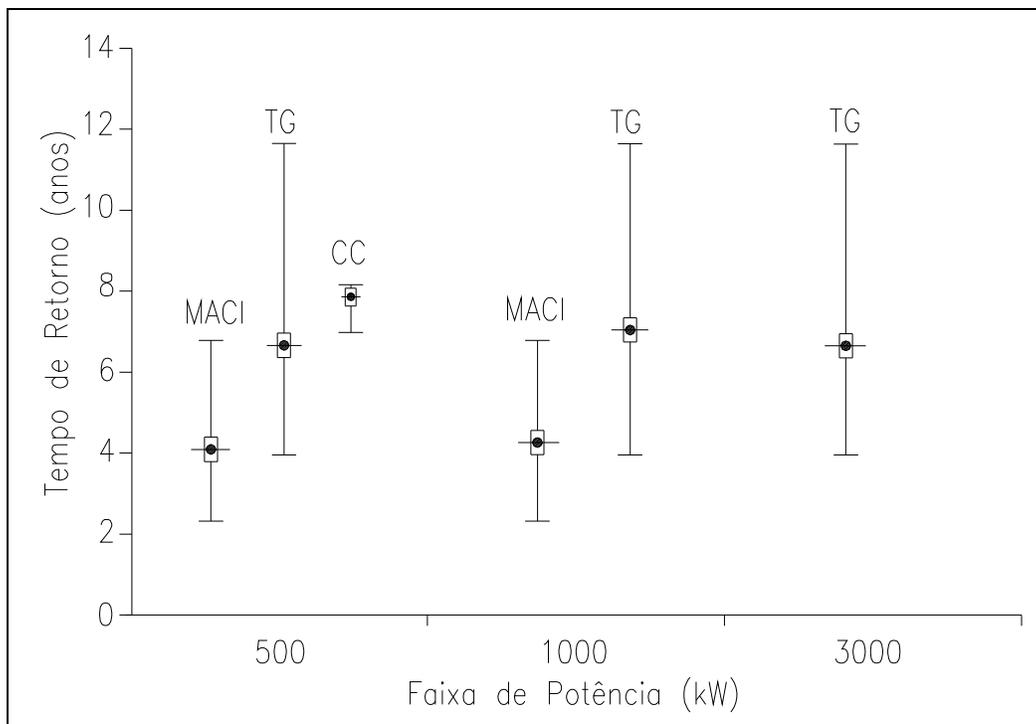


Figura 58. Tempo de Retorno para tecnologia de gaseificação de leito fixo alimentado com serragem para um preço da eletricidade de R\$ 250,00

As tabelas 27 a 30 apresentam os cálculos do valor presente líquido (VPL) para as diferentes rotas tecnológicas consideradas neste relatório. Os cálculos foram realizados considerando uma faixa de custos máximo, médio e mínimo para as diferentes tecnologias.

Na Tabela 27 são apresentados os valores de VPL calculados para a tecnologia gaseificador de leito fixo alimentado com madeira e acoplado a acionadores primários. Observa-se que os valores de VPL para a tecnologia microturbina a gás numa faixa de potência de 50 a 500 kW para um custo médio da tecnologia não apresentaram valores atrativos, ou sejam o valor calculado é menor que zero. A tecnologia começa apresentar viabilidade, ou seja, VPL positivo, a partir de um custo mínimo para a tecnologia.

Tabela 27. VPL calculado para a tecnologia gaseificador de leito fixo acoplado a diferentes acionadores primários

Faixa de Potência	Gaseificador Leito Fixo - madeira		
	MCAI - máx	MCAI - méd	MCAI - mín
50	R\$ 21.122,8	R\$ 177.832,1	R\$ 334.541,4
100	R\$ 47.312,1	R\$ 362.937,9	R\$ 678.563,6
500	R\$ 255.007,4	R\$ 1.833.500,1	R\$ 3.411.629,1
	MTG - máx	MTG - méd	MTG - mín
50	-	-R\$ 7.063,5	R\$ 158.037,2
500	-	-R\$ 30.921,7	R\$ 1.620.084,6
	MS - máx	MS - méd	MS - mín
50	R\$ 5.788,0	R\$ 26.594,5	R\$ 240.14,3
	CC - máx	CC - méd	CC - mín
50	R\$ 22.732,8	R\$ 26.821,1	R\$ 53.925,1
100	R\$ 87.524,4	R\$ 95.767,1	R\$ 150.412,3
500	R\$ 601.744,2	R\$ 642.957,7	R\$ 916.183,4

A Tabela 28 apresenta valores de VPL para a tecnologia gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana e acoplado aos diferentes acionadores considerados neste relatório. Nota-se que neste caso os cálculos foram realizados para uma faixa de potência superior ao realizado para a tecnologia gaseificador de leito fixo. Embora a faixa de potência contribua para a viabilidade de empreendimentos de geração de energia, observa-se neste caso que a tecnologia MTG apresenta valores atrativos de VPL a partir de um custo médio da tecnologia.

Tabela 28. VPL calculado para a tecnologia gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana e acoplado a diferentes acionadores primários

Faixa de Potência (kW)	Gaseificador Leito Fluidizado - Bagaço de Cana		
	MACI - máx	MACI - méd	MACI - mín
500	R\$ 1.545.760,76	R\$ 2.813.144,26	R\$ 4.080.527,76
1000	R\$ 3.100.567,26	R\$ 5.638.884,36	R\$ 8.177.201,45
	MTG – Max	MTG - méd	MTG – mín
500	-R\$ 484.203,37	R\$ 798.251,24	R\$ 2.080.705,86
1000	-R\$ 970.225,24	R\$ 1.611.339,24	R\$ 4.192.903,73
3000	-R\$ 2.889.388,51	R\$ 4821.994,43	R\$ 4.192.903,73
	CC- máx	CC- méd	CC- min
500	R\$ 1.289.526,52	R\$ 1.179.936,78	R\$ 1.302.359,32

A Tabela 29 apresenta os cálculos de VPL para a tecnologia gaseificador de leito fluidizado alimentado com casca de arroz. Como observado no caso anterior os valores obtidos a partir de um custo máximo da tecnologia não apresentou VPL positivo inviabilizando o investimento. A

Tabela 30 apresenta os cálculos de VPL para a tecnologia gaseificador de leito fluidizado alimentado com serragem. Observa-se que como para as outras rotas tecnológicas os valores obtidos a partir de um custo máximo da tecnologia não apresentou VPL positivo inviabilizando o investimento.

Tabela 29. VPL calculado para a tecnologia gaseificador de leito fluidizado alimentado com casca de arroz e acoplado a diferentes acionadores primários

Faixa de Potência (kW)	Gaseificador Leito Fluidizado - Casca de arroz		
	MACI - máx	MACI - méd	MACI - mín
500	R\$ 1.348.072,43	R\$ 2.615.455,9	R\$ 3.882.839,43
1000	R\$ 2.704.636,86	R\$ 5.242.953,9	R\$ 7.781.271,04
	MTG – Max	MTG – méd	MTG – mín
500	-R\$ 662.566,99	R\$ 619.887,6	R\$ 1.902.342,24
1000	-R\$ 1.329.268,89	R\$ 1.252.295,6	R\$ 3.833.860,08
3000	R\$ 9.332.822,4	R\$ 4.821.994,4	R\$ 4.192.903,73
	CC- máx	CC- méd	CC- min

500	R\$ 1.192.334,47	R\$ 1.082.744,7	R\$ 1.205.167,27
-----	------------------	-----------------	------------------

Tabela 30. VPL calculado para a tecnologia gaseificador de leito fixo alimentado com serragem e acoplado a diferentes acionadores primários

Faixa de Potência (kW)	Gaseificador Leito Fluidizado - Serragem		
	MACI - máx	MACI -méd	MACI - mín
500	R\$ 1.725.477,42	R\$ 2.992.860,92	R\$ 4.260.244,42
1000	R\$ 3.460.504,0	R\$ 5.638.884,36	R\$ 8.537.138,19
	MTG - máx	MTG - méd	MTG - mín
500	-R\$ 322.054,63	R\$ 960.399,99	R\$ 2.242.854,6
1000	-R\$ 643.821,92	R\$ 1.611.339,24	R\$ 4.519.307,05
3000	-R\$ 1.914.390,22	R\$ 5.796.992,73	R\$ 4.519.307,05
	CC - Max	CC - méd	CC - min
500	R\$ 1.377.882,94	R\$ 1.268.293,19	R\$ 1.390.715,74

4.1.2 Resultados da Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade permite definir o cenário em que as diferentes tecnologias podem chegar a apresentar viabilidade econômica. Desta análise podem surgir indicações acerca do caminho a seguir para conseguir ampla difusão das mesmas.

O desenvolvimento tecnológico e a implementação da produção em grande escala, vão fazer com que as tecnologias como motores Stirling e células a combustível cheguem a ter custos consideravelmente menores.

Observa-se no comportamento dos indicadores frente a uma variação positiva e negativa de até 50 % no preço da biomassa, no custo de O&M, no custo de investimento e na tarifa média de compra de energia elétrica que algumas tecnologias não apresentam viabilidade econômica. Em contrapartida nota-se que para alguns cenários analisados essas variações não interferem na viabilidade econômica dos investimentos. Dentre as tecnologias analisadas são apresentadas a análise de sensibilidade para as rotas tecnológicas que foram analisadas para um cenário real, ou seja, são apresentadas as análises de sensibilidade para as tecnologias gaseificador /MACI e gaseificador /MTG. Para as

tecnologias emergentes como motor Stirling e célula combustível, a análise de sensibilidade apresentada é baseada nos cálculos econômicos considerando a tarifa de energia elétrica superior à tarifa que foi considerada nos cálculos para as tecnologias MACI e MTG. As análises de sensibilidade foram realizadas a partir dos melhores cenários encontrados da análise técnico-econômica, ou seja, para o custo mínimo da tecnologia. Observa-se dentre as variações realizadas uma maior influência no valor da TIR, a partir do custo específico de investimento seguido pela tarifa de energia elétrica.

A análise de sensibilidade para a tecnologia gaseificador do tipo leito fixo acoplado aos diferentes acionadores primários para as faixas de potência consideradas nos cálculos econômicos está apresentada através das figuras 59 a 61, nas quais verifica-se maior influência no custo específico de investimento seguido pela tarifa de energia elétrica.

A Figura 59 apresenta análise de sensibilidade da tecnologia gaseificador de leito fixo para uma potência instalada de 50 kW. Observa-se que os parâmetros que mais influenciam o valor da TIR são os custos de investimento específico e o preço da tarifa de energia elétrica para todos os acionadores considerados. Na análise de sensibilidade realizada para o MACI e para o MTG foi considerado uma tarifa de eletricidade de R\$ 250,00, enquanto que para as tecnologias MS e CC o valor da tarifa foi de R\$ 340,00 e R\$ 440,00, respectivamente.

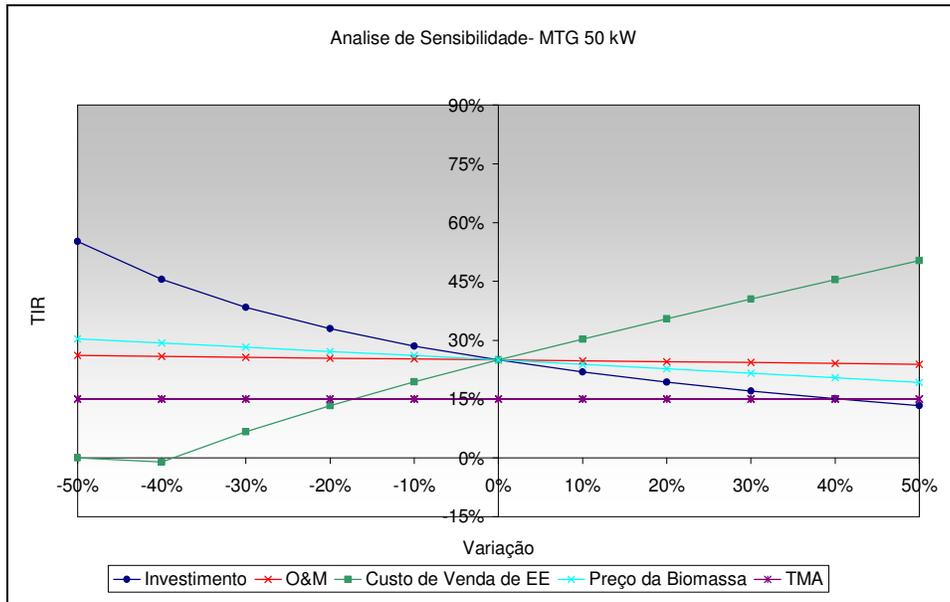
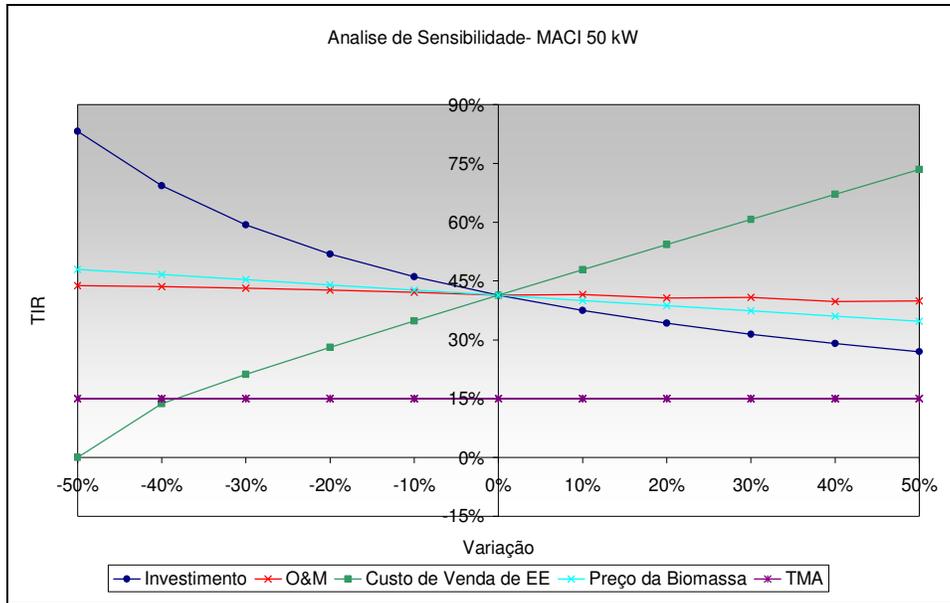
Observa-se para a tecnologia MACI que um acréscimo de até 50% nos parâmetros analisados o valor da TIR não inviabiliza o investimento, entretanto uma redução superior a 40% do valor da tarifa de eletricidade o investimento começa a apresentar inviabilidade, ou seja, a TIR passa a ser menor que a TMA. O mesmo comportamento se observa para a MTG, porém para um aumento maior que 40% no custo do investimento torna a TIR menor que a TMA, inviabilizando o investimento. Da mesma forma uma redução em torno de 20% no valor da tarifa de eletricidade apresenta valores não favoráveis para o mesmo, pois a TIR apresenta-se menor que a TMA.

O resultado apresentado da análise de sensibilidade para as tecnologias emergentes como MS e CC não reflete a realidade, porém analisando os dados obtidos observa-se que qualquer variação no custo específico de investimento e na tarifa de eletricidade

compromete a viabilidade do investimento. Dentre todos os parâmetros analisados, nota-se que uma variação no custo de O&M e no preço da biomassa não influenciam na atratividade dos investimentos.

Nas figuras 60 a 61 são apresentadas as análises de sensibilidade para as tecnologias MACI, MTG e CC para faixas de potência de 100 kW e 500 kW. Neste caso verifica-se o mesmo comportamento comparado ao apresentado para potência de 50 kW.

Pelas figuras 59 a 61 pode –se concluir que a tecnologia que apresenta melhor resultado frente as variações dos parâmetros considerados é o motor alternativo de combustão interna seguido pela microturbina a gás nas diferentes faixas de potência analisadas. As tecnologias emergentes como motor Stirling e célula combustível se apresentaram muito susceptíveis a qualquer variação em ambos os parâmetros estudados.



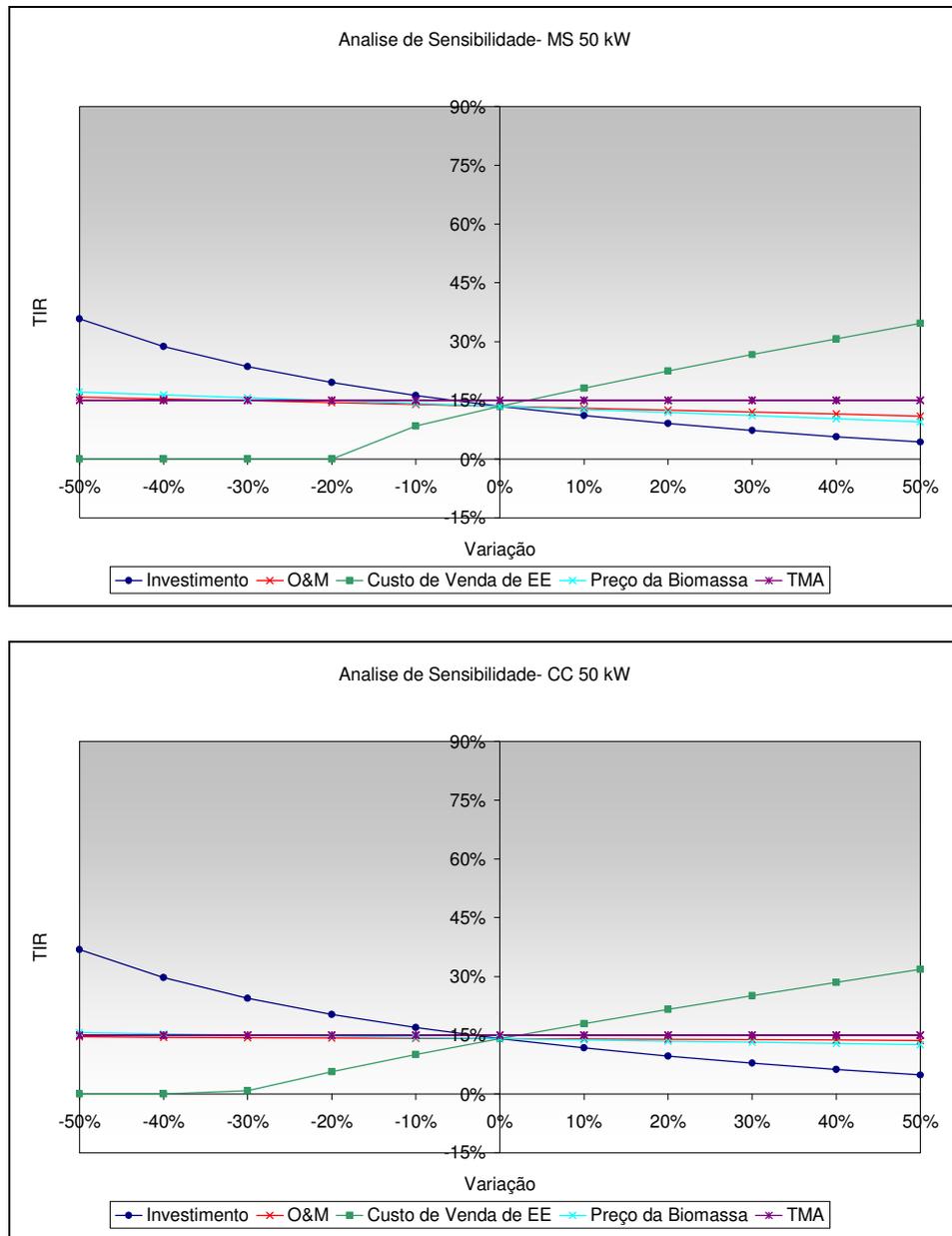


Figura 59. Análise de sensibilidade para potência de 50kW utilizando um gaseificador de leito fixo alimentado com madeira acoplado a MACI, MTG a uma tarifa de eletricidade de R\$250,00 e MS e CC a uma tarifa de eletricidade de R\$340,00 e R\$ 440,00, respectivamente.

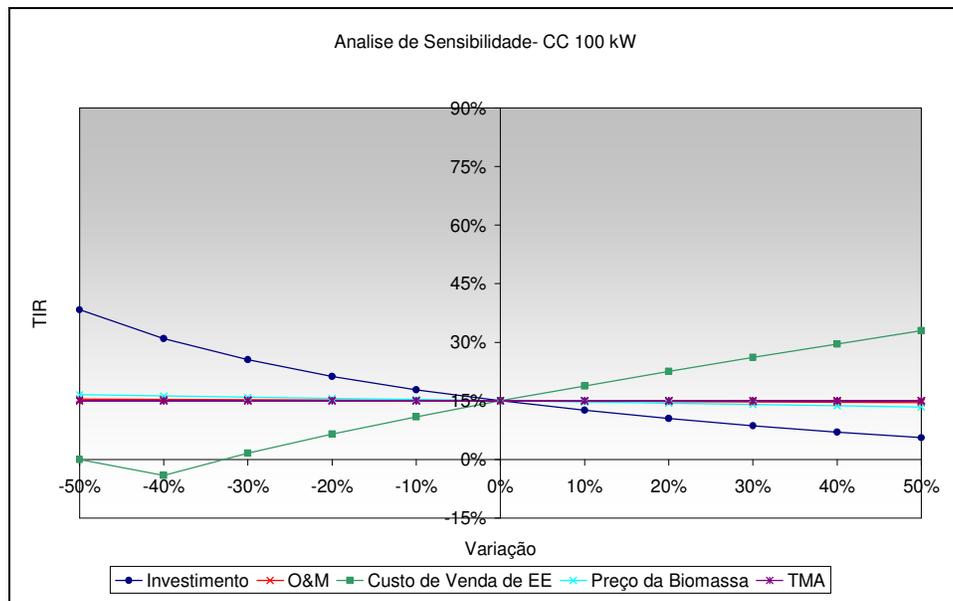
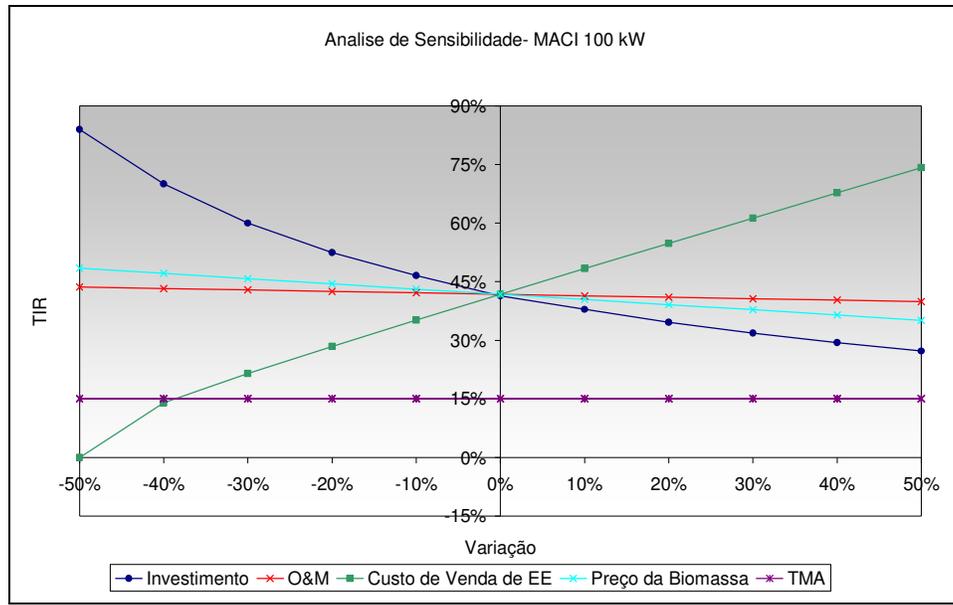
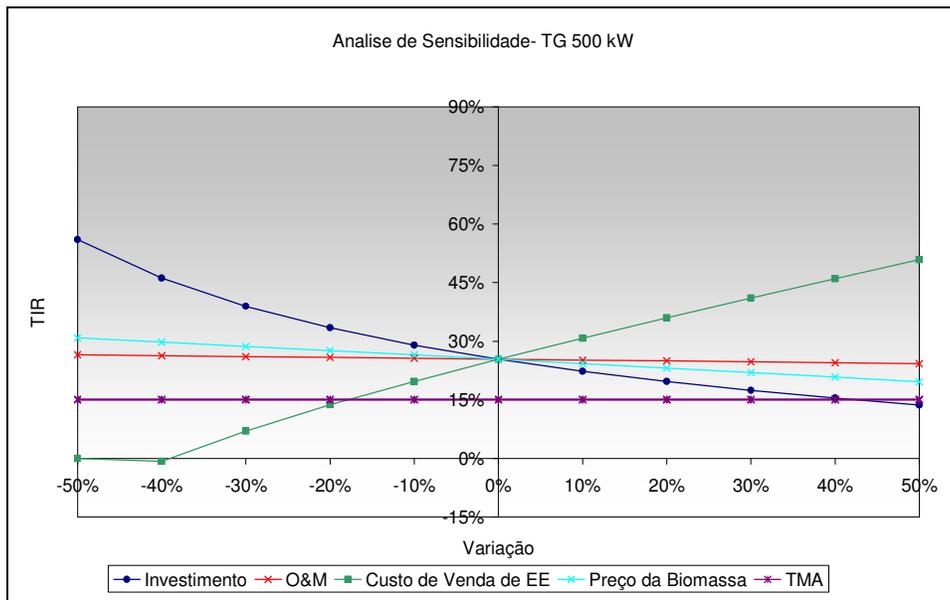
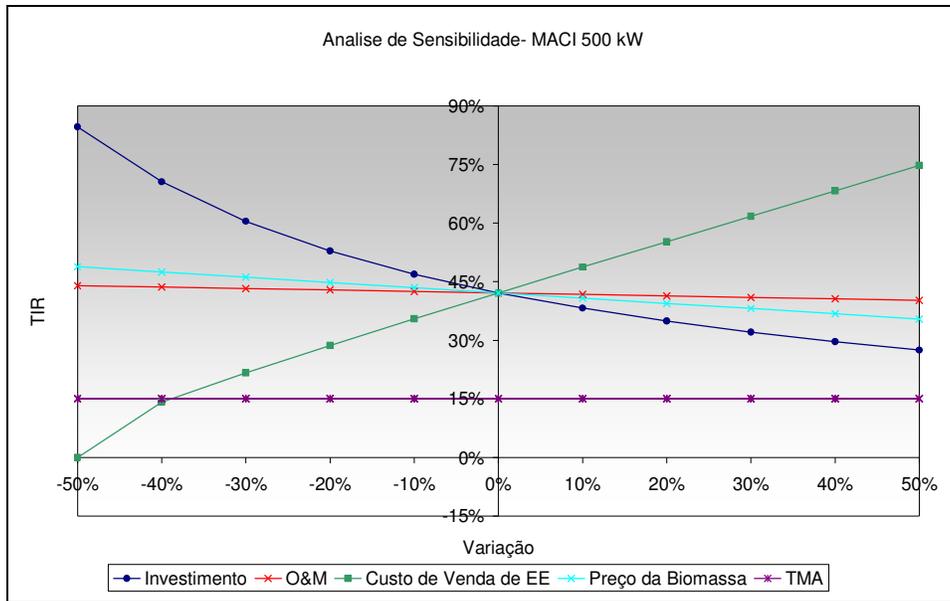


Figura 60. Análise de sensibilidade para potência de 100kW utilizando um gaseificador de leito fixo alimentado com madeira acoplado a MACI e CC para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250,00 e R\$ 440,00, respectivamente



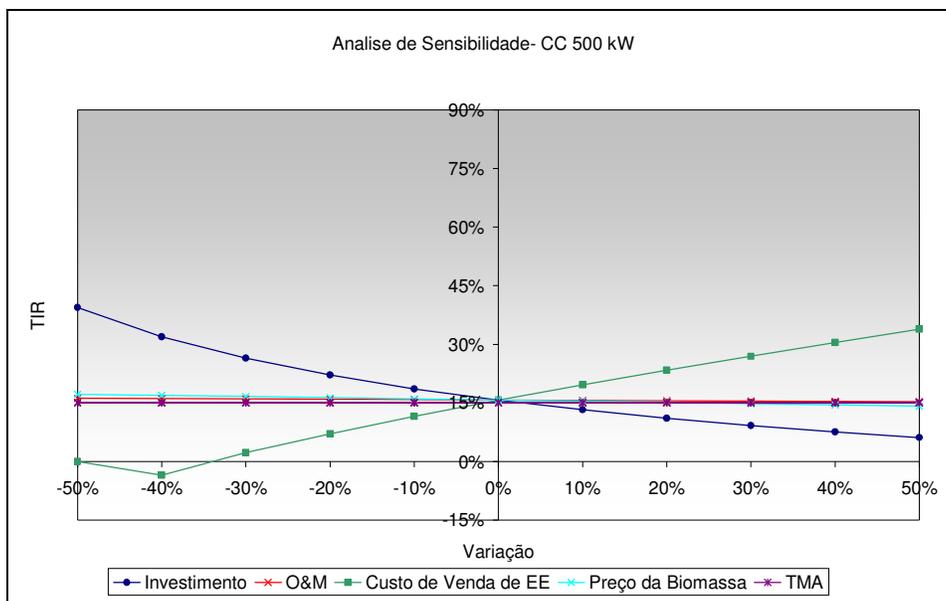


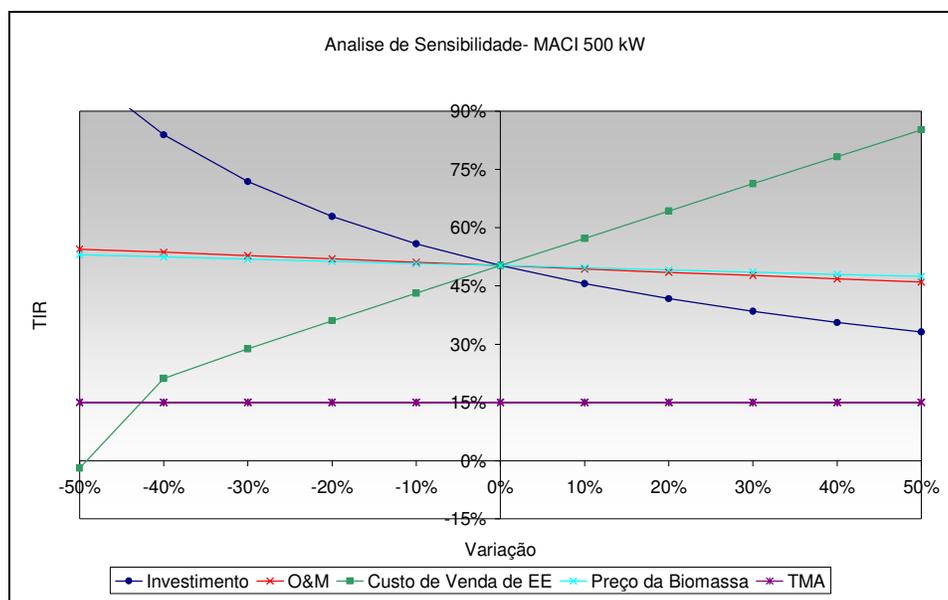
Figura 61. Análise de sensibilidade para potência de 500kW utilizando um gaseificador de leito fixo alimentado com madeira acoplado a MACI MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250,00 e a CC a uma tarifa de eletricidade de R\$ 440,00

Nas figuras 62 a 69 são apresentados os resultados da análise de sensibilidade para os gaseificadores de leito fluidizado para as diferentes faixas de potência consideradas e para os diferentes tipos de biomassa utilizados.

As figuras 62 a 64 apresentam os resultados da análise de sensibilidade para a tecnologia gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana acoplado aos diferentes acionadores considerados. Para tecnologia gaseificador/ MACI numa potência de 500 kW as variações não alteram a viabilidade do projeto, enquanto que para a tecnologia gaseificador/ MTG uma redução superior a 20% no valor da tarifa de energia elétrica torna o valor da TIR menor que o valor da TMA inviabilizando o investimento. Para a tecnologia gaseificador /CC os resultados não foram realizados com dados reais como explicado acima, porém com os dados obtidos observa-se o mesmo comportamento comparado a análise feita para o gaseificador de leito fixo. Nota-se que a tecnologia é muito susceptível às variações dos parâmetros analisados. Para as demais faixas de potência analisadas nota-se o mesmo comportamento frente as variações submetidas na análise de sensibilidade.

Os parâmetros analisados como o custo O&M e o preço da biomassa não apresentaram variações tão acentuadas como pode ser observado a partir o custo de investimento e do valor da tarifa de energia elétrica. As variações obtidas não influenciam a viabilidade dos investimentos.

Não foi observada grande variação com relação ao tipo de biomassa utilizado. Observa-se em ambos os casos o mesmo comportamento. Este comportamento se deve ao fato que o preço da biomassa não altera a viabilidade dos investimentos, uma vez que os custos com biomassa são de ordem inferior aos custos com os equipamentos.



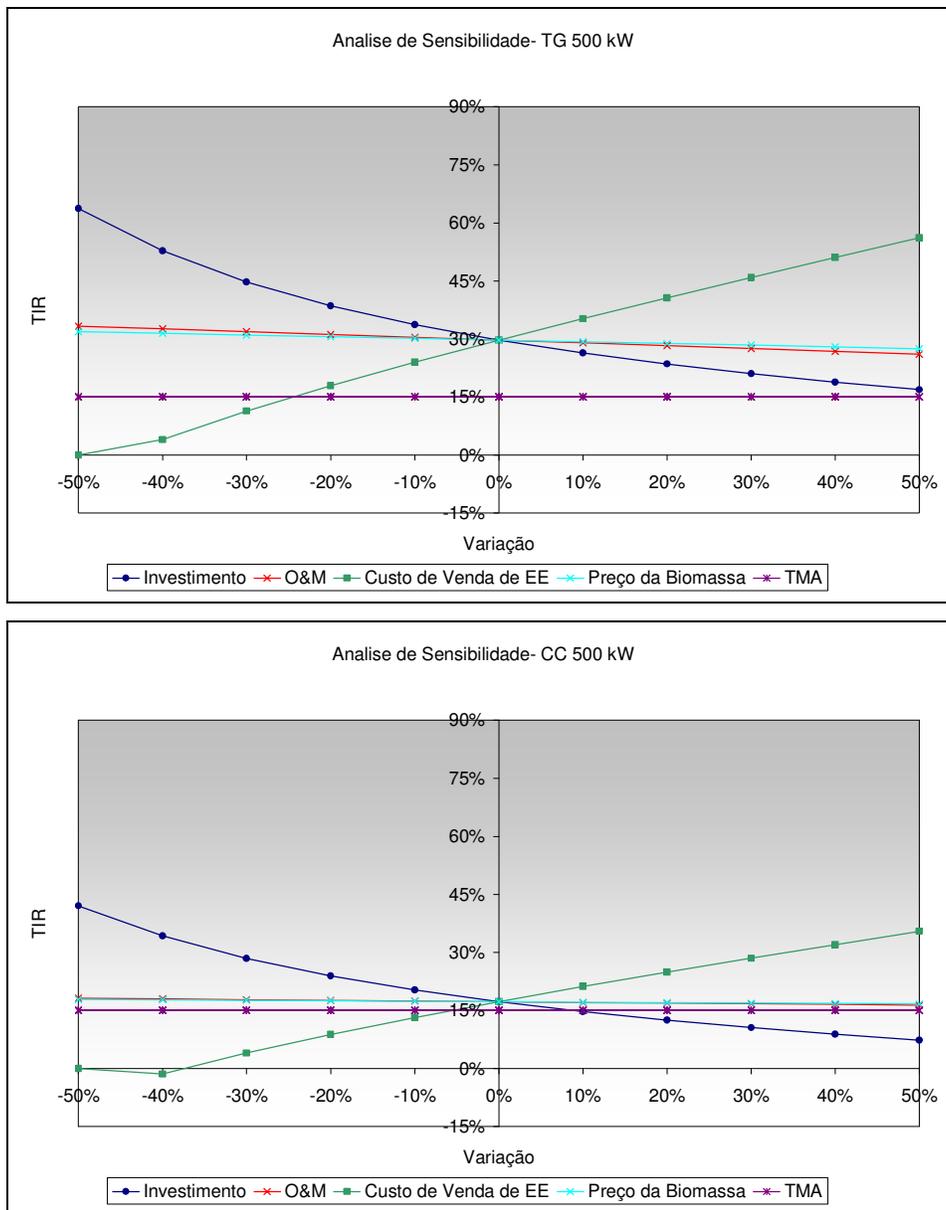


Figura 62. Análise de sensibilidade para potência de 500kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana acoplado a MACI, TG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250,00 e a CC a uma tarifa de eletricidade de R\$ 440,00

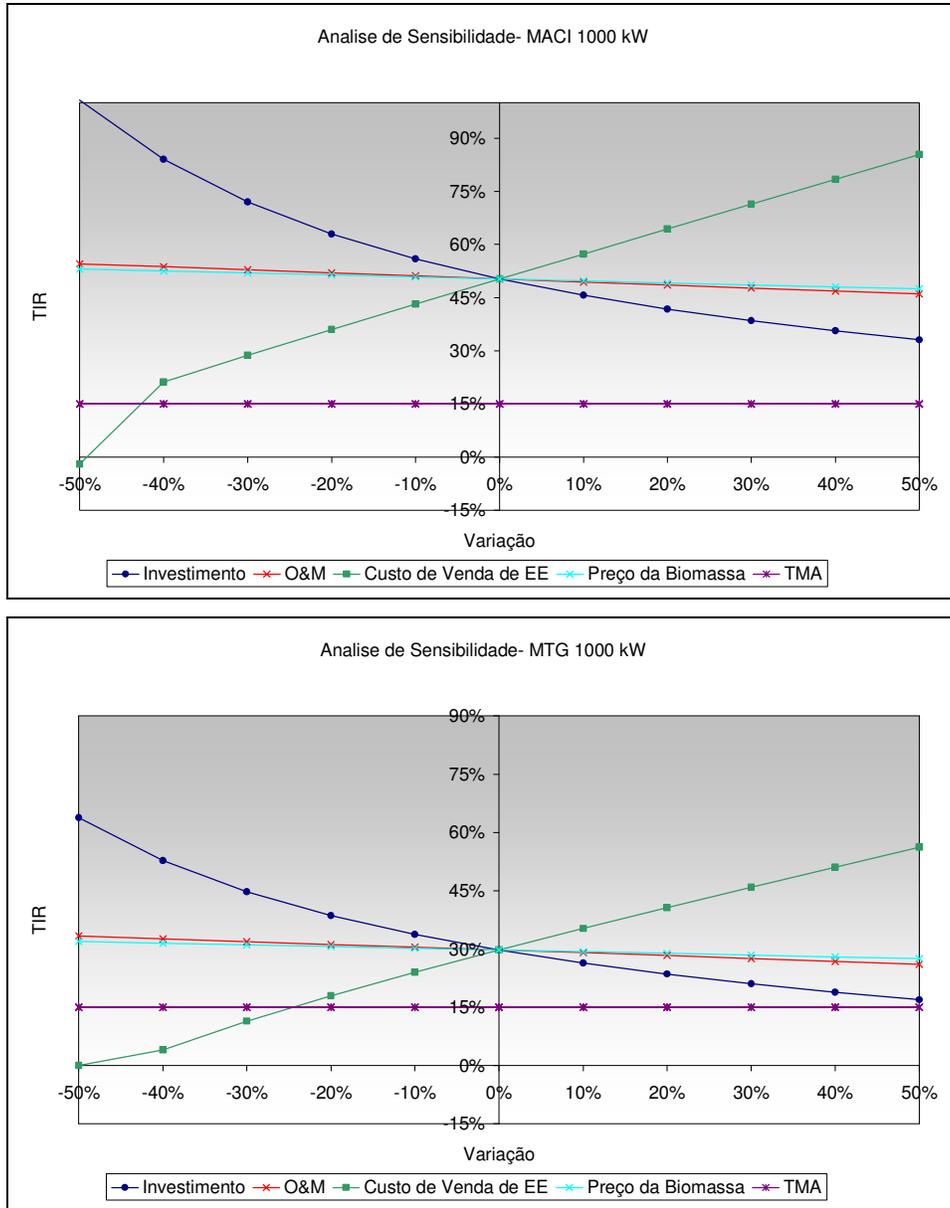


Figura 63. Análise de sensibilidade para potência de 1000kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana acoplado a MACI e TG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250,00

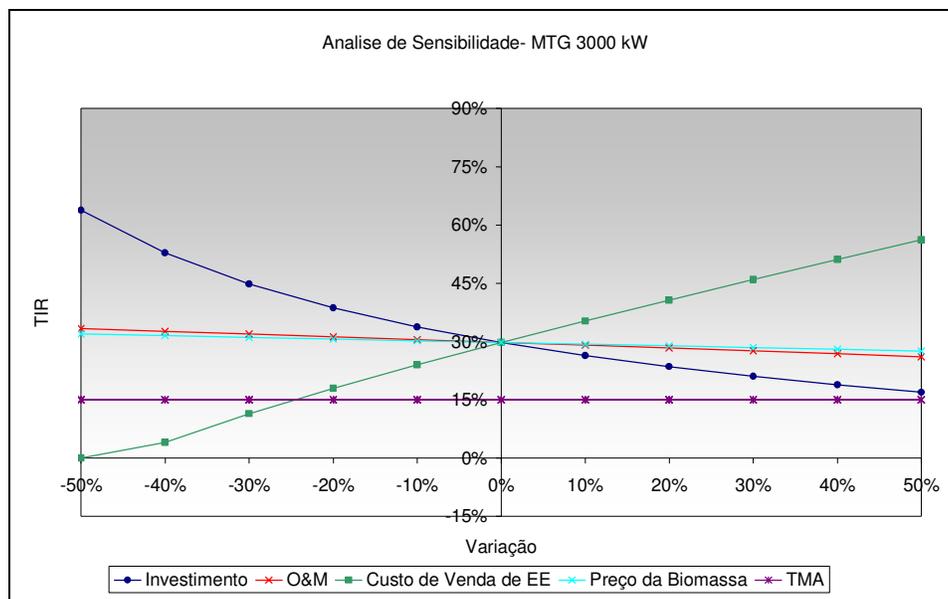


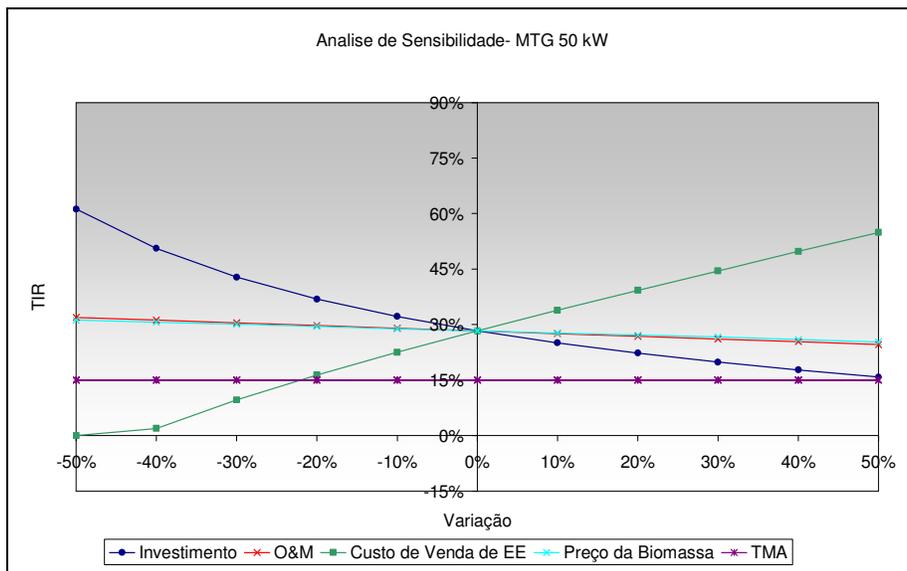
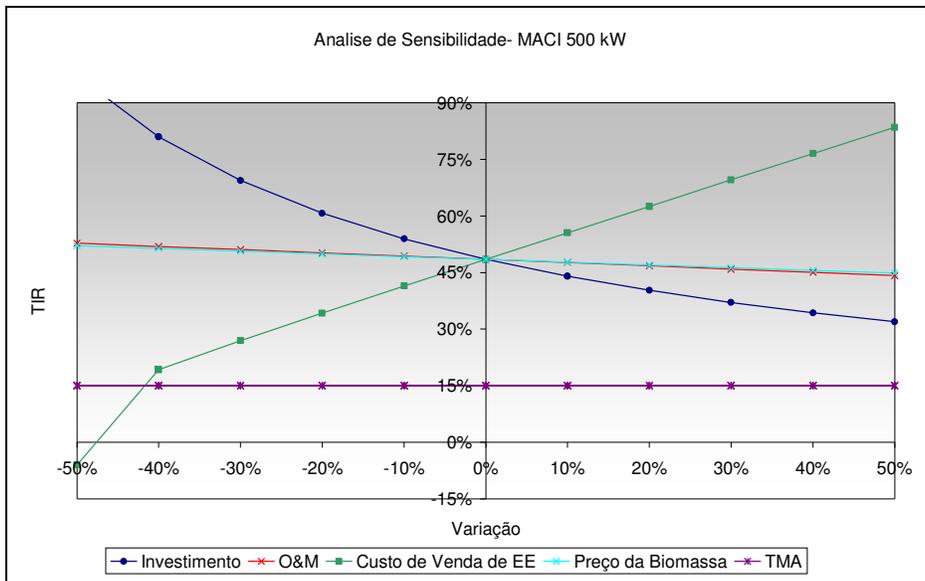
Figura 64. Análise de sensibilidade para potência de 3000kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana acoplado a MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00

As figuras 65 a 66 apresentam os resultados da análise de sensibilidade para a tecnologia gaseificador de leito fluidizado alimentado com casca de arroz acoplado aos diferentes acionadores considerados.

Na Figura 65 observa-se que para a tecnologia gaseificador/ MACI para uma potência de 500 kW as variações não influenciam na viabilidade do projeto, enquanto que para a tecnologia gaseificador/ MTG uma redução de 20% no valor da tarifa de energia elétrica torna o valor da TIR menor que o valor da TMA. Para a tecnologia gaseificador/ CC os resultados obtidos são similares aos dados analisados da tecnologia gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana. Observa-se novamente que a tecnologia é muito susceptível às variações dos parâmetros analisados. Para as demais faixas de potência analisadas nota-se o mesmo comportamento frente as variações submetidas na análise de sensibilidade.

Como observado para a tecnologia gaseificador alimentado com bagaço de cana os parâmetros calculados para casca de arroz como o custo O&M e o preço da biomassa não apresentaram variações tão acentuadas como observado para o custo de investimento e para

o valor da tarifa de energia elétrica. As variações obtidas não influenciam a viabilidade dos investimentos.



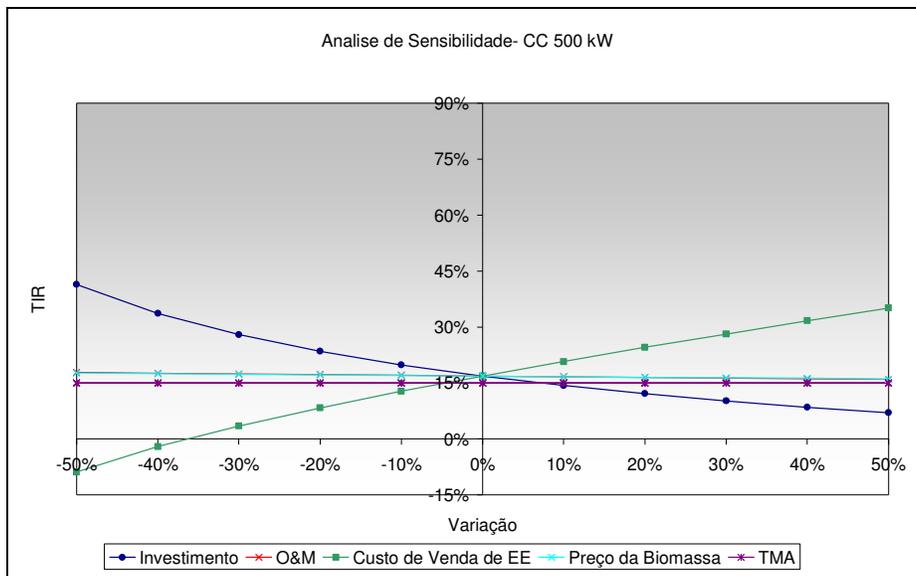


Figura 65. Análise de sensibilidade para potência de 500kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com casca de arroz acoplado a MACI, MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00 e a CC a uma tarifa de eletricidade de R\$ 440,00

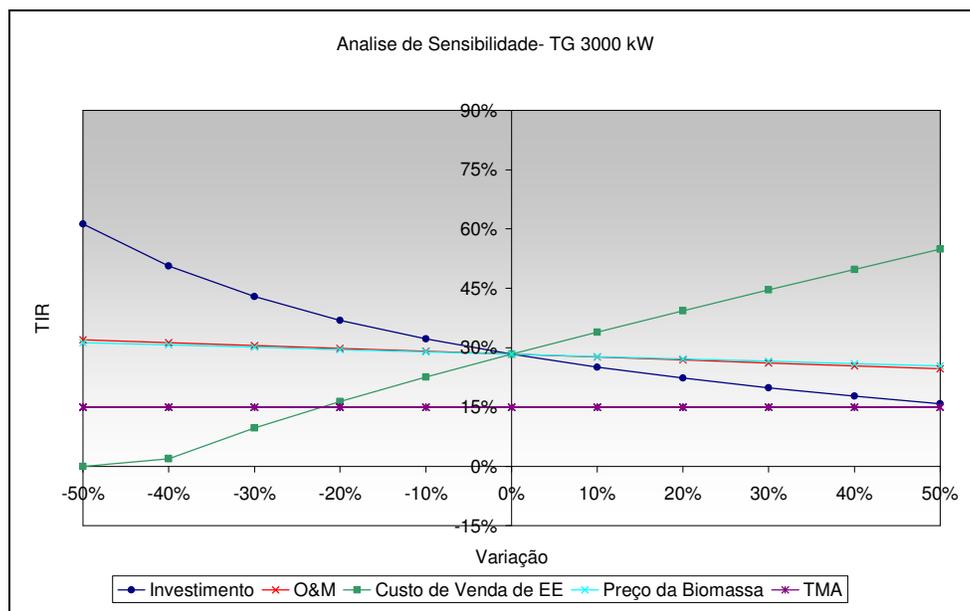
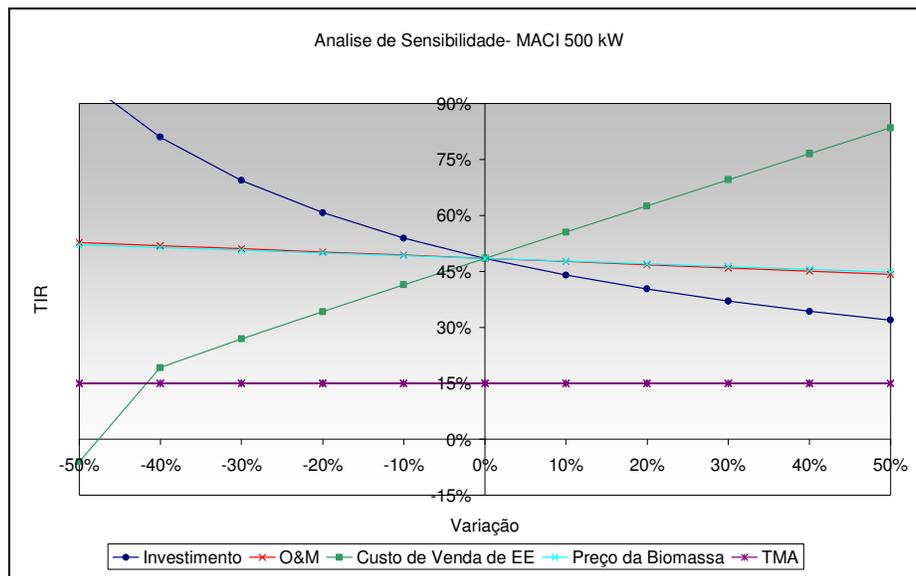


Figura 66. Análise de sensibilidade para potência de 3000kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana de açúcar acoplado a MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00

As figuras 67 a 69 apresentam os resultados da análise de sensibilidade para a tecnologia gaseificador de leito fluidizado alimentado com serragem acoplado aos diferentes acionadores considerados.

Na Figura 67 observa-se que para a tecnologia gaseificador/ MACI para uma potência de 500 kW as variações não influenciam na viabilidade do projeto, enquanto que para a tecnologia gaseificador/ MTG uma redução de 20% no valor da tarifa de energia elétrica torna o valor da TIR menor que o valor da TMA. A tecnologia gaseificador/ CC tem seus resultados parecidos com os demais casos, sendo muito susceptível a variação nos parâmetros. Os resultados para as diferentes faixas de potência mostrados nas figuras 68 e 69 para 1000 e 3000 MW apresentam o mesmo comportamento que para os demais casos analisados. Os parâmetros O&M e preço da biomassa também não apresentam influência sob a viabilidade dos investimentos.



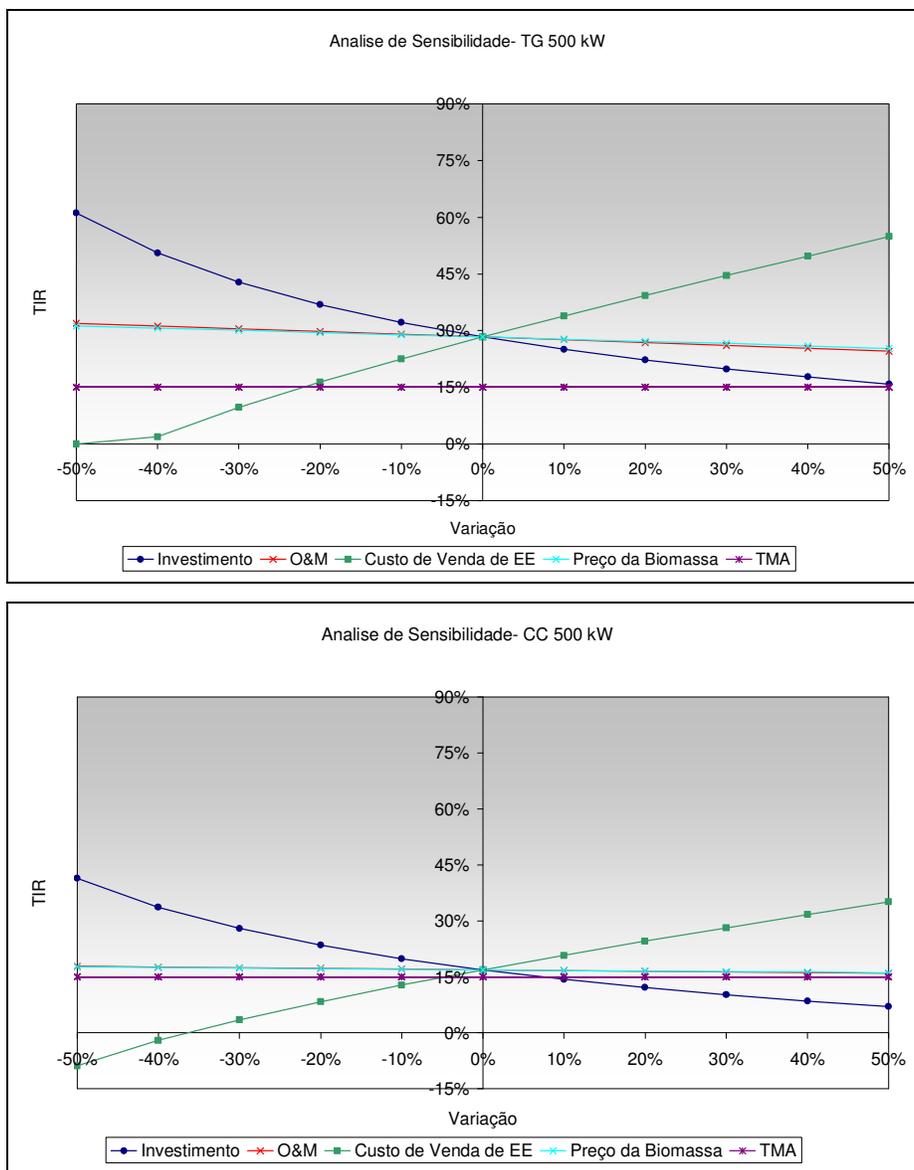


Figura 67. Análise de sensibilidade para potência de 500kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com serragem acoplado a MACI, MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250,00 e a CC a uma tarifa de eletricidade de R\$ 440,00

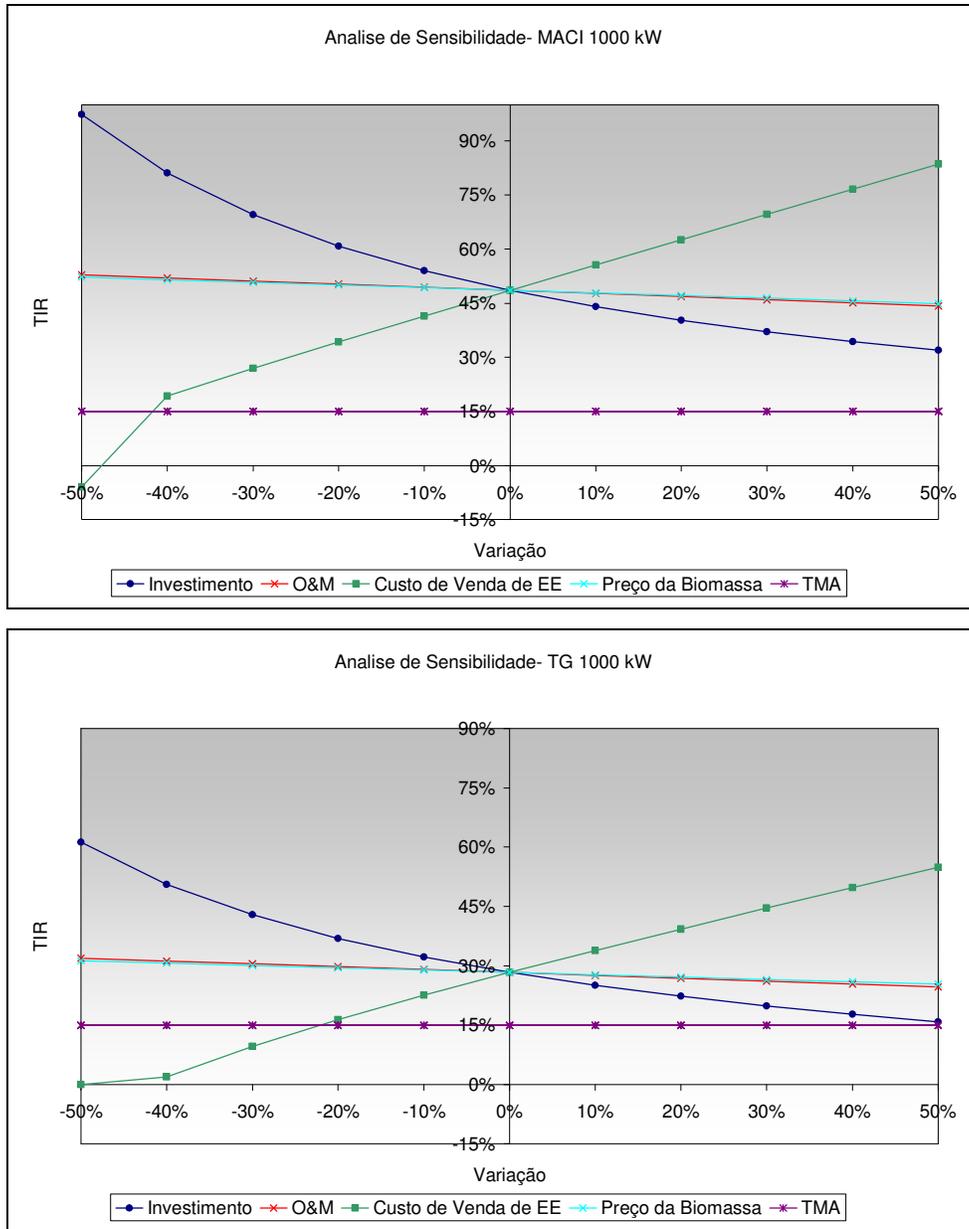


Figura 68. Análise de sensibilidade para potência de 1000kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com serragem acoplado a MACI e MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250,00

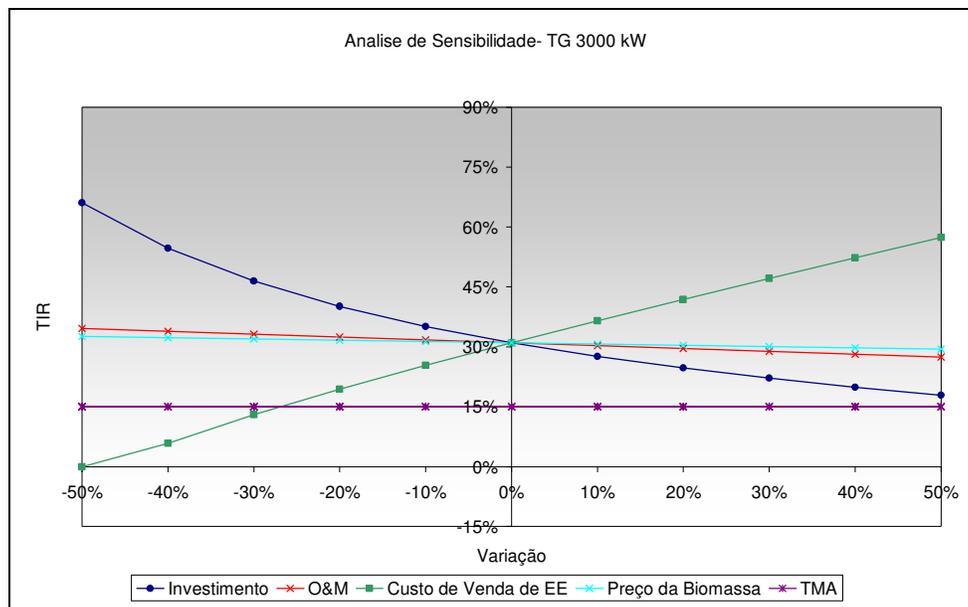


Figura 69. Análise de sensibilidade para potência de 3000kW utilizando um gaseificador de leito fluidizado alimentado com serragem acoplado a MTG para uma tarifa de eletricidade de R\$ 250, 00

Capítulo 5

CONCLUSÕES

De acordo com os resultados apresentados conclui-se que a tecnologia de maior atratividade econômica na geração de eletricidade é o conjunto gaseificador acoplado a motor alternativo de combustão interna uma vez que possui maior taxa interna de retorno, menor custo de geração de energia e menor custo de investimento específico comparadas às outras tecnologias. Entretanto há valores mais atrativos para faixa de potência entre 500kW e 3MW.

A tecnologia gaseificador/ microturbina a gás apresentou valores favoráveis de viabilidade aproximando-se dos sistemas de motores alternativos, enquanto que para o motor Stirling e célula combustível a taxa interna de retorno é muito baixa, e os custos de geração de energia e investimento específico são elevados. Dessa forma conclui - se que uma redução no custo dessas tecnologias contribuiria para inseri-las no atual cenário de geração de energia no Brasil.

A análise econômica mostrou que para tecnologias emergentes como o motor Stirling e a Célula Combustível tornarem-se viáveis o valor da tarifa média de energia elétrica da concessionária deveria ser em torno de 300 a 500 R\$/MWh respectivamente, e o tempo de retorno de aproximadamente 7 a 9 anos. Isso pode desencorajar os investimentos nesse tipo

de tecnologia uma vez que a tarifa média de energia da concessionária para o consumidor varia em torno de 250R\$/MWh, entretanto na análise não foi considerada o ciclo de vida, o que poderia conduzir a valores mais adequados.

Também deve ser considerado que as tecnologias analisadas estão em fase de desenvolvimento, até o momento não atingiram uma escala comercial, o que para os próximos anos a tendência é a redução dos custos de investimento viabilizando as tecnologias.

Alguns autores prognosticam num período de 10 – 15 anos custos específicos para as tecnologias motor Stirling e célula a combustível da ordem de 3000R\$/kW (~1500U\$/kW). Nesse caso o tempo de retorno desses investimentos estaria na faixa de 7 a 9 anos.

Da análise de sensibilidade realizada pode-se concluir que o parâmetro que mais influencia o custo de geração de eletricidade a partir das tecnologias consideradas é o custo de investimento específico que apresentou acentuada flutuação frente à variação do preço base. Conclui-se que quanto menor a faixa de potência maior a sensibilidade na variação dos custos de investimento. Verifica-se que para geração de eletricidade a partir da gaseificação de biomassa os preços dos equipamentos e custos de instalação devem ser reduzidos para esta tecnologia ser competitiva as tecnologias que utilizam combustíveis fósseis.

Embora algumas tecnologias consideradas nessa análise não tenham viabilidade econômica e comercial, estas devem ser consideradas como alternativa ambiental, pois são tecnologias mais limpas se comparadas às tecnologias de geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis, com reduzidas emissões de gases causadores do efeito estufa. Outro aspecto a ser considerado é diversificação da matriz energética por meio de fontes renováveis de energia.

Nos últimos anos o governo brasileiro juntamente com outras organizações mundiais tem voltado sua atenção para a questão do aquecimento global e a mudança no clima promovendo o desenvolvimento e incentivo à geração de energia por fontes alternativas e menos poluentes. Dessa forma espera-se que nos próximos anos as tecnologias

apresentadas neste estudo estejam disponíveis em escala comercial viabilizando economicamente os projetos de geração de energia o que contribuiria com a redução das emissões de CO₂ e outros gases poluentes.

Há que se comentar o aspecto das regiões isoladas da rede de transmissão de energia, no qual muitas concessionárias têm-se mostrado interessada no assunto uma vez que a geração descentralizada não apenas traz benefícios para o meio ambiente como também para o desenvolvimento econômicos dessas áreas.

Alguns estudos tem sido feito com a intenção de verificar a viabilidade econômica da geração descentralizada ou a expansão das linhas de transmissão até os locais não abastecidos de energia. No caso este estudo conclui que para o atual cenário de preços no Brasil as tecnologias que apresentam viabilidade econômica são o conjunto gaseificador acoplado ao motor alternativo de combustão interna seguido pelo conjunto gaseificador/microturbina a gás.

Dentre outros fatores políticos econômicos espera-se que o governo promova mais incentivos ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, programas de eficiência energética, entre outros, não apenas para contribuir com a diversificação da matriz energética como também de atingir o mercado de créditos de carbono.

Capítulo 6

TRABALHOS FUTUROS

- Avaliação técnico-experimental da aplicação do biogás produzido a partir da utilização de diferentes tipos de biomassa em gaseificadores para geração de energia elétrica com motores a gás e microturbinas a gás.
- Avaliação técnico- econômica da produção de gás de síntese a partir do biogás produzido em gaseificadores
- Análise da composição do gás e a aplicação do mesmo em acionadores primários.
- Avaliação de sistemas de limpeza de gases produzidos em gaseificadores.
- Análise do ciclo de vida da geração de energia elétrica a partir de biogás produzido em sistemas de gaseificação

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDERL, H, MORY, A.& ZOTTER, T. (1999), “BioCoComb- Gasification of Biomass and Co-Combustion of the Gas in a Pulverized- Coal- Boiler.” *Proceedings of the 15th International Conference on Fluidized Bed Combustion.*

BAIN, R. L., 2004, “An Introduction to Biomass Thermochemical Conversion”. DOE/NASLUGC Biomass and Solar Energy Workshops. Group Manager, Thermochemical Conversion National Bioenergy Center NRE – National Renewable Energy Laboratory. August 3-4, 2004

BARRROS, R. W.; COBAS, V. R. M. ; Aradas, M. E. C. ; LORA, E. E. S. ; “Uso de Biomassa como Combustível para Acionamento de Motores Stirling.” Campinas. Agrener, 2004;

BERENDS, R., BREM, G., “Two-stage gasification of biomass for the production of syngas with application to high-pressure chemical processes.” *TNO-MEP Dutch Research Institute for Environment, Energy and Process Innovation. Netherlands*

BHATTACHARYA, S.C.; DUTTA, A. “Two-stage gasification of wood with preheated air supply a promising techniques for producing gas of low tar content.”

BRIDGWATER, A.V., “The Technical and Economic Feasibility of Biomass Gasification for Power Generation”, *Fuel*, vol.74, nº5,pp.631-653, 1995.

- BRIDGWATER, A.** “Thermal conversion of biomass and waste: The status.” *Bio-Energy Research Group, Aston University, Birmingham Reino Unido.*
- CADERNOS NAE (2005)**– “Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República- nº4,” *Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica.*
- CEMIG, (2003)**, “Análise da Geração de Energia a partir da Biomassa”. Belo Horizonte.
- CEPEA, (2004)**, Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada & FEALQ, Fundação de Estudos Agrários “Luiz de Queiroz; Estudo do potencial de geração de energia renovável proveniente dos aterros sanitários nas regiões metropolitanas e grandes cidades do Brasil.” MMA, Ministério do Meio Ambiente.
- CIFERNO, J. P.; MARANO, J. J. (2002)**, “Benchmarking Biomass Gasification Technologies for Fuels, Chemicals and Hydrogen Production.” Departamento de Energia dos Estados Unidos e National Energy Technology Laboratory. Junho.
- CORRIA, M. E., COBAS, V. M., LORA, E.S., (2006)**. “Perspectives of Stirling engines use for distributed generation in Brazil.” *Energy Police* vol 34, pg. 3402- 3408.
- ELSENBRUCH, T. (2003)**, “From Wood to MegaWatt. New Biomass Gasification Power Plant in Güssing/ Austria.” *Wood Energy* vol 1 pag 30-34.
- EURELECTRIC (1997)** Union of the Electricity Industry. “Power production from biomass.” Thermal Generation Study Committee. Abril.
- EVANS, J. (1999)**, “Monóxido de Carbono “ *Química Nova na Escola.* Belo Horizonte, maio de 1999 (http://sbqensino.foco.fae.ufmg.br/qnesc_09) acessado em 26 de outubro de 2005

FARRIS, M.; PAISLEY, M.A.; IRVING. J.; OVEREND,R.P. (1998), “The Biomass Gasification Process by Battelle/ FERCO: Design engineering, construction, and start-up”. *Gasification Technologies Conference*.

FUEL CELL HANDBOOK (2002), – Sexta Edição US-DOE/NETL, Novembro

Fuels, Chemicals and Hydrogen Production”. National Energy Technology Laboratory

GITMAN, L. J., (2002), “Princípios de Administração Financeira”, 7ª Edição. Editora HARBRA. São Paulo - SP.

GRANATSTEIN, D. L. (2003), “Case Study on Waste- Fuelled Gasification Project Greve in Chianti- Italy.” *Natural Resources Canada/ CANMET Energy Technology Centre (CETC)*.

GRANATSTEIN, D. L.(2002), “BioCoComb Biomass Gasification Project Zeltweg, Power Stations.” *Natural Resources Canada/ CANMET Energy Technology Centre (CETC)*.

GUIGON, P., LARGE, J. F., (1990), “Environmental Aspects of Gasification “, *Report for the Commission of European Communities, EUR 12736*, pp 115-131.

HASLER, P. & NUSSBAUMER, TH.; (1999), “Gas Cleaning for IC Engine Applications from Fixed Bed Biomass Gasification.” *Biomass and Bioenergy*, vol. 16, pp. 385-395.

IEA BIOENERGY AGREEMENT- THERMAL GASIFICATION OF BIOMASS, (2003), “Technology Brief- Fuel gas co-firing.”

IEA BIOENERGY ANNUAL REPORT (1999) “Thermal Gasification of Biomass.”

- JENKIS, B.M., (1990)** “Fuel properties for biomass materials.” International symposium on Application and Management of Energy in Agriculture: The Role of Biomass Fuels, New Delhi.
- KLASS, D.L., (1998)**, “Biomass for Renewable Energy”. *Fuels, and Chemicals, Academic Press*
- KNOEF, H.A.M. (2003)**, ”Gasification of Biomass & Waste – Practical Experience.” *BTG biomass technology group- Netherlands. III. International Slovak Biomass Forum.* Fevereiro.
- KUHNEN, O. L. & BAUER, U. R. , (2001)**, “Matemática Financeira Aplicada e Analise de Investimentos.” São Paulo, Editora ATLAS, 3ª Edição.
- LENSU, T., ALAKANGAS, E., (2004)**, “Small-scale Electricity Generation from Renewable Energy Sources. A glance of Selected Technologies, their Market Potential and Future Prospects” *VTT.OPET Report 13.*
- LORA, E. E. S. ADDAD, J., (2006)**, “Geração Distribuída: Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais”. *Interciência*, Rio de Janeiro.
- MARLAND, G., BODEN, T., (2003)**, "Kyoto-Related Fossil-Fuel CO₂ Emission Totals”. *Oak Ridge National Laboratory*, disponível em <http://cdiac.esd.ornl.gov>
- MCGOWIN. C, HUGHES. E. & HOLT, NEVILLE- (2006)**,”Economic & Risk Evaluation on the Brazil Biomass-Gasification /Gas Turbine Demonstration Project”- http://www.worldbank.org/html/fpd/em/biomass/biomass_turbine.htm#link2 , acessado em fevereiro de 2006.
- MCKENDRY, P. (2002)**, “Energy production from biomass (part 3): gasification technologies.” *Bioresource Technology.*

MCT - MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA, (2005),
www.mct.gov.br/clima/comunic_old/pdf/dppt.pdf, acessado em novembro de 2005

MME, (2005), “Balanço Energético Nacional 2004”, Secretaria de Energia, Ministério de Minas e Energia.

NEVES, F. T., (1997), “Seleção de Ciclos e Configurações de Sistemas de Cogeração”
Dissertação de Mestrado - Instituto de Engenharia Mecânica, UNIFEI, Junho

NOGUEIRA, L. A. H. (2006)-
http://www.fao.org/documents/show_cdr.asp?url_file=/docrep/T2363S/t2363s0m.htm,
acessado em janeiro de 2006

NOGUEIRA, L. A. H.; LORA, (2003) “Dendroenergia: Fundamentos e Aplicações.” 2ª edição.

NOGUEIRA, L.A.H.; PIKMAN, B., (2002), “Biodiesel: Novas Perspectivas de Sustentabilidades.” *Revista Brasileira de bioenergia*, nº1, agosto.

OLOFSSON, I; NORDIN, A.; SÖDERLINDU, (2005). “Initial Review and Evaluation of Process Technologies and Systems Suitable for Cost-Efficient Medium-Scale Gasification for Biomass to Liquid Fuels”, março.

OVEREND, R. P.; (1998) “Status of Biomass Gasifier Village Systems”. *National Renewable Energy Laboratory, Village Power Conference, Washington D.C.*, outubro de 1998;

PATEL, J., 2004. “Biomass Gasification Gas Engine Demonstration Project.” *Small Wood. California. USA.*

- RABOU, L.P.L.M., JANSEN, D. (2001)**, “De-centralized power production using low-calorific value gas from renewable energy resources syngas turbines.” *Report to Novem by ECN- C 01-056 e OPRA*, Junho.
- RASTLER, D., (2005)**, “Status, Trends and Market Forecast for Stationary Fuel Cell Power Systems”. *Ohio Fuel Cell Symposium*, maio.
- RENSFELT, E.; MORIS, M. & WALDHEIM. L. (2003)**, “Project ARBRE, UK. A Wood –Fuelled Combined-Cycle Demonstration Plant.” *Biomass Gasification- The Solution foa an Efficient Provision of Electricity and Liquid Fuels*. Alemanha.
- REZAIYAN, J. & CHEREMISINOFF, N. P. (2005)**, “Gasification Technologies. A Primer for Engineers and Scientists.” *Taylor and Francis group CRC Press*.
- ROSILLO-CALLE, F., BAJAY, S. V., ROTHMAN, H., (2005)**, “Uso da Biomassa Para Produção de Energia na Indústria Brasileira”. Editora Unicamp.
- SAMANEZ, C. P., (2002)**. “Matemática Financeira - Aplicações à Análise de Investimentos” *3ª Edição. Editora Prentice Hall*, São Paulo.
- SCHUCHARDT, U., RIBEIRO, M.L., GONÇALVES, A. R. (2001)** “A industria petroquímica no próximo século: como substituir o petróleo como matéria-prima?” *Revista Química Nova*, vol.24, nº2, p. 247-251, 2001.
- SOARES, J. L. (2003)** “*Desenvolvimento de novos adsorventes e processos híbridos em reforma catalítica por vapor d’água.*” 165 p. Tese (Doutorado em Engenharia Química)- Universidade Federal de Santa Catarina.
- SORDI , A., SILVA, E.P., LOBKOV, D. D., NETO, A. J.M., LOPES, D. G., (2006)** “Gaseificação de Biomassa e célula combustível: Sistema com Célula Tipo PEMFC.” *6º Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural - Agrener-*. Junho. Campinas - SP.

SPATH, P. L.; DALTON, D. C. (2003) “Preliminary Screening —Technical and Economic Assessment of Synthesis Gas to Fuels and Chemicals with Emphasis on the Potential for Biomass-Derived Syngas” *National Renewable Energy Laboratory*.

STAHL, K. NEERGAARD, M. & NIEMINEM, J.,(1999), “Progress Report: Varnamo Biomass Gasification Plant”. *Gasification Technologies Conference San Francisco, Califórnia*.

STEVENS, D. J. , (2001), “Hot Gas Conditioning: Recent Progress with Larger- Scale Biomass Gasification Systems.” *Update and Summary of recent Progress*. NREL – National Renewable Energy Laboratory

TOLMASQUIM, T. M. (2003), ”Fontes Renováveis de Energia no Brasil.” *Rio de Janeiro. Editora Interciência*.

ÚNICA (2007) União da Indústria de Cana- de Açúcar. www.portalunica.com.br acessado em Janeiro de 2007.

VARGAS, J. I., ALVIM, C. F, (2005), “Preços de Petróleo; O Terceiro Choque?” *Economia e Energia*, ano VIII, nº 47. disponível em: http://ecen.com/eee47/eee47p/precos_petroleo_3choq.htm

WALDHEIM, L. (2005) “Overview of Gasification of Biomass.” *TPS Termiska Processer. Piracicaba, São Paulo Setembro*

WENDER. I.,(1996) “Reactions of Synthesis Gas.” *Fuel Processing Technology. USA*, p.189-297.

WIKIPEDIA, 2007, “World energy resources and consumption”, disponível em: http://en.wikipedia.org/wiki/World_energy_resources_and_consumption#_note-smil

WILHELM, D.J.; SIMBECK, D. R.; KARP, A. D.; DICKENSON, R. L. (2001),
“Syngas Production for Gas-to-Liquids Applications: technologies, issues and
outlook” *Fuel Processing Technology. USA*, p.139-148, março.

WILLIAMS, R.H., LARSON, E.D., (1995), “Biomass Gasifier Gas Turbine Power
Generating Technology”, *Biomassa and Bioenergy*, vol. 10, pp. 149-166.

WORLD ETHANOL & BIOFUELS REPORT (2006), “Auto Sales Jump in May, but
FFVs’ Share Slips, vol. 4 n° 20, junho, pp. 467.

Sites visitados:

http://www.eee-info.net/index_e.htm - Biomass Power Plant Güssing, acessado em Janeiro de
2006

http://www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_reports/fc26-00nt40937-03/fc26-00nt40937-03-4.pdf,
acessado em fevereiro de 2006

<http://www.gastechnology.org/webroot/downloads/en/IEA/Technologybrieffinalr.pdf>
acessado em janeiro de 2006.

www.gasifiers.org/installations/index.php, acessado em janeiro de 2006

ANEXO 1

No Anexo 1 são apresentados o memorial de cálculos para gaseificador de leito fixo acoplado a motor alternativo de combustão interna, microturbinas a gás, motor Stirling e Célula a combustível para faixa de potência de 50kW, 100kW e 500kW.

1- Sistema gaseificador / motor a gás	Faixas de Potência									Unidades
	50kW - máximo	50kW - médio	50kW - mínimo	100 kW- máximo	100 kW - médio	100 kW - mínimo	500 kW- máximo	500 kW - médio	500 kW - mínimo	
Dados do acionador										
Potência mecânica	222	222	222	447	447	447	2231	2234	2234	kW
Potência Elétrica	71	71	71	143	143	143	714	715	715	kW
Preço específico tecnologia geração	900	600	300	900	600	300	900	600	300	US\$/kW
Preço do motor	63900	42600	21300	128700	85800	42900	642600	429000	214500	US\$
Preço do motor	129078	86052	43026	259974	173316	86658	1298052	866580	433290	R\$
Custo O&M	0,015	0,011	0,007	0,015	0,011	0,007	0,015	0,011	0,007	US\$/kWh
Custo O&M	0,030	0,022	0,014	0,030	0,022	0,014	0,030	0,022	0,014	R\$/kWh
Eficiência elétrica	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	
Dearating	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	
Potência Real	50	50	50	100	100	100	500	501	501	kW
Dados gerais										
TMA	15%									
Taxa de cambio	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	R\$/US\$
Vida útil	15	15	15	15	15	15	15	15	15	anos
Taxa de juros	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	
Fator de capitalização	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	
Fator de capacidade	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	
Horas de operação por ano	6570	6570	6570	6570	6570	6570	6570	6570	6570	h/ano
Dados do combustível										
Tipo de Combustível	Madeira	Madeira	Madeira	Madeira	Madeira	Madeira	Madeira	Madeira	Madeira	
PCI do Gás de gaseificação	5600	5600	5600	5600	5600	5600	5600	5600	5600	kJ/kg
Preço da Biomassa	90	90	90	90	90	90	90	90	90	R\$/t
Consumo de combustível	0,028	0,028	0,028	0,056	0,056	0,056	0,279	0,279	0,279	kg/s
Consumo específico de combustível nominal	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	kg/kWh
Consumo específico de combustível real	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	kg/kWh
Relação gás/biomassa no gaseificador	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	kg/kg
PCI da biomassa utilizada	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	MJ/kg
Dados de custos										
Motor alternativo	129078	86052	43026	259974	173316	86658	1298052	866580	433290	R\$
Custo específico do gaseificador	600	500	400	600	500	400	600	500	400	US\$/kWh

Custo gaseificador	122931,4	102442,9	81954,3	247594,3	206328,6	165062,9	1236240,0	1031642,9	825314,3	R\$
Custo sistema de limpeza	36879,4	30732,9	24586,3	74278,3	61898,6	49518,9	370872,0	309492,9	247594,3	R\$
Auxiliares (incluindo sistema de secagem da biomassa)	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	R\$
Custo reservatório de combustível	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	R\$
Custo dos equipamentos do sistema	291388,9	221727,7	152066,6	584346,6	444043,1	303739,7	2907664,0	2210215,7	1508698,6	R\$
Custo inst.& eng.& outros	58277,8	44345,5	30413,3	116869,3	88808,6	60747,9	581532,8	442043,1	301739,7	R\$
Custo total investimento	349666,6	266073,3	182479,9	701215,9	532851,8	364487,7	3489196,8	2652258,9	1810438,3	R\$
Custo total investimento	173102,3	131719,4	90336,6	347136,6	263788,0	180439,4	1727325,1	1312999,4	896256,6	US\$
Custo específico de investimento	4924,9	3747,5	2570,1	4903,6	3726,2	2548,9	4886,8	3709,5	2532,1	R\$/kWinstalado
Custo específico de investimento	2438,1	1855,2	1272,3	2427,5	1844,7	1261,8	2419,2	1836,4	1253,5	US\$/kWinstalado
Custos anuais										
Investimento anualizado	51339,5	39066,0	26792,5	102955,5	78235,6	53515,6	512298,7	389415,9	265816,2	R\$/ano
Custo com combustível	23615,0	23615,0	23615,0	47562,7	47562,7	47562,7	237480,9	237813,5	237813,5	R\$/ano
Custo O&M	14134,0	10365,0	6595,9	28467,2	20875,9	13284,7	142136,7	104379,6	66423,4	R\$/ano
Depreciação	29138,9	22172,8	15206,7	58434,7	44404,3	30374,0	290766,4	221021,6	150869,9	R\$/ano
Custo operacional anual total	118227,5	95218,8	72210,1	237420,0	191078,5	144737,0	1182682,6	952630,5	720922,9	R\$/ano
Custo da energia elétrica gerada	362,1	291,6	221,1	361,0	290,5	220,1	360,2	289,7	219,2	R\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	179,2	144,4	109,5	178,7	143,8	109,0	178,3	143,4	108,5	US\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	250	250	250	250	250	250	250	250	250	R\$/MWh
Custo anual energia elétrica vendida	121328,8	121328,8	121328,8	244366,6	244366,6	244366,6	1220123,9	1221832,8	1221832,8	R\$/ano
Créditos de carbono	4711,347	4711,347	4711,347	9489,051	9489,051	9489,051	47378,898	47445,255	47445,255	R\$/ano
Dados Econômicos										
Tempo de retorno	13,0	5,9	3,0	12,8	5,9	3,0	12,7	5,8	2,9	anos

Valor presente	R\$ 370789,4	R\$ 443905,4	R\$ 517021,3	R\$ 748527,9	R\$ 895789,6	R\$ 1043051,3	R\$ 3744204,2	R\$ 4485759,	R\$ 5222067,4	
Taxa interna de retorno	13,12%	23,46%	41,37%	13,25%	23,66%	41,79%	13,35%	23,83%	42,13%	
VPL	R\$ 21122,8	R\$ 177832,11	R\$ 334541,42	R\$ 47312,06	R\$ 362937,85	R\$ 678563,65	R\$ 255007,45	R\$ 1833500,14	R\$ 3411629,09	

Consumo específico de combustível real	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	kg/kWh
Relação gás/biomassa no gaseificador	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	kg/kg
PCI da biomassa utilizada	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	MJ/kg
Dados de custos										
Microturbina a gás	202202	155540	108878	202202	155540	108878	2022020	1555400	1088780	R\$
Custo específico do gaseificador	600	500	400	600	500	400	600	500	400	US\$/kWh
Custo gaseificador	133320,0	111100,0	88880,0	133320,0	111100,0	88880,0	1333200,0	1111000,0	888800,0	R\$
Custo sistema de limpeza	39996,00	33330,00	26664,00	39996,00	33330,00	26664,00	399960,00	333300,00	266640,00	R\$
Auxiliares	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	R\$
Custo reservatório de combustível	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	R\$
Custo dos equipamentos do sistema	378018,00	302470,00	226922,00	378018,00	302470,00	226922,00	3757680,00	3002200,00	2246720,00	R\$
Custo inst.& eng.& outros	75603,60	60494,00	45384,40	75603,60	60494,00	45384,40	751536,00	600440,00	449344,00	R\$
Custo total investimento	453621,60	362964,00	272306,40	453621,60	362964,00	272306,40	4509216,00	3602640,00	2696064,00	R\$
Custo total investimento	224565,15	179685,15	134805,15	224565,15	179685,15	134805,15	2232285,15	1783485,15	1334685,15	US\$
Custo específico de investimento	5891,19	4713,82	3536,45	5891,19	4713,82	3536,45	5856,12	4678,75	3501,38	R\$/kWinstalado
Custo específico de investimento	2916,43	2333,57	1750,72	2916,43	2333,57	1750,72	2899,07	2316,21	1733,36	US\$/kWinstalado
Custos anuais										
Investimento anualizado	80283,84	64238,88	48193,92	80283,84	64238,88	48193,92	798059,82	637610,23	477160,63	
Custo com combustível	25827,98	25827,98	25827,98	25827,98	25827,98	25827,98	258279,84	258279,84	258279,84	R\$/ano
Custo operacional	16350,36	10729,93	5109,49	16350,36	10729,93	5109,49	163503,65	107299,27	51094,89	R\$/ano
Depreciação	37801,80	30247,00	22692,20	37801,80	30247,00	22692,20	375768,00	300220,00	224672,00	
										R\$/ano
Custo operacional anual total	160263,99	131043,79	101823,59	160263,99	131043,79	101823,59	1595611,31	1303409,34	1011207,36	
										R\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	487,38	398,52	309,66	487,38	398,52	309,66	485,24	396,38	307,52	US\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	241,28	197,29	153,29	241,28	197,29	153,29	240,22	196,23	152,24	
										R\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	250	250	250	250	270	210	250	250	250	R\$/ano

Custo anual energia eléctrica comprada	129793,67	129793,67	129793,67	129793,67	139911,47	109558,07	1297936,68	1297936,68	1297936,68	R\$/ano
créditos de carbono	3321,17	3321,17	3321,168	3321,168	3321,168	3321,168	33211,679	33211,679	33211,679	
Dados Económicos										
										anos
Tempo de retorno	-	-	4,95	-	7,99	7,74	-	10,16	4,86	
Valor presente líquido	-	-	R\$ 430343,6	-	R\$ 413068,4	R\$ 316007,9	-	R\$ 3571718,3	R\$ 4316148,6	
Taxa interna de retorno	-	-	24,96%	-	15,28%	15,80%	-	11,79%	25,38%	
VPL	-	-	R\$ 158037,16	-	R\$ 50104,35	R\$ 43701,5	-	-R\$ 30921,75	R\$ 1620084,58	

3- Sistema gaseificador / motor Stirling	Faixas de Potência			
	50 kW - máximo	50 kW - médio	50 kW - mínimo	Unidades
Dados do acionador				
Potência Mecânica do Motor Stirling	180,0	180,0	180,0	kW
Potência Elétrica	63	63	63	kW
Preço específico tecnologia geração	5000	3500	2000	US\$/kW
Preço do motor Stirling	315000	220500	126000	US\$
Preço do motor Stirling	636300	445410	254520	R\$
Custo O&M	0,028	0,0225	0,017	US\$/kWh
Custo O&M	0,0566	0,0455	0,0343	R\$/kWh
Eficiência elétrica	35%	35%	35%	
Dearating	20%	20%	20%	
Potência Real	50	50	50	kW
Dados gerais				
TMA	15%			
Taxa de cambio	2,02	2,02	2,02	R\$/US\$
Vida útil	10	10	10	anos
Taxa de juros	12%	12%	12%	
Fator de capitalização	0,177	0,177	0,177	
Fator de capacidade	75%	75%	75%	
Horas de operação por ano	6570	6570	6570	h/ano
Dados do combustível				
Tipo de Combustível				
PCI do Gás de gaseificação	5600	5600	5600	kJ/kg
Preço da Biomassa	90	90	90	R\$/t
Consumo de combustível	0,026	0,026	0,026	kg/s
Consumo específico de combustível nominal	1,47	1,47	1,47	kg/kWh
Consumo específico de combustível real	1,84	1,84	1,84	kg/kWh
Relação gás/biomassa no gaseificador	2,46	2,46	2,46	kg/kg
PCI da biomassa utilizada				MJ/kg
Dados de custos				
Motor Stirling	636300	445410	254520	R\$
Custo específico do gaseificador	600	500	400	US\$/kWth
Custo gaseificador	109080,0	90900,0	72720,0	R\$
Custo sistema de limpeza	1000	1000	1000	R\$
Auxiliares	1500	1500	1500	R\$
Custo reservatório de combustível	1000	1000	1000	R\$
Custo dos equipamentos do sistema	748880	539810	330740	R\$
Custo inst.& eng.& outros	149776	107962	66148	R\$
Custo total investimento	898656	647772	396888	R\$

Custo total investimento	444879	320679	196479	US\$
Custo específico de investimento	14264	10282	6300	R\$/kWinstalado
Custo específico de investimento	7062	5090	3119	US\$/kWinstalado
Custos anuais				
Investimento anualizado	159048	114645	70243	R\$/ano
Custo com combustível	22293	22293	22293	R\$/ano
Custo operacional	23411	18812	14214	R\$/ano
Depreciação	74888,00	53981,00	33074,00	
Custo operacional anual total	279639,72	209731,68	139823,65	R\$/ano
Custo da energia elétrica gerada	844,51	633,39	422,26	R\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	418	314	209	US\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	670	510	340	R\$/MWh
Custo anual energia elétrica comprada	280664	214438	144074	R\$/ano
Créditos de carbono	3344,393	3344,393	3344,393	R\$/ano
Dados Econômicos				
Tempo de retorno	9,9	9,3	9,0	anos
Valor presente líquido	R\$ 904444,	R\$ 674366,5	R\$ 420902,3	
Taxa interna de retorno	12,16%	12,99%	13,46%	
VPL	R\$ 5787,96	R\$ 26594,54	R\$ 24014,28	R\$

Dados de custos										
Motor alternativo	751440	563580	375720	1515000	1136250	757500	7575000	5681250	3787500	R\$
Custo específico do gaseificador	600	500	400	600	500	400	600	500	400	US\$/kWth
Custo gaseificador	107348,6	89457,1	71565,7	216428,6	180357,1	144285,7	1082142,9	901785,7	721428,6	R\$
Custo sistema de limpeza	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	R\$
Auxiliares (incluindo sistema de secagem da biomassa)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	R\$
Custo reservatório de combustível	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	R\$
Custo dos equipamentos do sistema	880789	675037	469286	1753429	1338607	923786	8679143	6605036	4530929	R\$
Custo inst.& eng.& outros	264237	202511	140786	526029	401582	277136	2603743	1981511	1359279	R\$
Custo total investimento	1145025	877548	610071	2279457	1740189	1200921	11282886	8586546	5890207	R\$
Custo total investimento	566844	434430	302016	1128444	861480	594516	5585587	4250766	2915944	US\$
Custo total investimento + contingências (10%)	18468	14154	9840	18236	13922	9607	18053	13738	9424	R\$/kWinstalado
Custo específico de investimento	9143	7007	4871	9028	6892	4756	8937	6801	4666	US\$/kWinstalado
Custo específico de investimento										
Custos anuais										
Investimento anualizado	202651	155312	107973	403428	307986	212544	1996892	1519683	1042473	
										R\$/ano
Custo com combustível	13961	13961	13961	28148	28148	28148	140739	140739	140739	R\$/ano
Custo O&M	8228	6171	4114	16589	12442	8295	82946	62210	41473	R\$/ano
Depreciação	88079	67504	46929	175343	133861	92379	867914	660504	453093	R\$/ano
Custo operacional anual total	312920	242948	172977	623508	482436	341365	3088492	2383135	1677779	R\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	960,3	745,5	530,8	949,0	734,3	519,6	940,2	725,5	510,7	US\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	475	369	263	470	364	257	465	359	253	
										R\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	770	600	440	770	600	440	770	600	440	R\$/ano
Custo anual energia elétrica vendida	316943	247695	182521	638998	499386	367986	3194991	2496929	1839929	R\$/ano

Créditos de carbono	3291	3291,3072	3291,307	6635,700	6635,700	6635,700	33178,500	33178,500	33178,500	
Dados Econômicos										
Tempo de retorno	9,65	9,47	8,61	9,34	9,08	8,14	9,11	8,79	7,80	anos
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	
Valor presente líquido	1167757,9	904369,4	663996,6	2366981,6	1835956,4	1351333,7	11884629,9	9229504,1	6806390,6	
Taxa interna de retorno	12,5%	12,7%	14,1%	12,9%	13,3%	15,0%	13,3%	13,8%	15,7%	
VPL	R\$ 22732,8	R\$ 26821,1	R\$ 53925,1	R\$ 87524,4	R\$ 95767,1	R\$ 150412,3	R\$ 601744,2	R\$ 642957,7	R\$ 916183,4	

ANEXO 2

No Anexo 2 são apresentados o memorial de cálculos para gaseificador de leito fluidizado alimentado com bagaço de cana, casca de arroz e serragem e acoplado a motor alternativo de combustão interna, microturbinas a gás, motor Stirling e Célula a combustível para faixa de potência de 500kW, 1000kW e 3000kW.

Consumo de combustível	0,279	0,279	0,279	0,559	0,559	0,559	kg/s
Consumo específico de combustível nominal	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	kg/kWh
Consumo específico de combustível real	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	kg/kWh
Relação gás/biomassa no gaseificador	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	kg/kg
PCI da biomassa utilizada	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	MJ/kg
Dados de custos							
Motor alternativo	1298052	865368	432684	2599740	1733160	866580	R\$
Custo específico do gaseificador	540	450	360	540	450	360	US\$/kWh
Custo gaseificador	1112616,0	927180,0	741744,0	2228348,6	1856957,1	1485565,7	R\$
Custo sistema de limpeza	333784,8	278154,0	222523,2	668504,6	557087,1	445669,7	R\$
Auxiliares (incluindo sistema de secagem da biomassa)	1500	1500	1500	1500	1500	1500	R\$
Custo reservatório de combustível	1000	1000	1000	1000	1000	1000	R\$
Custo dos equipamentos do sistema	2746952,8	2073202,0	1399451,2	5499093,1	4149704,3	2800315,4	R\$
Custo inst.& eng.& outros	549390,6	414640,4	279890,2	1099818,6	829940,9	560063,1	R\$
Custo total investimento	3296343,4	2487842,4	1679341,4	6598911,8	4979645,1	3360378,5	R\$
Custo total investimento	1631853,1	1231605,1	831357,1	3266788,0	2465170,9	1663553,7	US\$
Custo total investimento + contingências (10%)	4616,7	3484,4	2352,0	4614,6	3482,3	2349,9	R\$/kWinstalado
Custo específico de investimento	2285,5	1724,9	1164,4	2284,5	1723,9	1163,3	US\$/kWinstalado
Custo específico de investimento							
Custos anuais							
Investimento anualizado	483983,1	365275,6	246568,0	968880,2	731132,6	493385,0	R\$/ano
Custo com combustível	92353,7	92353,7	92353,7	184966,0	184966,0	184966,0	R\$/ano
Custo O&M	142136,7	142136,7	142136,7	284671,5	284671,5	284671,5	R\$/ano

Depreciação	274695,3	207320,2	139945,1	549909,3	414970,4	280031,5	R\$/ano
Custo operacional anual total	993168,8	807086,1	621003,5	1988427,1	1615740,6	1243054,1	R\$/ano
Custo da energia elétrica gerada	302,5	245,8	189,1	302,4	245,7	189,0	R\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	149,7	121,7	93,6	149,7	121,6	93,6	US\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	250	250	250	250	250	250	R\$/ano
Custo anual energia elétrica vendida	1220123,9	1220123,9	1220123,9	2443665,5	2443665,5	2443665,5	R\$/ano
Créditos de carbono	47378,898	47378,898	47378,898	94890,510	94890,510	94890,510	R\$/ano
Dados Econômicos							
Tempo de retorno	7,2	4,3	2,4	7,2	4,3	2,4	anos
Valor presente líquido	R\$ 4842104,1	R\$ 5300986,7	R\$ 5759869,2	R\$ 9699479,	R\$ 10618529,5	R\$ 11537580,	R\$
Taxa interna de retorno	20,20%	30,72%	50,25%	20,22%	30,75%	50,30%	%
VPL	R\$ 1545760,76	R\$ 2813144,26	R\$ 4080527,76	R\$ 3100567,26	R\$ 5638884,36	R\$ 8177201,45	R\$

Investimento anualizado	761250,80	606936,04	452621,28	1531850,13	1221216,52	910582,92	4574729,52	3646836,88	2713072,94	R\$/ano
Custo com combustível	100442,16	100442,16	100442,16	202188,76	202188,76	202188,76	603957,40	603957,40	602652,96	R\$/ano
Custo operacional	163503,65	163503,65	163503,65	329130,72	329130,72	329130,72	983145,31	983145,31	981021,89	R\$/ano
Depreciação	358436,40	285777,00	213117,60	721274,57	575012,14	428749,71	2154020,17	1717120,14	1277455,60	
Custo operacional anual total	1383633,01	1156658,85	929684,69	2784444,18	2327548,15	1870652,12	8315852,40	6951059,74	5574203,39	R\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	420,78	351,75	282,73	420,66	351,63	282,61	420,58	351,55	282,53	US\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	208,31	174,13	139,96	208,25	174,08	139,90	208,21	174,04	139,87	R\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	250	250	250	250	250	250	250	250	250	R\$/ano
Custo anual energia elétrica comprada	1297936,68	1297936,68	1297936,68	2612729,68	2612729,68	2612729,68	7804476,39	7804476,39	7787620,07	R\$/ano
Créditos de Carbono	33211,679	33211,679	33211,679	66854,678	66854,678	66854,678	199701,392	199701,392	199270,071	R\$/ano
Dados Econômicos										
Tempo de retorno	12,74	7,05	4,13	12,73	7,04	4,13	12,72	7,04	4,12	
Valor presente líquido	3817033,4	4227575,2	4638117,1	7685069,6	8511485,0	9337900,3	22958853,5	25427436,1	27835765,1	R\$
Taxa interna de retorno	9,18%	17,45%	29,72%	9,19%	17,47%	29,75%	9,20%	17,48%	29,76%	
VPL	-484203,4	798251,2	2080705,9	-970225,2	1611339,2	4192903,7	-2889388,5	4821994,4	12506297,9	R\$

3- Sistema gaseificador / célula combustível	Faixa de Potência			
	500 kW- máximo	500 kW- médio	500 kW- mínimo	Unidades
Dados do acionador				
Potência mecânica	1136,4	1136,4	1136,4	kW
Potência Elétrica	625	625	625	kW
Preço específico tecnologia geração	6000	4500	3000	US\$/kW
Preço do motor	3750000	2812500	1875000	US\$
Preço do motor	7575000	5681250	3787500	R\$
Custo O&M	0,010	0,010	0,010	US\$/kWh
Custo O&M	0,020	0,020	0,020	R\$/kWh
Eficiência elétrica	55%	55%	55%	
Dearating	20%	20%	20%	
Potência Real	500	500	500	kW
Dados gerais				
TMA				
Taxa de cambio	2,02	2,02	2,02	R\$/US\$
Vida útil	10	10	10	anos
Taxa de juros	12%	12%	12%	
Fator de capitalização	0,177	0,177	0,177	
Fator de capacidade	75%	75%	75%	
Horas de operação por ano	6570	6570	6570	h/ano
Dados do combustível				
Conversão CH4/H2 para o gás de biomassa	3,00	3,00	3,00	kg CH4/kg H2
PCI do Gás de gaseificação	5600	5600	5600	kJ/kg
Preço da Biomassa	35	35	35	R\$/t
Consumo de combustível	0,162	0,162	0,162	kg/s
Consumo específico de combustível nominal	0,94	0,94	0,94	kg/kWh
Consumo específico de combustível real	1,17	1,17	1,17	kg/kWh
Relação gás/biomassa no gaseificador	2,46	2,46	2,46	kg/kg
PCI da biomassa utilizada				MJ/kg
Dados de custos				
Motor alternativo	7575000	5681250	3787500	R\$
Custo específico do gaseificador	540	450	360	US\$/kWth
Custo gaseificador	973928,6	811607,1	649285,7	R\$
Custo sistema de limpeza	20000	20000	20000	R\$

Auxiliares (incluindo sistema de secagem da biomassa)	1000	1000	1000	R\$
Custo reservatório de combustível	1000	1000	1000	R\$
Custo dos equipamentos do sistema	8570929	6514857	4458786	R\$
Custo inst.& eng.& outros	2571279	1954457	1337636	R\$
Custo total investimento	11142207	8469314	5796421	R\$
Custo total investimento	5515944	4192730	2869516	US\$
Custo total investimento + contingências (10%)	17828	13551	9274	R\$
Custo específico de investimento	8826	6708	4591	R\$/kWinstalado
Custo específico de investimento				US\$/kWinstalado
Custos anuais				
Investimento anualizado	1971994	1498935	1025875	R\$/ano
Custo com combustível	54732	54732	54732	R\$/ano
Custo O&M	82946	82946	82946	R\$/ano
Depreciação	857093	651486	445879	R\$/ano
Custo operacional anual total	2966765	2288098	1609432	R\$/ano
Custo da energia elétrica gerada	903,1	696,5	489,9	R\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	447	345	243	US\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	770	600	440	R\$/MWh
Custo anual energia elétrica vendida	3194991	2496929	1839929	R\$/ano
Créditos de carbono	33178,500	33178,500	33178,500	R\$/ano
Dados Econômicos				
Tempo de retorno	8,26	7,98	7,12	anos
Valor presente líquido	R\$ 12431733,7	R\$ 9649251,1	R\$ 7098780,8	R\$
Taxa interna de retorno	14,8%	15,3%	17,3%	
VPL	R\$ 1289526,5	R\$ 1179936,8	R\$ 1302359,3	R\$

1- Sistema gaseificador / motor a gás	Faixas de Potência						Unidades
	500kW - máximo	500kW - médio	500kW - mínimo	1000 kW- máximo	1000 kW - médio	1000 kW - mínimo	
Dados do acionador							
Potência mecânica	2231	2231	2231	4469	4469	4469	kW
Potência Elétrica	714	714	714	1430	1430	1430	kW
Preço específico tecnologia geração	900	600	300	900	600	300	US\$/kW
Preço do motor	642600	428400	214200	1287000	858000	429000	US\$
Preço do motor	1298052	865368	432684	2599740	1733160	866580	R\$
Custo O&M	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	US\$/kWh
Custo O&M	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	R\$/kWh
Eficiência elétrica	32%	32%	32%	32%	32%	32%	
Dearating	30%	30%	30%	30%	30%	30%	
Potência Real	500	500	500	1001	1001	1001	kW
Dados gerais							
TMA							
Taxa de cambio	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	R\$/US\$
Vida útil	15	15	15	15	15	15	anos
Taxa de juros	12%	12%	12%	12%	12%	12%	
Fator de capitalização	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	
Fator de capacidade	75%	75%	75%	75%	75%	75%	
Horas de operação por ano	6570	6570	6570	6570	6570	6570	h/ano
Dados do combustível							
Tipo de Combustível	Casca de arroz	casca de arroz	Casca de arroz	Casca de arroz	Casca de arroz	Casca de Arroz	
PCI do Gás de gaseificação	5600	5600	5600	5600	5600	5600	kJ/kg
Preço da Biomassa	46	46	46	46	46	46	R\$/t
Consumo de combustível	0,279	0,279	0,279	0,559	0,559	0,559	kg/s
Consumo específico de combustível nominal	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	1,406	kg/kWh
Consumo específico de combustível real	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	kg/kWh
Relação gás/biomassa no gaseificador	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	kg/kg
PCI da biomassa utilizada	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	MJ/kg
Dados de custos							
Motor alternativo	1298052	865368	432684	2599740	1733160	866580	R\$
Custo específico do gaseificador	540	450	360	540	450	360	US\$/kWh
Custo gaseificador	1112616,0	927180,0	741744,0	2228348,6	1856957,1	1485565,7	R\$

Custo sistema de limpeza	333784,8	278154,0	222523,2	668504,6	557087,1	445669,7	R\$
Auxiliares (incluindo sistema de secagem da biomassa)	1500	1500	1500	1500	1500	1500	R\$
Custo reservatório de combustível	1000	1000	1000	1000	1000	1000	R\$
Custo dos equipamentos do sistema	2746952,8	2073202,0	1399451,2	5499093,1	4149704,3	2800315,4	R\$
Custo inst.& eng.& outros	549390,6	414640,4	279890,2	1099818,6	829940,9	560063,1	R\$
Custo total investimento	3296343,4	2487842,4	1679341,4	6598911,8	4979645,1	3360378,5	R\$
Custo total investimento	1631853,1	1231605,1	831357,1	3266788,0	2465170,9	1663553,7	US\$
Custo total investimento + contingências (10%)	4616,7	3484,4	2352,0	4614,6	3482,3	2349,9	R\$/kWinstalado
Custo específico de investimento	2285,5	1724,9	1164,4	2284,5	1723,9	1163,3	US\$/kWinstalado
Custo específico de investimento							
Custos anuais							
Investimento anualizado	483983,1	365275,6	246568,0	968880,2	731132,6	493385,0	R\$/ano
Custo com combustível	121379,1	121379,1	121379,1	243098,2	243098,2	243098,2	R\$/ano
Custo O&M	142136,7	142136,7	142136,7	284671,5	284671,5	284671,5	R\$/ano
Depreciação	274695,3	207320,2	139945,1	549909,3	414970,4	280031,5	R\$/ano
Custo operacional anual total	1022194,2	836111,6	650029,0	2046559,3	1673872,8	1301186,3	R\$/ano
Custo da energia elétrica gerada	311,3	254,6	198,0	311,2	254,5	197,9	R\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	154,1	126,1	98,0	154,1	126,0	97,9	US\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	250	250	250	250	250	250	R\$/ano
Custo anual energia elétrica vendida	1220123,9	1220123,9	1220123,9	2443665,5	2443665,5	2443665,5	R\$/ano
Créditos de Carbono	47378,898	47378,898	47378,898	94890,510	94890,510	94890,510	R\$/ano
Dados Econômicos							
Tempo de retorno	7,7	4,5	2,5	7,6	4,5	2,5	anos
Valor presente líquido	R\$ 4644415,8	R\$ 5103298,3	R\$ 5562180,9	R\$ 9303548,6	R\$ 10222599,1	R\$ 11141649,6	R\$
Taxa interna de retorno	19,20%	29,49%	48,50%	19,22%	29,52%	48,55%	%
VPL	R\$ 1348072,43	R\$ 2615455,93	R\$ 3882839,43	R\$ 2704636,86	R\$ 5242953,95	R\$ 7781271,04	R\$

Microturbina a gás	2022020	1555400	1088780	4070300	3131000	2191700	12158380	9352600	6532680	R\$
Custo específico do gaseificador	540	450	360	540	450	360	540	450	360	US\$/kWth
Custo gaseificador	1199880,0	999900,0	799920,0	2415342,9	2012785,7	1610228,6	7214862,9	6012385,7	4799520,0	R\$
Custo sistema de limpeza	359964,00	299970,00	239976,00	724602,86	603835,71	483068,57	2164458,86	1803715,71	1439856,00	R\$
Auxiliares	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	R\$
Custo reservatório de combustível	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	R\$
Custo dos equipamentos do sistema	3584364,00	2857770,00	2131176,00	7212745,71	5750121,43	4287497,14	21540201,71	17171201,43	12774556,00	R\$
Custo inst.& eng.& outros	716872,80	571554,00	426235,20	1442549,14	1150024,29	857499,43	4308040,34	3434240,29	2554911,20	R\$
Custo total investimento	4301236,80	3429324,00	2557411,20	8655294,86	6900145,71	5144996,57	25848242,06	20605441,71	15329467	R\$
Custo total investimento	2129325,15	1697685,15	1266045,15	4284799,43	3415913,72	2547028,01	12796159,43	10200713,72	7588845,15	US\$
Custo específico de investimento	5586,02	4453,67	3321,31	5584,06	4451,71	3319,35	5582,77	4450,42	3318,07	R\$/kWinstalado
Custo específico de investimento	2765,36	2204,79	1644,21	2764,39	2203,82	1643,24	2763,75	2203,18	1642,61	US\$/kWinstalado
Custos anuais										
										R\$/ano
Investimento anualizado	761250,80	606936,04	452621,28	1531850,13	1221216,52	910582,92	4574729,52	3646836,88	2713072,94	
										R\$/ano
Custo com combustível	132009,70	132009,70	132009,70	265733,80	265733,80	265733,80	603957,40	603957,40	792058,18	R\$/ano
Custo operacional	163503,65	163503,65	163503,65	329130,72	329130,72	329130,72	983145,31	983145,31	981021,89	R\$/ano
Depreciação	358436,40	285777,00	213117,60	721274,57	575012,14	428749,71	2154020,17	1717120,14	1277455,60	
										R\$/ano
Custo operacional anual total	1415200,54	1188226,39	961252,23	2847989,22	2391093,19	1934197,16	8315852,40	6951059,74	5763608,60	
										R\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	430,38	361,35	292,33	430,26	361,23	292,21	420,58	351,55	292,13	US\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	213,06	178,89	144,72	213,00	178,83	144,66	208,21	174,04	144,62	
										R\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	250	250	250	250	250	250	250	250	250	R\$/ano
Custo anual energia elétrica comprada	1297936,68	1297936,68	1297936,68	2612729,68	2612729,68	2612729,68	7804476,39	7804476,39	7787620,07	R\$/ano
Créditos de carbono	33211,679	33211,679	33211,679	66854,678	66854,678	66854,678	199701,392	199701,392	199270,071	R\$/ano
Dados Econômicos										
										anos
Tempo de retorno	14,27	7,53	4,34	14,25	7,53	4,34	12,72	7,04	4,34	
Valor presente líquido	3638669,8	4049211,6	4459753,4	7326026,0	8152441,3	8978856,7	22958853,5	25427436,1	26765583,4	R\$

Taxa interna de retorno	8,10%	16,27%	28,31%	8,11%	16,29%	28,34%	9,20%	17,48%	28,36%	
VPL	-662567,0	619887,6	1902342,2	-1329268,9	1252295,6	3833860,1	-2889388,5	4821994,4	11436116,2	R\$

3- Sistema gaseificador / célula combustível	Faixa de Potência			
	500 kW- máximo	500 kW- médio	500 kW- mínimo	Unidades
Dados do acionador				
Potência mecânica	1136,4	1136,4	1136,4	kW
Potência Elétrica	625	625	625	kW
Preço específico tecnologia geração	6000	4500	3000	US\$/kW
Preço do motor	3750000	2812500	1875000	US\$
Preço do motor	7575000	5681250	3787500	R\$
Custo O&M	0,010	0,010	0,010	US\$/kWh
Custo O&M	0,020	0,020	0,020	R\$/kWh
Eficiência elétrica	55%	55%	55%	
Dearating	20%	20%	20%	
Potência Real	500	500	500	kW
Dados gerais				
TMA				
Taxa de cambio	2,02	2,02	2,02	R\$/US\$
Vida útil	10	10	10	anos
Taxa de juros	12%	12%	12%	
Fator de capitalização	0,177	0,177	0,177	
Fator de capacidade	75%	75%	75%	
Horas de operação por ano	6570	6570	6570	h/ano
Dados do combustível				
Conversão CH ₄ /H ₂ para o gás de biomassa	3,00	3,00	3,00	kg CH ₄ /kg H ₂
PCI do Gás de gaseificação	5600	5600	5600	kJ/kg
Preço da Biomassa	46	46	46	R\$/t
Consumo de combustível	0,162	0,162	0,162	kg/s
Consumo específico de combustível nominal	0,94	0,94	0,94	kg/kWh
Consumo específico de combustível real	1,17	1,17	1,17	kg/kWh
Relação gás/biomassa no gaseificador	2,46	2,46	2,46	kg/kg
PCI da biomassa utilizada				MJ/kg
Dados de custos				
Motor alternativo	7575000	5681250	3787500	R\$
Custo específico do gaseificador	540	450	360	US\$/kWh
Custo gaseificador	973928,6	811607,1	649285,7	R\$

Custo sistema de limpeza	20000	20000	20000	R\$
Auxiliares (incluindo sistema de secagem da biomassa)	1000	1000	1000	R\$
Custo reservatório de combustível	1000	1000	1000	R\$
Custo dos equipamentos do sistema	8570929	6514857	4458786	R\$
Custo inst.& eng.& outros	2571279	1954457	1337636	R\$
Custo total investimento	11142207	8469314	5796421	R\$
Custo total investimento	5515944	4192730	2869516	US\$
Custo total investimento + contingências (10%)	17828	13551	9274	R\$
Custo específico de investimento	8826	6708	4591	R\$/kWinstalado
Custo específico de investimento				US\$/kWinstalado
Custos anuais				
Investimento anualizado	1971994	1498935	1025875	R\$/ano
Custo com combustível	71933	71933	71933	R\$/ano
Custo O&M	82946	82946	82946	R\$/ano
Depreciação	857093	651486	445879	R\$/ano
Custo operacional anual total	2983967	2305300	1626633	R\$/ano
Custo da energia elétrica gerada	908,4	701,8	495,2	R\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	450	347	245	US\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	770	600	440	R\$/MWh
Custo anual energia elétrica vendida	3194991	2496929	1839929	R\$/ano
Créditos de Carbono	33178,500	33178,500	33178,500	R\$/ano
Dados Econômicos				
Tempo de retorno	8,37	8,11	7,27	anos
Valor presente líquido	R\$ 12334541,6	R\$ 9552059,	R\$ 7001588,7	R\$
Taxa interna de retorno	14,6%	15,0%	16,9%	
VPL	R\$ 1192334,5	R\$ 1082744,7	R\$ 1205167,3	R\$

Relação gás/biomassa no gaseificador	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	kg/kg
PCI da biomassa utilizada	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	MJ/kg
Dados de custos							
Motor alternativo	1298052	865368	432684	2599740	1733160	866580	R\$
Custo específico do gaseificador	540	450	360	540	450	360	US\$/kWth
Custo gaseificador	1112616,0	927180,0	741744,0	2228348,6	1856957,1	1485565,7	R\$
Custo sistema de limpeza	333784,8	278154,0	222523,2	668504,6	557087,1	445669,7	R\$
Auxiliares (incluindo sistema de secagem da biomassa)	1500	1500	1500	1500	1500	1500	R\$
Custo reservatório de combustível	1000	1000	1000	1000	1000	1000	R\$
Custo dos equipamentos do sistema	2746952,8	2073202,0	1399451,2	5499093,1	4149704,3	2800315,4	R\$
Custo inst.& eng.& outros	549390,6	414640,4	279890,2	1099818,6	829940,9	560063,1	R\$
Custo total investimento	3296343,4	2487842,4	1679341,4	6598911,8	4979645,1	3360378,5	R\$
Custo total investimento	1631853,1	1231605,1	831357,1	3266788,0	2465170,9	1663553,7	US\$
Custo total investimento + contingências (10%)	4616,7	3484,4	2352,0	4614,6	3482,3	2349,9	R\$/kWinstalado
Custo específico de investimento	2285,5	1724,9	1164,4	2284,5	1723,9	1163,3	US\$/kWinstalado
Custo específico de investimento							
Custos anuais							
Investimento anualizado	483983,1	365275,6	246568,0	968880,2	731132,6	493385,0	R\$/ano
Custo com combustível	65966,9	65966,9	65966,9	132118,6	184966,0	132118,6	R\$/ano
Custo O&M	142136,7	142136,7	142136,7	284671,5	284671,5	284671,5	R\$/ano
Depreciação	274695,3	207320,2	139945,1	549909,3	414970,4	280031,5	R\$/ano
Custo operacional anual total	966782,0	780699,4	594616,8	1935579,6	1615740,6	1190206,7	R\$/ano
Custo da energia elétrica gerada	294,4	237,8	181,1	294,3	245,7	181,0	R\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	145,8	117,7	89,6	145,7	121,6	89,6	US\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	250	250	250	250	250	250	R\$/ano
Custo anual energia elétrica vendida	1220123,9	1220123,9	1220123,9	2443665,5	2443665,5	2443665,5	R\$/ano
Créditos de Carbono	47378,898	47378,898	47378,898	94890,510	94890,510	94890,510	R\$/ano

Dados Econômicos							
Tempo de retorno	6,8	4,1	2,3	6,8	4,3	2,3	anos
Valor presente líquido	R\$ 5021820,8	R\$ 5480703,3	R\$ 5939585,9	R\$ 10059415,8	R\$ 10618529,5	R\$ 11897516,7	R\$
Taxa interna de retorno	21,10%	31,83%	51,83%	21,12%	30,75%	51,89%	%
VPL	R\$ 1725477,42	R\$ 2992860,92	R\$ 4260244,42	R\$ 3460504,	R\$ 5638884,36	R\$ 8537138,19	R\$

Preço da Biomassa	25	25	25	25	35	25	25	25	25	R\$/t
Consumo de combustível	0,30	0,30	0,30	0,60	0,60	0,60	1,79	1,79	1,79	kg/s
Consumo específico de combustível nominal	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	kg/kWh
Consumo específico de combustível real	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	kg/kWh
Relação gás/biomassa no gaseificador	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	kg/kg
PCI da biomassa utilizada	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	MJ/kg
Dados de custos										
Microturbina a gás	2022020	1555400	1088780	4070300	3131000	2191700	12158380	9352600	6532680	R\$
Custo específico do gaseificador	540	450	360	540	450	360	540	450	360	US\$/kWth
Custo gaseificador	1199880,0	999900,0	799920,0	2415342,9	2012785,7	1610228,6	7214862,9	6012385,7	4799520,0	R\$
Custo sistema de limpeza	359964,00	299970,00	239976,00	724602,86	603835,71	483068,57	2164458,86	1803715,71	1439856,00	R\$
Auxiliares	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	R\$
Custo reservatório de combustível	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	R\$
Custo dos equipamentos do sistema	3584364,00	2857770,00	2131176,00	7212745,71	5750121,43	4287497,14	21540201,71	17171201,43	12774556,00	R\$
Custo inst.& eng.& outros	716872,80	571554,00	426235,20	1442549,14	1150024,29	857499,43	4308040,34	3434240,29	2554911,20	R\$
Custo total investimento	4301236,80	3429324,00	2557411,20	8655294,86	6900145,71	5144996,57	25848242,06	20605441,71	15329467	R\$
Custo total investimento	2129325,15	1697685,15	1266045,15	4284799,43	3415913,72	2547028,01	12796159,43	10200713,72	7588845,15	US\$
Custo específico de investimento	5586,02	4453,67	3321,31	5584,06	4451,71	3319,35	5582,77	4450,42	3318,07	R\$/kWinstalado
Custo específico de investimento	2765,36	2204,79	1644,21	2764,39	2203,82	1643,24	2763,75	2203,18	1642,61	US\$/kWinstalado
Custos anuais										
Investimento anualizado	761250,80	606936,04	452621,28	1531850,13	1221216,52	910582,92	4574729,52	3646836,88	2713072,94	
Custo com combustível	71744,40	71744,40	71744,40	144420,55	202188,76	144420,55	431398,15	431398,15	430466,40	R\$/ano
Custo operacional	163503,65	163503,65	163503,65	329130,72	329130,72	329130,72	983145,31	983145,31	490510,94	R\$/ano

Depreciação	358436,40	285777,00	213117,60	721274,57	575012,14	428749,71	2154020,17	1717120,14	1277455,60	R\$/ano
Custo operacional anual total	1354935,25	1127961,09	900986,93	2726675,96	2327548,15	1812883,90	8143293,14	6778500,48	4911505,88	R\$/ano
Custo da energia elétrica gerada	412,05	343,02	274,00	411,93	351,63	273,88	411,85	342,83	248,94	US\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	203,98	169,81	135,64	203,93	174,08	135,58	203,89	169,72	123,24	R\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	250	250	250	250	250	250	250	250	250	R\$/ano
Custo anual energia elétrica comprada	1297936,68	1297936,68	1297936,68	2612729,68	2612729,68	2612729,68	7804476,39	7804476,39	7787620,07	R\$/ano
Créditos de Carbono	33211,679	33211,679	33211,679	66854,678	66854,678	66854,678	199701,392	199701,392	199270,071	R\$/ano
Dados Econômicos										
Tempo de retorno	11,65	6,66	3,95	11,64	7,04	3,95	11,63	6,65	3,52	anos
Valor presente líquido	3979182,2	4389724,0	4800265,8	8011472,9	8511485,0	9664303,6	23933851,8	26402434,4	31580153,8	R\$
Taxa interna de retorno	10,14%	18,51%	30,99%	10,15%	17,47%	31,01%	10,16%	18,54%	34,59%	
VPL	-322054,6	960400,0	2242854,6	-643821,9	1611339,2	4519307,0	-1914390,2	5796992,7	16250686,6	R\$

3- Sistema gaseificador / célula combustível	Faixa de Potência			
	500 kW- máximo	500 kW- médio	500 kW- mínimo	Unidades
Dados do acionador				
Potência mecânica	1136,4	1136,4	1136,4	kW
Potência Elétrica	625	625	625	kW
Preço específico tecnologia geração	6000	4500	3000	US\$/kW
Preço do motor	3750000	2812500	1875000	US\$
Preço do motor	7575000	5681250	3787500	R\$
Custo O&M	0,010	0,010	0,010	US\$/kWh
Custo O&M	0,020	0,020	0,020	R\$/kWh
Eficiência elétrica	55%	55%	55%	
Dearating	20%	20%	20%	
Potência Real	500	500	500	kW
Dados gerais				
TMA				
Taxa de cambio	2,02	2,02	2,02	R\$/US\$
Vida útil	10	10	10	anos
Taxa de juros	12%	12%	12%	
Fator de capitalização	0,177	0,177	0,177	
Fator de capacidade	75%	75%	75%	
Horas de operação por ano	6570	6570	6570	h/ano
Dados do combustível				
Conversão CH4/H2 para o gás de biomassa	3,00	3,00	3,00	kg CH4/kg H2
PCI do Gás de gaseificação	5600	5600	5600	kJ/kg
Preço da Biomassa	25	25	25	R\$/t
Consumo de combustível	0,162	0,162	0,162	kg/s
Consumo específico de combustível nominal	0,94	0,94	0,94	kg/kWh

Consumo específico de combustível real	1,17	1,17	1,17	kg/kWh
Relação gás/biomassa no gaseificador	2,46	2,46	2,46	kg/kg
PCI da biomassa utilizada				MJ/kg
Dados de custos				
Motor alternativo	7575000	5681250	3787500	R\$
Custo específico do gaseificador	540	450	360	US\$/kWh
Custo gaseificador	973928,6	811607,1	649285,7	R\$
Custo sistema de limpeza	20000	20000	20000	R\$
Auxiliares (incluindo sistema de secagem da biomassa)	1000	1000	1000	R\$
Custo reservatório de combustível	1000	1000	1000	R\$
Custo dos equipamentos do sistema	8570929	6514857	4458786	R\$
Custo inst.& eng.& outros	2571279	1954457	1337636	R\$
Custo total investimento	11142207	8469314	5796421	R\$
Custo total investimento	5515944	4192730	2869516	US\$
Custo total investimento + contingências (10%)	17828	13551	9274	R\$
Custo específico de investimento	8826	6708	4591	R\$/kW instalado
Custo específico de investimento	17828	13551	9274	US\$/kW instalado
Custos anuais				
Investimento anualizado	1971994	1498935	1025875	R\$/ano
Custo com combustível	39094	39094	39094	R\$/ano
Custo O&M	82946	82946	82946	R\$/ano
Depreciação	857093	651486	445879	R\$/ano
Custo operacional anual total	2951128	2272461	1593794	R\$/ano
Custo da energia elétrica gerada	898,4	691,8	485,2	R\$/MWh
Custo da energia elétrica gerada	445	342	240	US\$/MWh
Tarifa média de compra de energia elétrica	770	600	440	R\$/MWh
Custo anual energia elétrica vendida	3194991	2496929	1839929	R\$/ano
Créditos de Carbono	33178,500	33178,500	33178,500	R\$/ano
Dados Econômicos				
Tempo de retorno	8,16	7,86	6,98	anos

Valor presente líquido	R\$ 12520090,1	R\$ 9737607,5	R\$ 7187137,2	R\$
Taxa interna de retorno	14,9%	15,6%	17,6%	
VPL	R\$ 1377882,9	R\$ 1268293,2	R\$ 1390715,7	R\$